

ANEXO

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-20
INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD del 12 de marzo de 2013.		

1. OBJETIVO

Establecer los requisitos, condiciones, responsabilidades y pasos necesarios 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. Establecer los criterios y requisitos mínimos para el diseño de las instalaciones eléctricas que se conecten al SEIN.

2. ALCANCES

Este procedimiento será aplicable a las instalaciones que se conecten por primera vez al SEIN, a las modificaciones de instalaciones existentes y al retiro de instalaciones del SEIN. Se entiende por "modificaciones" a aquellas actividades asociadas a la reconversión, repotenciación, ampliación y reubicación de instalaciones existentes

3. BASE LEGAL

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

- 3.1. Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".
- 3.2. Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas".
- 3.3. Decreto Legislativo N° 1002, "Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables".
- 3.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM, "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas".
- 3.5. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, "Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema".
- 3.6. Decreto Supremo N° 027-2007-EM, "Reglamento de Transmisión".
- 3.7. Decreto Supremo N° 012-2011-EM, "Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables".
- 3.8. Decreto Supremo N° 020-97-EM, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (NTCSE).
- 3.9. Código Nacional de Electricidad Suministro (CNE Suministro)
- 3.10. Código Nacional de Electricidad, Utilización (CNE Utilización)

- 3.11. Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, "Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados" (NTCOTR).
- 3.12. Resolución Directoral N° 055-2007-DGE, "Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)". (NTIITR).

4. PRODUCTOS

Los productos de este Procedimiento son los documentos de:

- 4.1. Certificado de Conformidad del Estudio de Pre Operatividad.
- 4.2. Certificado de Conformidad del Estudio de Operatividad.
- 4.3. Aprobación de la Conexión de Instalaciones al SEIN.
- 4.4. Certificado de Inicio de la Operación Comercial de las unidades de generación en el COES.
- 4.5. Certificado de la Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN.
- 4.6. Certificado de Conclusión de la Operación Comercial de las unidades de generación en el COES.
- 4.7. Certificado de Retiro de Instalaciones del SEIN.

5. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento Técnico, se tendrán en cuenta las siguientes abreviaturas y definiciones:

- 5.1. Aerogenerador: Instalación de generación eólica que incluye la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánica, el generador eléctrico, el sistema de control, incluyendo convertidores electrónicos, transformador y sistemas de compensación de reactiva.
- 5.2. Ampliación de Instalaciones Eléctricas: Proyectos asociados a la incorporación de nuevo equipamiento que modifica la configuración y/o incrementa la capacidad y/o funcionalidad de instalaciones eléctricas existentes de transmisión y generación.
- 5.3. Central de Generación Convencional (CGC): Central de generación hidroeléctrica, térmica y todas aquéllas cuya tecnología emplee un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador de potencia al SEIN.
- 5.4. Central de Generación No Convencional (CGNC): Central de generación eólica, solar, fotovoltaica y todas aquéllas cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador de potencia al SEIN.
- 5.5. Centro de Control de una CG (CC-CGNC o CC-CGC): Encargado de monitorear las CGNC y CGC, y de ser el interlocutor único con el COES, para la operación integrada y coordinada de sus centrales.
- 5.6. Central Eólica: Agrupación de aerogeneradores en un área determinada, con un solo punto de conexión al SEIN.
- 5.7. Central Solar Fotovoltaica: Instalación de generación solar que agrupa módulos de conversión fotovoltaica (panel fotovoltaico e inversor) con un solo punto de conexión al sistema de transmisión o distribución perteneciente al SEIN.
- 5.8. Certificado de Conclusión de Operación Comercial: Es el documento emitido por el COES que acredita la Conclusión de Operación Comercial de una unidad o una central de generación, solicitada por la empresa titular de la misma.
- 5.9. Certificado de Inicio de Operación Comercial: Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la unidad o central de generación, con el cual acredita la fecha de Inicio de la Operación Comercial.
- 5.10. Certificado de Integración de Instalaciones de Transmisión: Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la instalación de transmisión, con el cual acredita la fecha de Integración de la Instalación de Transmisión al SEIN.

