



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
☒ AV. JORGE CHÁVEZ N° 154 - MIRAFLORES

Informe N° 019-2024-GRT

Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 20

(Prepublicación)

Enero 2024

Resumen Ejecutivo

El 02 de mayo de 2023, el COES remitió a Osinerghmin, mediante carta COES/D-370-2023, la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (PR-20).

De conformidad con el numeral 8.1 de la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinerghmin remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-20, mediante Oficios N° 1318-2023-GRT y N° 1493-2023 del 24 de julio y 4 de setiembre de 2023, respectivamente, otorgándole un plazo de sesenta (60) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-949-2023 del 17 de octubre de 2023, remitió a Osinerghmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-20.

En el presente informe se presentan los aspectos técnicos que sustentan la propuesta de modificación del PR-20; así como, el análisis de la subsanación del COES a las observaciones a la propuesta.

Contenido

1. Antecedentes.....	5
2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-20.....	7
2.1 Motivación de modificación del PR-20	7
2.2 Identificación del Problema.....	8
2.2.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO	8
2.2.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO	9
2.2.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión.....	9
2.2.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO.....	10
2.2.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones	10
2.2.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional.....	10
2.2.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO.....	11
2.2.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta de oficio por el COES	11
2.2.9 Actualizar el Anexo 1.....	12
2.3 Alternativas de Solución y Análisis.....	13
2.3.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO	13
2.3.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO.....	14
2.3.3 Definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión	17
2.3.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO.....	18
2.3.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones	19
2.3.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional.....	20
2.3.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación conectadas al SEIN, que no requirieron EPO ni EO	22
2.3.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES, así como su aplicación.....	23
2.3.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20	26

2.4 Análisis de Impactos de las Alternativas de Solución Seleccionadas	27
2.4.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO	27
2.4.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO	27
2.4.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión	27
2.4.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO	28
2.4.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones	28
2.4.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional	28
2.4.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO	29
2.4.8 Precisar la aplicación de las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES	29
2.4.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20	29
2.5 Propuesta de modificación del PR-20	30
3. Conclusiones	31
Anexo 1	32
Anexo 2	73

1. Antecedentes

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

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

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

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

Por otro lado, 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” (en adelante “PR-20”), el cual se viene aplicando para la conexión, modificación y el retiro de instalaciones eléctricas en el SEIN, así como para el inicio y conclusión de la operación comercial de las unidades o centrales de generación, y la integración de

instalaciones de transmisión, de acuerdo a los principios y normas que regulan las funciones del COES. El PR-20 fue modificado mediante Resolución N° 083-2021-OS/CD y mediante Resolución N° 231-2022-OS/CD. Así también, 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 COES manifiesta que partir de la modificación del PR-20, con Resolución N° 083-2021-OS/CD, se identificaron ciertos puntos que requieren mejoras en cuanto a su aplicación, con la finalidad de perfeccionarlos 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 que se mantiene vigente desde la versión publicada en el año 2013.

En ese contexto, con carta COES/D-370-2023 del 2 de mayo de 2023, el COES remitió a Osinerghmin una propuesta de modificación del PR-20, y como consecuencia de ello una modificación del PR-46.

En consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 1318-2023-GRT y N° 1493-2023 del 24 de julio y 4 de setiembre de 2023, respectivamente, otorgándole un plazo de sesenta (60) días hábiles para subsanar las mismas, Osinerghmin remitió al COES observaciones a la propuesta de modificación del PR-20. Con fecha 17 de octubre de 2023, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinerghmin la carta COES/D-949-2023, mediante la cual presenta la subsanación de las observaciones.

Finalmente, en el presente informe se efectúa el análisis de la subsanación de las observaciones a la propuesta, con la finalidad de proponer la versión definitiva del proyecto de modificación del PR-20 y PR-46 a ser publicado, con la finalidad que los interesados remitan sus comentarios.

2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-20

2.1 Motivación de modificación del PR-20

El PR-20 desde su modificación con Resolución N° 083-2021-OS/CD del 30 de abril de 2021, y desde su entrada en vigencia se han identificado aspectos cuya aplicación ha generado algunas diferencias entre los Agentes y el COES, por lo que se ha considerado necesario abordarlas mediante mejoras, tales como:

- a) Definir la vigencia de los documentos de alcances para el desarrollo del EPO y EO. Asimismo, para el caso de los EPO, definir una metodología para el tratamiento de los proyectos que surgen con posterioridad a la emisión del documento de alcances, hasta la presentación del EPO.
- b) Precisar las causales de conclusión de vigencia de los EPOs, entre ellas incluir una causal por modificaciones en las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO. Asimismo, incluir la extensión de vigencia del EPO para los proyectos en vías de implementación.
- c) Definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión.
- d) Definir la gestión de los proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieran la conformidad del EPO y EO.
- e) Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de instalaciones.
- f) Regular la Operación Comercial por etapas para Centrales de Generación no Convencional (CGNC).
- g) Definir la gestión para el otorgamiento del Inicio de Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO.
- h) Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta de oficio por el COES, así como su aplicación.
- i) Actualizar el Anexo 1 del PR-20.

En atención a lo expuesto, se presenta una propuesta de modificación del PR-20 que tiene por objeto introducir disposiciones que agreguen eficiencia a la gestión de los estudios y procedimientos regulados en dicho procedimiento, así como una modificación del PR-46, producto del proyecto de modificación del PR-20.

2.2 Identificación del Problema

El PR-20 tiene como 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.

A continuación, se analiza los problemas identificados por la aplicación del PR-20.

2.2.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO

Los numerales 9.5 y 10.6 del PR-20 establecen los lineamientos del contenido y el alcance para el desarrollo de un EPO y un EO respectivamente. Para tal efecto, el Gestor del Proyecto solicita el alcance al COES y este emite un documento adjuntando entre otros una descripción de los análisis eléctricos requeridos según las características del proyecto y lo indicado en los Anexos 2 y 3 del PR-20, un listado de las contingencias mínimas y los proyectos con EPO aprobado o en trámite que se ubican en la zona de influencia del proyecto, que deberán ser considerados en los análisis eléctricos del estudio.

De otro lado, se resaltan los incisos 3 y 4 del numeral 9.6 del PR-20 en los que se describen las instalaciones a tomar en cuenta para la presentación del EPO, las que se encuentran en servicio, las que cuenten con EPO y EO aprobado vigentes, así como los proyectos que se encuentran en trámite en ese mismo momento, en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia (aplica solo a los proyectos de generación y demanda). Del mismo modo, en el inciso del numeral 10.7 del PR-20 correspondiente a EOs, se describen las instalaciones a tomar en cuenta para la presentación de un EO, las que se encuentran en servicio y las que cuenten con EO vigente.

En aplicación de estos numerales, se han identificado dos problemas:

- a) Que el documento de alcance emitido por el COES para el desarrollo del estudio no tiene una vigencia. Debido a eso, se han dado muchos casos en que los estudios (EPOs y EOs) han sido presentados mucho tiempo después de que fuera emitido el documento de alcances por el COES (en algunos casos hasta pasado el año), razón por la cual los estudios son elaborados sobre la base de información desactualizada, siendo esto observado en el 1er informe de revisión.
- b) Surgen nuevos proyectos en la zona de influencia después de la emisión del documento de alcances, los cuales, en aplicación de los numerales 9.6 y 10.7 del PR-20, deben ser considerados en los estudios. Esto también es motivo de observación en el 1er informe de revisión, conllevando a que el Gestor de Proyecto en ocasiones deba rehacer su estudio.

2.2.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO

En el numeral 9.13 del PR-20 se establecen las causales de conclusión de vigencia de los EPOs. Sobre estas surgieron algunas diferencias entre el COES y los agentes, en lo que respecta a interpretaciones sobre en qué momento se configura la causal de conclusión de vigencia. Los Agentes sostenían que, para declarar la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO debía antes configurarse el hecho indicado en las causales. De tal manera, según los Agentes, podían gestionar un nuevo EPO manteniendo vigente el EPO original, figura que correspondería a una "Actualización de EPO", la cual no está contemplada en el PR-20 vigente. Asimismo, no es posible presentar un nuevo EPO manteniendo el EPO original vigente ya que el nuevo EPO, según lo establecido en el inciso 3 del numeral 9.6, tendría que considerar en su elaboración a su propio EPO vigente, lo cual se encuentra fuera de toda lógica.

De otro lado, después de la entrada en vigencia del PR-20 en el 2021, algunos Agentes remitieron al COES solicitudes de extensión de vigencia de la Conformidad del EPO debido a que sus proyectos se conectarían pasado el año extendido que se establece en el inciso 2 del numeral 9.13, argumentando que estos ya contaban con Concesión Definitiva y que su proyecto se encontraba en construcción. Por lo tanto, se tuvo que declarar la no vigencia de los EPOs en vista a que estos hechos se configuraban como causal de conclusión de vigencia. En consecuencia, algunos Gestores de Proyecto tuvieron que presentar un nuevo EPO generando complicaciones en los trámites relacionados a la Concesión Definitiva.

Finalmente, en el inciso 1 del numeral 9.13 se configura como causal de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO el cambio del Punto de Conexión; sin embargo, esta causal ni alguna otra contemplaba que sucedería si las características técnicas del Punto de Conexión cambiaban al punto de hacer inviable la conexión del proyecto con EPO aprobado, tal como como sucedió con el punto de conexión de uno de los EPOs que contaba con conformidad.

2.2.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión

En el numeral 9.14 del PR-20 vigente se establecen los criterios para la gestión de los EPOs de los Anteproyectos elaborados por el COES, como parte del Plan de Transmisión. Esto se introdujo en la modificación del PR-20 del 2021 con la finalidad de eliminar las diferencias que podrían existir en las características del equipamiento considerado en los Anteproyectos elaborados por el COES y aprobados por el MINEM, y los determinados finalmente en los EPOs presentados por las empresas Concesionarias ante el COES.

No obstante, si bien los Concesionarios ya no presentarían un EPO al COES, ya que el EPO del proyecto sería el elaborado por el propio COES, se evidenció la necesidad de detallar el proceso del trámite para la revisión de dichos EPOs, incluyendo la participación de los Terceros Involucrados (TI) durante este proceso, lo que originó el malestar en los TI.

De otro lado, se evidenció la necesidad de adecuar las causales de vigencia de los EPOs de los Anteproyectos ante los posibles retrasos en los procesos de licitación y adjudicación, que alargan los periodos de ingreso del proyecto previsto en el Plan de Transmisión (PT). Asimismo, en la causal prevista en el inciso 3 del numeral 9.13, referido a cambios en el equipamiento, no fue

considerado los posibles cambios en el equipamiento del EPO debido al retraso de otros proyectos licitados que impactaban directamente en el EPO.

2.2.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO

El numeral 2 del PR-20 delimita el alcance de su aplicación, y tiene como premisa principal para esta delimitación a los proyectos que puedan suponer un impacto o potencial perjuicio en el SEIN.

No obstante, existen proyectos que por sus características y ubicación no requieren de la conformidad de un EPO ni EO, sin embargo, sí resulta necesario que pasen por el proceso de Integración, para cumplir con el numeral 2.1.3 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), el cual establece como función del COES la de coordinar y supervisar las actividades de las instalaciones en niveles de tensión iguales o superiores a 100 kV, dentro de las cuales se encuentran estos proyectos. Estos casos evidencian la falta de un proceso para gestionar este tipo de proyectos.

Solo con base en el PR-20, estas instalaciones no pasarían por EPO, EO ni por el proceso de Integración, por lo que no se dispondría de su información técnica, la cual es requerida para su modelamiento en los softwares de análisis eléctrico y energético utilizados por el COES, para las diferentes funciones de planificación y operación del SEIN

2.2.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones

El numeral 11.2 del PR-20, que establece las condiciones para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, señala que para iniciar este proceso el titular debe contar con la Conformidad del EO vigente, sin hacer referencia a la vigencia del EPO. Esto llevaba a la interpretación por parte de los Agentes de que se podría iniciar la integración dentro de los 12 meses luego de emitida la conformidad del EO (periodo de vigencia del EO), aun cuando haya concluido la vigencia del EPO, que es la única etapa en la que se aprueba expresamente el año de ingreso del proyecto. En ese sentido, de la interpretación del COES, el ingreso del proyecto debería concretarse dentro del periodo de vigencia del EPO. Por lo tanto, existe la necesidad de precisar en el PR-20 las condiciones para el inicio del trámite de integración de Instalaciones.

2.2.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional

En el numeral 12.4 del PR-20 se establece el trámite para la conformidad del Inicio de Operación Comercial, en donde se indica que la Operación Comercial (OC) se otorga a toda la central en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC), a diferencia de las Centrales de Generación Convencional (CGC), en las cuales la OC se otorga a las unidades de generación. Esto es debido a la impracticidad de poder otorgar la OC a cada aerogenerador, en el caso de centrales eólicas (CE) o, a cada grupo de paneles que se conectan a un inversor, en el caso de centrales solares fotovoltaicas (CSF).

Es así como, desde la entrada en vigencia del PR-20 en el 2013, la OC de las CGNC se otorga a toda la central, lo cual no ha ocasionado mayor problema

puesto que las CGNC que han pasado por este proceso no han sido de gran tamaño (la más grande, hasta el año 2022, ha sido la CSF Rubí de 144.48 MW). No obstante, a la fecha se encuentra operando la CGNC de Punta Lomitas de 260 MW, proyecto en el que se evidenció que en el caso de centrales de gran tamaño la implementación y las Pruebas de Puesta en Servicio se realizan por etapas, espaciadas algunos meses una de otra, lo cual implica que durante estos meses de puesta en servicio no se disponga de generación eficiente a disposición del SEIN, sino que se tiene que esperar a que culminen las Pruebas de Puesta en Servicio.

2.2.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO

En el numeral 2 del PR-20 se establece el alcance de su aplicación. Específicamente, en el numeral 2.4 se indica que las centrales de generación menores a 20 MW que se conectan en puntos distintos a los indicados en el numeral 2.1 se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, con excepción de aquellas provenientes de los procesos de licitación derivados de la aplicación del Decreto Legislativo N° 1002 (subasta RER), los cuales solo deberán gestionar ante el COES la obtención de la OC.

Asimismo, las centrales de generación mayores a 20 MW que se conecten en puntos distintos al indicado en el numeral 2.1 podrían estar fuera del alcance de aplicación del PR-20, dependiendo de la evaluación realizada por el COES de acuerdo con lo establecido en los numerales 9.4 y 10.4 del PR-20.

En ese sentido, las centrales que se encuentran inmersas en los párrafos anteriores, y que por sus características se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, es decir, no pasaron por EPO ni por EO, en su derecho de participar del Mercado Mayorista de Electricidad podrían solicitar la OC.

Al respecto, a la fecha han sido tramitados algunas solicitudes de OC de centrales de generación menores de 20 MW que se encontraban conectadas al SEIN, y cuyos titulares al inicio mostraban su incertidumbre sobre los requisitos que les aplicaría, para estos casos se hizo entrega de algunos requisitos que fueron tomados de los procesos de Integración y de OC del PR-20

2.2.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta de oficio por el COES

El numeral 13.3 del PR-20 vigente contiene las causales por las cuales el COES, de oficio, puede declarar la conclusión de la operación comercial de una unidad o central de generación. En concreto, los incisos 2 y 3 de dicho numeral establecen que dicha conclusión se puede declarar si es que el COES determina que la unidad o central no va a estar disponible para operar en el SEIN por un periodo de 3 meses, inclusive por motivo de un evento de fuerza mayor calificado por el OSINERGHMIN.

Asimismo, de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 02 "Condiciones de participación en el Mercado Mayorista de Electricidad", para que un Generador pueda mantener la condición de Participante del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) debe tener, por lo menos, una unidad de generación en operación comercial.

Precisado ello, se ha identificado que existen Participantes Generadores del MME que cuentan con una única unidad o central de generación en operación

comercial. En consecuencia, si el COES aplicara a dicha unidad o central alguna de las causales de conclusión de la operación comercial reguladas en los incisos 2 y 3 del numeral 13.3 del PR-20, el Generador también perdería su condición de Participante del MME.

De forma inmediata, esta situación ocasionaría que el Generador no pueda respaldar los retiros de sus clientes en el MME, con lo cual tales retiros deberían ser tratados como Retiros No Declarados en las liquidaciones. Asimismo, el hecho de que el Generador no pueda respaldar los retiros en el MME probablemente ocasionaría que no perciba ingresos en el marco de los contratos de suministro con sus clientes, lo cual agravaría su situación económica (que ya se encontraría mermada por la propia indisponibilidad de la unidad o central y la imposibilidad de vender energía en el sistema).

Por otro lado, el numeral 13.3 del PR-20 ya mencionado establece que la aplicación de la conclusión de operación comercial de oficio por el COES es facultativa, ya que dispone que el COES “podrá” declarar dicha conclusión. De tal manera, al materializarse alguna de las causales descritas en el procedimiento, el COES debe iniciar un trámite de conclusión de la operación comercial, que incluye los descargos del titular de la unidad o central, y, finalmente, debe sustentar la pertinencia y/o razonabilidad de la decisión de conclusión.

Sin embargo, se ha identificado que todas las causales de conclusión de la operación comercial reguladas en el PR-20 regulan situaciones objetivas, tales como el cumplimiento de un periodo o un hecho externo al COES que es verificable. En ese sentido, el proceso para la declaración de la conclusión por el COES termina siendo solo un trámite que demora la adopción de la conclusión, ya que de antemano se tiene conocimiento que la causal de conclusión se ha producido.

Cabe señalar que, durante el transcurso del trámite de conclusión, la unidad o central que continúa en operación comercial podría seguir percibiendo Ingresos por Potencia, lo que afecta a las demás unidades del sistema que si se encuentran disponibles para operar.

2.2.9 Actualizar el Anexo 1

El Anexo 1 del PR-20, vigente desde el 2013, regula los criterios mínimos de diseño de las instalaciones eléctricas que se conectan al SEIN. Dentro de estos requisitos se encuentran los criterios básicos para el diseño de instalaciones de transmisión, sistemas de protecciones, sistemas de control y comunicaciones, así como requerimientos técnicos de conexión de las instalaciones de centrales de generación convencional y no convencional en el SEIN.

Desde su entrada en vigencia desde el 2013, estos requisitos se han mantenido y ha permitido al COES evaluar la efectividad de su aplicación en el diseño de las instalaciones eléctricas; asimismo se han podido identificar algunos puntos que no han tenido una mayor relevancia en su aplicación, otras que simplemente no han sido aplicadas y otras en el que se ha encontrado, a partir de las experiencias en el ingreso de nuevos proyectos, la oportunidad para proponer criterios unificados que permitan la estandarización de los diseños con el fin de preservar la seguridad del SEIN.

Por ejemplo, entre los problemas identificados es que, durante la aprobación del EPO se discuten criterios de diseño de las instalaciones, que tienen su repercusión en las inversiones de los proyectos; por ello, las empresas buscan que sus costos por compra de equipamientos sean mínimos afectando así los requisitos técnicos mínimos que deberían tener los equipamientos eléctricos.

Esto ha traído que las características de los equipos que ingresan al SEIN no tengan un criterio uniforme, la calidad de estos es diversa donde se emplean diferentes normas constructivas. Por lo que, a nivel de todo el SEIN se requiere uniformizar los criterios de diseño, establecer características mínimas para todos los equipamientos que se conecten al sistema eléctrico, así como establecer un anexo técnico que sirva para la especificación mínima técnica de los equipamientos de los proyectos nuevos que ingresen al SEIN.

2.3 Alternativas de Solución y Análisis

A continuación, se detallan las alternativas de solución consideradas para dar solución a los problemas identificados en la aplicación del PR-20.

2.3.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No asignar un periodo de vigencia al documento de alcance de los EPOs y EOs tendría una consecuencia que el COES siga recibiendo estudios elaborados con información desactualizada que serían observados en el primer informe de revisión con lo cual se corre el riesgo de que el Gestor del Proyecto tenga que rehacer sus análisis eléctricos, lo cual se configura como una causal de rechazo de EPO/EO.

Asimismo, no darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcance hasta la presentación del EPO/EO, tendría como consecuencia que el COES reciba un estudio en el que se tenga posiblemente que incorporar a los proyectos (que surgieron después) en los casos base de los análisis eléctricos, lo cual si llevaría al Gestor del proyecto a rehacer todo el EPO/EO y con ello el rechazo del EPO/EO por parte del COES.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Incorporar un periodo de vigencia al documento de alcance de EPO/EO, y en el caso del EO darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcance generaría beneficios tanto al COES como al Gestor de Proyecto, ya que simplificaría el proceso de revisión, evitaría posibles reprocesos así como eliminaría el riesgo de un eventual rechazo del estudio. En el caso del EPO no se pedirán análisis adicionales que los indicados en el documento de alcances dentro de su periodo de vigencia.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 9.5 del PR-20 vigente, se sugiere realizar los siguientes cambios:

Gestión EPO:

“9.5 Alcance del EPO

(...)

El documento de alcances del EPO emitido por el COES 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 del documento de alcances del EPO es improrrogable.”

Del mismo modo, la gestión del EO:

“10.6 Alcance del EO

(...)

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, 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, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

Los criterios incorporados delimitan el tiempo con la que cuenta el Gestor del Proyecto para que presente el EPO/EO desde que fue emitida el documento de alcance, con lo cual se simplifica el proceso de revisión de los estudios porque cuenta con información actualizada. En consecuencia, se evitaría reformular el proyecto en la etapa de observaciones y se reducirán los trámites en caso en caso el EPO/EO no se rechace. Según sea la envergadura del proyecto, este plazo podrá ser ampliado y comunicado al COES en la carta de solicitud de alcance y confirmada en la carta de respuesta, lo cual permite flexibilidad.

Asimismo, darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcance hasta la presentación del EPO/EO (Por ejemplo, EPOs/EOs que se aprueben durante este periodo), en el que solo se le pediría al Gestor del Proyecto algunos casos adicionales en los escenarios más relevantes, contribuirá con los resultados esperados indicados en el párrafo anterior.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en simplificar la revisión de los EPOs y EOs, así como evitar reprocesos que eviten el riesgo de un posible rechazo, se evidencia la necesidad de una alternativa que sea flexible a los diferentes tipos de proyectos en el que el plazo de vigencia establecido aplique a la gran mayoría de proyectos y para los proyectos complejos se pueda extender la vigencia, en ese sentido, se ha optado por modificar el PR-20 en función de la segunda alternativa.

2.3.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No realizar precisiones a las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO, establecida en el numeral 9.13, tendría una consecuencia que el COES siga recibiendo consultas de los Agentes respecto a la configuración de la causal, así como solicitudes de extensión de vigencia de la Conformidad del EPO.

En el caso de proyectos que se encuentren en proceso de construcción y la conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO sea inminente debido a retrasos en la implementación, en caso de no proponer modificaciones en las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO, para estos tipos

de proyectos, tendría una consecuencia que el Gestor del Proyecto tenga que presentar un nuevo EPO, a esto se suma las dificultades que conlleva a volver a gestionar la actualización de la Concesión Definitiva o Autorización, por su parte el COES tendría que admitir el nuevo EPO para revisión generando el incremento del número de estudios en revisión.

En el caso de posibles cambios en las características técnicas del Punto de Conexión que hagan inviable la implementación de un proyecto, en caso de no proponer una causal de conclusión de vigencia que regule este caso, tendría una consecuencia que el Gestor del Proyecto siga avanzando con sus trámites para la Concesión Definitiva y la implementación del Proyecto y que en una etapa tardía se vea imposibilitado a continuar con el avance de su proyecto.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Respecto a realizar precisiones en las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO, establecidas en el numeral 9.13 del PR-20, se eliminarían las diferencias entre el COES y los Agentes respecto a la interpretación sobre en qué momento se configurarían tales causales, en ese sentido, en relación a los incisos 1 y 3, se mantuvo el término propuesto “Cuando se advierta...” lo cual se condice con lo indicado en el párrafo final en donde el COES, antes de declarar la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO, evaluará previamente la configuración de las causales de conclusión de vigencia y para tal efecto solicitará información a los Agentes.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 9.13 del PR-20 vigente, se sugiere realizar los siguientes cambios:

“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 de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto se cambie el 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 el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO.*
- 3. Cuando se advierta se realicen cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, ~~aprobados expresamente~~ considerados en el EPO aprobado.*
- 4. (...)*
- 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 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.

Respecto al inciso 2 del numeral 9.3, se busca a extender la vigencia de la Conformidad del EPO, para que los titulares de aquellos proyectos que se encuentran en proceso de construcción puedan contar con un plazo adicional que les permita alcanzar la conexión del proyecto dentro del periodo de vigencia del EPO, con lo cual el titular se evitaría actualizar su Concesión Definitiva o Autorización, por ser el EPO un requisito para este trámite.

Respecto a incluir una causal de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO en el caso de cambios en las características técnicas del Punto de Conexión, permitirá alertar oportunamente al Gestor del Proyecto, sobre posibles riesgos ante el cambio de las características técnicas del Punto de Conexión que puedan hacer inviable su implementación.

Además, esta modificación busca precisar que la vigencia del EPO se extiende por la misma vigencia del EO en caso el Gestor del Proyecto haya obtenido la conformidad del EO dentro del año siguiente al año aprobado para su conexión o en caso el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener el EO dentro del año siguiente al año aprobado para su conexión y sea aprobado. Sin embargo, para evitar riesgos en la seguridad del SEIN, se propone agregar el siguiente párrafo al numeral 6 del Anexo 2 del PR-20:

Numeral 6 del Anexo 2

“6. ESTUDIOS ELECTRICOS DEL PROYECTO

(...)

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un esquema de 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, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

(...)

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en eliminar las diferencias entre el COES y los Agentes, respecto a la interpretación sobre cuando se configura las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad de un EPO, se ha optado por modificar el PR-20 en función de la segunda alternativa.

2.3.3 Definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión, establecida en el numeral 9.14, tendría como consecuencia que los Agentes Involucrados que participan en la revisión de los EPOs no tengan la predictibilidad sobre el trámite a seguir para la revisión de los EPOs, tanto en el número de revisiones como en el plazo, desde la Publicación de la Propuesta del PT (aprox. 01 de junio) hasta la Propuesta Definitiva del PT (aprox. 14 de setiembre).

De otro lado, en el numeral 9.14 del PR-20, se considera que el EPO elaborado por el COES perderá vigencia ante la causal prevista en el inciso 3 de dicho numeral, el cual está referido a cambios en el equipamiento del proyecto, no obstante, no fue considerado en esta causal los posibles cambios que se suelen dar en el equipamiento del EPO por retrasos en el ingreso de otros proyectos licitados que podrían impactar directamente en el EPO. En ese sentido, no hacer una precisión al respecto, conllevaría a que los EPOs elaborados por el COES pierdan vigencia automáticamente y en consecuencia, el concesionario tendría que presentar un nuevo EPO, por lo tanto, no se cumpliría el objetivo con el cual fue propuesto el numeral 9.14 de que los concesionarios ya no deben presentar un EPO al COES sino que el EPO del proyecto sería el elaborado por el COES.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Respecto a definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión, establecidas en el numeral 9.14 del PR-20, le daría predictibilidad a los Agentes sobre el trámite a seguir durante el proceso de revisión de los EPOs elaborados por el COES, desde la Publicación de la Propuesta del PT (aprox. 01 de junio) hasta la Propuesta Definitiva del PT (aprox. 14 de setiembre). De otro lado, incluir algunas precisiones respecto a las causales de conclusión de vigencia de estos EPOs refuerzan el objetivo con el cual fue propuesto el numeral 9.14, es decir, que los concesionarios ya no deben presentar un EPO al COES sino que el EPO del proyecto sería el elaborado por el COES el cual será utilizado para los trámites correspondientes.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 9.14 del PR-20 vigente, se sugiere realizar los siguientes cambios:

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

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

Para tal efecto, ~~durante la elaboración 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 ~~para que emitan su opinión~~ 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 la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados.

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de dos ~~tres~~ 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 ~~además~~ indefectiblemente por las causales prevista en ~~los~~ el incisos 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. 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.”

Este criterio propone definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión, estableciendo el trámite a seguir en donde se identifican 2 etapas de revisión por parte de los Agentes involucrados con el proyecto, la primera de 20 días hábiles y la segunda de 10 días hábiles, lo cual le da predictibilidad al proceso de revisión. De otro lado, se ha considerado los casos de cambio de equipamiento de los EPO que podrían verse afectados por retrasos de otros proyectos licitados, ante lo cual el concesionario deberá solicitar su extensión de vigencia al COES.

Elección de la Alternativa Propuesta

Se considera que el objeto de este proceso consiste en definir el trámite a seguir para la revisión de los EOs elaborados por el COES y darle predictibilidad a los Agentes involucrados en este proceso, se ha optado por modificar el PR-20 en función de la segunda alternativa.

2.3.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No efectuar cambios generaría como consecuencia el incumplimiento por parte del COES del numeral 2.1.3 de la NTCOTRSI, ya que forma parte de las

funciones del COES coordinar y supervisar las actividades de las instalaciones en niveles de tensión iguales o superiores a 100 kV.

Asimismo, no se dispondrá de la información técnica de estos proyectos los cuales son requeridos para evaluar la expansión del SEIN y para su modelamiento eléctrico en los softwares de análisis eléctrico utilizados por el COES.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Incorporar en el PR-20 la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO, permite el cumplimiento por parte del COES de la NTCOTRSI. Se considera adecuado que el COES tenga conocimiento de estos proyectos ya que, a partir de este nivel de tensión, el enfoque de la infraestructura está orientada hacia una operación conjunta del sistema eléctrico.

Este efecto, genera un beneficio al sistema, ya que el COES podrá dar seguimiento a estos proyectos cuando ingresen al SEIN y dispondrá de su información técnica, que es muy importante en los procesos de planificación.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 2 del PR-20 vigente, se propone realizar los siguientes cambios:

Gestión del EO:

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

(...)

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 11 del presente procedimiento.”

Gestión de Integración:

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

(...)

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.”

Este criterio que considera que los proyectos con niveles de tensión nominal mayores o iguales a 100kV que no requieran un EO, pasen por el proceso de Integración, permitirá que el COES tenga la información necesaria de estos proyectos para el cumplimiento de sus funciones.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que el COES pueda cumplir sus funciones de operación y planificación de una manera eficiente, cumpliendo lo requerido por la NTCTRSI, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones

Primera Alternativa: No efectuar cambios

De mantenerse el PR-20 vigente, los agentes seguirán teniendo confusiones sobre la interpretación de poder iniciar el trámite de integración de su proyecto dentro de los 12 meses de emitida la conformidad del EO, sin tomar en cuenta si el EPO ha perdido vigencia.

Como consecuencia, no se estaría cumpliendo el año de ingreso del proyecto aprobado en el EPO ya que esta es la única etapa en la que se aprueba el año de ingreso, esto genera que no haya coherencia entre el EPO y la conexión al SEIN del proyecto.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Incorporar en el PR-20 que el ingreso del proyecto debe concretarse dentro del periodo de vigencia del EPO genera un mejor orden y secuencialidad al PR-20, ya que sería coherente el EPO con la conexión al SEIN del Proyecto.

Asimismo, se rescata la preocupación de los agentes relacionado a que un proyecto en construcción y con EO aprobado o en proceso de revisión, tenga que elaborar nuevamente un EPO.

Para mantener la secuencialidad entre el EPO, EO y la Conexión del proyecto, en base a la propuesta de modificación del inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20, se propone modificar el numeral 11.2 del PR-20 vigente, considerando lo siguiente:

Gestión del EPO:

Ver modificación del inciso 2 del numeral 9.3 en el ítem 2.3.2 del presente informe.

Gestión de Integración:

“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.

(...).”

El texto “en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento.” se propone para los casos que no requieren EPO o EO, según el Alcance del PR-20.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que el PR-20 tenga una correcta secuencialidad y se respete la vigencia del EPO, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No efectuar cambios en el PR-20, supone un tratamiento desigual a las CGNC respecto a las CGC.

En este sentido, tal como se encuentra redactado el PR-20, no permite que el COES pueda disponer por meses de la generación que ya ha culminado sus pruebas de forma satisfactoria, ya que se tiene que esperar que culmine la totalidad de las pruebas de puesta en servicio de la CGNC.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Esta propuesta comprende modificar el PR-20 para permitir el inicio de Operación Comercial por etapas de las CGNC. Permitiendo que el COES pueda disponer de la generación que corresponda a una etapa que haya culminado sus pruebas.

Las etapas correspondientes a la CGNC podrán ser definidas desde el EPO, o como última instancia serán definidas en la solicitud de alcance del EO por el Gestor del Proyecto, y serán evaluados por el COES para determinar si son razonables. Asimismo, para iniciar la Operación Comercial de una etapa, se deberán haber culminado de forma satisfactoria sus pruebas de puesta en servicio correspondientes a dicha etapa.

En este sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 12.4 del PR-20 vigente, se propone realizar los siguientes cambios:

Gestión de EPO:

“9.6 Requisitos para la presentación del EPO

(...)

- 5. En el caso de un proyectos que ingresen al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan ~~debe incluir~~ los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas y el establecido por el COES en el alcance del EPO.*

Esta modificación permite que, desde el EPO, las CGNC que tengan previsto ingresar por etapas presenten EPOs independientes para cada etapa o identifiquen sus etapas correspondientes en un solo EPO, en caso lo consideren adecuado por la separación de tiempo para el ingreso de cada etapa.

Gestión de EO:

“10.7 Requisitos para la presentación del EO

(...)

- 5. En el caso de un proyectos que ingresen al SEIN por etapas ~~o cuya implementación implique configuraciones temporales que impacten en la seguridad o confiabilidad del SEIN de manera significativa, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes~~ deberá 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, para cada una de las etapas o configuraciones temporales.”*

En el EO, las CGNC que tengan previsto ingresar por etapas pueden presentar EOs independientes para cada etapa o identificar sus etapas correspondientes en un solo EO, en caso lo consideren adecuado por la separación de tiempo para el ingreso de cada etapa.

Gestión de Integración:

“11.8 Pruebas de Homologación

(...)

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

(...)”

Esta modificación permite que, las etapas de las CGNC puedan operar de manera satisfactoria, luego de culminadas sus pruebas de puesta en servicio.

Asimismo, ayudará a que el titular de la instalación defina de forma razonable las etapas de su CGNC.

Gestión de Operación Comercial:

“12.1 Inicio de Operación Comercial

(...)

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.”

“12.4 Tramite para la conformidad de inicio de Operación Comercial

(...)

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

Las modificaciones de a continuación permiten iniciar la Operación Comercial por etapas a las CGNC.

Anexo 4 del PR-20:

“2 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

(...)

Las Pruebas de Puesta en Servicio se deberá realizar para cada etapa definida en el EO y Se deberán realizar las siguientes pruebas según cada el tipo de instalación:

Para cada etapa se deberá presentar un informe de pruebas de puesta en servicio.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que el PR-20 trate de forma similar a las CGC y CGNC, así como que el COES pueda disponer de la generación que ya ha culminado sus pruebas, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación conectadas al SEIN, que no requirieron EPO ni EO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No efectuar cambios supone que el COES siga realizando la entrega de requisitos particulares para el inicio de Operación Comercial de las centrales de generación que se encuentran fuera del alcance del PR-20, sin un procedimiento que lo respalde.

Como consecuencia esto genera incertidumbre y confusión en los agentes, ya que no hay un proceso claro que deben seguir y de la información que deben presentar.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Esta propuesta comprende modificar el PR-20 a fin de incluir los requisitos y plazos obligatorios para el inicio de Operación Comercial de las centrales de

generación que se encuentran fuera del alcance del PR-20. Esta modificación permite que el COES tenga un sustento normativo para solicitar los requisitos aplicables.

En este sentido, se debe tener en cuenta que las exigencias aplicables a este tipo de centrales para su inicio de Operación Comercial, como no han pasado por el proceso de Integración, deben incorporar requerimientos de este proceso con la finalidad de tener la información necesaria para que dicha central pueda estar a disposición del COES, como por ejemplo la Ficha Técnica Definitiva.

Asimismo, no se puede solicitar las mismas exigencias a todas las centrales, ya que los requisitos varían dependiendo de sus características, como por ejemplo no se solicita realizar pruebas de homologación de forma obligatoria si la central es menor a 20 MW, o la remisión de señales en tiempo real si la central es menor a 10 MW.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 2 del PR-20 vigente, se propone incorporar el numeral 12.9 al PR-20:

Gestión de Operación Comercial:

“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, 5 y el 6 y 8 en caso correspondan).
- d) Presentar la documentación descrita en los literales c, d y e del numeral 4.2 del Anexo 4.
- e) Presentar la documentación descrita en el numeral 12.3.
- 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.”

Estos requisitos permiten un mejor orden y predictibilidad a las solicitudes de inicio de Operación Comercial de las centrales de generación que se encuentran fuera del alcance del PR-20.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que se establezcan los requisitos aplicables para el inicio de Operación Comercial de las centrales que se encuentran fuera del alcance del PR-20, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES, así como su aplicación

Primera Alternativa: No efectuar cambios

Debido a que el numeral 13.3 del PR-20 vigente establece de manera facultativa la actuación del COES ante la materialización de cualquiera de las causales de conclusión de operación comercial, el no efectuar cambios en el numeral 13.3 implicaría que el COES tendría que realizar un proceso previo, no actuando oportunamente, para determinar la conclusión de operación comercial de unidades o centrales de generación.

Por otro lado, en caso de presentarse que algún Participante Generador con una única unidad o central de generación en Operación Comercial y esta quede indisponible por más de tres (3) meses consecutivos, no se podrá ofrecer una alternativa de solución para evitar Retiros No Declarados que afecten al MME, además de agravar el perjuicio económico que pueda sufrir el Participante Generador.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Esta propuesta comprende modificar el numeral 13.3 del PR-20, precisando que el COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial al materializarse cualquiera de las causales establecidas en el mencionado numeral, permitiendo una actuación más rápida por parte del COES frente a la configuración de causales objetivas.

Además, busca establecer una alternativa para que un Participante Generador con una única unidad o central de generación pueda mantener la operación comercial de dicha unidad o central pese a que no esté disponible para operar por más de 3 meses. De esta manera, se evitaría que el Generador pierda su condición de Participante del MME y ponga en riesgo la cobertura de los consumos de sus clientes.

Cabe señalar que para que el Generador con una única unidad o central utilice dicha alternativa, dentro de los 3 meses desde que ocurrió el evento que puso en indisponibilidad a la unidad o central, debe renunciar expresamente al derecho de que esta tenga Ingresos por Potencia, para lo cual se le considerará una Potencia Firme de cero en el cálculo correspondiente. Asimismo, en el mismo plazo, deberá constituir garantías conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad".

En línea con lo expuesto, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 13.3 del PR-20 vigente, se propone realizar los siguientes cambios:

Conclusión de Operación Comercial:

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

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

~~1. La reubicación de la unidad o central de generación ejecutada por el Titular de la Instalación, sin conocimiento del COES.~~

1.2. Cuando por cualquier causa ~~Cualquier situación, incluidos los eventos de fuerza mayor, en virtud de la cual el COES determina que la unidad o central de generación no se encuentre disponible para operar su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos. contados desde la fecha acreditada en que se originó la situación. Se exceptúa de esta disposición a las centrales de Cogeneración que operen de forma estacional.~~

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 de 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 doce (12) 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.

~~3. En caso de fuerza mayor debidamente declarada por OSINERGMIN, en virtud de la cual el COES determina la imposibilidad de que una unidad o central de generación se encuentre disponible por un periodo mayor a tres (3) meses, contados desde la fecha reconocida por OSINERGMIN.~~

~~(...)~~

~~64. Cuando el Participante Generador incurra en alguna de las causales de exclusión del es excluido del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el MME establecidas en el numeral 7.2 (o el que haga sus veces) del 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."~~

Con la finalidad de guardar coherencia con la propuesta de modificación de numeral 13.3 del PR-20, se propone:

Eliminar el numeral 13.5.1 y reenumerar el 13.5.2 por el numeral 13.5.1:

Trámite para la conclusión de Operación Comercial:

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

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

Modificar el numeral 5.2.1 del PR-46:

Obligaciones de los Participantes

“5.2.1 (...)”

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el punto II del inciso 2 del numeral 13.2 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.”

Elección de la alternativa propuesta

Considerando que ante la materialización de una de las causales establecidas en el numeral 13.3 del PR-20, el COES debe tomar acción de forma oportuna; en ese sentido, se ha optado por modificar el numeral 13.3 del PR-20 en función a la segunda alternativa planteada.

2.3.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20

Primera Alternativa: No efectuar cambios

De mantenerse el Anexo 1 del PR-20 vigente, los agentes seguirán cuestionando los criterios de diseño del PR-20 vistos en el EPO lo cual repercute directamente en las inversiones de los proyectos; por ello, las empresas buscan que sus costos por compra de equipamientos sean mínimos afectando así los requisitos técnicos mínimos que deberían tener los equipamientos eléctricos. Esto ha traído que las características de los equipos que ingresan al SEIN no tengan un criterio uniforme, la calidad de los mismos es diversa donde se emplean diferentes normas constructivas. Esto debido a que en el Anexo 1 del PR-20, se requiere uniformizar los criterios de diseño, establecer características mínimas para todos los equipamientos que se conecten al sistema eléctrico que sirva para la especificación mínima técnica de los equipamientos de los proyectos nuevos que ingresen al SEIN.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Respecto con la actualización del Anexo 1 del PR-20, se considera que este mantiene los puntos principales del Anexo 1, vigente desde el 2013, a este se le ha dado un ordenamiento técnico, asimismo, se han reforzado otros criterios que tienen como fin estandarizar el diseño del equipamiento con requisitos acordes a nuestra realidad tanto en el diseño de Líneas de Transmisión. Asimismo, se han incluido criterios generales de conexión y acceso al SEIN, criterios para la asignación de códigos operativos de instalaciones importantes (Equipos de compensación reactiva fija y automática, Transformadores y Autotransformadores y Líneas de Transmisión) así como criterios estándares para el diseño de Líneas de Transmisión, Subestaciones, Instalaciones de Generación, Sistemas de Protección-Medición-Comunicaciones y Automatización y Control.

Esta estandarización en el diseño del equipamiento permitirá agilizar los procesos de revisión de los EPO y EOs y una predictibilidad por parte de los Agentes respecto a la asignación de las características técnicas de su equipamiento según el tipo proyecto.

Esta versión actualizada incluye el contenido que fue propuesto en el Código de Red, el cual actualmente mantiene la versión publicada del Anexo 1 en el año 2013; esta modificación incluye el contenido que fue propuesto en el Código de Red, documento que contó con la opinión de los Agentes y los entes del sector eléctrico y que posteriormente fue propuesto al MINEM para su evaluación.

La nueva versión del Anexo 1 del PR-20 se encuentra en el ANEXO 2 del presente informe.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en contar con un Anexo Técnico con requisitos estándares aplicables al diseño del equipamiento aplicada a nuestra realidad, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.4 Análisis de Impactos de las Alternativas de Solución Seleccionadas

A continuación, se analizan los beneficios de la propuesta de modificación del procedimiento PR-20:

2.4.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO

Esta propuesta genera un impacto positivo en los Agentes, ya que, en la actualidad, al recibir un EPO o un EO, generalmente en la primera revisión se incluyen mayores proyectos (EPOs aprobados), que obligan al agente a tener que realizar nuevos análisis por la inclusión de nuevos proyectos. El impacto directo en la definición del alcance del EPO, será que el gestor deberá realizar el estudio en base a los alcances definidos, ya no será necesario incluir proyectos durante el trámite de un EPO, no obstante, en el caso del EO si se solicitarán casos adicionales en los escenarios más relevantes, lo cual le da mayor predictibilidad al proceso.

Asimismo, dependiendo del tipo de proyecto, da la posibilidad de que se aprueben proyectos en primera revisión, lo cual era complicado con el procedimiento actual.

2.4.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO

En el numeral 9.13 del PR-20 se encuentran definidas las causales de conclusión de vigencia de un EPO. Esto ha generado diversas reacciones e interpretaciones debido a la gran cantidad de proyectos de generación no convencional, que en algunos casos han llegado hasta la etapa de concurrencia en el trámite de concesión de la generación.

La propuesta de modificación genera un impacto positivo, ya que dará mayor predictibilidad a los gestores de proyectos, y se limitaran los tramites de EPOs especulativos, que lo único que originan es el retraso en el desarrollo de la generación. Asimismo, se aclara y se dan facilidades para aquellos proyectos que en etapa de construcción tengan retrasos como los originados en estos últimos años como son la pandemia u otros.

2.4.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión

En el numeral 9.14 del PR-20 vigente se establecen los criterios para la gestión de los EPOs de los Anteproyectos elaborados por el COES, como parte del Plan de Transmisión. Esto se introdujo en la modificación del PR-20 del 2021 con la finalidad de eliminar las diferencias que podrían existir en las características del equipamiento considerado en los Anteproyectos elaborados por el COES y aprobados por el MINEM, y los determinados finalmente en los EPOs presentados por las empresas Concesionarias ante el COES. Sin embargo,

durante el desarrollo del último plan de transmisión se detectaron que no estaba definidos los plazos de revisión, y tramitología de estos EPOs, que si se aplicaban los plazos normales de un EPOs, seria complicado cumplir con los plazos del Plan de Transmisión.

La propuesta de modificación generará un impacto positivo en los agentes y el OSINERGMIN, ya que se definen los plazos y tramitología de los EPOs presentados en los Anteproyectos del Plan, lo cual servirán para que los agentes o terceros involucrados en la revisión de los EPOs, puedan conocer y programar con antelación la revisión y evaluación de estos.

2.4.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO

En el numeral 9.14 del PR-20 vigente se establecen los criterios para la gestión de los EPOs de los Anteproyectos elaborados por el COES, como parte del Plan de Transmisión. Esto se introdujo en la modificación del PR-20 del 2021 con la finalidad de eliminar las diferencias que podrían existir en las características del equipamiento considerado en los Anteproyectos elaborados por el COES y aprobados por el MINEM, y los determinados finalmente en los EPOs presentados por las empresas Concesionarias ante el COES. Sin embargo, durante el desarrollo del último plan de transmisión se detectaron que no estaba definidos los plazos de revisión, y tramitología de estos EPOs, que si se aplicaban los plazos normales de un EPOs, seria complicado cumplir con los plazos del Plan de Transmisión.

La propuesta de modificación generará un impacto positivo en los agentes y el Osinerghmin, ya que se definen los plazos y tramitología de los EPOs presentados en los Anteproyectos del Plan, lo cual servirán para que los agentes o terceros involucrados en la revisión de los EPOs, puedan conocer y programar con antelación la revisión y evaluación de estos.

2.4.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones

El impacto de esta propuesta es muy significativo, ya que si bien con las modificaciones realizadas al numeral 2 del PR-20 se delimita el alcance de su aplicación, y tiene como premisa principal para esta delimitación a los proyectos que puedan suponer un impacto o potencial perjuicio en el SEIN. El crecimiento del SEIN hace necesario que los agentes, gestores de proyectos y el COES, conozcan como se está desarrollando el sistema en el ámbito del SCT. La modificación propuesta indica que si bien existen instalaciones que se encuentran fuera del alcance del PR-20, que no deben tramitar EPO y EO ante el COES. Si deben cumplir con el proceso de Integración, para de esta forma cumplir con lo indicado en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), y la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado nacional (Norma RIIS).

Asimismo, al solicita la Integración, el COES y los agentes conocerán y actualizarán la información de estos proyectos en los modelos utilizados para la operación del SEIN.

2.4.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional

El impacto de la propuesta de modificación de procedimiento es positivo, ya que en la actualidad los proyectos de Generación No Convencional, en la actualidad son de mayor tamaño y potencia, y el proceso Integración (Conexión, y Pruebas

de Puesta en Servicio) puede tomar entre varias semanas a varios meses. Es por ello que, con el fin de tener a disposición la generación que ha culminado satisfactoriamente las pruebas de puesta en servicio, se propone regular la Operación Comercial por etapas de estas centrales, y de esta forma disponer que esta generación esté disponible para el SEIN.

En la actualidad esto no es del todo factible, ya que el PR-20 indica que la Operación Comercial se otorga por Central, en el caso de centrales del orden de 20 MW o menos, el proceso de puesta en servicio podría ser rápido (en el orden de semanas). Sin embargo, para proyecto de gran envergadura, como los que actualmente están ingresando al SEIN el proceso de puesta en servicio tomaría meses, no teniendo a disposición para la operación del SEIN dicha generación, sino hasta que se culminen todas las pruebas de la central.

2.4.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO

Se genera un impacto económico positivo para los titulares de centrales de generación menores a 20 MW, definiendo las reglas para la obtención de la Operación Comercial en el COES, requisito indispensable para poder participar del Mercado Mayorista; asimismo, se genera un impacto positivo en SEIN, ya que incentiva la construcción de este tipo de centrales sin necesidades de participar en subastas.

En la actualidad las centrales pequeñas que no necesariamente son de Generación Distribuida tienen muchas limitaciones de acceso, o deben negociar la venta de su potencia y energía con el distribuidor, esto conlleva a que muchas veces, a no incentivar este tipo de proyectos, ya que si no le vende energía al distribuidor muchas veces ven complicado el desarrollo del proyecto.

Con las modificaciones propuestas, se logrará predictibilidad, para este tipo de centrales.

2.4.8 Precisar la aplicación de las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

La alternativa seleccionada genera un impacto positivo, dado que la propuesta de modificación faculta al COES para actuar de forma oportuna ante la materialización de una de las causales de conclusión de operación comercial; asimismo, provee una alternativa para los Participantes Generadores ante la no disponibilidad por más de tres meses de su única unidad o central de generación con operación comercial, previniendo problemas en el MME.

2.4.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20

La alternativa seleccionada es muy beneficiosa, ya que con el anterior Anexo 1, existían muchas cosas que se dejaban abierta a la evaluación del EPO, por lo que durante procesos de construcción de proyectos sean provenientes del Plan de Transmisión o por iniciativa privada, los desarrolladores tratan de optimizar en lo posible los costos, disminuyendo algunas especificaciones técnicas que tienen impacto en la operación del SEIN.

Con la propuesta se definen los requisitos mínimos que deben tener las instalaciones dentro del alcance del PR-20, lo cual da mayor predictibilidad a los desarrolladores de proyectos.

Asimismo, durante la aplicación del actual procedimiento, se han detectado algunos temas que si bien pueden cumplir normas internacionales, por las características y geografías del Perú, es necesario incluir algunas exigencias

adicionales, como el apantallamiento de líneas, la configuración de subestaciones, el dimensionamiento de transformadores de potencia, la configuración de las centrales de generación, etc.

2.5 Propuesta de modificación del PR-20

Considerando los aspectos objeto de revisión, a los que se refiere los numerales 2.1 al 2.4 del presente informe, y la subsanación de observaciones mostradas en el Anexo 1, corresponde modificar el PR-20 tal como se detalla en el Anexo 2 del presente informe. Asimismo, corresponde modificar el numeral 5.2.1 (Obligaciones de los Participantes) del PR-46 a fin de armonizarlo con el proyecto de modificación del PR-20, con el siguiente texto:

“5.2.1 (...)

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el punto II del inciso 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.”

3. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación del proyecto de la modificación del PR-20 y PR-46, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía, conforme a lo siguiente:

1. Modificación del PR-20

Ver Anexo 2 del presente informe.

2. Modificación del numeral 5.2.1 del PR-46

El numeral 5.2.1 quedará redactado de la siguiente manera:

“5.2.1 (...)

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el punto II del inciso 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.”



Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Regulación de Tarifas (e)
Fecha: 15/01/2024 21:09:40

//pcho

Anexo 1

Análisis de la Subsanación de Observaciones a las Propuestas de Modificación del PR-20

1. Observación N° 1

Numeral 8.1

“8 OBLIGACIONES

8.1 Del COES

(...)

2. *Asignar códigos operativos a las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (**Líneas de Transmisión Instalaciones referidas en el Capítulo 1 del Anexo 1** y verificación de nomenclatura de subestaciones).*”

Observación del Osinerghmin:

En el Capítulo 1 del Anexo 1 no existe ninguna referencia a la asignación de códigos operativos.

Subsanación del COES:

El Capítulo 1 del Anexo 1 del PR-20 que se adjuntó a la carta COES/D-370-2023 del 02.05.2023 (ver figura adjunta), establece los criterios para la asignación de códigos operativos a los principales equipos eléctricos, que incluyen la línea de transmisión, los equipos de transformación de potencia y los equipos de compensación reactiva y capacitiva (serie y paralelo). Cabe señalar que el Anexo 1 del PR-20, fue reestructurado para reemplazar al actualmente vigente.



De otro lado, en vista que el alcance de los criterios para la asignación de códigos operativos involucra a otros equipos, además de las líneas de transmisión, se recomienda mantener el texto propuesto en el inciso 2 del numeral 8.1:

- “2. *Asignar códigos operativos a las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (~~Líneas de Transmisión Instalaciones referidas en el Capítulo 1 del Anexo 1~~ y verificación de nomenclatura de subestaciones).*”

Análisis del Osinerghmin:

De acuerdo con la subsanación del COES a la Observación N° 1.

2. Observación N° 2

Numeral 8.2

“8 OBLIGACIONES

(...)

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

(...)

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.”

Observación del Osinerghmin

Hay centrales eléctricas con menor potencia (ejemplo las RER) que requieren de operación comercial, en ese sentido, el numeral 13 acota innecesariamente a las centrales que deben tener operación comercial. Por lo tanto, este numeral 13 no debe incluirse en la propuesta de modificación del PR-20.

Respuesta COES

El inciso 13 del numeral 8.2 (Obligaciones de los Titulares de Instalaciones y/o Gestores de Proyectos) tiene como principal objetivo establecer la obligatoriedad de los titulares de aquellas centrales de generación mayores o iguales a 50 MW, de contar con la Operación Comercial en el COES, en concordancia con lo establecido en el literal a), del artículo 3 del Reglamento del COES, el cual establece los requisitos para ser Integrante Obligatorio del COES para su participación en el Mercado Mayorista.

Cabe precisar que esta propuesta no impide al COES otorgar la Operación Comercial de centrales de generación de menor potencia. En ese sentido, se recomienda mantener el texto propuesto en el inciso 13 del numeral 8.2.

Análisis del Osinerghmin:

El COES no ha sustentado las razones o motivaciones para solo atender centrales de generación superiores a 50 MW, entendiéndose que puede haber centrales de menor potencia y quién sería el responsable de integrarlas al SEIN, siendo el COES por Ley el operador del Sistema.

Por lo tanto, se elimina la propuesta de incorporación del inciso 13 al numeral 8.2 del PR-20.

3. Observación N° 3

Numeral 9.10

“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 ~~al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento.~~”

Observación del Osinerghmin

Se debe mantener informado al Osinergrmin sobre los EPO desaprobados indicando los motivos, por lo que deberá agregarse lo indicado al final del texto propuesto por el COES. De otro lado, al final del numeral 9.12 del PR-20 vigente "Alcances de la Conformidad del EPO", debe agregarse que se debe de mantener informado al Osinergrmin sobre los EPO's aprobados.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta. Al respecto, se propone modificar el inciso 4 del numeral 8.1:

"8.1 Del COES

(...)

- 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; así como se remitirán también**, las comunicaciones emitidas entre el COES con el Gestor del Proyecto, Ministerio de Energía y Minas y los Terceros Involucrados durante el proceso de revisiones, y hasta su aprobación final. Además, se deberá consignar los informes técnicos emitidos por las partes involucradas, que surjan como parte del proceso de revisión de los EPOs y EOs.*

(...)"

Análisis del Osinergrmin:

De acuerdo con la subsanación del COES a la Observación N° 3, Asimismo, de acuerdo con la modificación del inciso 4 del numeral 8.1 del PR-20, tal como se muestra a continuación:

"8.1 Del COES

(...)

- 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 deberá consignar los informes técnicos emitidos por las partes involucradas, que surjan como parte del proceso de revisión de los EPOs y EOs.*

(...)"

4. Observación N° 4

Numeral 9.13

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

(...)

- 1. Cuando **de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto se cambie el 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 el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO.**

3. Cuando se advierta ~~se realicen~~ cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento **proyectados, aprobados expresamente considerados** en el EPO aprobado.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de ~~que las instalaciones o equipamientos aprobados tengan~~ modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y que sustente que estos representan ~~representen~~ iguales o mejores prestaciones respecto a lo aprobado en el EPO, el COES de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, por lo que ~~y se mantiene~~ sumanteniéndose la vigencia del EPO aprobado. Además En dicho caso, el Gestor del Proyecto ~~sólo~~ deberá **presentar actualizar su EPO el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, juntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.**

4. (...)

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 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.***

Observación del Osinergrmin

Es necesario mantener informado al Osinergrmin de la vigencia de los EPO's aprobados, por lo que al final del texto propuesto por el COES deberá agregarse que el COES informará al Osinergrmin de los EPO's con caducidad de la conformidad del EPO.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta. Al respecto, se propone incluir el literal h) en el inciso 3 del numeral 8.1:

“8.1 *Del COES*

(...)

3. *Publicar en el Portal de Internet del COES.*

(...)

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.*”

De otro lado, se propone que el Gestor del Proyecto que cuente con un EPO vigente pueda presentar un nuevo EPO, mantenga la vigencia del EPO original por única vez, lo cual beneficiaría a aquellos proyectos con alta certidumbre de ingreso. Para tal efecto se propone incluir el siguiente párrafo en el numeral 9.13:

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

(...)

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 el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO.***

5. (...)

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.”

Análisis del Osinerghmin:

De acuerdo con la subsanación del COES a la Observación N° 4, Asimismo, de acuerdo con la incorporación del literal h) al inciso 3 del numeral 8.1 y la modificación del numeral 9.13 del PR-20.

5. Observación N° 5

Numeral 10.3

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

(...)

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

En el caso de proyectos del SCT con instalaciones de tensión nominal mayores o iguales a 100 kV, que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento.”

Observación del Osinerghmin

El texto insertado debe adecuarse a los alcances del PR-20. Por lo tanto, no es conveniente insertar el texto propuesto por el COES. El COES debe considerar instalaciones con niveles de tensión menores a 100 kV

Subsanación del COES

El texto propuesto no delimita el alcance de aplicación del PR-20 a instalaciones con niveles de tensión > 100 kV, dado que el alcance de aplicación del PR-20 se encuentra establecido en su numeral 2, el cual no ha sido modificado, y según su aplicación, puede abarcar a instalaciones con niveles de tensión < 100 kV, cuando el COES lo determine.

El texto propuesto aplica a aquellas instalaciones con niveles de tensión mayores o iguales 100 kV, que aun cuando no requieran ser sustentados con un EPO y EO ante el COES, por ejemplo: un proyecto de transmisión en las redes de alta tensión de una empresa distribuidora cuya conexión no impacta en otros Agentes, pasen directamente al proceso de integración, a fin de cumplir con el numeral 1.2.3 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

En ese sentido, se recomienda mantener el texto propuesto en el numeral 10.3.

Análisis del Osinerghmin:

El COES no ha sustentado las razones o motivaciones para solo atender instalaciones mayores a 100 kV, siendo contra indicativo con el Alcance del PR-20.

Por lo tanto, el último párrafo del numeral 10.13 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera.

“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 11 del presente procedimiento.”

6. Observación N° 6

Numeral 10.11

“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 todas las observaciones—al término del proceso de revisión del EO establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento.**”*

Observación del Osinerghmin

Es necesario el conocimiento del Osinerghmin de los EO desaprobados, por lo que debe agregarse al final del texto lo siguiente: “...informando al Osinerghmin”.

En igual forma, al final del texto del numeral 10.12 del PR-20 vigentes “Alcances de la Conformidad del EO” deberá agregarse lo siguiente: “...Se informará al Osinerghmin los EO aprobados”.

Subsanación del COES

Ver subsanación del COES a la Observación N° 3.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin a la Observación N° 3.

7. Observación N° 7

Numeral 11.1

“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 con niveles de tensión nominal mayores o iguales a 100 kV que no requieran un EO.”

Observación del Osinerghmin

Como ya se ha sustentado en documentos anteriores, el COES debe considerar instalaciones con niveles de tensión < 100 kV. El texto insertado debe adecuarse a los alcances del PR-20. Por lo tanto, no es conveniente insertar el texto propuesto.

Subsanación del COES

Ver subsanación del COES a la Observación N° 5. En consecuencia, se propone mantener el texto propuesto en el numeral 11.1.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin a la Observación N° 5. El último párrafo se redactará de la siguiente manera:

“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.”

8. Observación N° 8

REQUISITOS del Anexo 5

Nuevo Numeral:

“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 PR-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 PR-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 se recomienda que tenga 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 del Anexo 8.1.

2.4. PRUEBAS DE HOMOLOGACION”

Observación del Osinerghmin

En relación al numeral 3.5 “EQUIPOS DE MEDICIÓN”, en el mismo se indica que “El equipo de medición a utilizar en las Pruebas de Homologación se recomienda que tenga las siguientes capacidades: ...”. Al respecto, en lugar de emplear el término de recomendación, se considera que debe indicarse “.....deben tener las siguientes capacidades”, ya que la recomendación es opcional.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta. Al respecto, se propone incluir la siguiente modificación:

“3.5 EQUIPO DE MEDICIÓN

*El equipo de medición a utilizar en las Pruebas de Homologación **se recomienda que tenga deberá tener** las siguientes capacidades:*

(...)”

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el primer párrafo de la propuesta del numeral 5 del Anexo 5 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“3.5 EQUIPO DE MEDICIÓN

El equipo de medición a utilizar en las Pruebas de Homologación se recomienda que tenga deberá tener las siguientes capacidades:

(...)”

9. Observación Complementaria N° 1

Observación General

En el año 2021, el COES propuso, como en esta oportunidad, la modificación del Anexo 1 del PR-20 refiriéndose a la propuesta de norma “Código de Red”, esta última remitida al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) para su aprobación, para lo cual Osinergmin remitió al MINEM observaciones a dicha propuesta de norma, mediante Oficio N° 360-2020-OS-GG e Informe N° DSE-67-2020 (adjunto al presente Anexo para su consideración). Sin embargo, en la aprobación de la modificación del PR-20 mediante Resolución N° 083-2023-OS/CD, se mantuvo el Anexo 1 del PR-20 aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD.

Al respecto, se identificó que la propuesta vigente del Anexo 1 del PR-20, respecto a la propuesta de norma “Código de Red” contiene múltiples cambios (casi el doble de contenido, y diversos aspectos de fondo que se sugiere incluir el sustento tal como se realizó en los otros Anexos del PR-20).

En ese sentido, se sugiere incluir el debido sustento de los cambios incluidos en la propuesta del Anexo 1 del PR-20 respecto a la propuesta de la norma “Código de Red”.

Sin perjuicio a lo mencionado, a continuación, se incluyen observaciones específicas a la propuesta de Anexo 1 del PR-20 los comentarios específicos a los diferentes capítulos del Anexo 1 en adición a los comentarios consignados en el Informe N° DSE-67-2020 remitidos al MINEM.

Subsanación del COES

En los numerales 3.9 y 4.9 del documento Informe Técnico – Legal, que fue incluido como Anexo 4 a la carta COES/D-370-2023, mediante la cual se remitió a Osinergmin la propuesta de modificación del PR-20, se incluyen los argumentos técnicos generales que motivaron la modificación del Anexo 1 del PR-20. Cabe señalar que la propuesta del “Código de Red” al que se hace mención, se desarrolló tomando como base los criterios y requisitos mínimos de diseño del Anexo 1 vigente, dándole un ordenamiento técnico y un reforzamiento de los criterios existentes los cuales en algunos casos han sido ampliados con el fin de estandarizar el diseño del equipamiento de los nuevos proyectos que ingresan al SEIN y establecer sus características mínimas y uniformes, previniendo que el equipamiento y las funcionalidades de las instalaciones propuestas por las empresas sean insuficientes.

Cabe precisar también que la modificación del Anexo 1 propuesto incluye el contenido que fue propuesto en el “Código de Red”, documento que contó con la opinión de los Agentes y los entes del sector eléctricos como Osinergmin.

Sin perjuicio de lo indicado, se puede resaltar a continuación los cambios más importantes considerados en el Anexo 1 propuesto, respecto del Anexo 1 vigente:

El Anexo 1 propuesto consta de 7 capítulos, los cuales se describen a continuación, previamente a su descripción se incorporan las definiciones técnicas y nomenclaturas, muchas de las cuales se encuentran en el Anexo 1 vigente y otros nuevos como “BESS” e “Inercia Sintética”. Asimismo, se listan los estándares y normas técnicas que en el Anexo 1 vigente no se mencionaban.

a) Capítulo 1: Codificación de principales equipos eléctricos del SEIN

Corresponde a un nuevo capítulo en el Anexo 1 con el cual se amplía el alcance del actual PR-20 en lo que respecta a la codificación de equipos, que solo abarca a las líneas de transmisión, este alcance abarca a otros equipos más considerados como principales, tales como:

- Los equipos de transformación (transformadores y autotransformadores)
- Los equipos de compensación reactiva serie y paralelo (equipos fijos y automáticos FACTS).

El otorgamiento de los correlativos según la estructura propuesta permitirá al COES tener un ordenamiento de los códigos generados de los equipos principales que monitorea.

Asimismo, para la codificación de las líneas de transmisión se utiliza la misma estructura con el que se viene asignando los códigos operativos actualmente y, en el caso de los equipos de transformación y compensación reactiva, se ha tomado como referencia las estructuras de los códigos considerados por las empresas transmisoras.

b) Capítulo 2: Requisitos de conexión y acceso al SEIN

Comprende los requisitos generales para conectarse al SEIN según el tipo de instalación, Líneas de Transmisión, Subestaciones, Centrales de Generación Convencional, Centrales de Generación No Convencional e Instalaciones de Demanda. Estos requisitos forman parte de algunos de los criterios abordados en el Capítulo 1 del Anexo 1 vigente "Criterios para el diseño del Sistema de Transmisión" de los cuales se resaltan los siguientes cambios:

b1 Criterios para la conexión de Líneas de Transmisión:

e modificaron los criterios de seccionamiento de las líneas de transmisión del STTN, STTR y STL, según la propuesta solo se admite el seccionamiento de líneas del STTR (líneas de 220 kV) y del STL los cuales en su mayoría mantienen los mismos criterios respecto al considerado en el numeral 1.3.2.2 del Cap. 1 del Anexo 1 vigente, a estos criterios se han incluido figuras para una mejor comprensión

En el caso de las líneas del STTN (líneas de 500 kV), solo se admite la conexión directa a las subestaciones extremas (sin seccionamiento de la línea), lo cual evita que se modifiquen los criterios de planificación con las cuales estas líneas fueron concebidas en el Plan de Transmisión.