- 5.11. Certificado de Retiro de Instalaciones del SEIN: Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la instalación, con el cual acredita el retiro de la instalación del SEIN.
- 5.12. Certificado de Conformidad: Es el documento emitido por el COES, dirigido al Titular del Proyecto, a través del cual da su conformidad técnica a los Estudios de Pre Operatividad y/u Operatividad presentados.
- 5.13. Continuidad de Suministro de una CGNC ante un Huevo de Tensión: Capacidad de la CGNC de permanecer conectada al SEIN durante un hueco de tensión, cumpliendo con lo establecido en el Capítulo 4 del Anexo 1.
- 5.14. Estudio de Operatividad (EO): Es el documento presentado por el Titular del Proyecto para obtener la conformidad técnica del COES, y realizar la posterior conexión de las instalaciones al SEIN, debiendo cumplir todos los requisitos establecidos en el presente Procedimiento.
- 5.15. Huevo de Tensión: Reducción brusca de la tensión en el punto de conexión, originada por fallas de cortocircuitos o de otra naturaleza.
- 5.16. Integración de Instalaciones de Transmisión al SEIN: Calificación que el COES otorga a una instalación de transmisión cuya construcción ha finalizado, que cuenta con el Estudio de Operatividad aprobado por el COES y que ha realizado exitosamente las Pruebas de Puesta en Servicio.
- 5.17. Laboratorio Acreditado: Entidad que cuenta con acreditación para la realización de ensayos, de acuerdo a las normas internacionales, como la UNE-EN ISO/IEC 17025.
- 5.18. Modelo de Entregas y Retiros: Representación de producción y consumos de energía activa, a través de Entregas y Retiros en una Barra de Transferencias.
- 5.19. Operación Comercial: Calificación que el COES otorga a una unidad o a una central de generación que se encuentra a disposición del COES para su operación en el SEIN.
- 5.20. Panel Solar: Conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la radiación solar.
- 5.21. Perfil de Huevo de Tensión: Curva de Tensión vs Tiempo a la cual los ajustes de los sistemas de protección de tensión de las CGNC deben adaptarse, a fin de que no se produzca su desconexión.
- 5.22. Periodo de Falla por Cortocircuito: Tiempo comprendido entre el inicio de un cortocircuito y el instante en que dicho cortocircuito es despejado por la actuación de los sistemas de protección previstos para tal efecto.
- 5.23. Periodo de Recuperación de Tensión Posterior al Despeje de la Falla por Cortocircuito: Tiempo comprendido entre el instante de despeje de la falla y el instante en el que la tensión de las tres fases, pasa a estar de nuevo comprendida dentro de los límites admisibles de variación para la operación del sistema eléctrico, durante un periodo no inferior a 30 segundos.
- 5.24. Potencia Nominal Registrada: Potencia activa declarada (Pnom) que la unidad de generación de una CGNC puede suministrar en sus bornes en condiciones normales de funcionamiento.
- 5.25. Potencia Total Nominal Registrada: Suma total de la potencia activa declarada (Pnom) de cada una de las unidades generadoras de una CGNC.
- 5.26. Pruebas de Puesta en Servicio: Pruebas realizadas a los equipos de nuevas instalaciones o modificaciones, luego de su conexión eléctrica al SEIN.
- 5.27. Pruebas en Blanco: Pruebas realizadas a los equipos de nuevas instalaciones o modificaciones, antes de su conexión eléctrica al SEIN. Incluyen pruebas en fábrica y pruebas en sitio.
- 5.28. Punto de Conexión: Es el nodo eléctrico en el cual se conectan al SEIN las instalaciones, propuestas por el Titular del Proyecto
- 5.29. Reconstrucción de Instalaciones Eléctricas: Proyectos que involucran la reparación o construcción de instalaciones eléctricas de transmisión y generación, que estuvieron en condición operativa y que fueron gravemente afectadas por causas debidamente calificadas como fuerza mayor por OSINERGMIN.

- 5.30. Reconversión de Instalaciones Eléctricas: Proyectos asociados al cambio de tipo de combustible que utilizan las centrales de generación térmica.
- 5.31. Repotenciación de Instalaciones Eléctricas: Proyectos asociados al reemplazo de componentes principales de instalaciones existentes de transmisión y generación, que incrementan su capacidad nominal.
- 5.32. Reubicación de Instalaciones Eléctricas: Proyectos referidos al traslado de instalaciones eléctricas existentes de generación y compensación reactiva de un Punto de Conexión a otro.
- 5.33. Retiro de Instalaciones del SEIN: Calificación que el COES otorga a una instalación que ha sido desconectada eléctricamente del SEIN de manera definitiva.
- 5.34. Sistema de Transmisión Local (STL): Sistema conformado por instalaciones de Transmisión en 220, 138 y 60 kV de tensión nominal, que conectan las cargas o las centrales de generación al SEIN.
- 5.35. Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 500 kV de tensión nominal o por las instalaciones de 220 kV de tensión nominal que conecten las Áreas Operativas del SEIN (Por ejemplo: las líneas de transmisión 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya que conectan las Áreas Operativas Centro y Sur).
- 5.36. Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 220 o 138 kV de tensión nominal que conectan zonas de generación y carga dentro de las Áreas Operativas del SEIN. (Por ejemplo: las líneas de transmisión de 138 y 220 kV que unen el Sur Este con el Sur Oeste del Área Operativa Sur).
- 5.37. Titular del Proyecto: Persona jurídica que desarrolla un proyecto de instalación eléctrica que será conectado al SEIN.
- 5.38. Tercero Involucrado: Es el titular de una Concesión Definitiva / Autorización para realizar actividades eléctricas o de un Certificado de Conformidad de Pre Operatividad vigente sobre instalaciones asociadas directamente al Punto de Conexión.
- 5.39. Zona de Generación y Carga del SEIN: es una parte del SEIN que está compuesta por instalaciones de generación, transmisión y carga, dentro de un Área Operativa.

Otras definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias, así como en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos, cuando se citen dispositivos legales y procedimientos técnicos en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

6. RESPONSABILIDADES

6.1. Del COES:

- 6.1.1. Revisar que los diseños de las instalaciones eléctricas presentados por los Titulares de los Proyectos, cumplan los requisitos y criterios mínimos establecidos en el presente Procedimiento.
- 6.1.2. Recibir y evaluar las solicitudes presentadas por los Titulares de los Proyectos, en el marco del presente Procedimiento.
- 6.1.3. Pronunciarse oportunamente sobre las solicitudes, documentación y absolución de observaciones que presenten los Titulares de los Proyectos.
- 6.1.4. Requerir aclaraciones, precisiones o información adicional que considere pertinente, de acuerdo al presente Procedimiento.
- 6.1.5. Emitir el Certificado de Conformidad, según lo establecido en el presente Procedimiento.
- 6.1.6. Aprobar la conexión de instalaciones al SEIN.

- 6.1.7. Emitir el Certificado de Inicio de Operación Comercial de una unidad o una central de generación.
- 6.1.8. Emitir el Certificado de Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN.
- 6.1.9. Emitir el Certificado de la Conclusión de Operación Comercial de una unidad o una central de generación.
- 6.1.10. Emitir el Certificado del Retiro de instalaciones en el SEIN.
- 6.1.11. Publicar en el portal de Internet del COES un Resumen Ejecutivo de la información y estudios del Proyecto, presentado por el Titular del Proyecto, en las etapas de Pre Operatividad y Operatividad. También se consigna la información referida al cumplimiento de plazos de las etapas mencionadas, así como de la etapa de Conexión de Instalaciones al SEIN.

6.2. De los Titulares de Proyectos y/o Agentes:

- 6.2.1. Diseñar las instalaciones eléctricas cumpliendo los criterios mínimos establecidos en el presente Procedimiento y sus anexos N° 01, 02 y 03.
- 6.2.2. Respetar las condiciones o limitaciones de conexión que el COES establezca en el marco del presente Procedimiento.
- 6.2.3. Ser responsable de la corrección y veracidad de la documentación e información que presentan al COES.
- 6.2.4. Cumplir con presentar toda la información y documentación exigida en el presente Procedimiento.
- 6.2.5. Absolver oportunamente las observaciones, requerimientos de aclaraciones y/o precisiones de la información complementaria que formule el COES.
- 6.2.6. Luego de emitido el Certificado de Conformidad del Estudio de Pre Operatividad, y en caso que se produzcan variaciones en el proyecto que impliquen su modificación en cuanto al aspecto técnico, solicitar al COES la aprobación de la modificación correspondiente.
- 6.2.7. Coordinar la programación de las Pruebas de Puesta en Servicio en el programa de operación correspondiente, según los Procedimientos Técnicos N° 01, 02 y 12.
- 6.2.8. Asumir los costos en que incurra cualquier integrante del COES o del SEIN, con el fin de dar seguridad, calidad o prestar servicios para las Pruebas de Puesta en Servicio de sus instalaciones, de acuerdo al PR-19 "Pruebas de Unidades de Generación" o el que lo reemplace.
- 6.2.9. En caso que, por la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, se transgredan los indicadores de calidad de la NTCSE, el titular de la instalación deberá asumir las compensaciones y resarcimientos que se generen por aplicación de la NTCSE.