Cabe resaltar que las líneas del STTN se diseñan con una visión de largo plazo, para que sirvan de corredores principales para la transmisión de grandes bloques de energía para las diferentes regiones del Perú; pero, aparecen proyectos que solicitan cortar estas líneas porque es la distancia más corta a su instalación, con el menor costo de inversión para su proyecto. Sin embargo, dentro del desarrollo óptimo de la transmisión nacional el cortar estas líneas afectaría a las demás instalaciones existentes y los demás proyectos que se sustentaban en estas redes, porque este proyecto no estaba previsto que corte la línea; por lo que, el beneficio de uno afecta al conjunto del sistema eléctrico. Cuando lo mejor para el conjunto es que ese proyecto se conecte a la subestación más próxima o se conecte a una línea de transmisión del STL más próxima.

b2 Criterios para la conexión de Subestaciones:

- Se identificaron las configuraciones de barras mínimas admisibles según el tipo de sistema de transmisión (Troncal Nacional, Troncal Regional y Local), los cuales son concordantes con los criterios del numeral 2.1.2 del Cap. 1 del Anexo 1 vigente, los mismos que vienen siendo considerados en los diseños de subestaciones de los nuevos proyectos que se conectan al SEIN. Adicionalmente, se han incluido figuras para una mejor comprensión.
- Se adecuaron los criterios a considerar para cada una de las configuraciones de barras los cuales son concordantes con los criterios del numeral 1.3.1.2 del Cap. 1 del Anexo 1 vigente. Asimismo, se fijó el número mínimo de espacios para la implementación de celdas a considerar en la implementación de una subestación, tanto en su etapa inicial como en su final, en concordancia con los criterios establecidos en el numeral 2.3.1 del Cap. 1 del Anexo 1 vigente.

b3 Criterios para la conexión de Instalaciones de Generación:

- Se incluyeron precisiones respecto a la Tabla 2 del Cap. 4 del Anexo 1 vigente, que contiene los rangos de potencia nominal de generación (convencional y no convencional) que pueden conectarse a las barras de un Punto de Conexión según su nivel de tensión, estas precisiones consideran requisitos de redundancia en las líneas de transmisión de la central o centrales agrupadas que se conectan a un Punto de Conexión, a fin de que en casos de contingencia de alguna de las ternas no se active el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.
- En concordancia con la norma IEC-62271-37-013 (*Alternating-current generator circuit-breakers*), se elimina la Fig. 1b del Cap. 4 del Anexo 1 vigente que contiene las configuraciones permitidas Generador – Transformador de las Centrales de Generación Convencional (CGC), por no considerar un interruptor de generación en el lado de media tensión, estas se consignan en la Fig. 2.7 del Anexo 1 propuesto. Asimismo, se modifican los rangos de potencia de la Tabla 1 del Cap. 4 del Anexo 1 vigente, según el alcance de aplicación del PR-20 aplicable a proyectos de generación (mayores a 20 MVA) y según las configuraciones de las potencias de las CGC conectadas al SEIN. Estos rangos de potencia se consignan en la Tabla 2.3 del Anexo 1 propuesto.
- Se incluyó la Tabla 2.4, que contiene los rangos de potencia nominal de las Centrales de Generación No Convencional (CGNC) así como las configuraciones Generador – Transformador representadas en la Fig. 2.8. Los valores de potencia de la Tabla 2.4 corresponden a valores según el alcance de aplicación del PR-20 aplicable a proyectos de generación (mayores a 20 MVA) y según las configuraciones de las potencias de las CGNC conectadas al SEIN.
- Se incluyó la Tabla 2.5 con las Constantes de Inercia para CGC y CGNC, tomando como referencia los valores típicos de la constante de inercia H para unidades térmicas e hidráulicas del libro de *Kundur* 1994. Asimismo, El requerimiento de inercia para las CGNC, se sustenta en el concepto de la seguridad operativa, debido a que esta generación desplazará a las CGC que si contribuyen con el beneficio de la inercia, deteriorando la capacidad dinámica del sistema al

disminuir la energía inercial ante la ocurrencia de desbalances de oferta - demanda y contingencias de frecuencia. Ante este hecho, las CGNC deberán brindar el mismo comportamiento dinámico en contingencia que la generación desplazada, para evitar eventos de colapsos de frecuencia o interrupciones de suministros.

Por ello, para evitar impactos a las instalaciones existentes se hace el requerimiento de que la CGNC posea la capacidad de aportar una energía dinámica equivalente a una inercia que contribuya y no deteriore el desempeño del SEIN. Esta capacidad dinámica equivalente a una Inercia (H) se conoce como la "INERCIA SINTÉTICA", la cual, se puede conseguir implementando *Grid Forming Inverters* o con equipamiento adicional como los bancos de baterías (BEES), volantes de inercia, compensadores síncronos y otros.

- Se establecen los requisitos que deben cumplir las instalaciones de las centrales de generación en el Punto de Conexión.

b4 Criterios para la conexión de Instalaciones de la Demanda:

- Se establecen los requisitos que deben cumplir las instalaciones de demanda en el Punto de Conexión.
- Se incluyó la Tabla 2.6, que contiene los rangos de potencia nominal de los proyectos de demanda según su nivel de tensión, los cuales son concordantes con los rangos considerados en la Tabla 2.2 aplicable a los proyectos de generación.

c) Capítulo 3: Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones de Líneas de Transmisión Eléctricas

En términos generales se mantienen los requisitos establecidos en el Anexo 1 vigente; no obstante, se resaltan los siguientes cambios:

c1 Capacidades de Transmisión:

Se modificaron los valores de capacidades de transmisión de las líneas troncales del STTN y STTR consignados en la Tabla 1 del Cap. 1 del Anexo 1 vigente, los cuales se consignan en la Tabla 3.1 del Anexo 1 propuesto, de esta lista se excluyeron a las líneas de 138 kV por no considerarse como troncales. En el caso de los niveles de 220 kV (STTR) y 500 kV (STTN) se mantienen los valores de capacidades de transmisión por límite térmico (450 y 1400 MVA respectivamente). Asimismo, se ha incluido las capacidades a considerar en las líneas del STL en 138, 220 y 500 kV, en el caso de las líneas de 138 kV (80 MVA) y 220 kV (250 MVA) su valor se obtiene del cálculo de ampacidad a partir de los conductores indicados en la Tabla 3.6 para un límite térmico de 75°C, la cual es posible alcanzarla con un conductor por fase.

c2 Desempeño frente a descargas atmosféricas:

Se modificaron los valores de las Tasas por falla por blindaje o apantallamiento de la Tabla 6 del Cap. 1 del Anexo 1 vigente, estos valores se consignan en la Tabla 3.3 del Anexo 1 propuesto y aplicará a líneas de transmisión del STTN, STTR y STL. Respecto al sustento de los valores de esta tabla, la tasa de fallas por apantallamiento de 0,05 fallas/100km.año se sustenta en: "*EPRI AC Transmission Line Reference Book-200 kV and Above, Third Edition*", 2005 (página 3-45), el cual indica que la practica recomienda una tasa de fallas por apantallamiento de 0,05 fallas/100km.año.

Asimismo, el "CIGRE Green Books: Overhead Lines", 2017 en su página 95 indica que para cargas importantes una tasa de fallas por apantallamiento de 0,05 fallas/100km.año es adecuado, y que en la práctica se recomienda valores de 0,1 a 0,2 fallas/100km.año.

c3 Angulo de apantallamiento:

Se incluyó la Tabla 3.5 con los ángulos de apantallamiento a considerar en el diseño de las estructuras en la sierra y selva del Perú, de uno o más circuitos en niveles de 138, 220 y 500 kV.

Al respecto, cabe señalar que los programas para el cálculo de tasa de fallas incluidos en los aplicativos del EPRI e IEEE asumen terreno plano y rayos verticales; de esta forma, estos programas no son adecuadas para diseñar los ángulos de apantallamiento en la sierra del Perú.

Sin embargo, de acuerdo con las estadísticas operativas, las líneas en 220 kV en la sierra con ángulos de apantallamiento negativos han obtenido un buen desempeño ante rayos; mientras que las líneas con ángulos positivos han obtenido un mal desempeño ante rayos, como se ve a continuación, en la siguiente tabla:

Table V – Lightning flashover rate on 220 kV Peruvian lines at very high altitude

220 kV Transmission Line (Note A)	Shielding Angle	Length (km)	Lightning Flashover Rate
PARAGSHA II - CONOCOCHA	-10°	140	2.30 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C1)	-10°	43	1.04 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C2)	-10°	43	0.78 flashovers/100km.year
CONOCOCHA - KIMAN AYLLU (C1)	-10°	175	0.44 flashovers/100km.year
CONOCOCHA - KIMAN AYLLU (C2)	-10°	175	0.36 flashovers/100km.year
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C1)	-10°	228	1.41 flashovers/100km.year
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C2)	-10°	228	1.15 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - POMACCOCHA (C1)	-16°	192	1.55 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - POMACCOCHA (C2)	-16°	192	1.25 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C1)	0°	195	0.56 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C2)	0°	195	0.60 flashovers/100km.year
VIZCARRA - ANTAMINA	+10°	52	3.50 flashovers/100km.year
SURIRAY - COTARUSE (C1)	0°	189	7.36 flashovers/100km.year
SURIRAY - ABANCAY NUEVA (C2)	0°	53	2.64 flashovers/100km.year
ABANCAY NUEVA - COTARUSE (C2)	0°	135	9.23 flashovers/100km.year
POMACCOCHA - CARHUAMAYO	+22°	106	6.20 flashovers/100km.year
PARAGSHA 2 - VIZCARRA	+25°	124	4.70 flashovers/100km.year
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C1)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C2)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year

Note A: (C1) for first circuit and (C2) for second circuit on the same structure

Note B: In the first years the approximate LFOR was 3.5 flashovers/100 km-year. Currently, the TL has installed TLAs on every tower for all phases, and has a LFOR of 0.0 flashovers/100 km-year.

Note C: In the first 5 years the approximate LFOR was 4.7 flashovers/100 km-year. At present, the TL has installed a considerable amount of TLAs, and has an approximate LFOR of 1.6 flashovers/100 km-year.

Asimismo, existen diversas publicaciones en IEEE que respaldan que en zonas donde el terreno no es plano el apantallamiento positivo no es suficiente, mientras que el apantallamiento negativo mejora considerablemente la tasa de fallas, entre ellas:

- *Calculation of Shielding Failure Rates for Transmission Lines in Complex Mountainous Areas.*
- *Discussion on Lightning Protection Angle of Downhill Side of Mountain Transmission Line.*
- *Lightning performance of EHV and UHV overhead transmission Lines in China southern power grid.*

De acuerdo con el artículo técnico "Lightning performance of EHV and UHV overhead transmission Lines in China southern power grid" IEEE. Dic. 2016, se analizaron las fallas por rayos de muchas líneas (56 líneas de 500 kV AC, 05 de ± 500kV DC y 02 de ± 800kV UHV DC) entre el 2006 y 2014, y se encontró que la gran mayoría de fallas fue en montañas, el 84% por fallas de apantallamiento, y que el 81% de fallas fue para ángulos de apantallamiento mayores a 5 grados, reduciéndose considerablemente para ángulos de apantallamiento negativos.

Por las razones arriba indicadas, en la tabla 3.5 se indica emplear ángulos de apantallamiento negativo de -10° para zonas donde el terreno es accidentado y con alta densidad de rayos. Asimismo, para terreno plano, se establecieron los ángulos de apantallamiento indicados en el numeral 7.0.14 “Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line” (GB 5045) de China

Por otro lado, a manera de referencia, según la Tabla 3.7-2 del EPRI (tercera edición) al pasar de un ángulo de apantallamiento de $+10$ a -10 el costo de la estructura se incrementa en solo 1.1%; por tanto el incremento en el costo del proyecto es mínimo y el beneficio es grande.

Table 3.7-2 Cost Sensitivities to Design Changes

Parameter	Change in Parameter	Change in Cost of Structure (%)
Phase - tower clearance	-1%	-0.3
Number of shield wires	2, 1, 0	0, -6.5, -12.9
Shielding angle	20, 10, 0, -10	0, +0.3, +0.7, +1.4
Insulator configuration	I, V	0, -1.4
Insulator string length	+1%	0, +1

c4 Secciones mínimas de conductores en líneas de transmisión Local:

Se incluyó la Tabla 3.6 con las secciones mínimas de los conductores de fase hasta 1000 msnm a considerar en el diseño de las líneas del STL, en niveles de 138, 220 y 500 kV.

Al respecto, si bien la sección de los conductores es definida por la empresa titular; sin embargo, la tabla 3.6 propone secciones mínimas a fin de cumplir principalmente el efecto corona.

Consideramos que cualquier línea de transmisión de determinado nivel de tensión, independiente de la magnitud de su carga o generación asociada, deberá tener como mínimo cierta sección de conductor, que está sustentado en la experiencia peruana, y que incluso son valores menores a los recomendados en la tabla 9.1 de la referencia “RUS (*Rural Utilities Service*) Bulletin 1724E-200 Design Manual for High Voltage Transmission Lines”.

Por ejemplo, de acuerdo a la experiencia peruana en Costa, para una línea de 220 kV no se puede aceptar una sección menor a 400 mm² por efecto corona.

Esto se puede verificar en la memoria anual del MEM:

<https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Anexo%2010%20Lineas%20Transmision%202021.pdf>

Asimismo, se puede verificar que en 138 kV usualmente se emplea conductor de 240 mm²; sin embargo, la mínima indicada en la Tabla 3.6 es 150 mm² para costa y 120 mm² para selva.

c5 Geometría de la parte superior de la estructura

Se incluyó el numeral 3.3.7 que establece los requisitos para el dimensionamiento de la geometría de la parte superior de las estructuras tomando en consideración lo establecido *CIGRE Technical Brochure 348: “Tower Top Geometry and Mid Span Clearances”*.

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

Se incluyeron las tablas 3.7, 3.8 y 3.9 cuyos valores corresponden a las mínimas distancias fase-tierra ante sobretensiones a frecuencia

industrial, maniobra y rayo respectivamente, estas fueron obtenidas mediante las expresiones y metodologías indicadas norma IEC 60071-2, para las tensiones de sostenimiento indicadas en las tablas 2 y 3 de IEC 60071-1.

En ese sentido, todas las distancias indicadas en las mencionadas tablas son valores similares a los empleados en los proyectos actuales; por tanto, no originaran ningún sobre costo.

Por ejemplo, para el nivel de 220 kV a 4000 msnm, se indica una distancia fase-tierra de 3.02 m, que es equivalente a 21 unidades (3.02/0.146) de aisladores estándar (dimensiones 254x146mm), lo cual es un valor usualmente empleado a esa altitud.

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

Las formulaciones, así como la explicación, se encuentran en el desarrollo de este apartado.

- Separación mínima entre conductores de fase a mitad de vano

Las formulaciones, así como la explicación, se encuentran en el desarrollo de este apartado.

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

Las formulaciones, así como la explicación, se encuentran en el desarrollo de este apartado.

Se incluye la Tabla 3.15 con los valores de distancia vertical mínima entre el conductor y cable de guarda por altitud y para los niveles de tensión de 138, 220 y 500 kV, estos valores corresponden a valores mínimos que evita el riesgo de que se produzca un cortocircuito por acercamiento entre una fase y el cable de guarda; en este sentido, este requisito no incrementaría los costos en los futuros proyectos, para ello se verificó que los proyectos recientes cumplen lo indicado en la tabla, como ejemplos podemos señalar a los siguientes proyectos:

-LT 500 kV MAMO, en las estructuras de retención B,C y D diseñadas hasta 2000 msnm, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 6.5 m; que cumple holgadamente el valor de 5.8 m indicada en la tabla 3.15. Para las estructuras tipo Delta, la distancia vertical al cable de guarda se verificaría solo en las fases laterales, y por tanto se cumple muy holgadamente.

-LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca, en las estructuras de retención SA, y ST diseñadas hasta aprox. 3800 msnm, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 5.35 m; que cumple el valor de 4.7 m indicada en la tabla 3.15.

-LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo, en las estructuras de retención C y D diseñadas hasta aprox 4500 msnm, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 5.5 m; que cumple el valor de 4.9 m indicada en la tabla 3.15.

-LT 220 kV Ica – Independencia, en las estructuras de retención B y DD al nivel del mar, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 11.5 m y 11.95m; que cumplen muy holgadamente el valor de 4.2 m indicada en la tabla 3.15.

Nota: estas verificaciones se realizaron para las estructuras de anclaje, debido a que las estructuras de suspensión cumplen holgadamente la tabla 3.15 por considerar la longitud de la cadena de suspensión.

d) Capítulo 4: Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones de Generación Eléctrica

En términos generales se mantienen los requisitos establecidos en el Anexo 1 vigente; no obstante, se resaltan los siguientes cambios:

d1 Centrales de Generación No Convencional:

Se incluyó el numeral 4.4.4 referido a la Capacidad Dinámica en Contingencias. Al respecto, las CGNC deberán brindar el mismo comportamiento dinámico en contingencia que la generación desplazada, para evitar eventos de colapsos de frecuencia o interrupciones de suministros.

Por ello, para evitar impactos a las instalaciones existentes se hace el requerimiento de que la CGNC posea la capacidad de aportar una energía dinámica equivalente a una inercia que contribuya y no deteriore el desempeño del SEIN. Esta capacidad dinámica equivalente a una Inercia (H), indicada en la Tabla 2.5 del Cap. 2 del Anexo 1 propuesto y se conoce como "INERCIA SINTÉTICA", la cual, se puede conseguir *Grid Forming Inverters* o con equipamiento adicional como los bancos de baterías (BEES), volantes, compensadores síncronos y otros.

d2 Exigencias de Equipos Estáticos de Inyección de Energía Activa:

Se incluyó el numeral 4.5 en el que se establecen las exigencias técnicas de los Equipos Estáticos de Inyección de Energía Activa, equipos que podrían emplearse para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), para la mejora del factor de planta o como reserva dinámica ante contingencias. Cuyas respuestas a las variaciones de tensión, así como los tiempos a las tolerancias de frecuencia serán las mismas que una CGNC.

Cabe precisar que en la actualidad estos equipos vienen siendo usados para RPF en las CT de Ventanilla, CT Chilca 1 y próximamente en la CT Kallpa.

e) Capítulo 5: Requisitos Técnicos Mínimos de Subestaciones Eléctricas

En términos generales se mantienen los requisitos establecidos en el Anexo 1 vigente; no obstante, se resaltan los siguientes cambios:

- En el literal b), inciso 12 del numeral 5.6.7, se incluyó como requisito el dimensionamiento del devanado terciario de un transformador o autotransformador, con una potencia de diseño equivalente al 30% de la potencia de diseño del devanado de alta tensión.

Al respecto, el Devanado Terciario cumple con la función de devanado de compensación y entre otros contribuye a mantener las tensiones balanceadas en casos de fallas monofásicas en los circuitos que se conectan a los devanados de alta tensión.

La norma IEEE C57-158-2017 indica que para el dimensionamiento del devanado terciario se debe conocer a priori el nivel de corto circuito, nivel de resistencia de tierra en alta y baja tensión e impedancia de secuencia cero de la red en dichos puntos, a partir de estos parámetros da un lineamiento para dimensionar el devanado de compensación.

Sin embargo, en nuestro sistema eléctrico hay una diversidad de valores de resistencia de puesta a tierra y corrientes de corto circuito que varían de acuerdo a la zona geográfica del proyecto y a los continuos cambios de la topología, debido al incremento de generación y líneas de transmisión, para lo cual, es mejor estandarizar un criterio mínimo que cubra esta diversidad de variables; que la misma Norma lo menciona como producto de la práctica.

Por lo tanto, para el dimensionamiento del devanado terciario de los transformadores se ha adoptado como criterio que sea el 30% de la potencia del devanado primario, criterio que también lo indica la referida Norma.

- En el literal g), inciso 12 del numeral 5.6.7, se incluyeron los requisitos de diseño del transformador o autotransformador para soportar condiciones operativas de emergencia con sobrecarga de larga y corta duración.

Al respecto, el Anexo 1 del PR-20 vigente ya establece como estándar de desempeño, las condiciones de operación del transformador en régimen continuo "sin sobrecarga", es decir, no se admiten sobrecargas en régimen de operación normal, en ese sentido, se hace necesario establecer los requisitos para la operación de los transformadores y autotransformadores de potencia en condiciones de emergencia.

Para tal efecto se proponen valores de sobrecarga en emergencia de larga duración de 120% por 4 horas y de corta duración de 130% por 30 minutos, valores que son menores a los límites consignados en la tabla 3 de la norma IEC 60076-7-2017 con el fin de evitar el envejecimiento prematuro del transformador por daños en su aislamiento, estos valores consignados en la norma corresponden a porcentajes de 130% de sobrecarga en emergencia de larga duración y 150% de sobrecarga en emergencia de corta duración por 30 min.

- En el numeral 5.6.15, se incluyeron los requisitos aplicables al diseño de las subestaciones encapsuladas aisladas en gas SF6 (GIS), entre los cuales se puede resaltar la previsión de compartimentos con las recomendaciones dadas en el Anexo F de la norma IEC-62271-203, a fin de garantizar la continuidad de servicio durante el mantenimiento, reparación y la ampliación de la subestación.
- En el inciso 9 del numeral 5.6.2, se incluyeron los requisitos aplicables al uso de los dispositivos de sincronización de maniobra (relés de mando sincronizado) en los interruptores de potencia, entre ellos se establece su aplicación a transformadores menores o iguales a 220 kV con potencias mayores o iguales a 50 MVA y con relación de cortocircuito (RCC) mayor o igual a 30. Este valor fue obtenido de las de los diferentes transformadores que operan en el SEIN que contaron con la necesidad de implementar el mando sincronizado.
- Se incluyeron especificaciones de los equipos de compensación reactiva serie y paralelo, fijo y automáticos.

En lo que respecta a la implementación de equipos de compensación serie, se ha considerado como característica de grado de compensación serie del 50%, el cual corresponde a un criterio adoptado de la experiencia, ya que un mayor grado de compensación nos expone al riesgo de incorporar frecuencias naturales de oscilación en el rango de los fenómenos de Resonancia Subsíncrona. Asimismo, en concordancia

con los criterios establecidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión que involucra la implementación de equipos de compensación serie se han incorporado otras tecnologías de control que sean neutras al fenómeno de resonancia subsíncrona.

f) Capítulo 6: Requisitos Técnicos Mínimos para los Sistemas de Protección, Medición y Comunicaciones

En términos generales se mantienen los requisitos establecidos en el Anexo 1 vigente; no obstante, se resaltan los siguientes cambios:

- En el numeral 6.4.3, se incluyeron los requisitos aplicables al uso de los dispositivos de sincronización de maniobra (relés de mando sincronizado) en los interruptores de potencia, entre ellos se establece su aplicación a transformadores menores o iguales a 220 kV con potencias mayores o iguales a 50 MVA y con relación de cortocircuito (RCC) mayor o igual a 30. Este valor fue obtenido de las de los diferentes transformadores que operan en el SEIN que contaron con la necesidad de implementar el mando sincronizado.
- Para las protecciones diferenciales de línea 87L, en el numeral 6.3.5, se incluyó como criterio que la sumatoria de corrientes proveniente de los transformadores de corriente se realicen internamente en el relé y no externamente, a fin de evitar actuaciones no deseadas, del mismo modo, deberán estar configuradas para no operar ante la pérdida de señal de corriente del otro extremo.
- Para los relés de los reactores de línea, en el numeral 6.6, se incluyó como criterio que se debe considerar entradas analógicas independientes de corriente a fin de tener una operación independiente, y así evitar que una falla en el reactor de línea desconecte toda la línea.
- Se incluyó el numeral 6.10 “Sistemas de Medición” con los requisitos de los equipos de medición, dado que el Anexo 1 vigente no contiene estos criterios. Entre otros se consignaron los requisitos de los medidores, de los PMU y el alcance de aplicación, de los *Phasor Data Concentrator* PDC, así como de los registradores de falla obtenidos del Procedimiento Técnico N° 40 “Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE”.
- Se actualizaron los esquemas eléctricos.

g) Capítulo 7: Requisitos Mínimos del Equipamiento de los Sistemas de Automatización y Control

En términos generales se mantienen los requisitos establecidos en el Anexo 1 vigente; no obstante, se resaltan los siguientes cambios:

- Se incorporó el numeral 7.5.5 con los requisitos aplicables al diseño de las Subestaciones Digitales, tecnología que ya viene siendo implementado en los diseños de subestaciones en el Perú y que a través de la conversión de señales análogas y binarias en señales digitales a través de las interfaces de comunicación denominados Merging Units simplificando los diseños dado que se evita el uso de los cables de control que son reemplazados por conexiones vía fibra óptica reduciendo notablemente los problemas de conexionado asociados y las mejoras para los procesos de automatización de subestaciones utilizando diferentes protocolos de comunicación estandarizados por la norma IEC 61850.
-

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, la propuesta del Anexo 1 del PR-20 no se modificará debido a la presente observación.

10. Observación Complementaria N° 2CAPÍTULO 2: REQUISITOS DE CONEXIÓN Y ACCESO AL SEIN“2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN SUBESTACIONES

(...)

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.

(...)”

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

“2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN SUBESTACIONES

(...)

*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 deben de contar con visores que permitan ver que los contactos estén abiertos.***

(...)”

Sustento:

Lo anterior porque es necesario confirmar visualmente que los seccionadores estén abiertos para permitir el acceso al personal de mantenimiento, en cumplimiento a las normas de seguridad.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta para modificar el numeral 2.3.2 del Cap. 2 del PR-20:

“2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN SUBESTACIONES

(...)

*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.***

(...)”

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el numeral 2.3.2 del Cap. 2 del Anexo 1 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN SUBESTACIONES

(...)

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.

(...)"

11. Observación Complementaria N° 3

CAPÍTULO 3: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

“3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...)

- La temperatura máxima media en la ruta de la línea que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un periodo mínimo de 10 años.*

(...)"

Observación del Osinergrmin

Se sugiere:

“3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...)

- La temperatura máxima media en la ruta de la línea que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un periodo mínimo de **50** años.*

(...)"

Sustento:

La Organización Meteorológica Mundial, organismo especializado de las Naciones Unidas, cuyo objetivo es promover y unificar los instrumentos de medida y los métodos de observación establece que para que un registro de temperatura sea representativo se debe de considerar un registro de al menos 50 años.

Subsanación del COES

Si bien en algunos casos un registro con data muy antigua podría acercarnos a un valor promedio más representativo, para el caso del diseño de la capacidad de corriente de los conductores, este criterio podría terminar no reflejando un valor representativo debido al incremento de temperatura por el fenómeno de cambio climático, el cual refleja una tendencia en el incremento de temperatura desde mediados de siglo XX, en ese sentido, sugerimos ampliar la data histórica de temperaturas registradas con una antigüedad de 20 años.

“3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...)

- La temperatura máxima media en la ruta de la línea que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un periodo mínimo de **20** años.*

(...)"

Análisis del Osinerghin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el numeral 3.2.2 del Cap. 3 del Anexo 1 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...)

- *La temperatura máxima media en la ruta de la línea que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un periodo mínimo de 20 años.*

(...)"

12. Observación Complementaria N° 4

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

"5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

(...)

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.

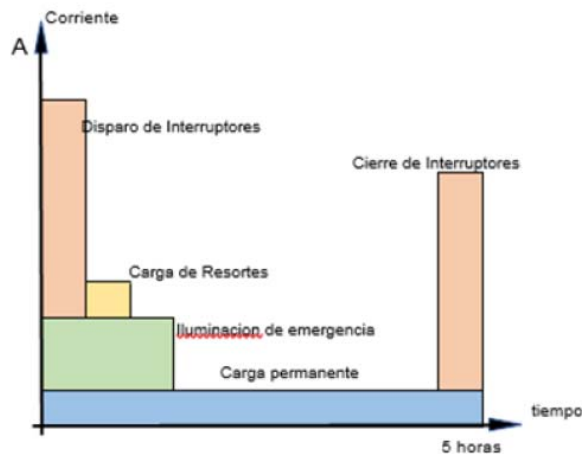


Figura 5.1 Ciclo de carga típico de las baterías

(...)"

Observación del Osinerghin:

Se sugiere:

"5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

(...)

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.

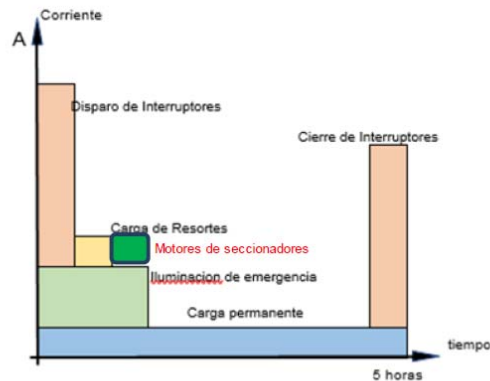


Figura 5.1 Ciclo de carga típico de las baterías

(...)"

Sustento:

Se sugiere considerar la carga de los motores de los seccionadores en el ciclo de trabajo.

Subsanación del COES

No se considera necesario efectuar el cambio sugerido, debido a que lo propuesto en el numeral 5.4.5 se desarrolla en un contexto de emergencia para reponer la alimentación de los SSAA ante la salida de los transformadores de potencia, en consecuencia, para su reposición se requiere maniobrar solo los interruptores de alta tensión y no los seccionadores ya que estos se encuentran cerrados luego de la emergencia.

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar la propuesta de Anexo 1 del PR-20 debido al presente comentario.

13. Observación Complementaria N° 5

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

"5.5.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

(...)"

- Se debe considerar un tiempo mínimo de despeje de fallas de 0,5 s.

(...)"

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

"5.5.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

(...)"

- *Se debe considerar un tiempo mínimo de despeje de fallas de 1 s.*

(...)"

Sustento:

Si bien los esquemas de protección local consideran un tiempo de despeje de falla de 0,5 segundos, existe la posibilidad que por falla de los sistemas de protección se sostenga la falla hasta que esta sea "aclarada" en las subestaciones adyacentes, los cuales pueden superar los 0,5 segundos, por tanto, puede existir daño en la tierra profunda si no se considera en el diseño esta condición.

Subsanación del COES

Cabe señalar que el tiempo de despeje de falla (T_s) de 0.5 seg., considerado para el diseño de los conductores de puesta a tierra, toma como referencia principalmente los T_s de los relés de protección principal dada la baja probabilidad de falla de este equipo, alcanzando valores que no superan los 0.1 seg. aproximadamente (tiempo que incluye al medio de comunicación empleado y al tiempo de apertura del interruptor).

Un caso particular podría darse en fallas en barras (de muy baja probabilidad), en donde al no actuar la protección diferencial de barras 87B, actuaría la zona 2 de la protección de distancia como respaldo, alcanzando valores de T_s alrededor de 0.5 seg. No obstante, corresponden a casos de muy baja probabilidad de ocurrencia, uno por el tipo de falla y otra por la falla del relé principal.

En ese sentido, debido a la baja probabilidad de superar el $T_s=0.5$ seg. y considerando que los conductores de cobre del sistema de puesta a tierra tienen la capacidad de soportar corrientes de falla por tiempos mayores a 0.5 seg. recomendamos mantener este valor para el diseño del sistema de puesta a tierra. No obstante, para el diseño se debe garantizar en todo momento no superar las tensiones de toque y paso que se produzcan durante la falla.

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, corresponde modificar la propuesta de Anexo 1 del PR-20 debido al presente comentario.

14. Observación Complementaria N° 6

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

(...)

3. *Los seccionadores del STTN y STTR 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. Los seccionadores del STL podrán ser operados mediante motores de corriente alterna.

(...)"

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

(...)

3. Los seccionadores del STTN y STTR 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. ~~Los seccionadores del STL podrán ser operados mediante motores de corriente alterna.~~

(...)"

Sustento:

Se debe estandarizar que los seccionadores sean operados mediante motores de corriente continua, con la finalidad de dar autonomía a las subestaciones en caso de falla de los sistemas auxiliares en corriente alterna, además existe la posibilidad de que las subestaciones del STL se conviertan en STTR en el futuro dependiendo del crecimiento del sistema.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta para modificar el numeral 5.6.3 del Cap. 5 del PR-20:

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

(...)

3. Los seccionadores del STTN, ~~y~~ 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. ~~Los seccionadores del STL podrán ser operados mediante motores de corriente alterna.~~

(...)"