6.3. De los Terceros Involucrados

- 6.3.1. Revisar los Estudios de Pre Operatividad y Operatividad que el COES ponga a su disposición.
- 6.3.2. Emitir sus observaciones en los plazos señalados en el presente Procedimiento.

7. CRITERIOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- 7.1. Todas las instalaciones que se conecten por primera vez al SEIN, deben cumplir con los requisitos y criterios mínimos de diseño que se encuentran detallados en el presente Procedimiento y sus anexos pertinentes.
- 7.2. Cuando el COES lo determine al inicio de la gestión del Estudio de Pre Operatividad, las instalaciones a ser modificadas deben cumplir con los requisitos

y criterios mínimos de diseño que se encuentran detallados en el presente Procedimiento y sus anexos pertinentes.

- 7.3. Cuando sea necesario, por criterios de seguridad, estabilidad y/o calidad del SEIN, el COES podrá establecer mayores requerimientos de diseño para las instalaciones, los mismos que deberán ser analizados en los estudios de Pre Operatividad.

8. REQUISITOS O LIMITACIONES DE CONEXIÓN

- 8.1. Por razones de seguridad, estabilidad y/o confiabilidad del SEIN, que se deriven de los estudios correspondientes (de Pre Operatividad y Operatividad), el COES podrá exigir requisitos adicionales o establecer limitaciones para la conexión de instalaciones al SEIN.
- 8.2. Estos requisitos y limitaciones se encuentran relacionadas a los Puntos de Conexión en instalaciones existentes en el SEIN.
- 8.3. Los Titulares de los Proyectos están obligados a respetar los requisitos o limitaciones que el COES establezca para tal fin.

9. PROCESO DE GESTION DEL ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD

El Estudio de Pre Operatividad tiene carácter obligatorio para nuevas instalaciones, y reubicación de instalaciones. Para el caso de proyectos de reconstrucción, repotenciación, ampliación y/o reconversión de equipos y/o componentes en instalaciones existentes, el COES determinará la necesidad de presentar un EPO.

- 9.1. Para el desarrollo del EPO, el Titular del Proyecto deberá presentar una carta al COES, con la siguiente información sobre su proyecto:
 - 1) Punto de Conexión.
 - 2) Diagrama unifilar en medio digital e impreso.
 - 3) Ubicación geográfica.
 - 4) Zona de influencia del Proyecto.
 - 5) Características generales.
- 9.2. El COES responderá a la carta en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la recepción de la documentación e información señalada en el numeral 9.1 del presente Procedimiento. Para el caso de instalaciones a ser modificadas, el COES determinará, en esta comunicación, si las instalaciones deben cumplir con los requisitos y criterios mínimos de diseño de este Procedimiento.
- 9.3. El Titular del Proyecto presentará su Estudio de Pre Operatividad (EPO), siguiendo el proceso de gestión de acuerdo al Flujograma N° 01, mostrado al final del presente numeral.
- 9.4. El EPO deberá desarrollarse sobre la base de instalaciones existentes, instalaciones en ejecución, proyectos que cuenten con un Certificado de Conformidad vigente o que se encuentran en el Plan de Transmisión aprobado.
- 9.5. El Titular del Proyecto deberá remitir el EPO con la información solicitada en el Anexo 2, en un ejemplar impreso, y una versión digital en un disco óptico o en un medio de almacenamiento portátil. En el caso de cálculos o planos, deberán adjuntarse en los formatos especificados en el Anexo 2.
- 9.6. En un plazo máximo de tres (03) días hábiles luego de la presentación del EPO, en caso no se adjunte alguno de los documentos del EPO referidos en el Anexo 2, el COES comunicará esta omisión al Titular del Proyecto y concederá un plazo de tres (03) días hábiles para su subsanación, contados a partir de la recepción de la comunicación del COES. Transcurrido este plazo sin su presentación, la solicitud será considerada como no presentada.
- 9.7. El COES deberá pronunciarse con relación al EPO, dentro de los veinte (20) días hábiles contados desde su presentación completa. No obstante, según sean las características del proyecto, el COES podrá ampliar dicho plazo hasta por un máximo de diez (10) días hábiles adicionales, lo que