Análisis del Osinerqmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el numeral 5.6.3 del Cap. 5 del Anexo 1 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

(...)

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.

(...)"

15. Observación Complementaria N° 7

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

"5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSION

(...)

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, donde podrán ser inductivos

(...)"

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

"5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSION

(...)

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*

(...)"

Sustento:

Se hace necesario que los transformadores de tensión en barras sean inductivos para facilitar la medición de armónicos, debido a que la medición utilizando transformadores de tensión capacitivos es indirecta.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta para modificar el numeral 5.6.5 del Cap. 5 del PR-20:

"5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSION

(...)

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*

(...)"

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el numeral 5.6.5 del Cap. 5 del Anexo 1 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSION

(...)

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

(...)"

16. Observación Complementaria N° 8

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

"5.6.6 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

(...)

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)

(...)"

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

"5.6.6 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

(...)

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) **[IEC Clase 5]**

b) Para el STTR en 220 kV: 20 kA, Clase Estación Alto (SH) **[IEC Clase 4]**

c) Para el STL en 220 kV: 10 kA, Clase Estación Medio (SM) **[IEC Clase 3]**

d) Para 132 kV: 10 kA, Clase Estación Bajo (SL) **[IEC Clase 2]**

(...)"

Sustento:

En el SEIN se utiliza las clases de pararrayos definidos en la Norma IEC.

Subsanación del COES

Cabe señalar que la nueva normativa IEC-60099 vigente ya no clasifica a los descargadores de sobretensión en clases del 1 al 5, en su lugar los clasifica, según sea su aplicación, en clase Estación (para subestaciones de alta tensión) o clase S y clase Distribución (para subestaciones de media tensión) o clase D, acompañada de una letra que puede ser Alto (H), Medio (M) y Bajo (L); en ese sentido, sugerimos no incorporar los cambios propuestos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES a la presente observación. Por lo tanto, no corresponde modificar la propuesta de Anexo 1 del PR-20 debido a la presente observación.

17. Observación Complementaria N° 9CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA**(...)**7. Tener la capacidad de soportar corrientes de cortocircuitos**(...)”*Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

*“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA**(...)**7. Tener la capacidad de soportar ~~corrientes de cortocircuitos~~ **al menos tres (03) fallas con corrientes de cortocircuitos de diseño antes de una inspección interna.****(...)”*

Sustento:

Cuando los fabricantes diseñan los transformadores, los cálculos y los arreglos de los núcleos, bobinas, cuñas etc. lo realizan considerando que los transformadores van a soportar, por ejemplo en el caso de ABB, hasta tres (3) fallas a plena capacidad de cortocircuito, luego del cual recomiendan una inspección interna para asegurar que no exista aflojamiento, es por esta razón que consideramos que se debe precisar cuántas fallas y a que capacidad de cortocircuito deban soportar los transformadores de potencia y no solo indicar “Tener la capacidad de soportar corrientes de cortocircuitos”.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta para modificar el numeral 5.6.5 del Cap. 5 del PR-20:

*“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA**(...)**7. Tener la capacidad de soportar ~~corrientes de cortocircuitos~~ **al menos tres (03) fallas con corrientes de cortocircuitos de diseño antes de una inspección interna.****(...)”*Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el inciso 7 del numeral 5.6.7 del Cap. 5 del Anexo 1 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

*“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA**(...)*

7. Tener la capacidad de soportar al menos tres (03) fallas con corrientes de cortocircuitos de diseño antes de una inspección interna.

(...)"

18. Observación Complementaria N° 10

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

"5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

(...)

c) *Estar constituidos por bancos de unidades monofásicas, y deberá tener como mínimo una unidad de reserva (por subestación y según el tipo). 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.*

(...)"

Observación del Osinergrmin

Se sugiere:

"5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

(...)

c) *Estar constituidos por bancos de unidades monofásicas, y deberá tener como mínimo una unidad de reserva (por **cada dos bancos subestación** y según el tipo). 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.*

(...)"

Sustento:

Solo es factible utilizar un transformador de reserva para dos (2) bancos de unidades monofásicas utilizando seccionadores para un cambio rápido, esto debido a que el arreglo (layout o disposición física de transformadores), así lo permite, de pretender utilizar un solo transformador de reserva por ejemplo para tres (3) bancos de transformadores, sería imposible, para un cambio rápido. Si en caso se quiere utilizar el transformador de reserva se tendría que retirar el transformador fallado, desconectar este transformador de reserva y llevarlo hasta la ubicación del transformador fallado retirado, hacer las conexiones de alta tensión y baja tensión, estas actividades tomarían al menos una semana, con lo cual se tendría la carga de este banco de transformación interrumpida, perdiéndose totalmente el concepto de cambio rápido.

Por consiguiente, con la sugerencia se puede hacer un arreglo instalando un transformador de reserva en medio de dos (2) bancos de transformadores y conectarlos rápidamente a uno u otro banco en caso de falla y, como ya los circuitos de alta tensión y baja tensión están preparados se puede realizar un cambio rápido en solo algunas horas.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta para modificar el numeral 5.6.7 del Cap. 5 del PR-20, no obstante, se ha realizado una modificación a la redacción.

“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

(...)

c) *Estar constituidos por bancos de unidades monofásicas, y deberá tener como mínimo una unidad de reserva (~~por~~ **en caso la subestación cuente con uno o con dos bancos** y según el tipo). 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.*

(...)”

Análisis del Osinergmin

De acuerdo con la subsanación del COES. Por lo tanto, el literal c) del numeral 5.6.7 del Cap. 5 del Anexo 1 del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

(...)

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 según el tipo). 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.*

(...)”

19. Observación Complementaria N° 11

CAPÍTULO 5: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Observación del Osinergmin:

Se sugiere incluir:

“5.6.16 CABLES DESNUDOS Y BARRAS

(...)

Se debe utilizar para los cálculos de barras y cables desnudos un (1) segundo como tiempo de aclaramiento de fallas.”

Sustento:

Todas las normas IEC de fabricación de equipos consideran un (1) segundo como tiempo que deben de soportar la corriente de cortocircuito especificada, si bien los esquemas de protección local consideran un tiempo de despeje de falla de 0,5 segundos, existe la posibilidad que por falla de los sistemas de protección se sostenga la falla hasta que esta sea “aclorada” en las subestaciones adyacentes, los cuales pueden superar los 0,5 segundos, por tanto se debe de considerar un (1) segundo como tiempo de “aclaramiento” de falla para el diseño de barras y conductores desnudos de unión entre equipos.

Subsanación del COES

Ver subsanación del COES a la Observación Complementaria N° 5. En ese sentido, no se recomienda efectuar cambios.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin a la Observación Complementaria N° 5. En ese sentido, no se recomienda efectuar cambios a la propuesta del Anexo 1 del PR-20.

20. Observación Complementaria N° 12CAPÍTULO 6: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES*“6.3.5 CARACTERÍSTICA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA (87L)*

(...)

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.”

Observación del Osinergmin

Se sugiere:

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

(...)

*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, **de diferente fabricante**, los cuales deberán ser redundantes en todas sus funciones.”*

Sustento:

Cada fabricante utiliza algoritmos diferentes para sus productos, por tanto es ventajoso contar con fabricantes diferentes para las mismas funciones con el objeto de analizar las fallas y evaluar la performance de los relés.

Subsanación del COES

No necesariamente el contar con dos relés de diferente fabricante garantiza un mejor análisis de falla y/o evaluar la performance de los relés, lo que se busca es que exista redundancia en el equipamiento y los medios de comunicación que garanticen la correcta coordinación y operación del sistema de protección, en ese sentido, se sugiere no incorporar los cambios propuestos.

Análisis de Osinergmin

El COES no ha sustentado la razón de que una instalación cuente con relés de diferentes fabricantes. En ese sentido, el numeral 6.3.5 quedará redactado de la siguiente manera:

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

(...)

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, de diferente fabricante, los cuales deberán ser redundantes en todas sus funciones.”

21. Observación Complementaria N° 13

CAPÍTULO 6: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES

“6.4.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

(...)

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.

(...)”

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

“6.4.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

(...)

*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, **de diferente fabricante**, que tengan habilitadas cada uno, las funciones diferencial y sobrecorriente con las siguientes características.*

(...)”

Sustento:

Cada fabricante utiliza algoritmos diferentes para sus productos, por tanto, es ventajoso contar con fabricantes diferentes para las mismas funciones con el objeto de analizar las fallas y evaluar la performance de los relés.

Subsanación del COES

Ver subsanación a las Observación Complementaria N° 12.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis a la Observación Complementaria N° 12. Por lo tanto, el numeral 6.4.2 quedará redactado de la siguiente manera:

“6.4.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

(...)

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, de diferente

fabricante, que tengan habilitadas cada uno, las funciones diferencial y sobrecorriente con las siguientes características.

(...)”

22. Observación Complementaria N° 14

CAPÍTULO 6: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES

“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).

(...)”

Observación del Osinergrmin

Se sugiere:

“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) **de diferente fabricante.***

(...)”

Subsanación del COES

Ver subsanación a las Observación Complementaria N° 12.

Análisis de Osinergrmin

Ver análisis a la Observación Complementaria N° 12. Por lo tanto, el numeral 6.6 quedará redactado de la siguiente manera:

“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) de diferente fabricante.”

23. Observación Complementaria N° 15

CAPÍTULO 6: REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES

“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.

(...)”

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

“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 **los cuales deben ser constituidos en dispositivos independientes a los relés de las siguientes instalaciones.***

(...)”

Sustento:

Es necesario que los PMU estén en dispositivos diferentes a los relés por dos (2) razones, una que tendrán fuentes de alimentación independiente a los relés y, otra que la sincronización también será independiente.

Subsanación del COES

Al ser el PMU una función integrada de los relés (principal y de respaldo) no se considera necesario que esté en un dispositivo independiente, en ese sentido, sugerimos no incorporar los cambios propuestos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con el COES. Por lo tanto, no corresponde modificar la propuesta del nuevo Anexo 1 del PR-20 debido a la presente observación.

24. Observación Complementaria N° 16

CAPÍTULO 7 REQUISITOS MÍNIMOS DEL EQUIPAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

“7.5.5 SUBESTACIONES 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).”*

Observación del Osinerghmin

Se sugiere:

“7.5.5 SUBESTACIONES 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.***”

Sustento

En la actualidad, los medidores de energía utilizados para fines de facturación, solo aceptan entradas analógicas de tensión y corriente por tanto las conexiones de entradas de corriente y tensión deben seguir siendo análogas en las subestaciones que utilizan el bus de procesos.

Subsanación del COES

Se acepta propuesta para modificar el numeral 7.5.5 del Cap. 7 del PR-20:

“7.5.5 SUBESTACIONES 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.**”*

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis a la Observación Complementaria N° 12. Por lo tanto, el numeral 7.5.5 quedará redactado de la siguiente manera:

“7.5.5 SUBESTACIONES 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.”*

MODIFICACIONES ADICIONALES PROPUESTAS POR EL COES

1. Modificación N° 1

Debido a la solicitud de SDF Energía S.A.C. de incorporar un nuevo Modo de Operación en ciclo simple de la Unidad de Generación TG1 con combustible diésel de la C.T. Oquendo, mediante carta N° COES/D-733-2023 del 15.08.2023, el COES comunicó al Osinerghmin las acciones a seguir para atender la Situación No Prevista advertida durante la aplicación del numeral 11.6 del PR-20, estableciéndose los requisitos para el ingreso de un nuevo Modo de Operación de las Unidades de Generación termoeléctricas en Operación Comercial, así como los criterios a seguir respecto a la información declarada en su Ficha Técnica.

Posteriormente, mediante carta COES N° COES/D-756-2023 del 21.08.2023, el COES remitió al OSINERGHMIN el informe COES/D/SGL-224-2023 con el detalle de las acciones y resultados obtenidos ante la Situación No Prevista.

Como resultado de la aplicación de las acciones ante esta Situación No Prevista, se propone modificar el numeral 11 del PR-20:

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

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

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

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

~~Presentada la solicitud de modificación, el COES cuenta con un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse aprobando u observando la solicitud. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de diez (10) días hábiles para subsanarlas. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse, aprobando u observando la solicitud.~~

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 desaprobará la solicitud. En ese caso, 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 OSINERGMIN 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, Las Centrales de Generación y equipos de compensación reactiva 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 ~~Centrales de Generación y los equipos de compensación reactiva~~ instalaciones no cumplan con lo señalado en la presente disposición, el COES lo comunicará a OSINERGMIN para las acciones de supervisión correspondientes.”

2. Modificación N° 2

Se propone realizar algunas precisiones en los textos de los Cap. 4 y 6 del Anexo 1 del PR-20:

a) Capítulo 4: Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones de Generación Eléctrica

a1.

“4.3.4 CONTROL DE POTENCIA-FRECUENCIA (CPF)

[...]

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

- ~~Las unidades o centrales de generación podrán~~ tecnología para proporcionar la RPF mediante podrá considerar: ~~sus propios~~ generadores, volantes o Bancos de Baterías (BESS) u otros mecanismos que cumplan este fin se establezcan en la operación.

Sustento:

Se ha modificado el requisito actual a fin de enfocarlo al requerimiento de la tecnología para proporcionar la RPF, ya que lo eliminado se encuentra regulado en el Procedimiento Técnico N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”.

a2.

“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 del COES la información que señala la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).”

Sustento:

Se ha precisado que el envío de la información en tiempo real sea a ambos Centros de Control del COES en concordancia con lo establecido en la NTCOTR.

a3.

“4.4.8 SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

- *Sistema de Predicción de la Potencia*

El titular de Las 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.”

Sustento:

La exigencia de contar con un Sistema de Predicción de la Potencia debe dirigirse al titular de la CGNC.

b) Capítulo 6: Requisitos Técnicos Mínimos para los Sistemas de Protección, Medición y Comunicaciones

~~“6.11 SISTEMA DE COMUNICACIONES EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN~~

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).

(...)”

Sustento:

En concordancia con la modificación realizada en el numeral 4.3.7 del Cap. 4, del Anexo 1 del PR-20 (ver literal a2. del numeral 3.2), se ha modificado el título y el contenido del numeral 6.11 del Cap. 6 del Anexo 1 del PR-20 por ser un criterio general que aplica a todas las nuevas instalaciones.

Anexo 2

Propuesta de Modificación de Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN”

A continuación, se incluye la propuesta de modificación del PR-20, modificados con la propuesta remitida con la carta COES/D-370-2023 del 02.05.2023 y los modificados como resultado de la absolución de las observaciones realizadas por Osinerghmin.

1 Modificaciones del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 083-2021-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD

1.1. Modificación del numeral 6 del PR-20

“6 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

(...)

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

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

6.12 (...)

En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la ~~menor de las sumas de las potencias activas nominales de salida en corriente alterna al factor de potencia de diseño~~ especificadas en las placas características de los ~~módulos fotovoltaicos o inversores/rectificadores~~ instalados en serie de los circuitos que conforman la central.

Excepcionalmente, cuando la suma de las potencias activas nominales especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos sea menor a la suma de la potencia nominal activa de salida de los inversores que conforman la central, la potencia nominal será igual a la potencia activa de salida en corriente alterna de diseño de la central.

(...)

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

(...)”

1.2. Modificación del numeral 8.1 del PR-20

“8.1 Del COES

(...)

2. *Asignar códigos operativos a las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (Líneas 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*

(...)

h) La lista de los EPO y EO que concluyeron su vigencia.

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 deberá consignar los informes técnicos emitidos por las partes involucradas, que surjan como parte del proceso de revisión de los EPOs y EOs.

(...)”

1.3. Modificación del numeral 9.5 del PR-20

“9.5 Alcance del EPO

(...)

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.”

1.4. Modificación del numeral 9.6 del PR-20

“9.6 Requisitos para la presentación del EPO

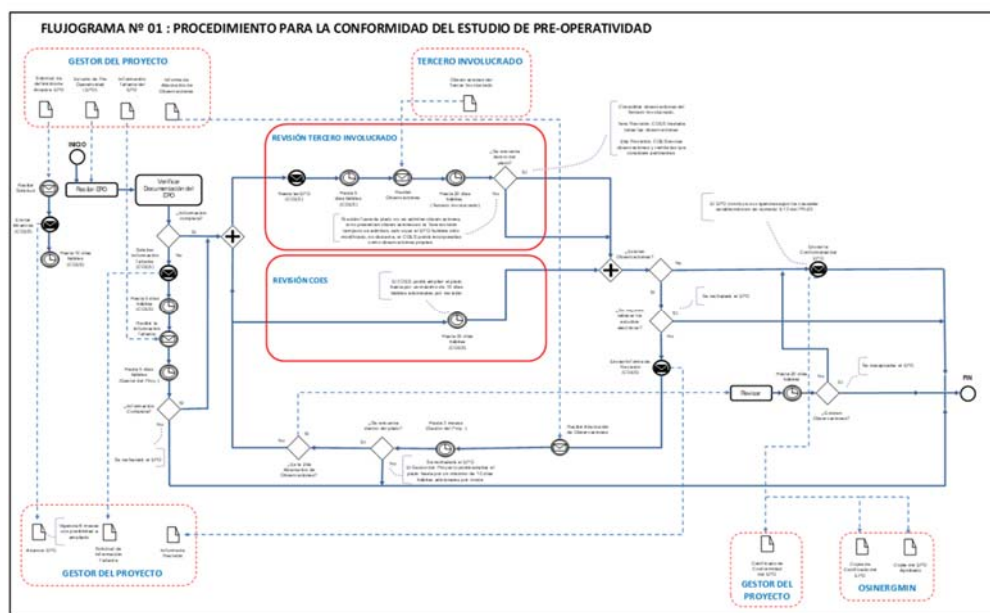
(...)

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.*

(...)

5. *En el caso de un proyectos que ingreseñ al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las etapas, que ~~incluyandebe incluir~~ los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento ~~para cada una de las etapas~~ y el establecido por el COES en el alcance del EPO.”*

1.5. Reemplazar el Flujograma N° 01. Procedimiento para la Conformidad del EPO del PR-20



1.6. Modificación del numeral 9.9 del PR-20

“9.9 Causales para rechazar el EPO

(...)

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.*

(...)”

1.7. Modificación del numeral 9.10 del PR-20

“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 al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento.”

1.8. Modificación del numeral 9.13 del PR-20

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

(...)

1. *Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto se cambie 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. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO.
3. Cuando se ~~adviertan realicen~~ cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, aprobados expresamente considerados en el EPO aprobado.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de ~~que las instalaciones o equipamientos aprobados tengan~~ modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y ~~que~~ sustente 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 y se mantiene su vigencia del EPO aprobado. Además En dicho caso, el Gestor del Proyecto sólo deberá ~~actualizar su EPO~~ 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. (...)
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 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.”

1.9. Modificación del numeral 9.14 del PR-20

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

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

Para tal efecto, ~~durante la elaboración~~ 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 para que emitan su opinión~~ 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 la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados.

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de ~~dos~~ ~~tres~~ 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, ~~además,~~ indefectiblemente por las causales previstas en ~~los~~ ~~el~~ incisos 1 y 3 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

(...)”

1.10. Modificación del numeral 10.3 del PR-20

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

(...)

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 11 del presente procedimiento.”

1.11. Modificación del numeral 10.6 del PR-20

“10.6 Alcance del EO

(...)

Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar, y las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto.

(...)

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, 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, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

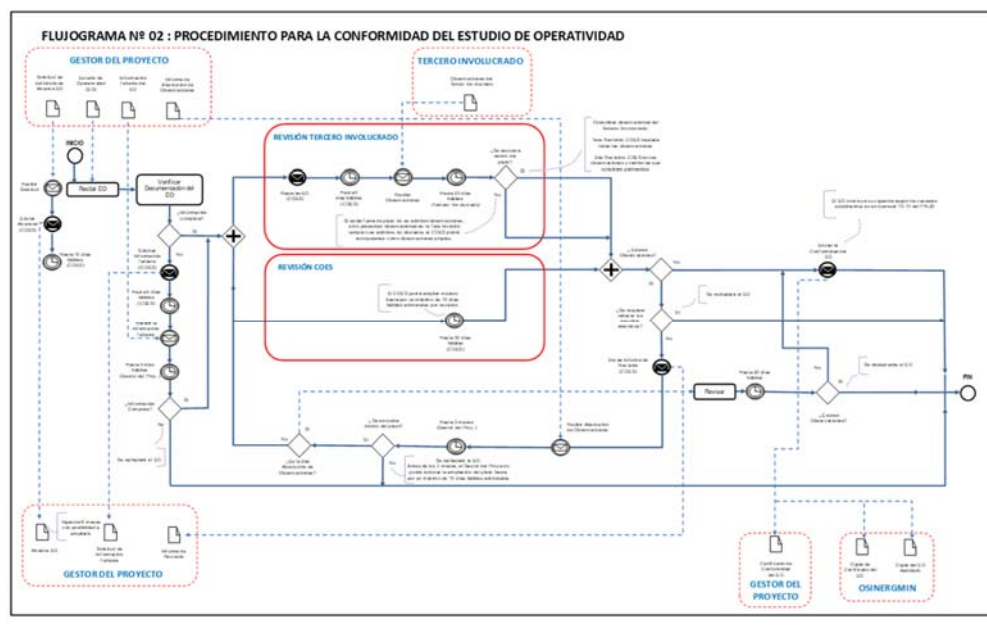
1.12. Modificación del numeral 10.7 del PR-20

“10.7 Requisitos para la presentación del EO

(...)

5. En el caso de un proyectos que ingresen al SEIN por etapas o cuya implementación implique configuraciones temporales que impacten en la seguridad o confiabilidad del SEIN de manera significativa, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes deberá para cada una de las etapas, que ~~incluir~~ incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO, ~~para cada una de las etapas o configuraciones temporales.~~”

1.13. Modificación del Flujograma N° 02. Procedimiento para la Conformidad del EO del PR-20



1.14. Modificación del numeral 10.10 del PR-20

“10.10 Causales para rechazar el EO

(...)

4. Cuando el COES verifique que, a la fecha de presentación del EO, la Conformidad del EPO se encuentra inmersa en alguna de las causales de conclusión de vigencia previstas en el numeral 9.13 del presente procedimiento. Para estos efectos, el COES tendrá en cuenta lo siguiente:
 - a. En caso se verifique que se han producido cualquiera de los supuestos de conclusión de vigencia previstos en los incisos 1, 2 y 4 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el COES rechazará el EO y comunicará la conclusión de la Conformidad del EPO al Gestor del Proyecto.
 - b. En el supuesto previsto en el inciso 3 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el COES podrá continuar con la tramitación del EO si el Gestor del Proyecto demuestra que las instalaciones contempladas en el proyecto no deteriorarán la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN. En este caso, la Conformidad del EO podrá contemplar la instalación de equipamiento adicional en el proyecto.

(...)”

1.15. Modificación del numeral 10.11 del PR-20

“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 hubiere absuelto todas las observaciones al término del proceso de revisión del EO establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento.”

1.16. Modificación del numeral 11.1 del PR-20

“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.”

1.17. Modificación del numeral 11.2 del PR-20

“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.

(...)”

1.18. Modificación del numeral 11.3 del PR-20

“11.3 Etapas del procedimiento de integración de instalaciones al SEIN

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

(...)

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

1.19. Modificación del numeral 11.4.1 del PR-20

“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:

(...)

5. Contar con sistemas de medición y registro que cumplan con los requisitos mínimos establecidos el Anexo 1, capítulo 6.”

1.20. Modificación del numeral 11.4.2 del PR-20

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

(...)

4. Otorgada la autorización, el Titular de la Instalación cuenta con un plazo de ~~cuarenta y cinco~~ sesenta (4560) 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.

(...)”

1.21. Modificación del numeral 11.5 del PR-20

“11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio

1. *Durante las Pruebas de Puesta en Servicio de instalaciones de generación, la energía producida solo podrá ser comercializada en el Mercado de Corto Plazo en los casos en que los titulares tengan la condición de Integrantes Registrados del COES, constituyendo este supuesto una excepción a lo contemplado en el Numeral 6.1 del 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) 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.*

(...)”

1.22. Incorporar el el numeral 11.7 al PR-20

“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 desaprobó 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.

11.78 Trámite de aprobación de la Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN

(...)

11.89 Pruebas de Homologación

(...)”

1.23. Modificación del numeral 11.8 del PR-20

“11.89 Pruebas de Homologación

Para las unidades de las CGC, las CGNC ~~Las Centrales de Generación~~, y equipos ~~FACTS de compensación reactiva~~ 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.

(...)

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

1.24. Modificación del numeral 12.1 del PR-20**“12.1 Inicio de Operación Comercial**

(...)

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.”

1.25. Modificación del numeral 12.4 del PR-20**“12.4 Trámite para la conformidad de inicio de Operación Comercial**

(...)

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

(...)”

1.26. Modificación del numeral 12.8 del PR-20**“12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima**

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

1.27. Incorporación del numeral 12.9 al PR-20**“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, siquiendo 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.”

1.28. Modificación del numeral 13.1 del PR-20**“13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN**

(...)

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 incorrecta.*

(...)”

1.29. Modificación del numeral 13.3 del PR-20**“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES**

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

- ~~1. La reubicación de la unidad o central de generación ejecutada por el Titular de la Instalación, sin conocimiento del COES.~~

12. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, situación, en virtud de la cual el COES determine que la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN, por más de tres (3) meses consecutivos, contados desde la fecha acreditada en que se originó la situación. Se exceptúa de esta disposición a las centrales de Cogeneración que operen de forma estacional

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 doce (12) 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.

- ~~3. En caso de fuerza mayor debidamente declarada por OSINERGMIN, en virtud de la cual el COES determina la imposibilidad de que una unidad o central de generación se encuentre disponible por un periodo mayor a tres (3) meses, contados desde la fecha reconocida por OSINERGMIN.~~

24. Cuando la suspensión de la Operación Comercial declarada conforme al numeral 13.1, se prolongue por más de tres (3) meses.
35. 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, adjuntando un informe de sustento con las pruebas de operatividad correspondientes. el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles luego de emitida la solicitud.

1.30. Modificación del numeral 13.4.1 del PR-20

“13.4.1 (...)”

1. Identificación de la unidad o central de generación sobre la cual se solicita la Conclusión de la Operación Comercial.
(...)”

1.31. Modificación del numeral 13.4.2 del PR-20

“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:
(...)”

1.32. Modificación del numeral 13.5 del PR-20

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

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

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

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

1. *Presentada la solicitud, 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.”*

1.33. Modificación del numeral 13.6 del PR-20

“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 ~~del año siguiente~~ a la decisión.

Se exceptúa de esta disposición los supuestos contemplados en el inciso 4 del numeral 13.3, ~~y e inciso 2 en~~ 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.”

1.34. Modificación del numeral 14.2 del PR-20

“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:

(...)”

1.35. Modificación de la Octava Disposición Complementaria del PR-20

*“**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.”*

2 Reemplazo del Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 083-2021-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD

“

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

INTRODUCCIÓN GENERAL

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

1.1 Objetivo	1
1.2 Alcance	1
1.3 Codificación de Equipos	2

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

2.1 Objetivo	6
2.2 Alcance	6
2.3 Conexión de los Sistemas de Transmisión	6
2.3.1 Criterios para la Conexión en Líneas de Transmisión	6
2.3.2 Criterios para la Conexión de Subestaciones	9
2.4 Requisitos para la Conexión de Instalaciones de Generación	
2.4.1 Por Capacidad de la Central	13
2.4.2 Por Configuración Generador – Transformador	13
2.4.3 Por Capacidad Dinámica	15
2.4.4 Criterios para el Punto de Conexión	15
2.5 Requisitos para la Conexión de Instalaciones de la Demanda	
2.5.1 Equipamiento	17
2.5.2 Demanda Admisible en el Punto de Conexión	18
2.5.3 Factor de Potencia	18
2.6 Indicadores de Desempeño	
2.6.1 Tensión	19
2.6.2 Sobrecargas	19
2.6.3 Requisitos de Estabilidad	19
2.6.4 Niveles de Armónicos	19

3. CAPÍTULO 3 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

3.1	<i>Objetivo</i>	22
3.2	<i>Para el Diseño Eléctrico de Líneas de Transmisión</i>	
3.2.1	<i>Capacidades de Transmisión</i>	22
3.2.2	<i>Capacidad de Corriente de los Conductores de Fases</i>	23
3.2.3	<i>Capacidad de Corriente de los Cables de Guarda</i>	24
3.2.4	<i>Coordinación de Aislamiento y Protección Contra Rayos</i>	24
3.2.5	<i>Emisión Electromagnética</i>	28
3.3	<i>Para el Diseño Mecánico de Líneas de Transmisión</i>	
3.3.1	<i>Secciones Mínimas de Conductores en Líneas de Transmisión Local</i>	29
3.3.2	<i>Requerimientos Electromecánicos</i>	30
3.3.3	<i>Requerimientos Mecánicos</i>	30
3.3.4	<i>Líneas Expuestas a la Acumulación de Hielo</i>	31
3.3.5	<i>Transposiciones</i>	31
3.3.6	<i>Condiciones para la Localización de Estructuras</i>	32
3.3.7	<i>Geometría de la Parte Superior de la Estructura</i>	32
4. CAPÍTULO 4 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA		
4.1	<i>Objetivo</i>	42
4.2	<i>Alcance</i>	42
4.3	<i>Centrales de Generación Convencional (CGC)</i>	
4.3.1	<i>Criterios Generales a Considerar</i>	42
4.3.2	<i>Conmutador de Tomas del Transformador Elevador</i>	44
4.3.3	<i>Sistemas de Excitación y Regulación de Tensión</i>	45
4.3.4	<i>Control de Potencia – Frecuencia</i>	48
4.3.5	<i>Servicios Auxiliares</i>	50
4.3.6	<i>Sistemas de Protecciones</i>	51
4.3.7	<i>Sistemas de Comunicaciones</i>	51
4.4	<i>Centrales de Generación No Convencional (CGNC)</i>	
4.4.1	<i>Requisitos Generales</i>	52
4.4.2	<i>Control de Potencia Activa y Frecuencia</i>	52
4.4.3	<i>Control de la Potencia Reactiva y Tensión</i>	53
4.4.4	<i>Capacidad Dinámica en Contingencias</i>	56
4.4.5	<i>Tolerancia ante las variaciones de la Frecuencia</i>	56

4.4.6	<i>Calidad de la Tensión</i>	57
4.4.7	<i>Sistemas de Protección</i>	57
4.4.8	<i>Sistemas de Comunicación y Control Externo</i>	58
4.5	<i>Exigencias para Equipos Estáticos de Inyección de Energía Activa</i>	
4.5.1	<i>Respuesta a las Variaciones de Tensión</i>	58
4.5.2	<i>Respuesta a las Variaciones de Frecuencia</i>	59
4.5.3	<i>Dimensionamiento para RPF</i>	59
4.5.4	<i>Sistemas de Protección</i>	59
4.5.5	<i>Sistemas de Comunicación y Control Externo</i>	59
4.5.6	<i>Calidad de la Tensión</i>	59
5. CAPÍTULO 5 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		
5.1	<i>Objetivo</i>	62
5.2	<i>Alcance</i>	62
5.3	<i>Tipos de Subestaciones</i>	
5.3.1	<i>Subestaciones Aisladas en Aire (AIS)</i>	62
5.3.2	<i>Subestaciones con Celdas Aisladas en Gas</i>	63
5.3.3	<i>Subestaciones Tipo Híbridas</i>	63
5.4	<i>Criterios de Diseño Eléctrico</i>	
5.4.1	<i>Niveles de Tensión Nominal</i>	63
5.4.2	<i>Corrientes Nominales</i>	64
5.4.3	<i>Niveles de Corriente de Cortocircuito</i>	64
5.4.4	<i>Coordinación de Aislamiento</i>	64
5.4.5	<i>Servicios Auxiliares</i>	67
5.5	<i>Criterios de Diseño Electromecánico</i>	
5.5.1	<i>Campos Electromagnéticos</i>	71
5.5.2	<i>Sistemas de Puesta a Tierra</i>	73
5.5.3	<i>Protección Contra Descargas Atmosféricas</i>	74
5.5.4	<i>Protección Contra Incendios</i>	75
5.5.5	<i>Protección en la Unidades Transformadoras de Potencia</i>	76
5.6	<i>Equipamiento de Alta Tensión</i>	
5.6.1	<i>Especificaciones Técnicas Generales</i>	76
5.6.2	<i>Interruptores</i>	78
5.6.3	<i>Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra</i>	81
5.6.4	<i>Transformadores de Corriente</i>	82
5.6.5	<i>Transformadores de Tensión</i>	83

5.6.6	<i>Descargadores de Sobretensión</i>	84
5.6.7	<i>Unidades Transformadoras de Potencia</i>	85
5.6.8	<i>Compensador Síncrono</i>	90
5.6.9	<i>Equipos Estáticos de Compensación Reactiva</i>	90
5.6.10	<i>Compensador Estático Síncrono</i>	91
5.6.11	<i>Reactores en Derivación</i>	92
5.6.12	<i>Reactores en Serie</i>	94
5.6.13	<i>Capacitores en Derivación</i>	94
5.6.14	<i>Compensación Serie</i>	95
5.6.15	<i>Subestaciones Encapsuladas Aisladas en Gas SF6</i>	97
5.6.16	<i>Cables Desnudos y Barras</i>	98
5.7	<i>Obras Civiles</i>	
5.7.1	<i>Entorno Físico</i>	99
5.7.2	<i>Cimentación y Estructuras de Soporte</i>	100
5.8	<i>Control, Protección y Comunicaciones</i>	100
6.	CAPÍTULO 6 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES	
6.1	<i>Objetivo</i>	101
6.2	<i>Alcance</i>	101
6.3	<i>Líneas de Transmisión</i>	
6.3.1	<i>Tiempo de Despeje de Falla</i>	102
6.3.2	<i>Disparo rápido entre el 0 y el 100% de la Longitud de Línea</i>	102
6.3.3	<i>Respaldo Remoto</i>	103
6.3.4	<i>Característica de la Protección de Distancia</i>	103
6.3.5	<i>Característica de la Protección de Diferencial de Línea</i>	104
6.4	<i>Transformadores y Autotransformadores</i>	
6.4.1	<i>Protecciones Propias o Intrínsecas</i>	105
6.4.2	<i>Protecciones Eléctricas</i>	106
6.4.3	<i>Relé de Mando Sincronizado</i>	108
6.5	<i>Protección de Barra</i>	108
6.6	<i>Reactores y Bancos de Capacitores</i>	110
6.7	<i>Centrales de Generación</i>	110
6.8	<i>Clase de Precisión de los Transformadores de Medida Destinados a los Sistemas de Protección</i>	111
6.9	<i>Sincronización en el Tiempo de los Relés de Protección</i>	111
6.10	<i>Medición</i>	
6.10.1	<i>Medidores de Energía</i>	111
Prepublicación de la modificación del Procedimiento Técnico N° 20		91

6.10.2	<i>Unidad de Medición Fasorial (PMU)</i>	114
6.10.3	<i>Equipos Registradores de Fallas</i>	115
6.11	<i>Comunicaciones en los Sistemas de Transmisión</i>	118
7. CAPÍTULO 7 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL		
7.1	<i>Objetivo</i>	137
7.2	<i>Alcance</i>	137
7.3	<i>Filosofía de Diseño</i>	
7.3.1	<i>Arquitectura del SAS</i>	137
7.3.2	<i>Funcionalidades</i>	137
7.3.3	<i>Red de Área Local (LAN) Ethernet</i>	138
7.4	<i>Arquitectura de Automatización o Control Local</i>	
7.4.1	<i>Tipo de Arquitectura</i>	138
7.4.2	<i>Mediciones</i>	139
7.4.3	<i>Transmisión de Datos al Centro de Control</i>	139
7.4.4	<i>Redundancia</i>	139
7.5	<i>Modos de Control en las Subestaciones</i>	
7.5.1	<i>Mando “Local” – Nivel 0</i>	140
7.5.2	<i>Mando “Desde Caseta de Control” – Nivel 1</i>	140
7.5.3	<i>Mando “Desde Sala de Control” – Nivel 2</i>	141
7.5.4	<i>Mando “Por Telemando” – Nivel 3</i>	142
7.5.5	<i>Subestaciones Digitales</i>	142
7.6	<i>Compatibilidad entre el CC de Empresas y el CC del COES</i>	143

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 (Segunda 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

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.

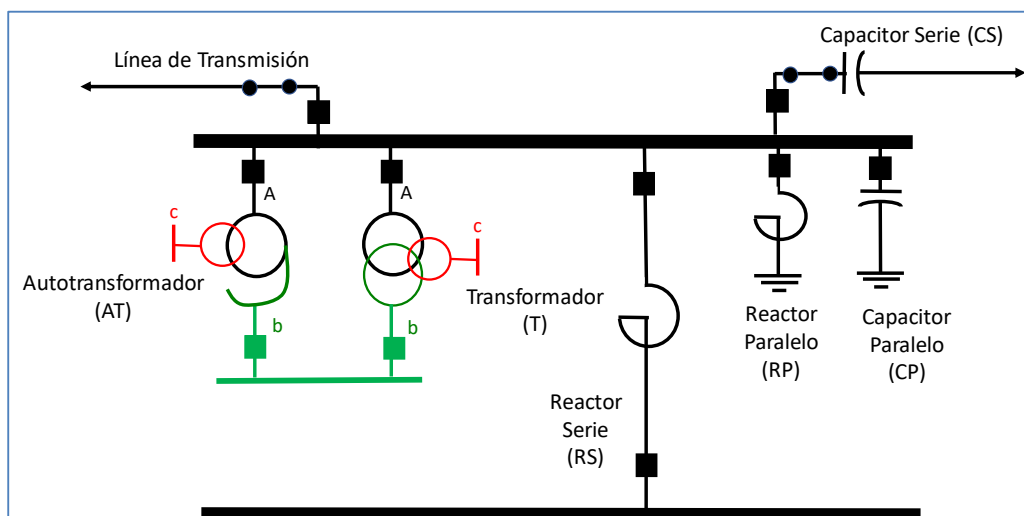
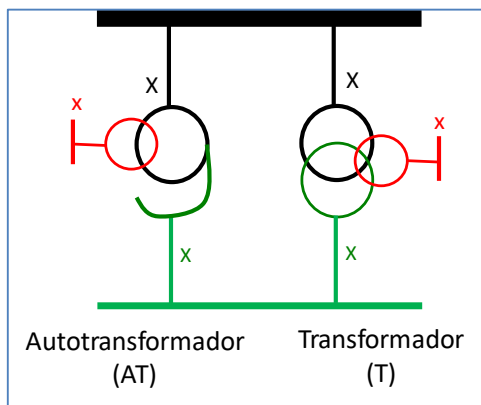


Figura 1.1. Principales equipos del SEIN que se codificarán y establecerán una numeración correlativa

1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

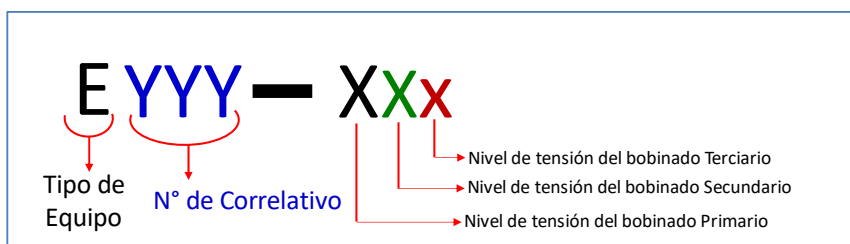
Equipos de Transformación

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)

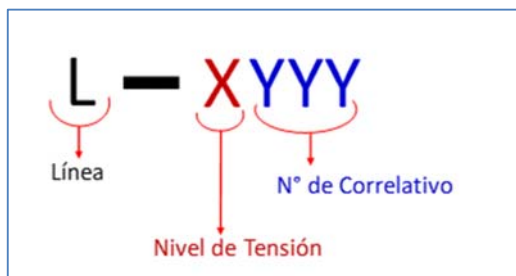
AT023-216 (Autotransformador N°23, de 220/138/60 kV)

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:

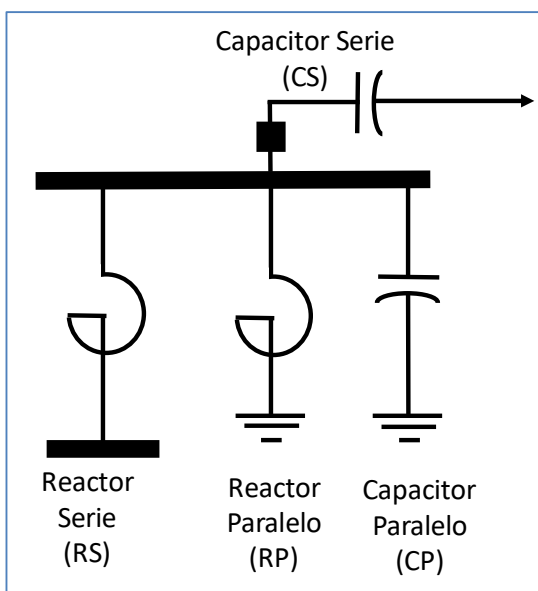


Figura 1.3. Equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva a codificar



- 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 equipos de compensación variable deberán tener la siguiente estructura:

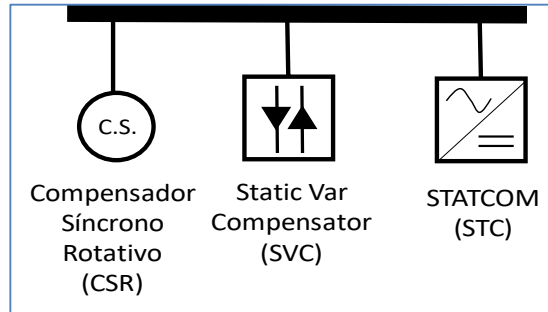
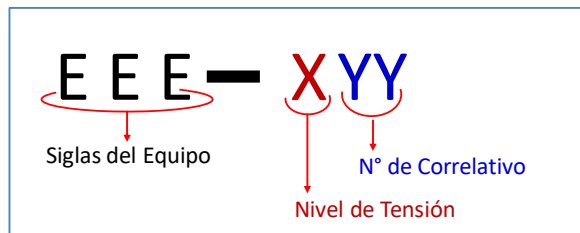


Figura 1.4. Equipos Especiales de compensación reactiva.



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, 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 1.*
- *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 del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, solo podrán admitir la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas.*
- *Las líneas de transmisión definidas como STTR y STL 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 requiera protección diferencial de línea y la línea existente no tenga 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, siempre que, la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia.

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

Ítem	Criterio	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 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ¹ 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:

1. 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.
2. El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre Operatividad.

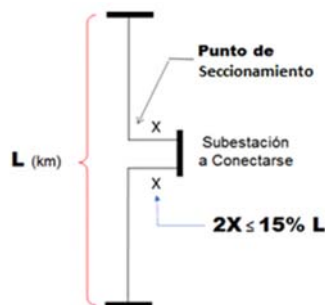


Figura 2.1 Longitud de la Derivación

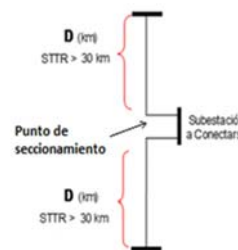


Figura 2.2 Distancia del punto de la Derivación

¹ Enlace de Transmisión, es un sistema de transmisión que conecta a dos subestaciones.

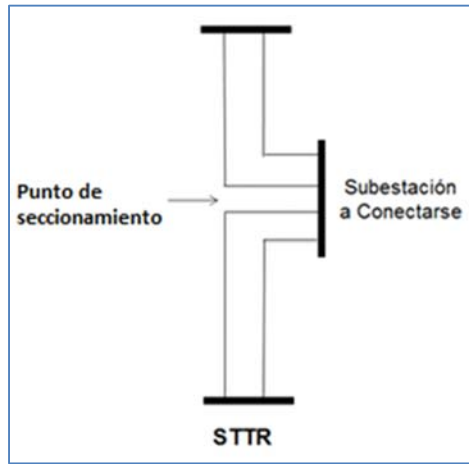


Figura 2.3 Tipo de Derivación en "PI (π)"

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

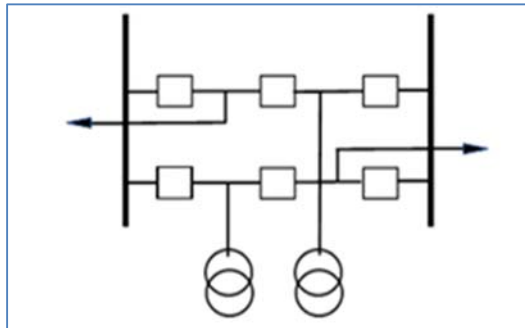


Figura 2.4 Configuración de Barras en Interruptor y Medio

Para el STTR:

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

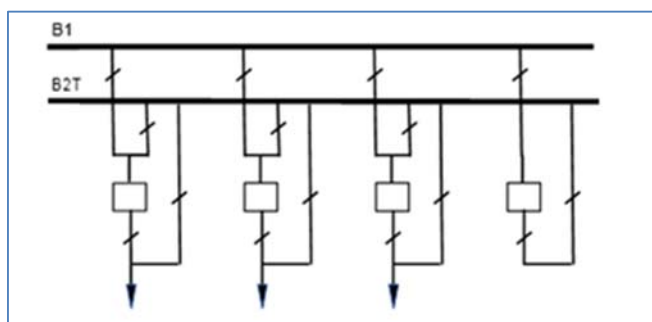


Figura 2.5 Configuración de Doble Barra con Seccionador de Transferencia (By Pass)

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.

Criterios 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, sin interrupción del servicio.
- 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.
- Conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.
- 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 seis (06) 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.

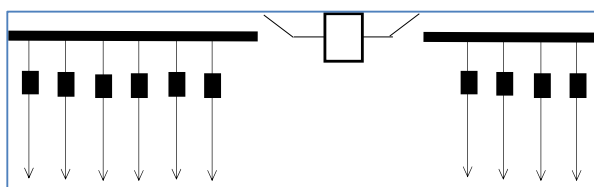


Figura 2.6. Configuración de Simple Barra con Interruptor de Seccionamiento Longitudinal.

2.4 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN

2.4.1 POR CAPACIDAD DE LA CENTRAL

La potencia total² (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 (MVA)	Punto de Conexión
$20 \text{ MVA} \leq S_n < 100 \text{ MVA}$	En 220 kV o 138 kV.
$100 \text{ MVA} \leq S_n < 250 \text{ MVA}$	En 220 kV.
$250 \text{ MVA} \leq S_n < 500 \text{ MVA}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$S_n \geq 500 \text{ MVA}$	En 500 kV (**).

(*) Se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

(**) Para potencias nominales mayores a 800 MVA, 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:

Tabla 2.3 Rangos de potencia de CGC

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

² Es la potencia alcanzada en la última etapa del proyecto.

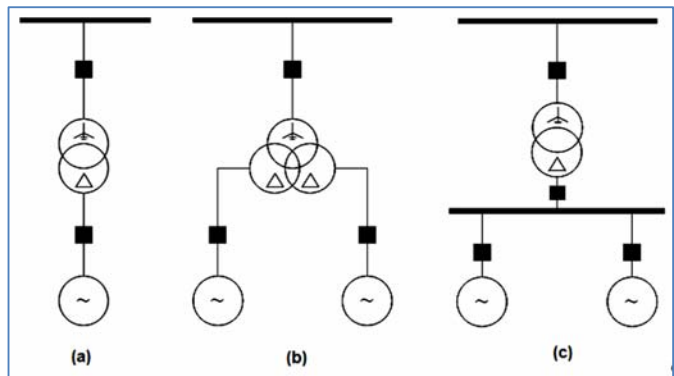


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) son las siguientes:

Tabla 2.4 Rangos de potencia de CGNC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas
$20 \text{ MVA} \leq S_n \leq 150 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 150 \text{ MVA}$	(b)

(*) S_n máxima de cada transformador 150 MVA.

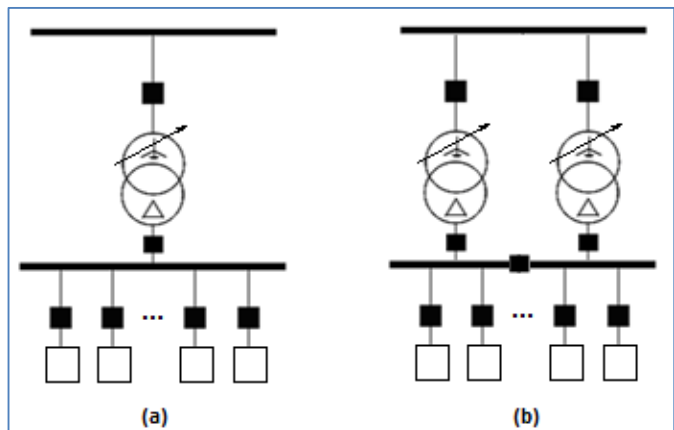


Figura 2.8. Configuraciones permitidas generador-transformador para CGNC

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 2.5.

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0 \text{ s}$
Unidad Hidráulica	$H > 2,0 \text{ s}$
Generación No Convencional	$H \geq 2,5 \text{ s} (*)$

(*) Empleando inercia sintética, detalle 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 del tipo unipolar para permitir sincronización con el SEIN.
- 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 total³ 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 2.6. 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.

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 2.7.

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

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

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.

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

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 la Tabla 2.8, 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.

Posteriormente, a lo largo de su operación deberán realizar el monitoreo de las tensiones armónicas y cumplir con los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Tabla 2.8. Límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión

Scc/Sn	Componente de la Corriente Armónica h					
	I_h ($h < 11$)	I_h ($11 \leq h < 17$)	I_h ($17 \leq h < 23$)	I_h ($23 \leq h < 29$)	I_h ($29 \leq h < 35$)	I_h ($35 \leq h$)
< 50	4,00%	1,50%	0,75%	0,21%	0,06%	0,03%
≥ 50	6,00%	2,25%	1,15%	0,31%	0,08%	0,04%
- Límites correspondientes a las corrientes armónicas impares. - Las pares están limitadas a 1/4 del valor indicado para las impares.						

Donde:

S_{cc} : Máxima potencia de corto circuito en el Punto de Conexión al SEIN

S_n : Máxima potencia de la carga, medido a la frecuencia nominal del sistema.

I_h : Corrientes armónicas inyectadas por la carga en el Punto de Conexión, expresados como porcentaje de la componente fundamental de la corriente de la carga.

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:*
 - *Coefficiente de emisividad = 0,7*
 - *Coefficiente de absorptividad solar = 0,9*
 - *Para zonas con precipitación media anual mayor a 90 mm:*
 - *Coefficiente de emisividad = 0,8*
 - *Coefficiente de absorptividad 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:

$$F_c = e^{0.1215 * m_1 * \left(\frac{H}{1000} - 1\right)}$$

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 STTN, STTR y STL (500kV)

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).

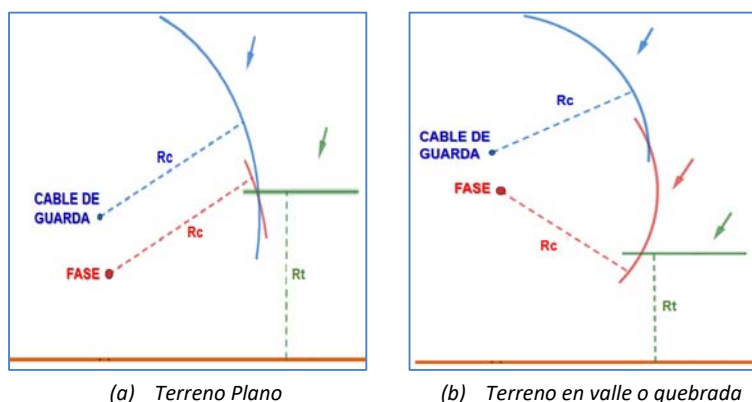
La tasa de falla se determina por los contorneos en el aislador, independientemente de si éstos originan la desconexión de la línea, e indistintamente de si el recierre monofásico es exitoso o no.

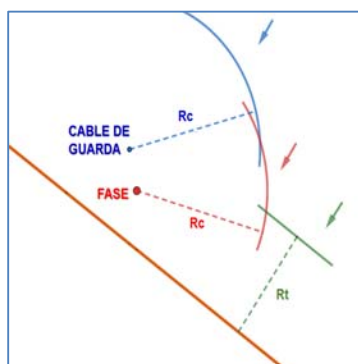
A menos que se cuente con un estudio específico estadístico para determinar las densidades de rayos a tierra en la línea, se empleará la información del mapa de densidad de rayos a tierra (rayos/km²/año) elaborado y publicado por OSINERGMIN.

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.





(c) Terreno en ladera

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	
	$DRT \leq 1 \text{ rayo/km}^2/\text{año} (*)$	$DRT > 1 \text{ rayo/km}^2/\text{año}$
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:

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

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 o tp-AS, se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto "Galloping", 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 (Pv) sobre el conductor, se empleará la ecuación de Hornsgrinde:

$$Pv = 0,885 \times V \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

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.

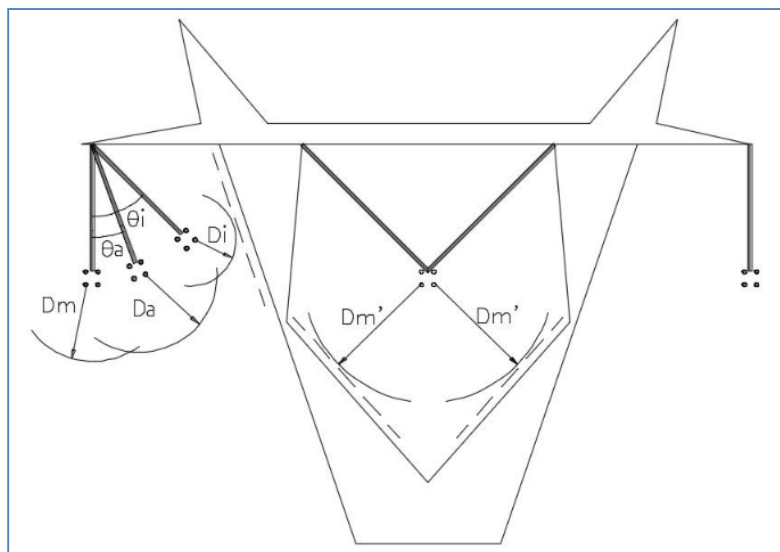


Figura 3.2. Distancias fase - tierra y ángulos de oscilación en una estructura de suspensión típica de 500 kV.

Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, se tendrá en cuenta un espaciado 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:

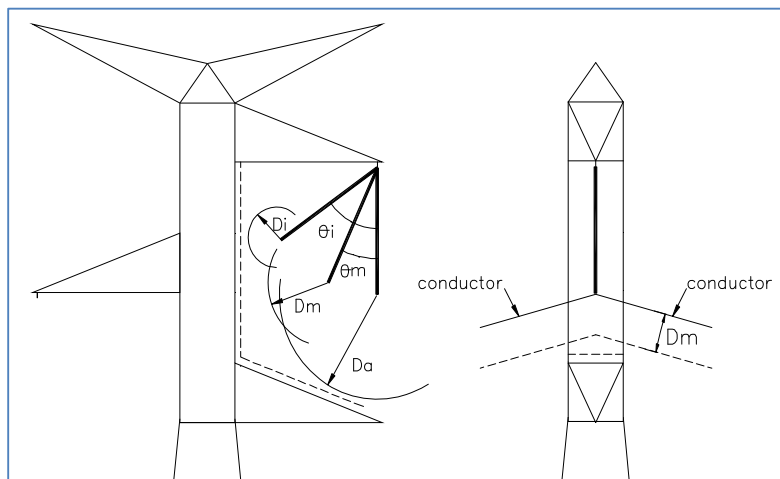


Figura 3.3. Distancias fase - tierra y ángulos de oscilación en una estructura de suspensión típica de 220kV

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.

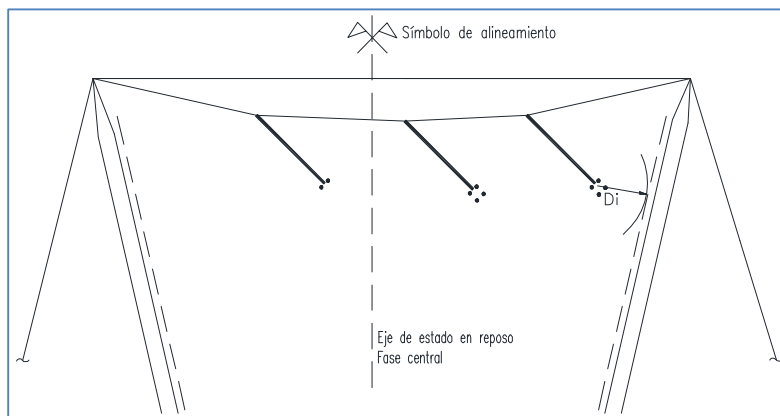


Figura 3.4. Desplazamiento horizontal de los puntos de apoyo de las cadenas de suspensión, en estructuras tipo cross rope, con viento máximo

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)	$\alpha/2$
138 kV	D_a	$\alpha/2$

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	D_a	D_i	$\alpha/2$
220 kV	D_a	D_i	$\alpha/2$
500 kV	Max (D_a ó D_m)	D_i	$\alpha/2$

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”.

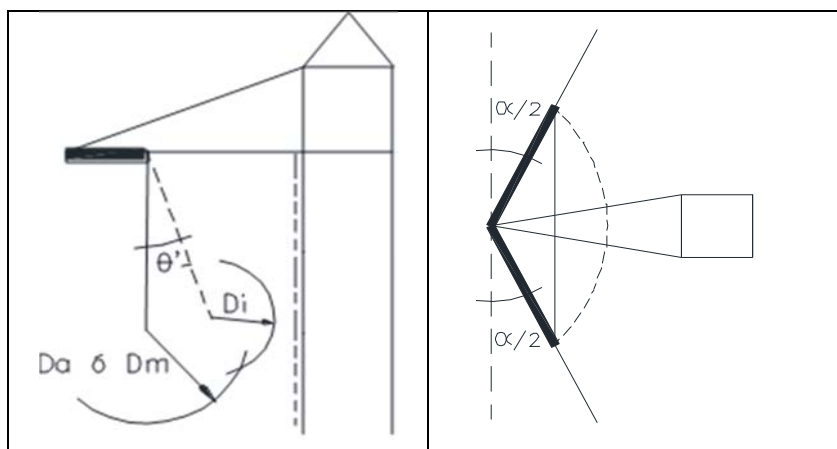


Figura 3.5. Distancias fase - tierra y ángulos de oscilación en el "cuello muerto"

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:

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

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).

K_c : 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 K_c

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°.

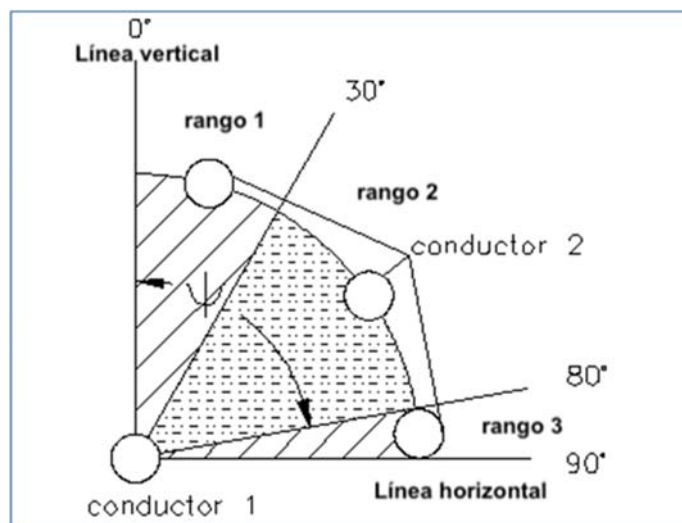


Figura 3.6. Posición relativa del conductor 2 respecto al conductor 1, para determinar K_c

▪ **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		

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, 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)	$\leq f.d.p. \leq$	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.

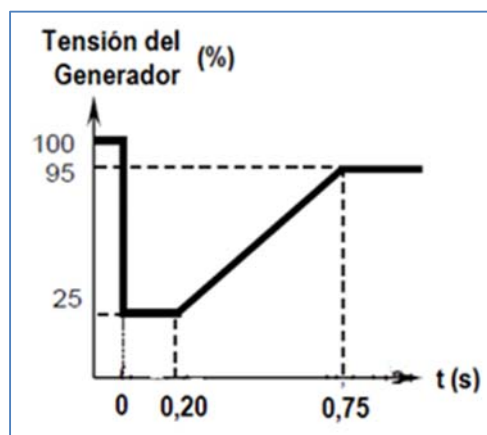


Figura 4.1. Hueco de tensión por falla trifásica en el SEIN, visto en bornes del generador

- *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 para poder participar en el Esquema de desconexión 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 ≥ 500 kV	$\leq 1,0\%$
$500 \text{ kV} > \text{Rango} \geq 220$ kV	$\leq 1,5\%$
$220 \text{ kV} > \text{Rango} \geq 100$ 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 el punto de conexión 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.
- 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:

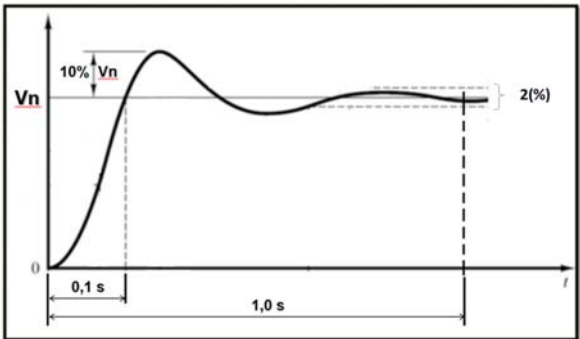
- Control automático de tensión en bornes del generador, en la barra de alta tensión de la central y/o punto de conexión.

- 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 ($E_{fdm\acute{a}x.}$ y $E_{fdm\acute{i}n.}$).
- 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.
Tiempo de respuesta de la Tensión de Campo	 <p>El gráfico muestra la respuesta de la tensión de campo V_n en función del tiempo t. La curva comienza en el origen (0), alcanza un pico de $10\% V_n$ en $0,1\text{ s}$, y luego se estabiliza en un nivel de $2(\%)$ en $1,0\text{ s}$.</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 (PSS⁴) basados en la Integral de Potencia Acelerante, para amortiguar 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)
<i>Rango de Frecuencia de operación instantánea</i>	$56 \leq f \leq 66$	<i>instantáneo</i>	$57 \leq f \leq 63$	<i>Instantáneo</i>
<i>Operación continua</i>	$59,4 < f \leq 60,6$	--	$59,4 < f \leq 60,6$	--
<i>Sobrefrecuencia</i>	$> 63,0$	10	$> 61,5$	10
<i>Subfrecuencia</i>	$< 58,5$	20	$< 58,5$	10

⁴ Power System Stabilizer

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, deberá tener una capacidad de regulación continua de la tensión, en un rango de $\pm 10\%$ de la tensión nominal de la barra, de manera que no desconecte 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 sin dañar los aerogeneradores 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.

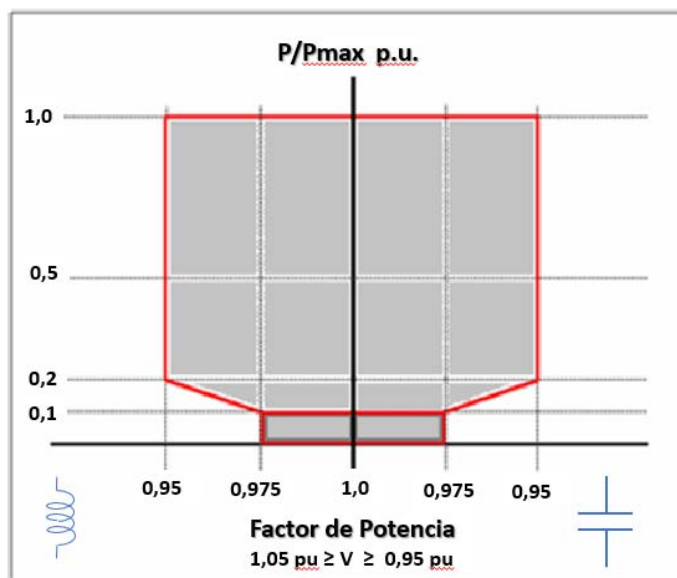


Figura 4.2. Rango de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente de la CGNC.

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.

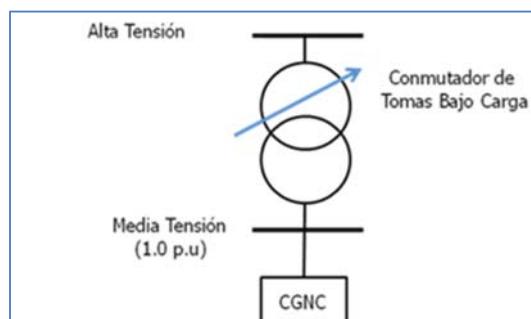


Figura 4.3. Transformador elevador con regulación bajo carga

▪ **Comportamiento Transitorio**

Las CGNC deben estar diseñadas para soportar huecos de tensión⁵ producto de cortocircuitos⁶ 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]).

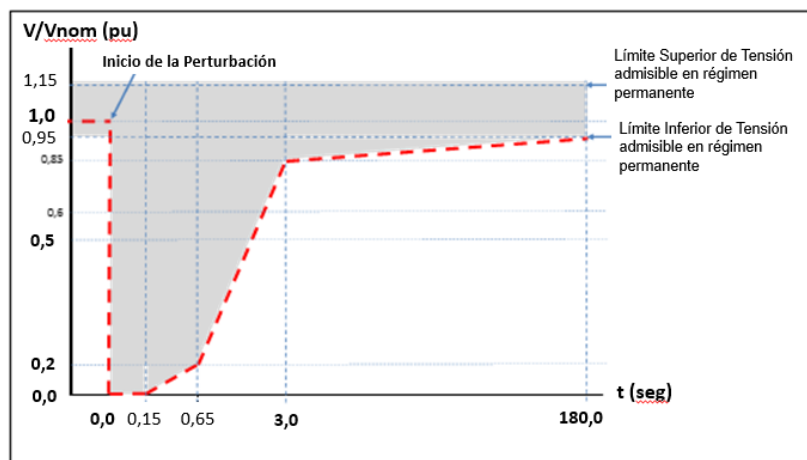


Figura 4.4. Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase

▪ **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.