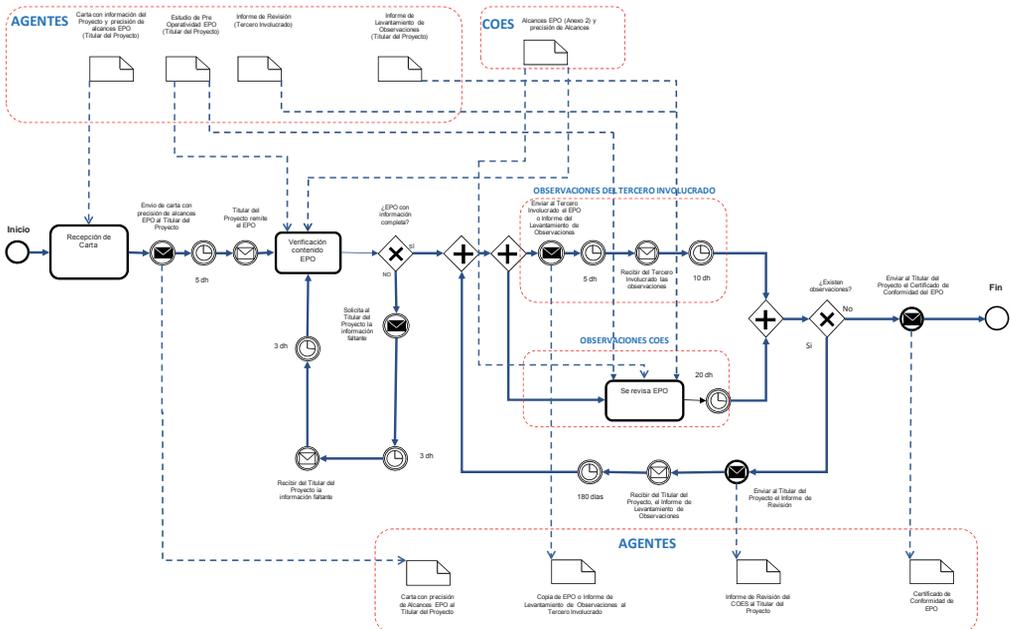
será comunicado al Titular del Proyecto. Antes del vencimiento de este plazo, en casos especiales, el COES podrá ampliarlo de manera justificada.

- 9.8. El COES, dentro de los cinco (05) días hábiles de haber recibido la versión completa del EPO, enviará una copia digital de éste a los Terceros Involucrados, con el fin de que emitan sus observaciones en un plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de su recepción. No obstante, según sean las características del Proyecto, el Tercero Involucrado podrá solicitar al COES, previo sustento, la ampliación de plazo hasta por un máximo de cinco (05) días hábiles adicionales.
- 9.9. Al respecto, los Terceros Involucrados del Punto de Conexión, deberán pronunciarse sobre el estudio, y la existencia y disponibilidad del espacio físico a ser considerado en el diseño de las nuevas instalaciones en el marco del EPO. Transcurrido este plazo sin recibir comentario alguno, se considerará que los Terceros Involucrados no tienen observaciones sobre el EPO.
- 9.10. El COES revisará el EPO y las observaciones de los Terceros Involucrados y comunicará al Titular del Proyecto las observaciones al EPO que deben ser subsanadas, y los requisitos adicionales o las limitaciones existentes en el Punto de Conexión.
- 9.11. De no encontrar observaciones, el EPO será aprobado por el COES que emitirá el Certificado de Conformidad respectivo. Una copia del Estudio de Pre Operatividad aprobado será remitida al OSINERGMIN, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.
- 9.12. El Titular del Proyecto tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días calendario, para la absolución de las observaciones comunicadas por el COES. En caso el Titular del Proyecto no presente su absolución dentro del plazo, el EPO será rechazado al día siguiente de su vencimiento, por lo que el Titular del Proyecto deberá iniciar un nuevo proceso.
- 9.13. Luego de recibido el documento con la absolución de observaciones, el COES tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles para su pronunciamiento. Si todas las observaciones hubieran sido absueltas a

satisfacción del COES, este emitirá el Certificado de Conformidad dentro del mismo plazo.