⁵ Reducción brusca de la tensión provocada por fallas.

⁶ Cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.

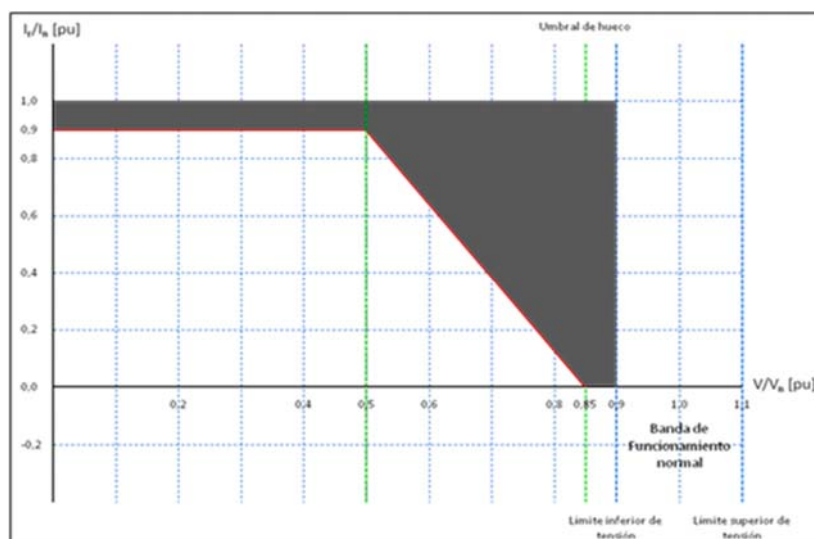


Figura 4.5. Aporte de corriente reactiva I_r , durante el Hueco de tensión

4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación.

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 Primaria de Frecuencia (RPF), para mejorar su factor de planta 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 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., la misma que aplica para la CGNC.

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 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.

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

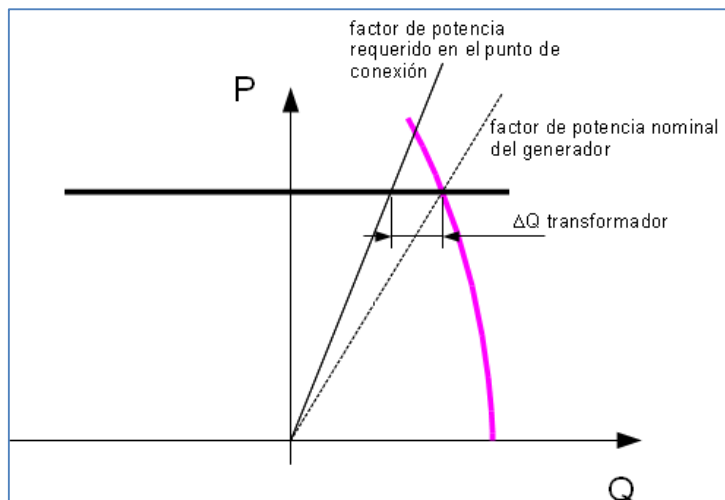


Figura 1A. Diagrama del factor de potencia esperado

El ΔQ en el transformador elevador en la condición de generación a potencia activa máxima debe ser ≤ 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.

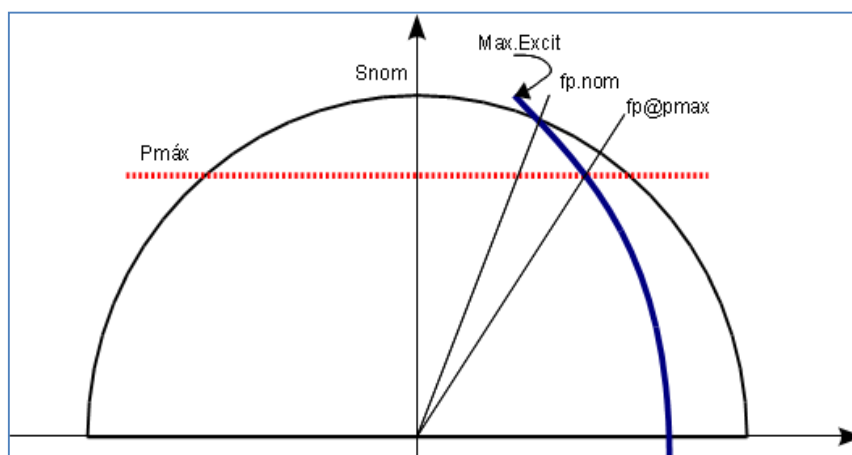


Figura 2A. Diagrama P-Q con factor de potencia del generador a potencia activa máxima

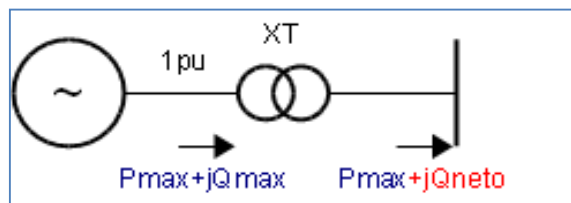


Figura 3A. Esquema simplificado utilizado

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.

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

Donde:

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

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

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

Finalmente,

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

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 repotenciaci3nes 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	--	40 kA (*)
220	--	40 kA (**)	40 kA (*)
138	--	--	31,5 kA (*)

(*) 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 Temporarias⁷ 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 no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante.

⁷ De acuerdo con la norma IEC-60071-2

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.

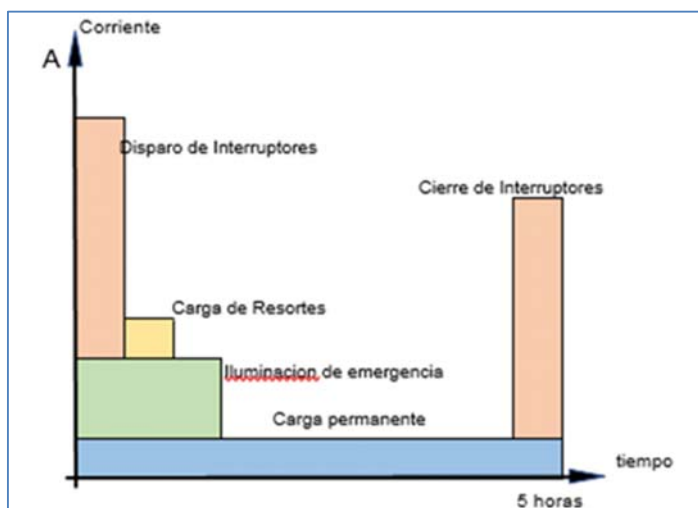


Figura 5.1. Ciclo de carga típico de las baterías

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

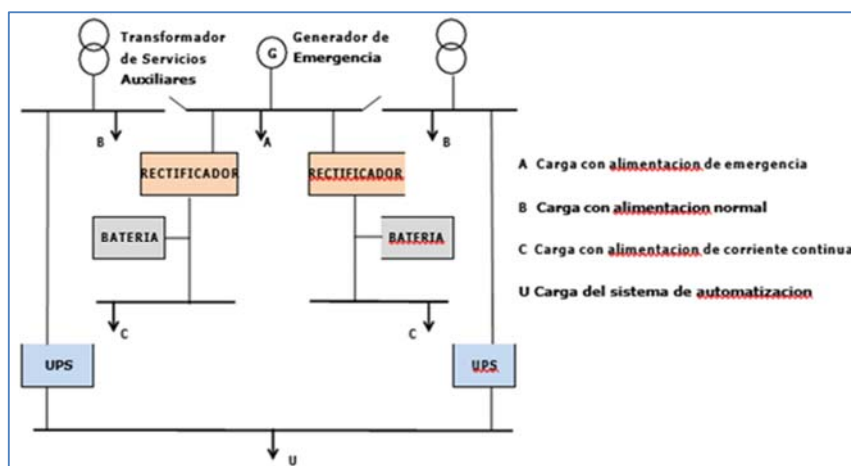


Figura 5.2. Diagrama general de los servicios auxiliares.

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 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 5.5⁸.

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

⁽⁸⁾ CNE-Suministro, Regla 212.

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
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 vigentes⁹. La malla de tierra profunda debe estar conformada por conductores

⁽⁹⁾ CNE-Suministro. Reglas 036.A y 036.B.

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:

- 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]).

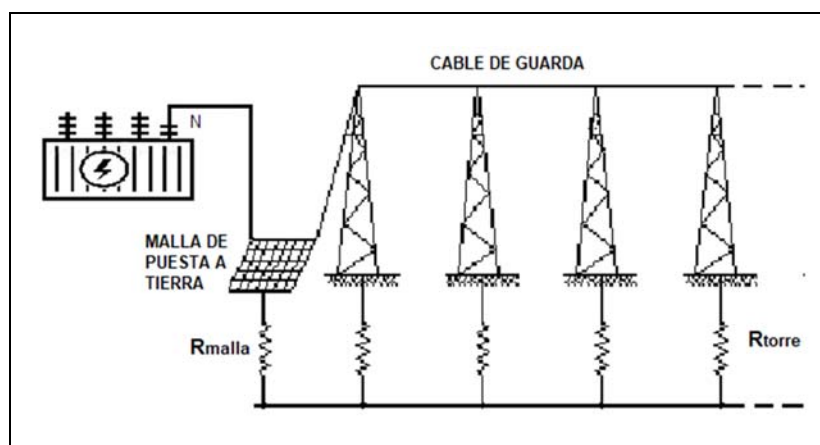


Figura 5.3. Esquema de equipos conectados a la malla de puesta a tierra de una subestación.

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.

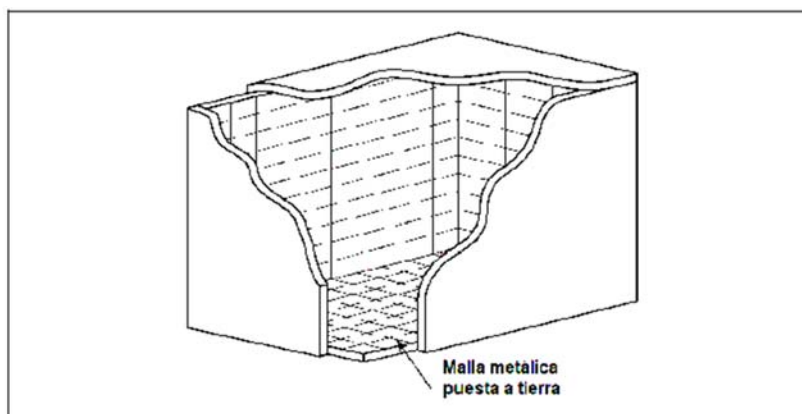


Figura 5.4. Representación de sistema de puesta a tierra con Jaula de Faraday en la estructura de construcción civil.

5.5.4 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Protección General

La Protección contra Incendios para los Equipos de Patio y de la Sala de Control ¹⁰ 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:

- No usar materiales inflamables.
- Los accesos y salidas libres y señalizados, de manera que haya siempre una ruta de escape.
- 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, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y, 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.

⁽¹⁰⁾ 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.

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 estandarizadas¹¹ 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

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

⁽¹¹⁾ Se usa como referencia la norma IEC 62271-1 (Ref. [32])

- 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 (R_{cc}) sea menor o igual a 30.
*La relación de corto circuito (R_{cc}), 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. Adicionalmente, para los interruptores en 500 kV se deberá incluir en el diseño del interruptor capacitancias conectadas en paralelo con las cámaras de interrupción.
 - 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 del STTR y STL 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 interbloques para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra. Estos interbloques serán electromecánicos y serán aplicables tanto para los mandos motorizados como para los mandos manuales.*

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.
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 ferrorresonancia 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]), 61869-5 (Ref. [19]) y 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 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 será para cada etapa de enfriamiento. La selección de la capacidad de un transformador deberá ser para la potencia máxima a suministrar a la red o a la carga, en su etapa ONAN.*
 - *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 debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno 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.
12. Cada banco transformador que se conecte al STTN y STTR, además de las características mencionadas deberán cumplir las siguientes características adicionales:
- El diseño del transformador deberá considerar dos etapas de enfriamiento: ONAN / ONAF.
 - Los transformadores (Fig.5.5(a)) y autotransformadores (Fig.5.5(b)) de potencia deben ser de tres y dos devanados, respectivamente.

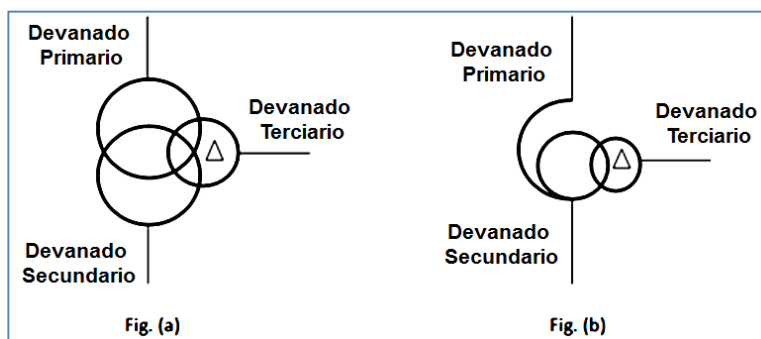


Figura 5.5. (a) Transformador, (b) Autotransformador.

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 (ONAN) estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Estandarizadas ONAN en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV	Transformadores con Primario 138 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	15/10/8 MVA 30/30/15 MVA 45/45/15 MVA

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

- g) Deberán estar diseñados para operar en condiciones de emergencia con sobrecargas de larga y corta duración, para cualquier condición previa de cargabilidad y sin afectarse su vida útil. Las condiciones de sobrecarga a cumplir son las siguientes:

- De larga duración, cargabilidad del 120 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de cuatro (4) horas de su ciclo diario de carga.
- De corta duración, cargabilidad del 130 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de treinta (30) minutos de su ciclo diario de carga, para los transformadores del STTN y STTR.
- La cargabilidad del 120 % y 130 % pueden ocurrir dentro de un mismo ciclo diario de operación como el mostrado en la Figura 5.6.

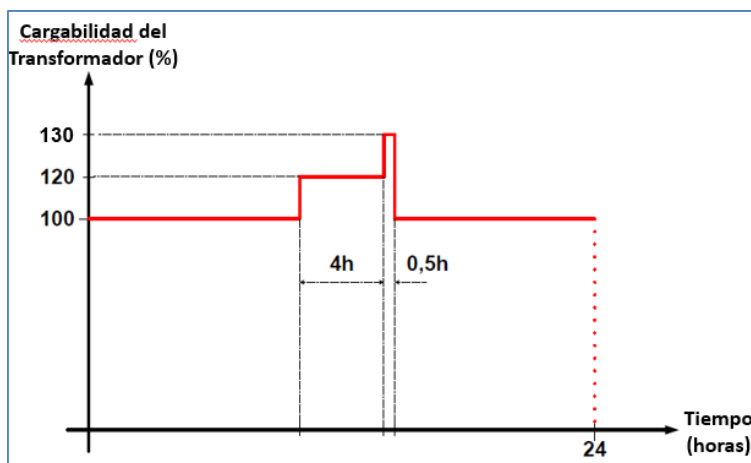


Figura 5.6. Ciclo diario de carga de un transformador

Para cumplir con esta característica, deberá contar como mínimo con una etapa de refrigeración forzada ONAF.

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)

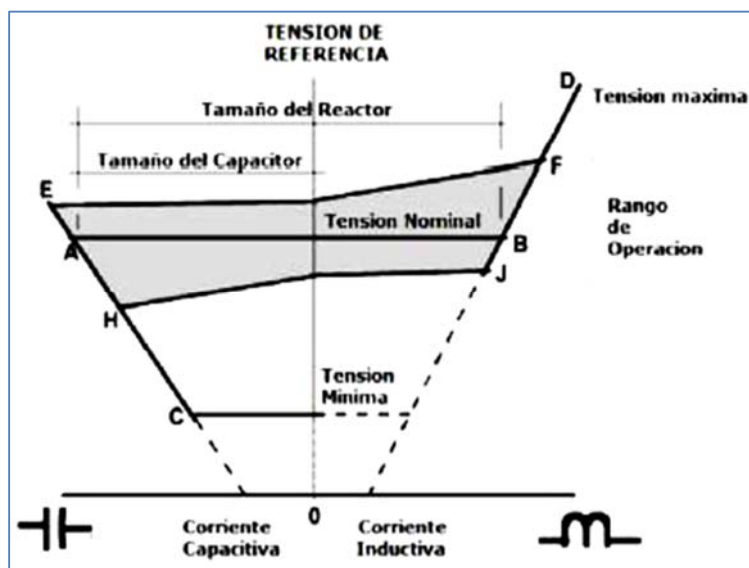


Figura 5.7. Curva característica V-I del SVC.

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 ferresonancia.

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 $\pm 5\%$.

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.

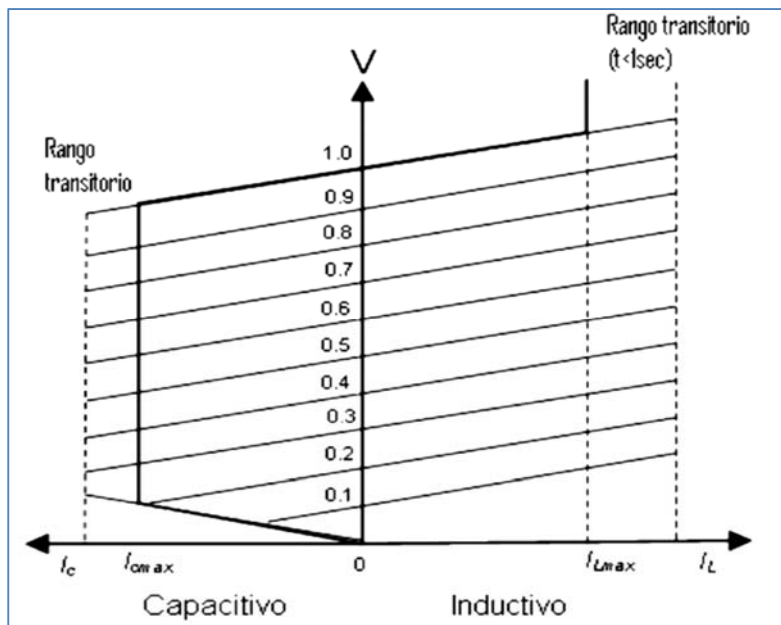


Figura 5.8. Curva característica V-I del STATCOM

5.6.11 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 una cuchilla de tierra en paralelo, con el fin de que, al cerrar esta cuchilla de tierra, 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.*

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 $\pm 2,5\%$ Vn 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.

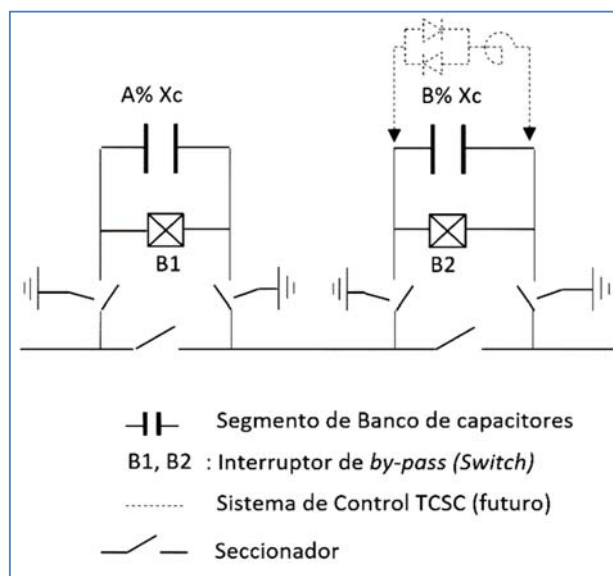


Figura 5.9. Capacitor Serie Segmentado

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]), Segunda 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 compartimento 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.

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

Nº 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 repotenciaciones 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 ($SIR > 4$)
- Líneas medianas ($0,5 < SIR < 4$)
- 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 como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas.

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 monofásicas¹² dentro

¹² A frecuencia Industrial (alrededor de 60 Hz)

de los límites de tiempo establecidos en el presente Anexo 1, con una resistencia mínima de falla de 25 Ω .

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 deberá implementarse la protección diferencial de línea (87L) o la protección de distancia (21/21N) con teleprotección.

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 u onda portadora.

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 M_{ho} 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 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 líquido 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.

Para los transformadores grandes, además se debe contar con la función diferencial de secuencia negativa para las fallas entre espiras.

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:

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

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.*
- 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

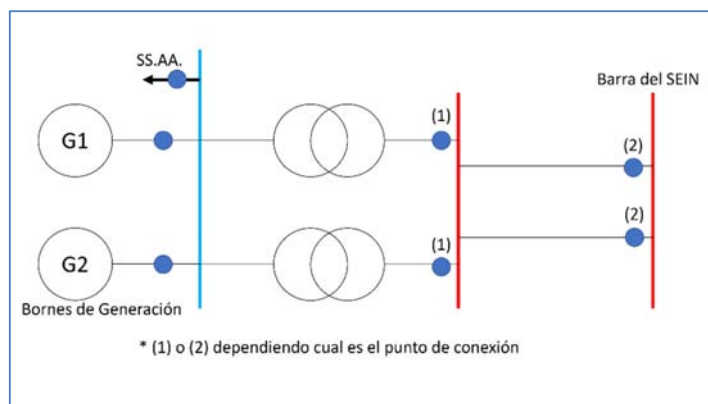
6.10.1 MEDIDORES DE ENERGÍA

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

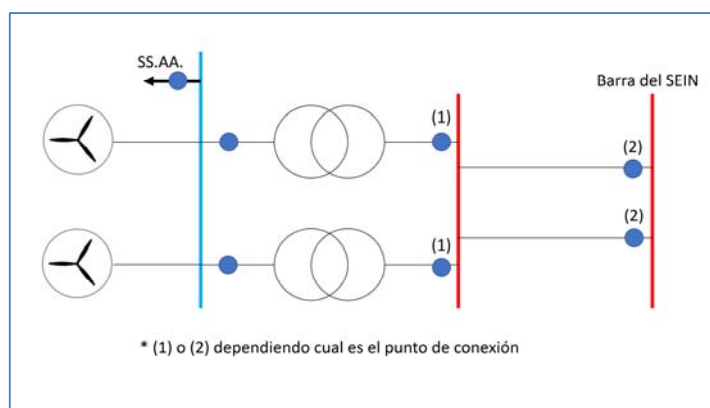
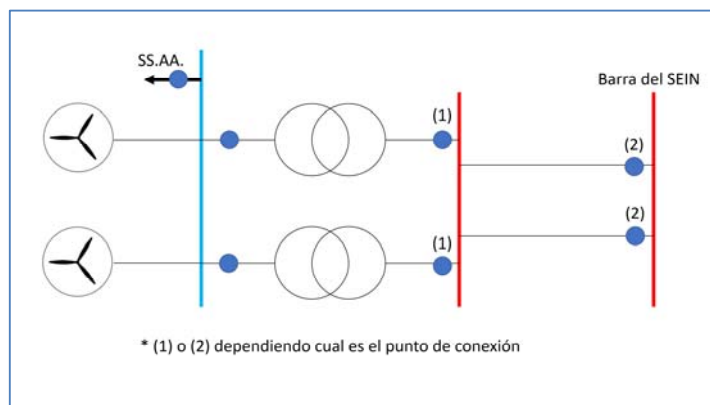
▪ Ubicación de los Puntos de Medición

Las mediciones deberán efectuarse en los siguientes puntos:

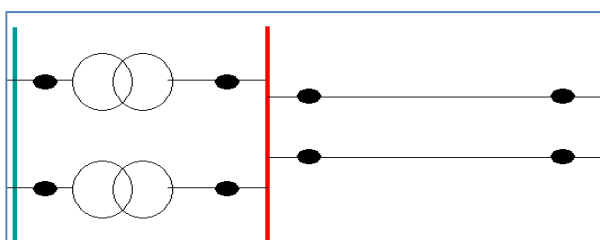
- Para la conexión de grupos de generación, los puntos de medición se deben ubicar en los bornes de generación, en los servicios auxiliares (SSAA) y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas).



- 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.

▪ **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), 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 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 o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.*
2. *El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, con una latencia menor a 200 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, IEC/IEEE 60255-118-1 Part 118-1 o IEEE C37.118.1a-2014; 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.*

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.

6.10.3.1 Lugares de Instalación de Equipos Registradores de Fallas

- *En todas las Instalaciones mayores a 100 kV.*
- *En ambos extremos de líneas con niveles de tensión mayores a 100 kV, y en transformadores de potencia a partir de 50 MVA, siempre que tengan posibilidad de inyección de corriente de cortocircuito en ambos extremos.*
- *En el punto de conexión al sistema de transmisión mayores a 100 kV, que atienden las cargas de Usuarios Libres o Regulados.*
- *En el punto de conexión al sistema de transmisión mayores a 100 kV de equipos de compensación reactiva o FACTS (Flexible AC Transmission Systems).*
- *En el punto de conexión al sistema de centrales de generación con potencia mayores a 80 MVA.*

6.10.3.2 Requerimientos Mínimos para los Equipos Osciloperturbógrafos

- a) *Tener la funcionalidad de registrar la forma de las ondas de tensión y corriente en las redes de alta tensión, antes de ser modificada por algún tipo de filtrado digital.*
- b) *Tener un puerto ETHERNET que permita adquirir de forma remota la información de dichos equipos.*
- c) *Deberá estar sincronizado mediante un reloj GPS independiente con errores menores a ± 100 nanosegundos a 1 pulso por segundo (pps).*
- d) *Asimismo, deberá contar con capacidad de implementación futura de fuentes sincronizaciones de respaldo a través de otras tecnologías de sincronización de tiempo (NTP, PTP, etc.) siempre que se garantice los rangos de error antes indicados.*
- e) *Por cada Celda o Bahía se deberá registrar como mínimo 8 canales analógicos y 16 canales digitales; y como mínimo deberá incluir lo siguiente:*
 - *Posición de los tres polos del interruptor.*
 - *Arranque y disparo de la protección principal.*
 - *Arranque y disparo de la protección de respaldo.*
 - *Señales de envío y recepción de teleprotección.*
- f) *Contar con capacidad de almacenamiento continuo (buffer circular) para los valores transitorios y dinámicos, independiente de las variables ajustadas para las condiciones de fallas.*
- g) *Tener la funcionalidad de registro de secuencia de eventos (SOE), que permita monitorear los cambios de estado de todos los*

canales digitales.

h) *Tener las siguientes funcionalidades:*

- *Registrar eventos transitorios.*
- *Registrar eventos de disturbios.*
- *Logger de disturbios*
- *Logger de calidad de energía (flicker y armónicos)*

Características para registrar eventos transitorios

- *La tasa de muestreo como mínimo de 256 muestras por ciclo (15,36 kHz).*
- *La duración mínima de cada registro será de 30 segundos, ello con la finalidad de registrar ciclos de recierre completos o eventos transitorios completos.*
- *Monitoreo como mínimo las siguientes cantidades eléctricas:*
 - *Las tres tensiones fase-tierra.*
 - *Las tres corrientes de fase.*
 - *La tensión y corriente homopolar (de tierra).*
- *Arranque del registro de evento por:*
 - *La actuación de todas las funciones de protección de los relés.*
 - *Fallas Monofásicas a Tierra, Bifásicas, Bifásicas a Tierra y Trifásicas.*
 - *Corriente en el neutro mayor a 10% de la corriente nominal del transformador de corriente (TC).*
 - *Variaciones de tensión ± 10 % de la tensión nominal (V_{nom}) por fase.*

Características para registrar eventos de disturbios

- *La tasa de muestreo será como mínimo de dos (2) muestras por ciclo (60 Hz), y debe grabar los valores eficaces (RMS: Root Mean Square) de las cantidades eléctricas medidas.*
- *La duración mínima de cada registro deberá ser de 20 minutos.*
- *Monitoreo como mínimo las siguientes cantidades eléctricas:*
 - *Tensiones y Corrientes por cada fase.*
 - *Frecuencia del sistema.*
 - *Potencia Activa, Potencia Reactiva y Potencia Aparente.*
- *Arranque del registro de disturbio por:*
 - *Cambios en Frecuencia $\pm 0,5$ Hz.*
 - *Cambios en Tensión ± 15 %*
 - *Cambios en Potencia de 150%.*

- Oscilaciones de Potencia.
- Oscilaciones de frecuencia.
- Oscilaciones de Tensión $\pm 10\%$ Vnom.

Características de los Logger

- El logger de disturbios debe ser como mínimo de dos (2) muestras por ciclo con un registro de duración mínima de siete (7) días, almacenando las variables de tensiones, corrientes, potencias (aparente, activa y reactiva) y frecuencia.
- El logger de Calidad de Energía debe registrar como mínimo hasta el 64 armónico con una duración mínima de un mes, almacenando las variables de tensiones y corrientes.

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 (treintiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) u otra norma aplicable. 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).

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

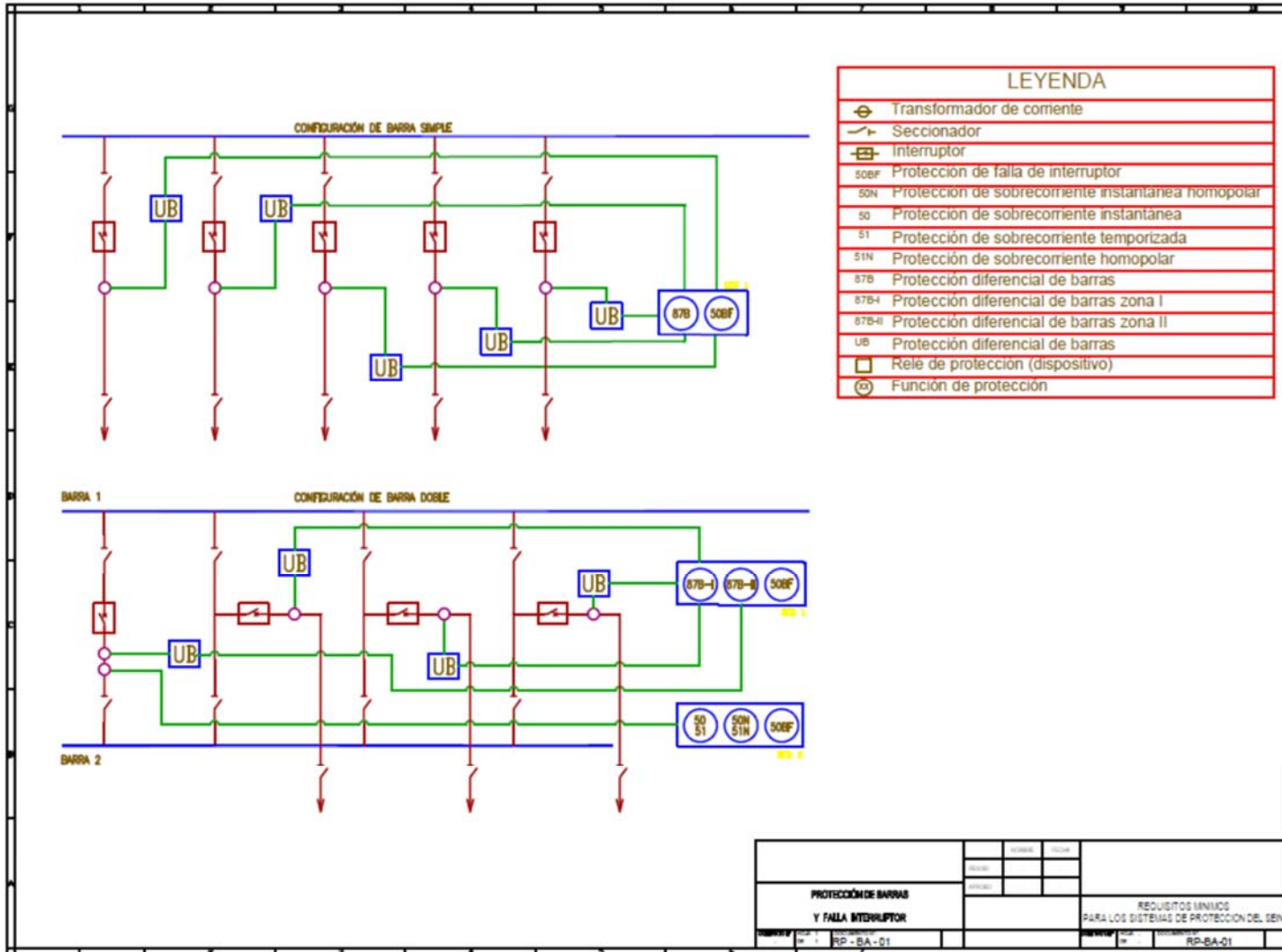
En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.

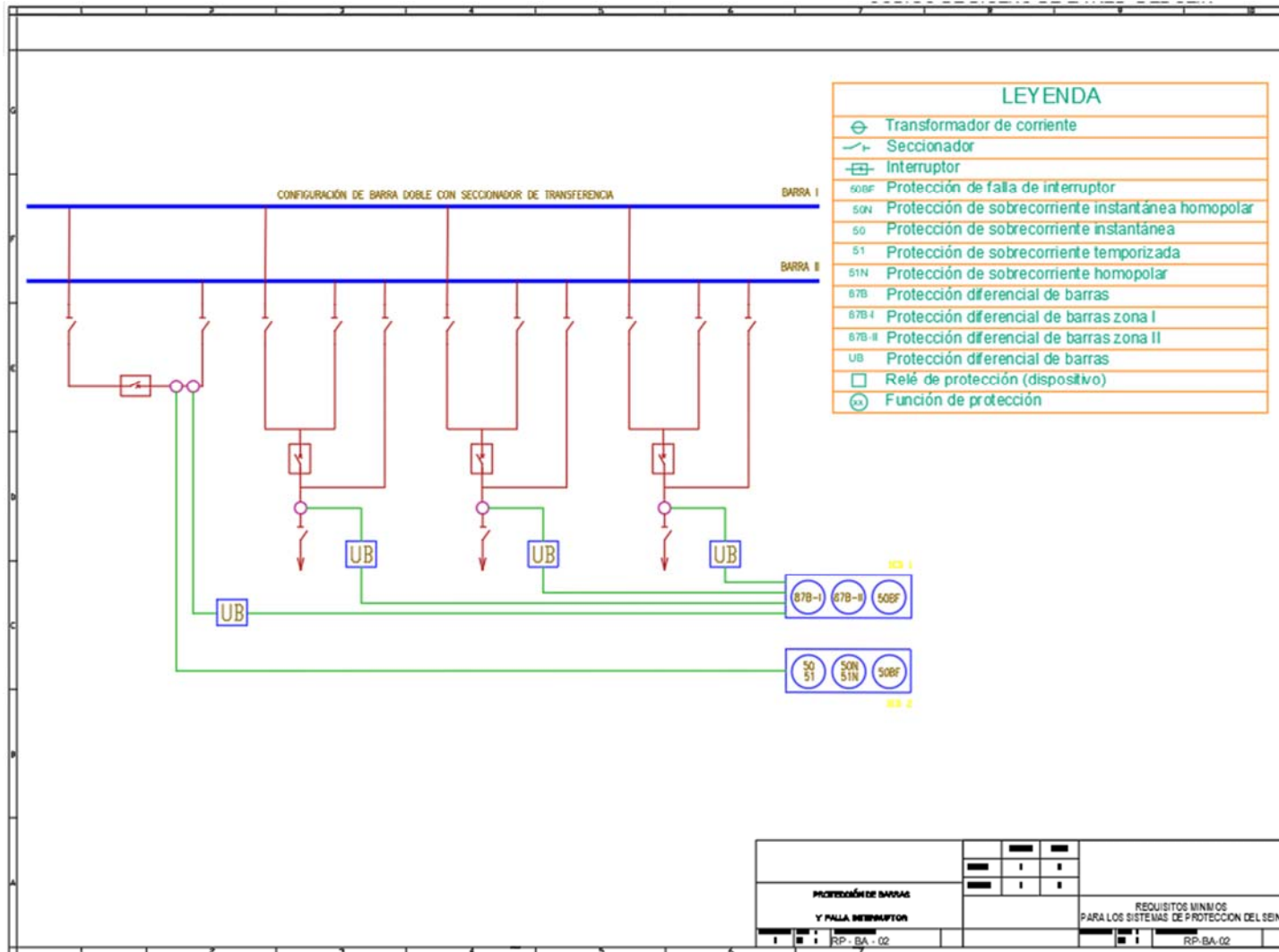
6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

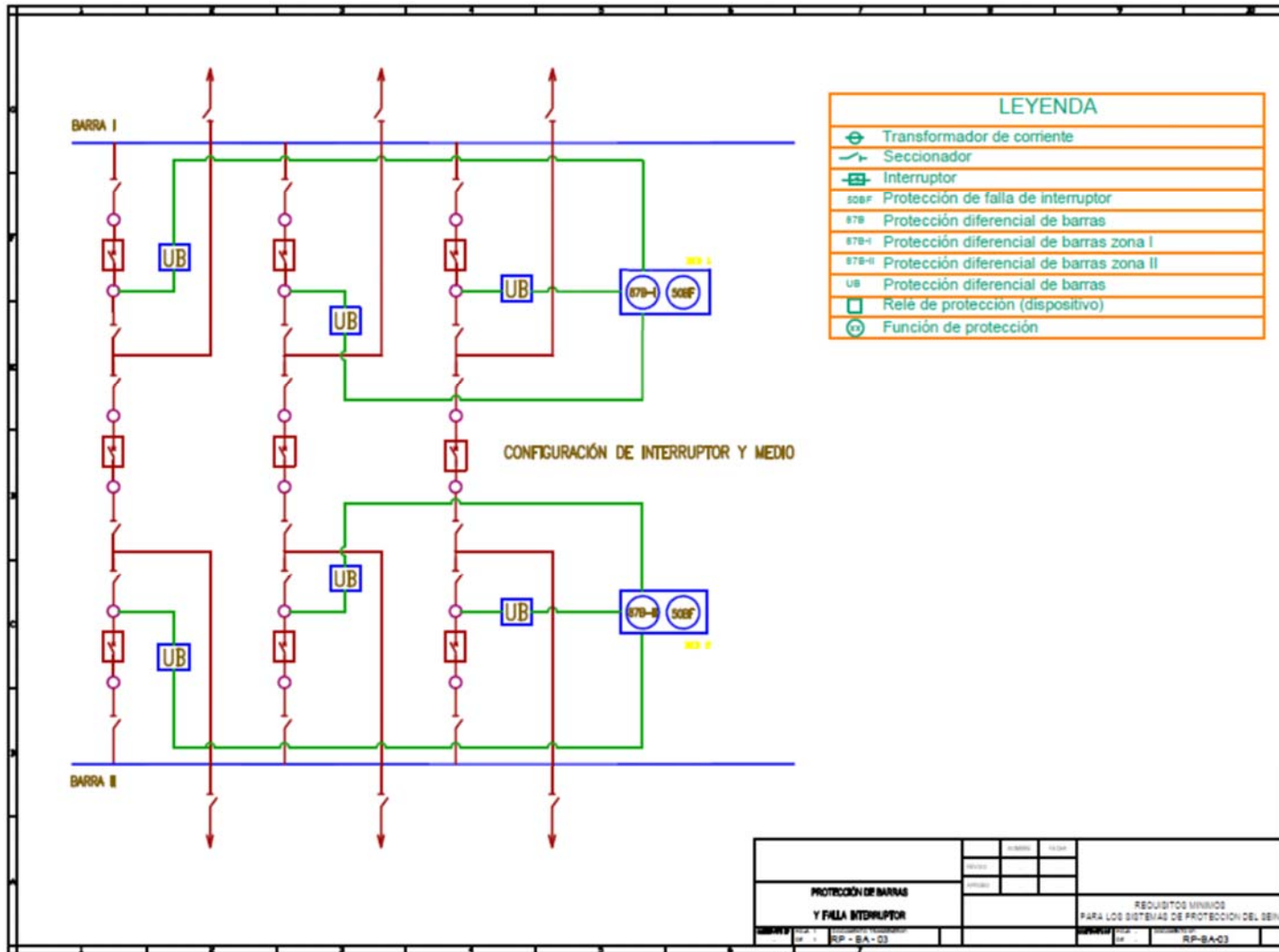
En instalaciones del STL no se requiere doble sistema de comunicación (principal y respaldo). Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación ITU-T G.652.D (Ref. [29]) y otra aplicable; así como, lo establecido en el D.S. N° 034-2010-MTC y en la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03.

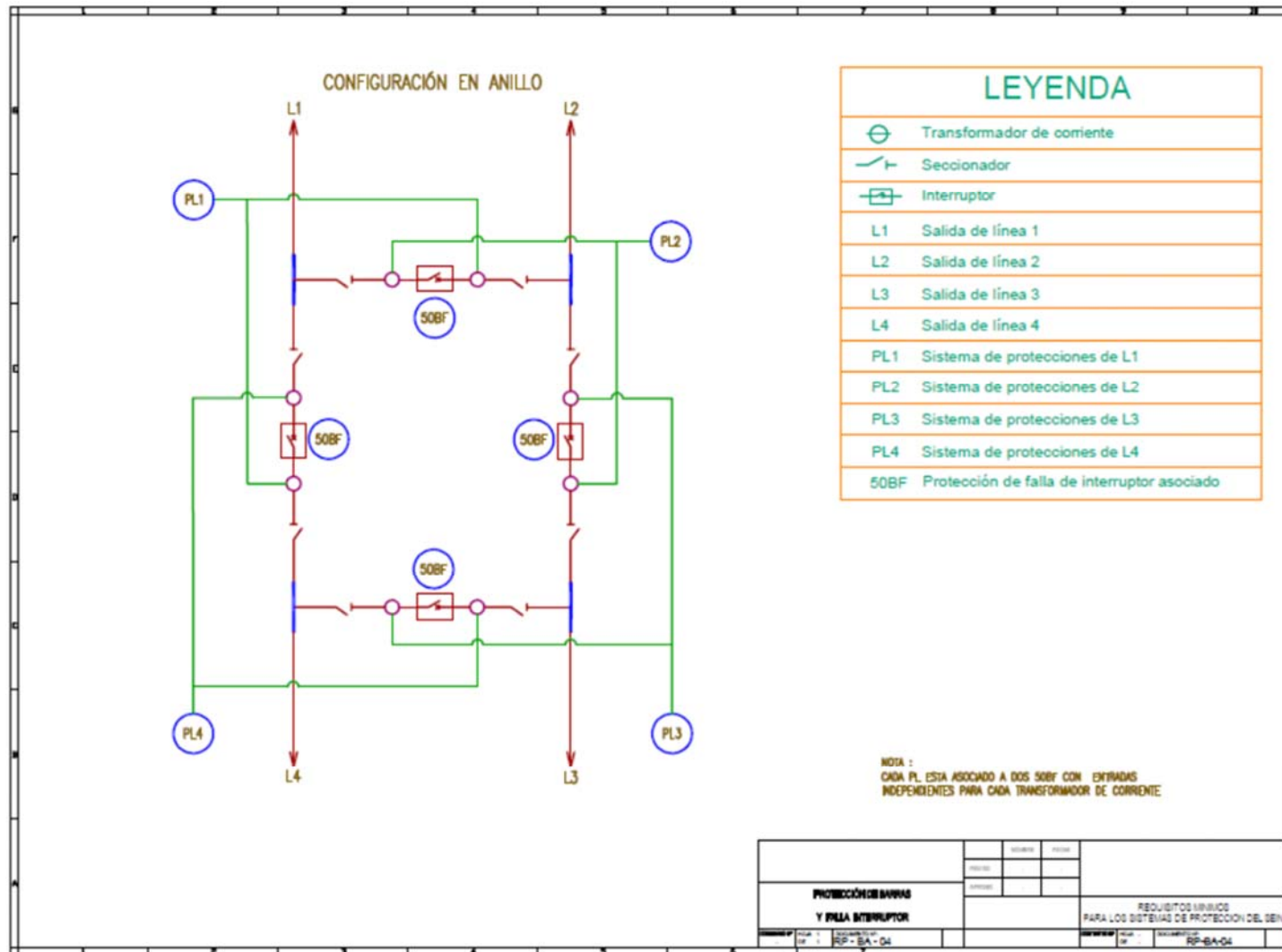
En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación será OPGW o ADSS.

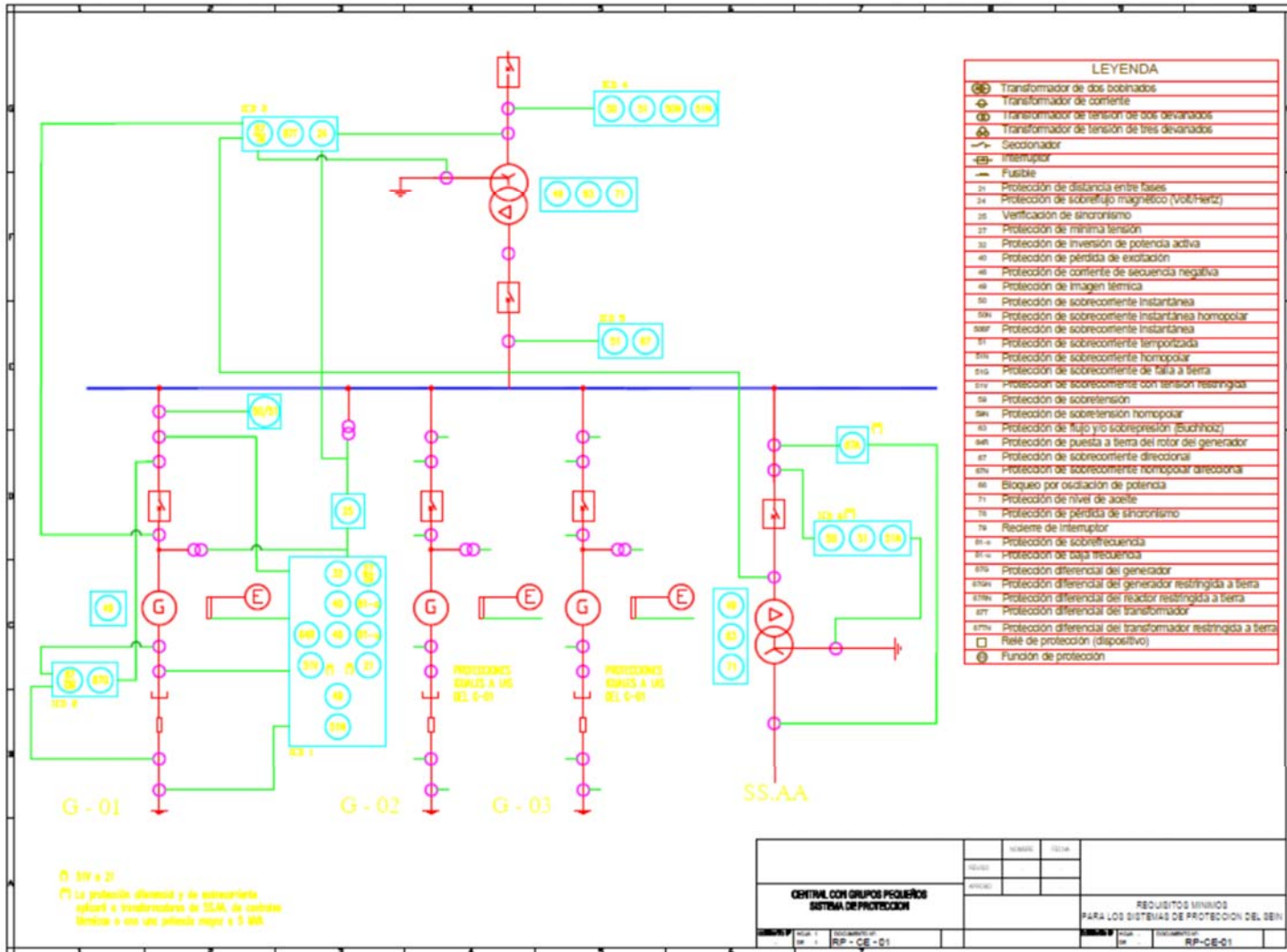
6.12 ESQUEMAS ELÉCTRICOS

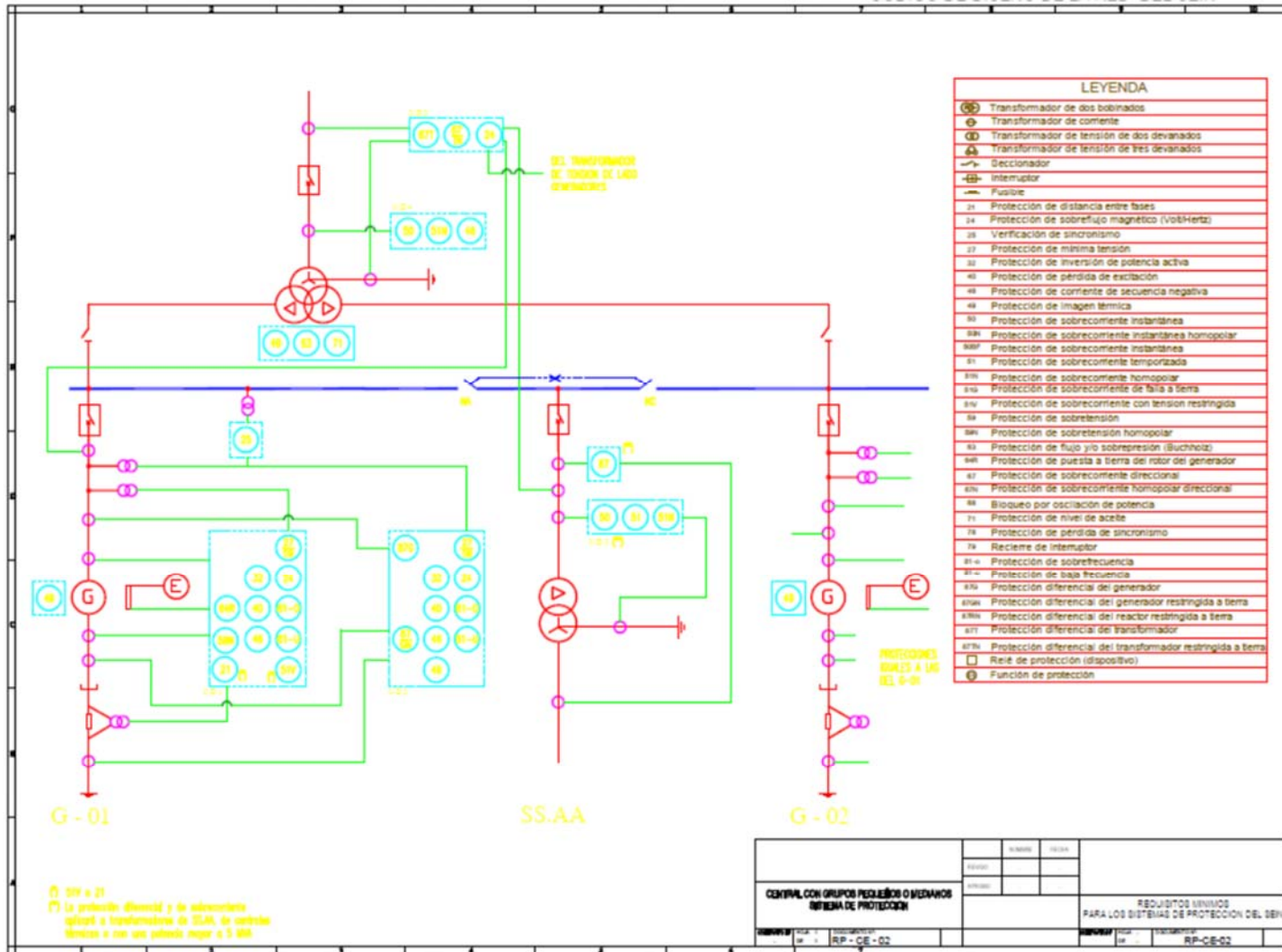


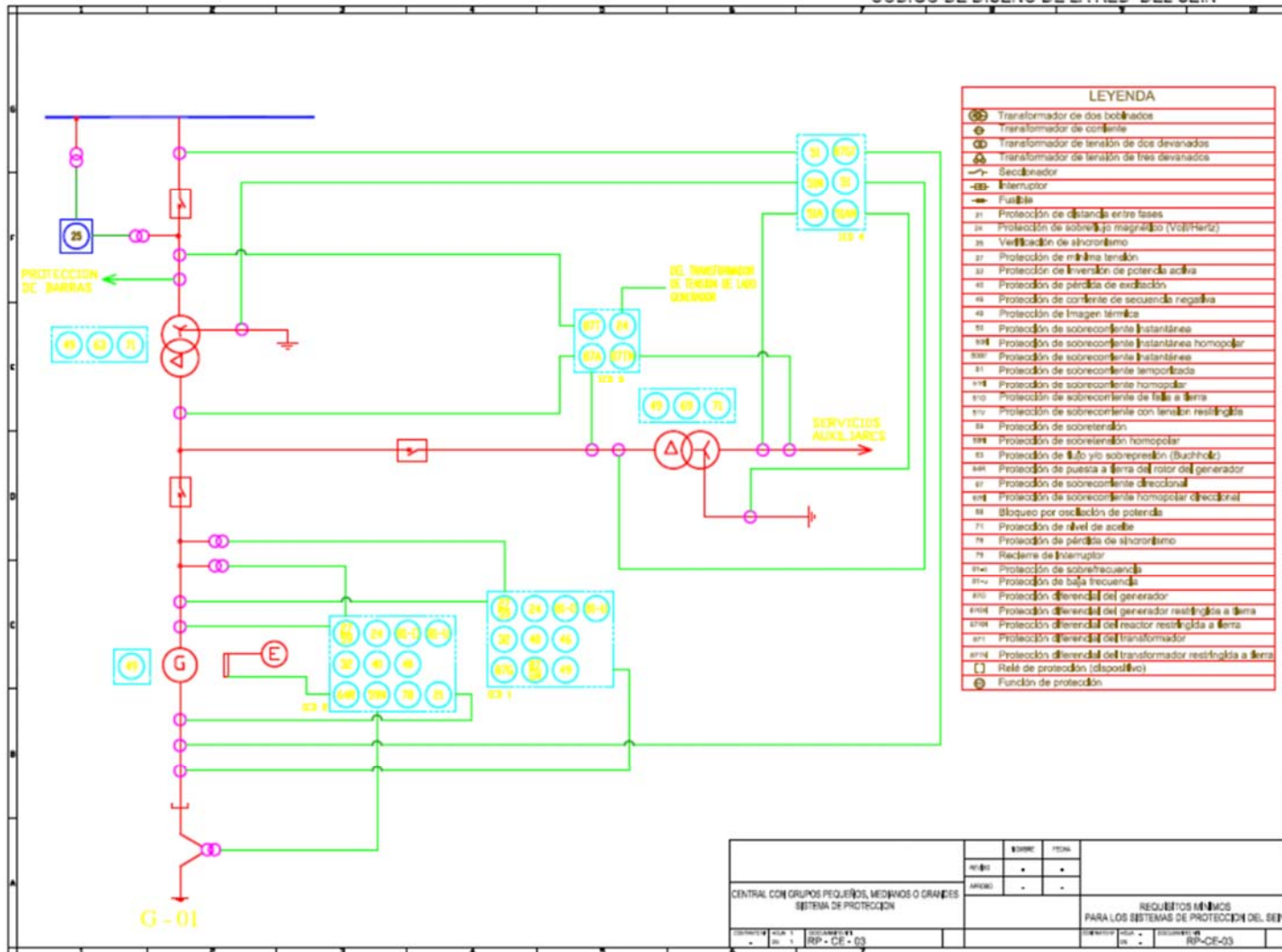


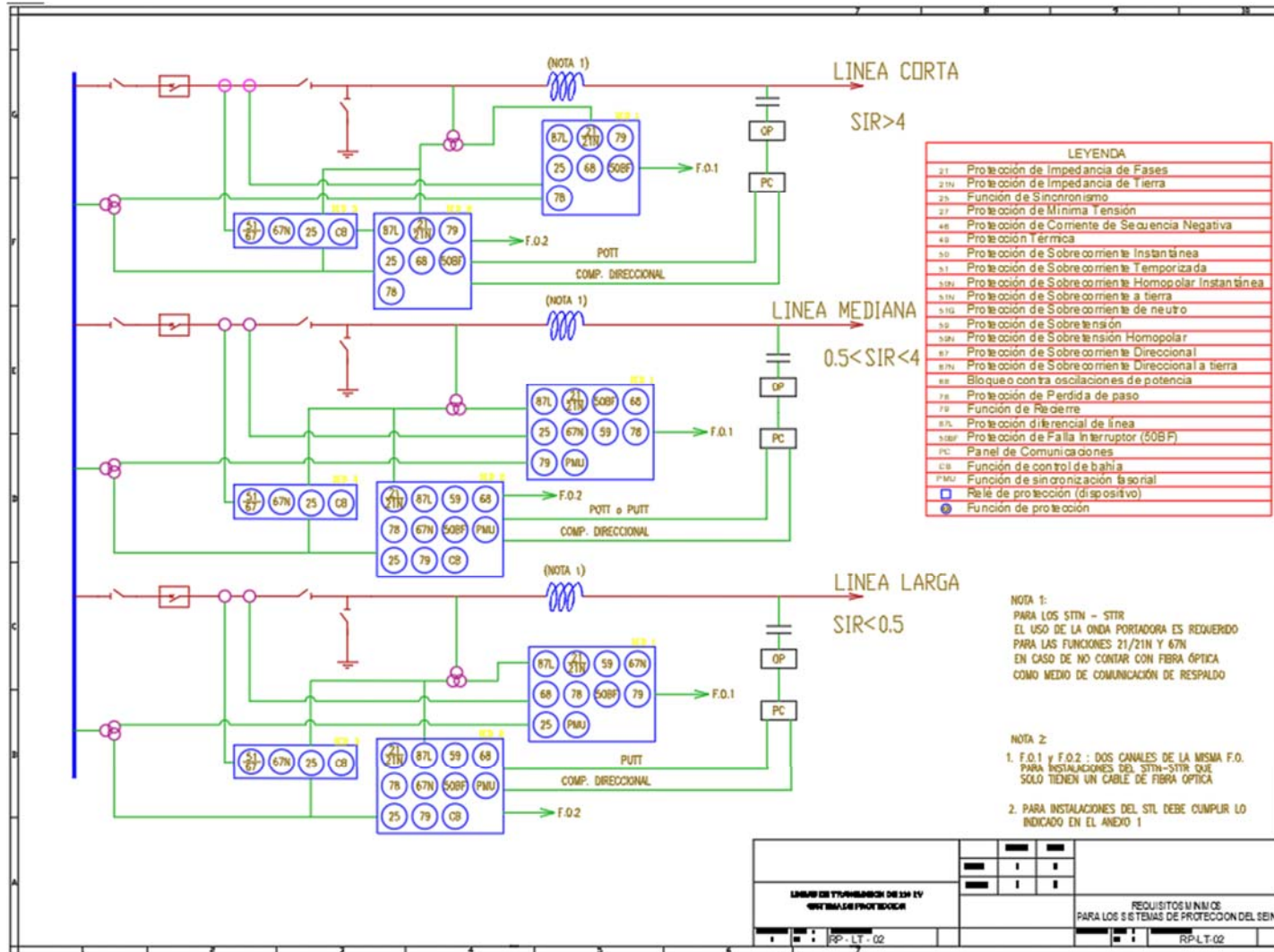


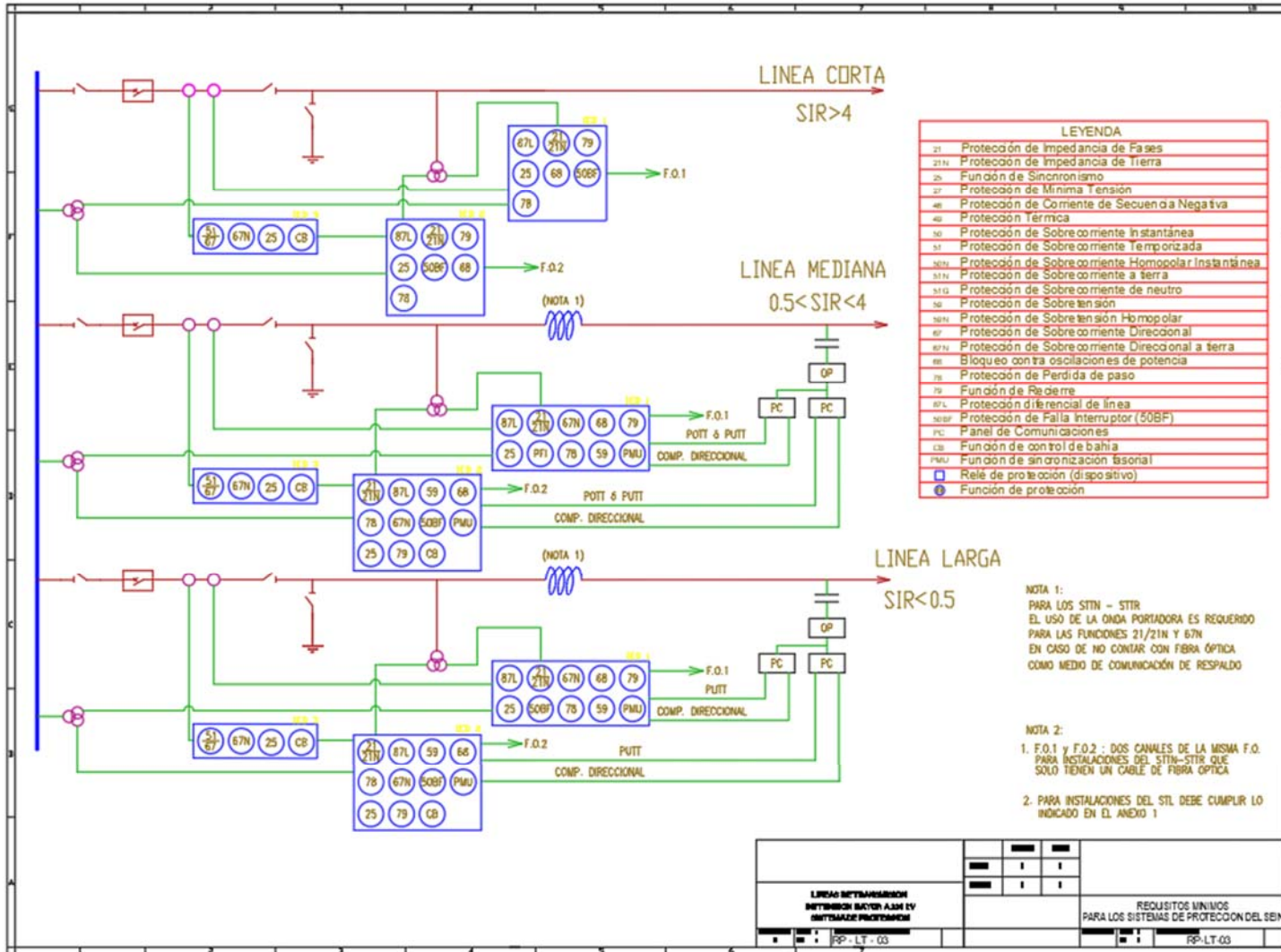


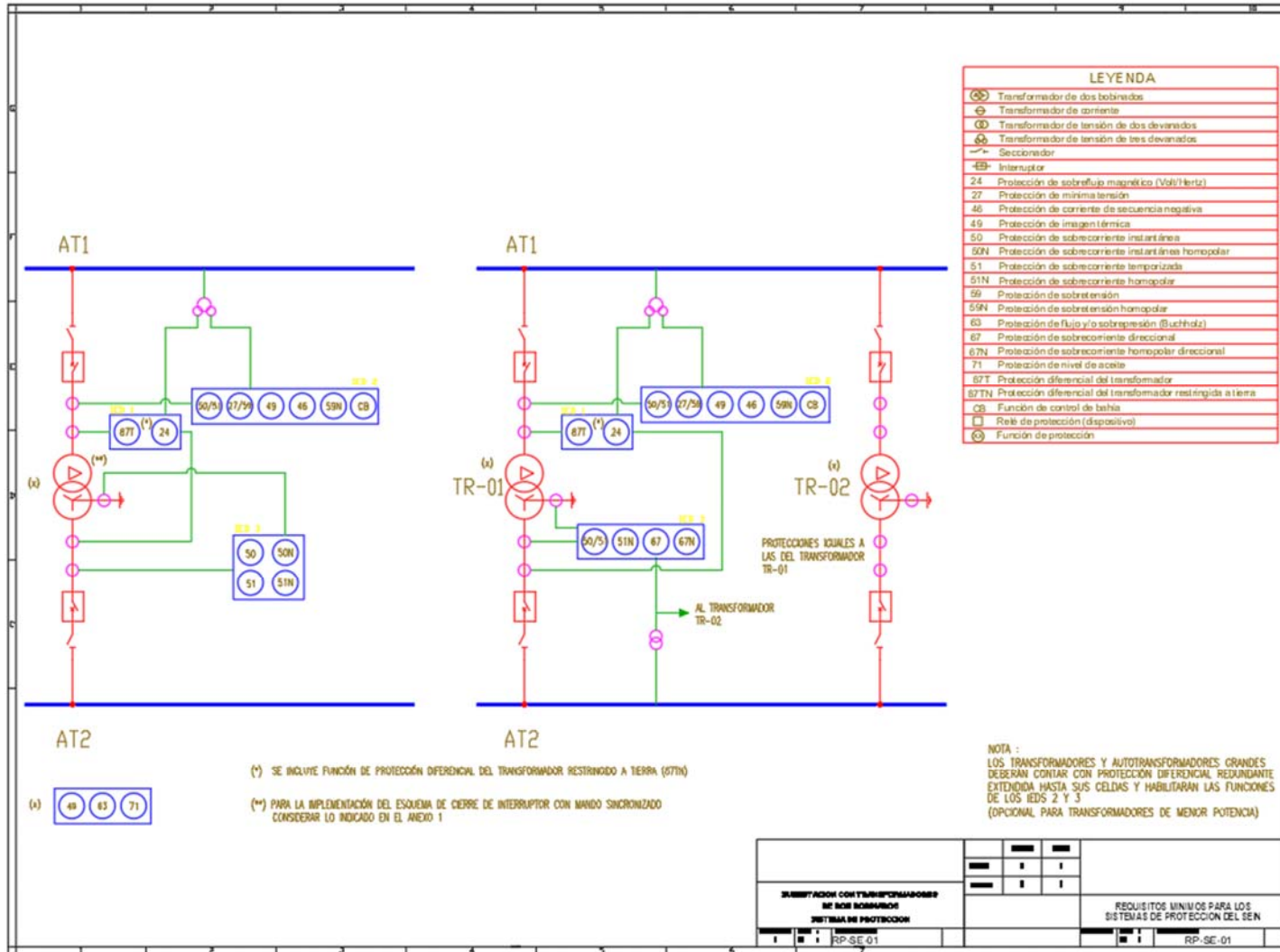


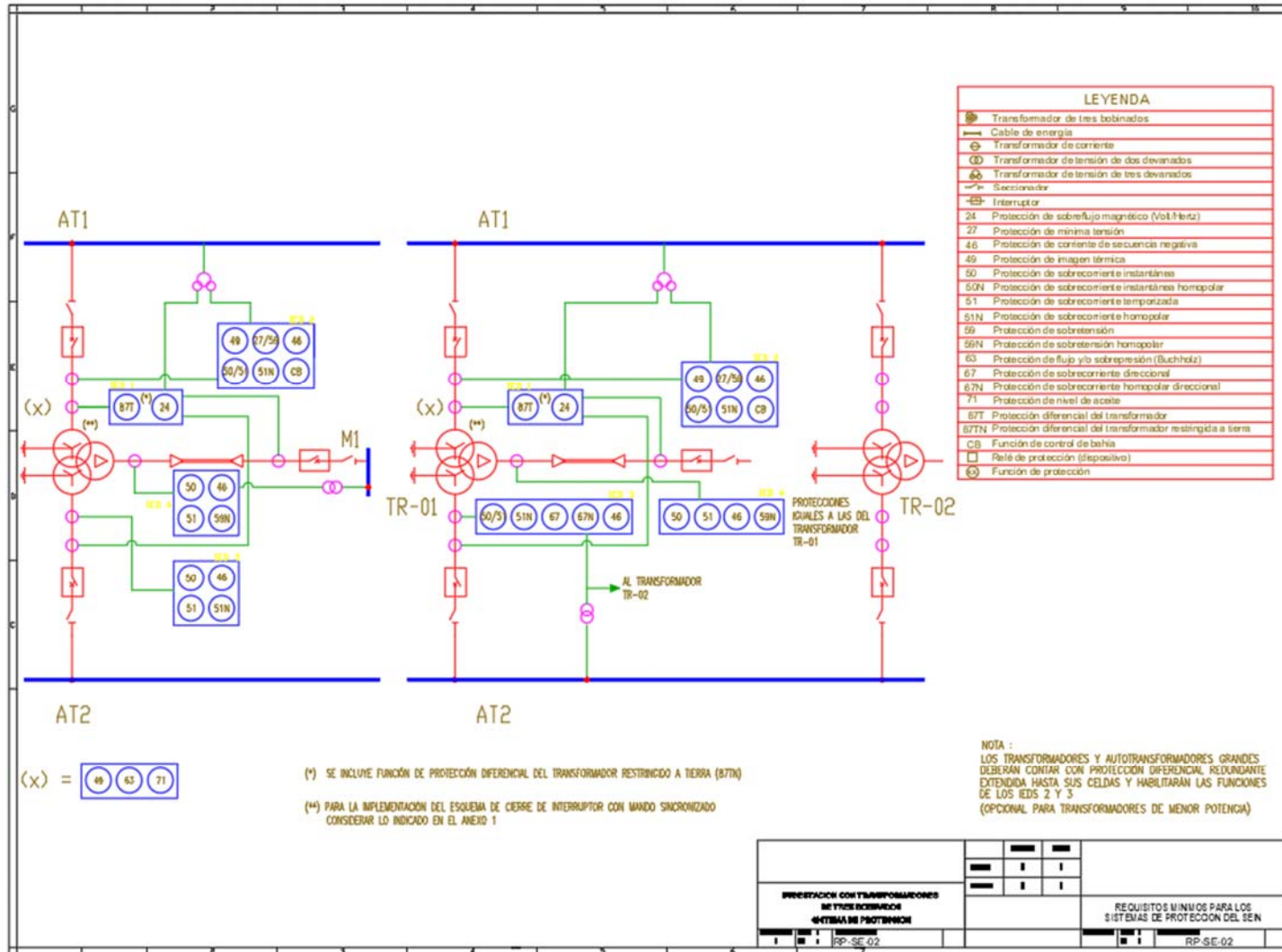


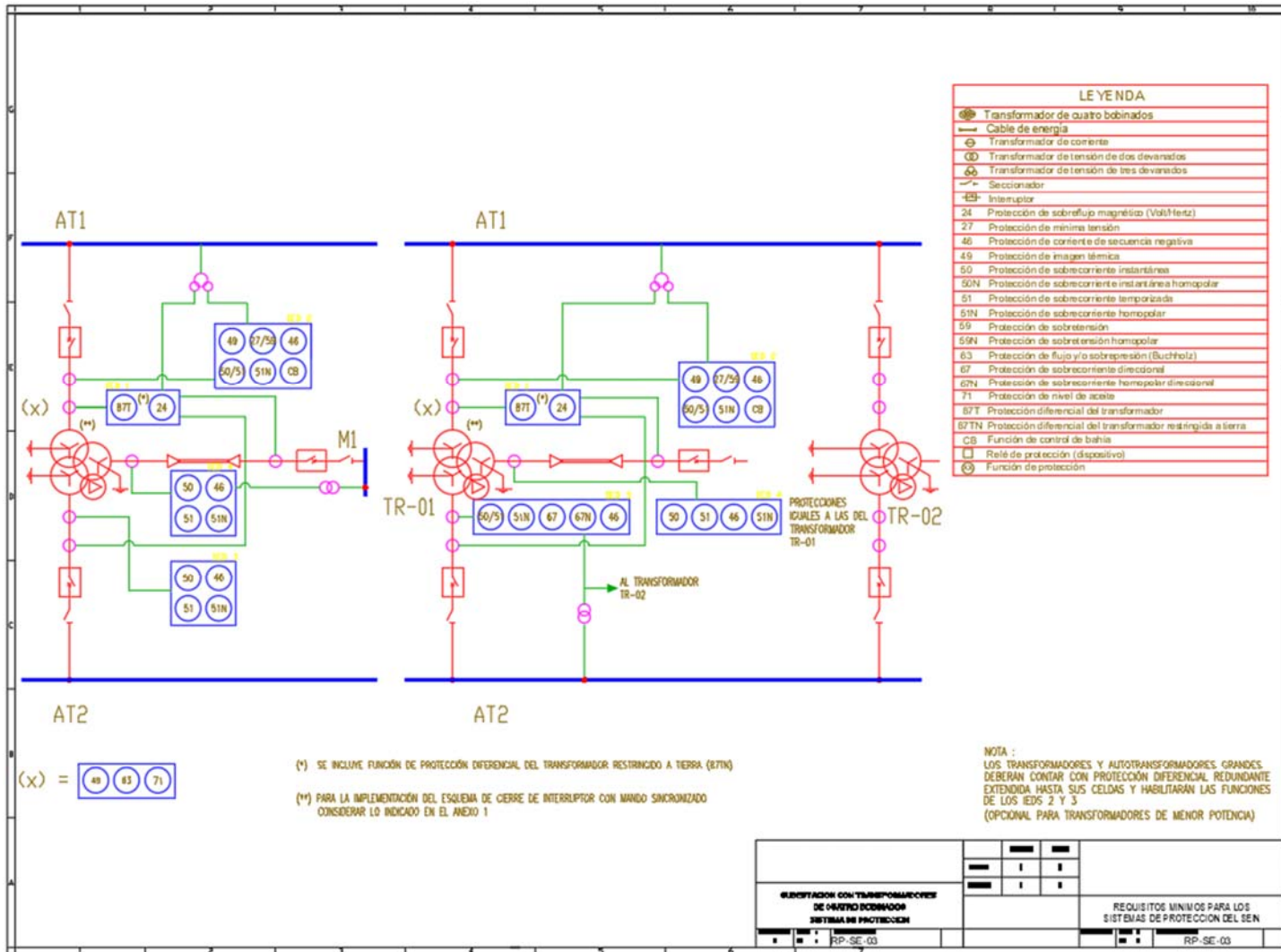


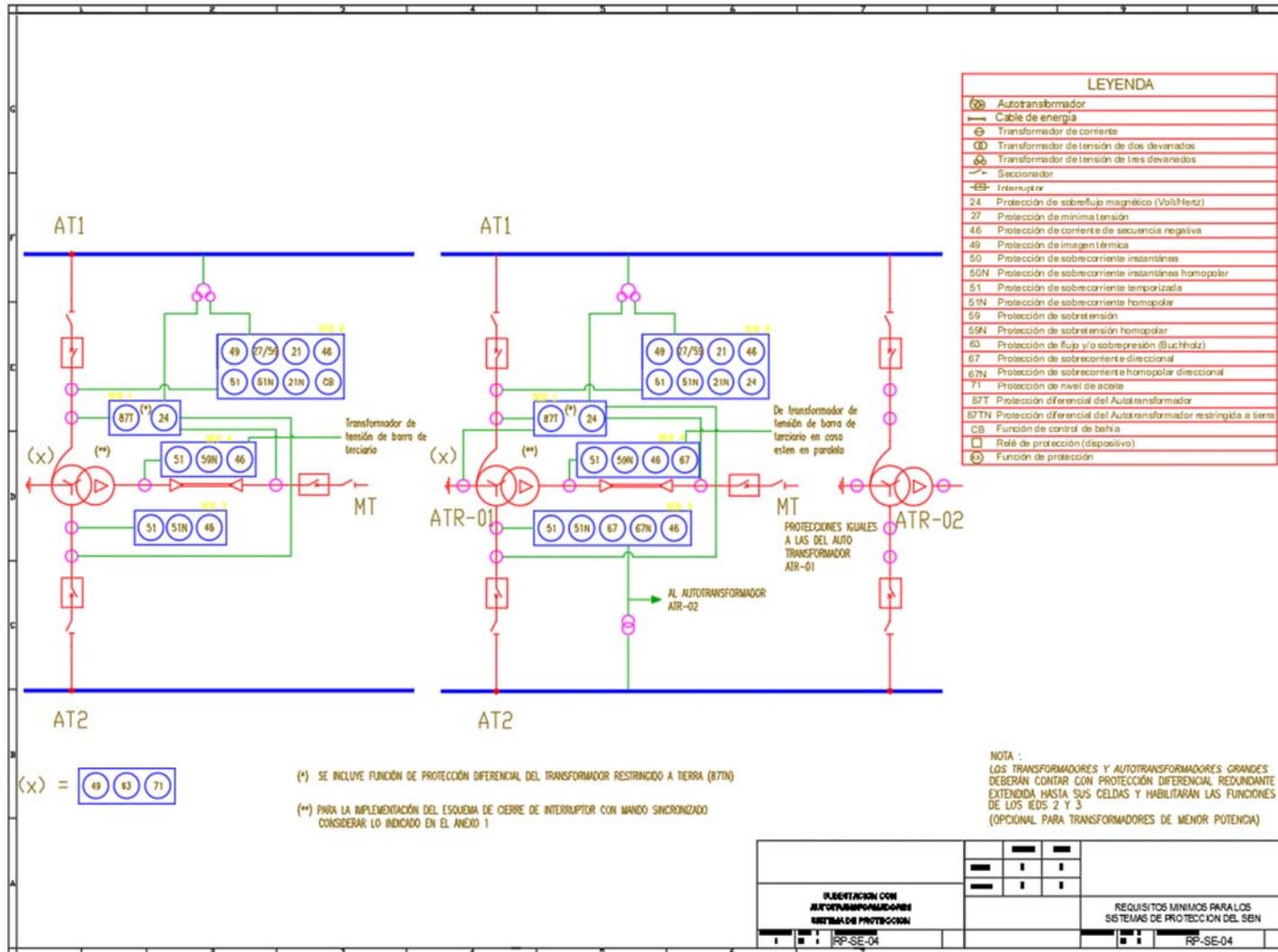


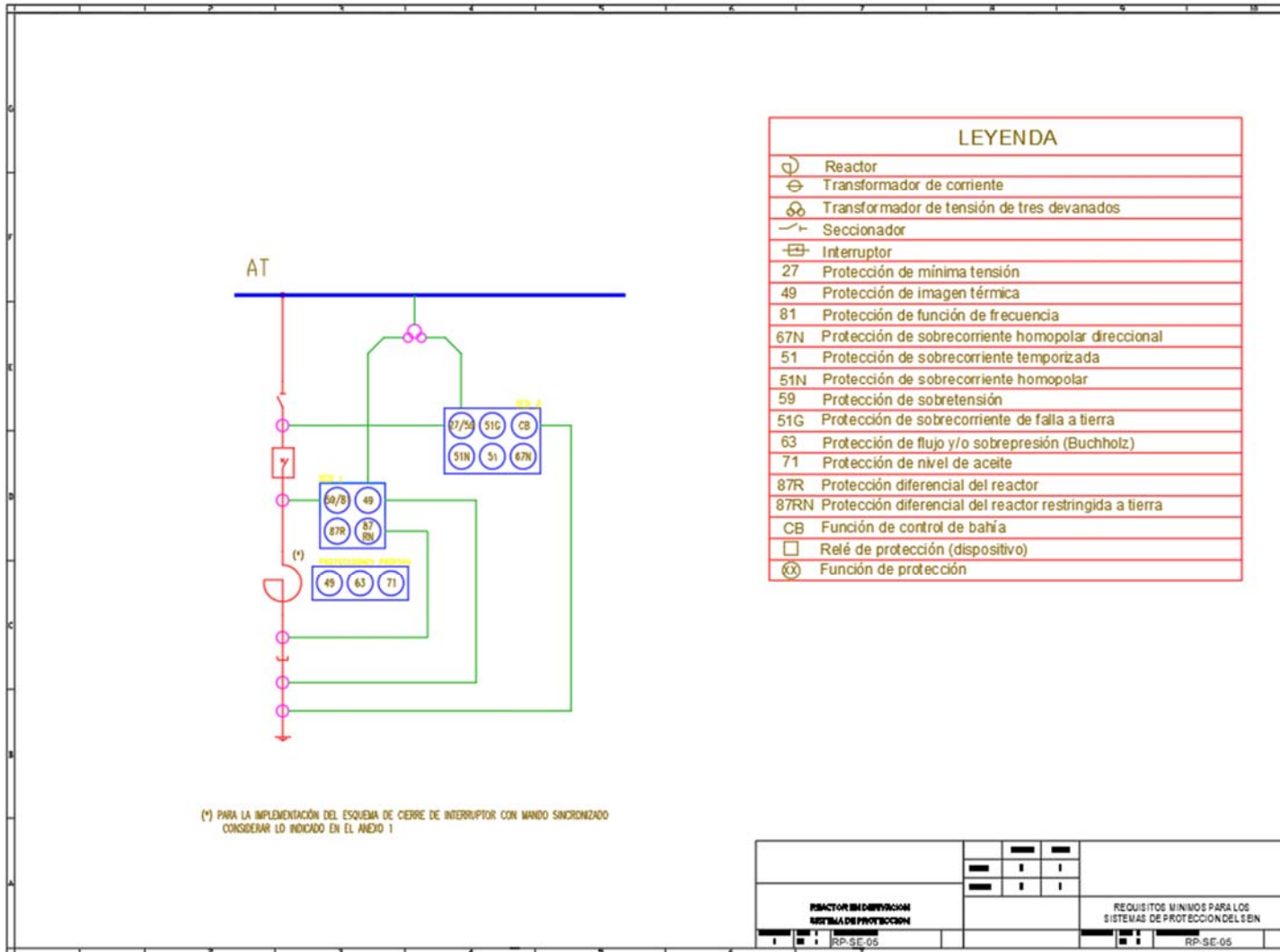


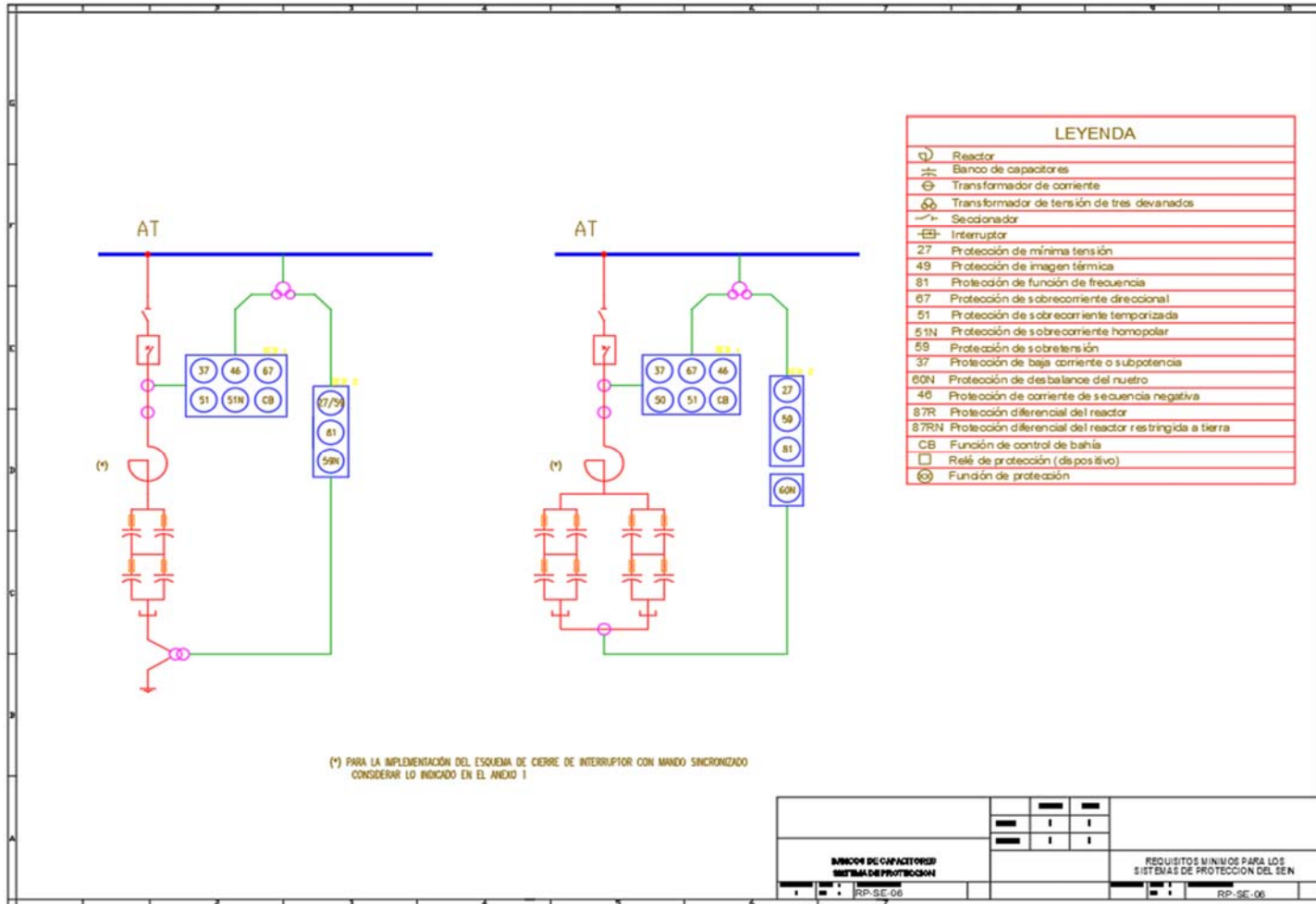












COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 7. REQUISITOS MÍNIMOS DEL EQUIPAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL		

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 conversores 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, control y medición 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 switches¹³.

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 multivariables conectados a la red mediante puertos Ethernet.

¹³ Switches: Dispositivos de interconexión utilizados para conectar equipos de red formando lo que se conoce como red de área local (LAN)

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*
- *Redes (routers¹⁴, 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.

¹⁴ Routers: Dispositivos de red utilizados para unir redes lógicas diferentes y transferir datos entre ellas.

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 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).

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, 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.

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.

7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL y STTR.

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]).

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. 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, o a través de canales de onda portadora 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.*

”

3 Modificaciones del Anexo 2 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 083-2021-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD

3.1 Modificación del numeral 5.4.2 del Anexo 2 del PR-20

“5.4.2 Central de Generación No Convencional

(...)

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

3.2 Modificación del numeral 6 del Anexo 2 del PR-20

“6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

Estos requisitos se utilizan (...).

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un esquema de 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, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

En el caso de proyectos que ingresen al SEIN por etapas, (...).”

3.3 Modificación del numeral 6.2.2 del Anexo 2 del PR-20

“6.2.2 Horizonte y premisas del análisis

(...)

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 esquemas especiales para la desconexión o la reducción automática 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. Según sea el caso, estas soluciones serán consideradas como temporales hasta el ingreso de las instalaciones de transmisión propuestas en el Plan de Transmisión.

(...)”

3.4 Modificación del numeral 6.6 del Anexo 2 del PR-20

“6.6 ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

(...)

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable

cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el ~~Gestor del Proyecto~~ COES en el alcance del EO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

(...)”

4 Modificaciones del Anexo 3 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 083-2021-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD

4.1 Modificación del Cuadro 1 del Anexo 3 del PR-20

“**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.
(...)”								

4.2 Modificación del numeral 5 del Anexo 3 del PR-20

“5. ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO

(...)

Para este fin, se deben efectuar simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito en el horizonte de ~~para el un (01) año en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje de ingreso del proyecto~~ (máxima, media y mínima demanda), a partir del mes estimado del año de ingreso del proyecto, considerando escenarios con y sin proyecto, ~~así como en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje. Los resultados obtenidos, deben cumplir cumpliendo~~ con los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del Anexo 2.”

4.3 Modificación del numeral 6 del Anexo 3 del PR-20

“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, ~~Los resultados de estos estudios deben cumplir~~ cumpliendo con los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del Anexo 2.”

4.4 Modificación del numeral 13 del Anexo 3 del PR-20

“13. ESQUEMAS DE RECHAZO

(...)

Para el caso de Cargas, deberán presentar ~~el detalle~~ una propuesta de su “Esquema de Rechazo Automático de Carga” (ERACMF) que implementarán a su ingreso en operación, ~~para lo cual, deberán cumplir~~ 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.

(...)”

5 Modificaciones del Anexo 4 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 083-2021-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD

5.1 Modificación del numeral 2 del Anexo 4 del PR-20

“2. PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Las Pruebas de Puesta en Servicio se deberá realizar para cada etapa definida en el EO y ~~Se deberán realizar las siguientes pruebas según cada~~ el tipo de instalación:

(...)”

5.2 Modificación del numeral 2.3 del Anexo 4 del PR-20

“2.3 EQUIPOS ~~DE COMPENSACIÓN REACTIVA~~FACTS

(...)”

5.3 Incorporación del numeral 2.6 al Anexo 4 del PR-20

“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.”

5.4 Modificación del numeral 3.4 del Anexo 4 del PR-20

“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.”

5.5 Incorporación del numeral 3.13 al Anexo 4 del PR-20

“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.”

5.6 Modificación de numeral 4.1 del Anexo 4 del PR-20

“4.1 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

(...)

c) Resultados de las pruebas de los relés de protección y de los esquemas especiales de protección instalados en las subestaciones.

(...)

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

5.7 Modificación del numeral 4.2 del Anexo 4 del PR-20

“4.2 INSTALACIONES DE GENERACIÓN, ~~Y EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA~~ 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.**

(...)

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

e)f) Fichas Técnicas definitivas, según el formato del Apéndice A del presente Anexo.”

6 Modificaciones del Anexo 5 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 083-2021-OS/CD y N° 231-2022-OS/CD

6.1 Modificación del numeral 1 del Anexo 5 del PR-20

“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.

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

6.2 Incorporación de los numerales 2 y 3 al Anexo 5 del PR-20

“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 del Anexo 8.1.

6.3 Modificación del numeral 2 del Anexo 5

2.4. PRUEBAS DE HOMOLOGACION

24.1 PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

(...)

24.1.1 Determinación de la Curva de Saturación

(...)

24.1.2 Determinación de los Puntos de Operación

(...)

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

(...)

24.1.4 Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador

(...)

24.1.5 Ensayos del Sistema de Excitación

(...)

24.1.6 Ensayos del Sistema de Control de Velocidad/Potencia

(...)

24.1.7 Ensayos del Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

(...)

24.2 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

(...)

24.2.1 Ensayos al Control de Potencia Activa

(...)

24.2.2 Respuesta ante Sobrefrecuencias

(...)

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

(...)

4.2.4 Respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X)

Ante la exposición a las oscilaciones subsíncronas, 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).

24.2.45 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

(...)

24.2.56 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."

24.3 EQUIPOS AUTOMÁTICOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA FACTS

Para la obtención del modelo homologado, los equipos ~~automáticos~~ FACTS de compensación reactiva (SVC, STATCOM, otros) deberán realizarse los siguientes ensayos:

(...)

24.3.1 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

(...)

a) Ensayos en Modo Control de Tensión

(...) Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación ~~parque~~. Este modo en general es denominado modo de operación automático.

(...).

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

(...) Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación ~~parque~~. Este modo en general es denominado modo de operación manual.

24.3.2 Transitorios ante perturbaciones en la red

(...)

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.

245. OBTENCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS DE LOS CONTROLADORES

En función de los registros obtenidos en las pruebas de homologación, referidas en el presente Anexo, se procederá a la obtención de los modelos matemáticos de las instalaciones ~~de generación y compensación reactiva~~ a fin de representar las características de su comportamiento dinámico.

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. ~~Esta homologación posibilitará incluir dichos~~

~~modelos matemáticos en el modelo eléctrico del SEIN del software establecido por el COES.~~

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

2.4.15.1 Modelo detallado en diagramas de bloque, entregado por el fabricante, (...).

2.4.25.2 Modelo estándar, recomendado por el fabricante (...).

2-56. 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

<u>ACTA DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN</u>				
<u>NOMBRE DE LA EMPRESA</u>		<u>NOMBRE DE LA INSTALACIÓN</u>		<u>CENTRAL, UNIDAD DE GENERACIÓN, EACR O EAEA</u>
<u>1. APERTURA DEL ACTA</u>				
<u>FECHA</u>		<u>HORA</u>		<u>LUGAR</u>
<u>2. PARTICIPANTES</u>				
<u>COES (Veedor)</u>		<u>TITULAR DE LA INSTALACIÓN (Representante)</u>		<u>EQUIPO TÉCNICO ESPECIALIZADO (Encargado de las Pruebas)</u>
<u>3. OTROS PARTICIPANTES</u>				
<u>TITULAR DE LA INSTALACIÓN</u>				
<u>(cargo o posición)</u>		<u>(Nombres y Apellidos)</u>		
<u>EQUIPO TÉCNICO ESPECIALIZADO</u>				
<u>(cargo o posición)</u>		<u>(Nombres y Apellidos)</u>		
<u>4. HITOS PRINCIPALES</u>				
<u>HITO</u>		<u>INICIO (Fecha y hora)</u>		<u>FINAL (Fecha y hora)</u>
<u>Conexión de equipos de medición</u>				
<u>Pruebas de homologación</u>				
<u>5. INTERRUPCIONES</u>				
<u>INTERRUPCIÓN N°1</u>	<u>HORA</u>	<u>LOCALIZACIÓN</u>	<u>TIPO FALLA</u>	<u>SOLUCIÓN</u>
<u>INICIO</u>				
<u>FIN</u>				
<u>DETALLE DE INTERRUPCIÓN 1</u>				
<u>INTERRUPCIÓN N°2</u>	<u>HORA</u>	<u>LOCALIZACIÓN</u>	<u>TIPO FALLA</u>	<u>SOLUCIÓN</u>
<u>INICIO</u>				
<u>FIN</u>				
<u>DETALLE DE INTERRUPCIÓN 2</u>				
<u>6. CUMPLIMIENTO DEL PLAN DETALLADO DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN</u>				
<u>PRUEBAS</u>		<u>CUMPLIMIENTO (SI/NO)</u>		<u>OBSERVACIÓN</u>

<u>7. CIERRE DEL ACTA</u>		
<u>FECHA</u>	<u>HORA</u>	<u>LUGAR</u>
<u>SUSCRIPCIÓN</u>		
<u>INSTITUCIÓN</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>FIRMA</u>

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

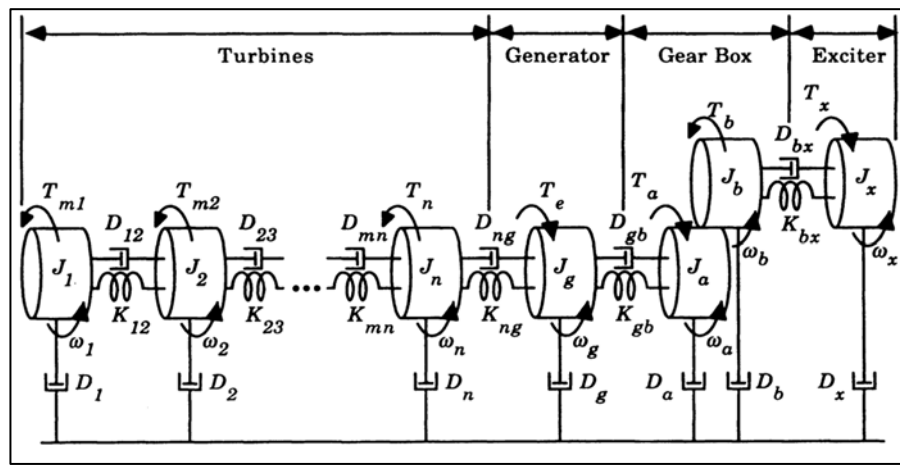
- Acta de las Pruebas de Homologación (Si el COES participa con veedor).
- Declaración jurada de la ejecución de las Pruebas de Homologación (Si el COES no participa como veedor).

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.

Figura 1: Modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generator



Fuente: Anderson, P.M.; Agrawal, B.L.; Van Ness, J.E. Subsynchronous resonance in power systems. John Wiley & Sons, 1999

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 (kg-m²).

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 (N-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):		<u>169</u>				
Pares de polos:		<u>1</u>				
<u>Número de masa i</u>	<u>Nombre de masa i</u>	<u>J_i: Momento de Inercia de masa i [kg-m²] (1)</u>	<u>K_{ij}: Constante elástica entre masas i y j [kN-m/rad.]</u>	<u>Fracción de Potencia [%] (2)</u>	<u>D_i: Coef. amortiq. masa i [kN-m s/rad.] (3)</u>	<u>D_{ij}: Coef. amortiq. entre masas i y j [kN-m s/rad.] (3)</u>
<u>1</u>	<u>HIP Turbine</u>	<u>1225</u>	-	<u>64%</u>	-	-
-	-	-	<u>143849</u>	-	-	<u>2.346</u>
<u>2</u>	<u>LP Turbine</u>	<u>4075</u>	-	<u>36%</u>	-	-
-	-	-	<u>68443</u>	-	-	<u>2.454</u>
<u>3</u>	<u>Generator</u>	<u>4650</u>	-	-	-	-
-	-	-	<u>112298</u>	-	-	<u>0.423</u>
<u>4</u>	<u>Exciter (4)</u>	<u>40</u>	-	-	-	-

(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, $k = 10^3$.

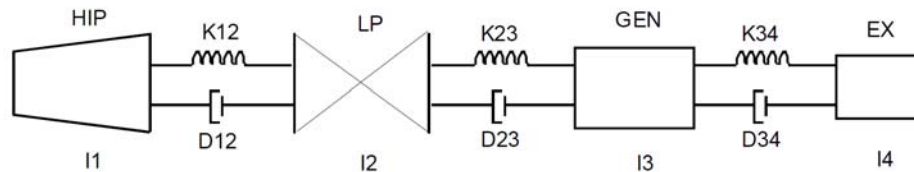


Tabla 1: Modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generador de una unidad TV

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			
<u>Número de Modo i</u>	<u>f_i: Frecuencia natural torsional del modo i [Hz]</u>	<u>$\sigma_{i,mín}$: Amortig. mecánico a mínima potencia del modo i [1/s] ⁽¹⁾</u>	<u>$\sigma_{i,máy}$: Amortig. mecánico a máxima potencia del modo i [1/s] ⁽¹⁾</u>
<u>1</u>	<u>25,95</u>	-	-
<u>2</u>	<u>62,78</u>	-	-
<u>3</u>	<u>107,09</u>	-	-
<u>4</u>	<u>116,14</u>	-	-

(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.”