- Mediante el Certificado de Conformidad se aprueba el Punto de Conexión y las nuevas instalaciones propuestas por el Titular del Proyecto, que serán verificadas al inicio del Estudio de Operatividad.
- 9.14. De persistir las observaciones o de encontrar nuevas a consecuencia de la absolución presentada, se aplicarán los plazos previstos en los sub numerales precedentes.
- 9.15. Respecto a las observaciones mencionadas, de persistir éstas, el COES podrá pronunciarse en total sólo hasta en cuatro oportunidades, luego de lo cual el EPO será rechazado. Por lo que el Titular del Proyecto deberá iniciar un nuevo proceso.
- 9.16. El Titular del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios electrónicos como medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias, durante todo el proceso de revisión del EPO.
Para la emisión de las observaciones por parte del COES y subsanación de las mismas, estas deberán realizarse mediante carta.
- 9.17. Luego de emitido el Certificado de Conformidad del EPO, el Titular del Proyecto deberá adoptar los acuerdos necesarios con los Terceros Involucrados del Punto de Conexión, a fin de desarrollar la ingeniería de detalle considerando el espacio físico previsto en el EPO.
- 9.18. El Certificado de Conformidad del EPO permanecerá vigente mientras no se haya modificado el Punto de Conexión, las instalaciones aprobadas en el EPO y/o el año de inicio de la operación de estas instalaciones.
De haber modificaciones, el Titular del Proyecto deberá comunicarlo al COES y deberá actualizar el EPO de su proyecto siguiendo las etapas ya definidas en este Procedimiento. De no hacerlo, el COES no iniciará el proceso de gestión del Estudio de Operatividad, por carecer de vigencia el Certificado de Conformidad del EPO.
- 9.19. Para el caso de instalaciones de una CGNC, los requerimientos técnicos que adicionalmente se deberán cumplir, están precisados en el Capítulo 4 del Anexo 1.

FLUJOGRAMA DEL ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD

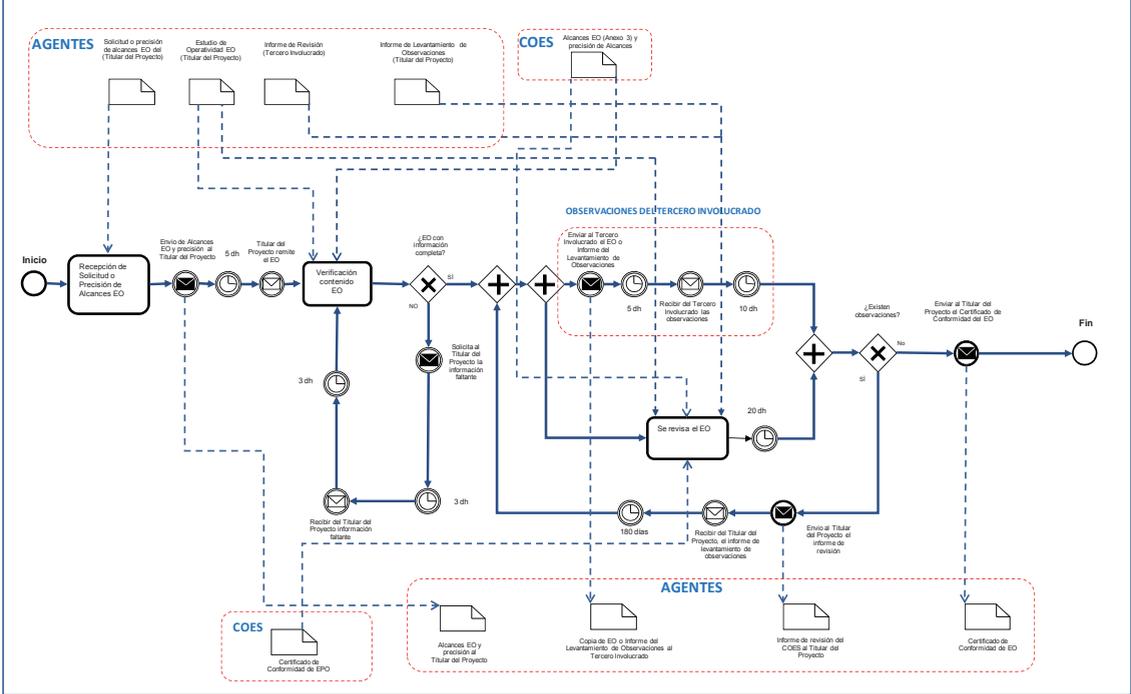


10. PROCESO DE GESTIÓN DEL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

- 10.1. El Titular del Proyecto, antes de presentar el EO, solicitará al COES la nomenclatura de las nuevas instalaciones, esto es, nombre o denominación de las nuevas subestaciones y los códigos operativos de las líneas del sistema de transmisión asociadas. Esta nomenclatura deberá garantizar la identificación inequívoca de las diferentes instalaciones del SEIN.
- 10.2. Previamente a la presentación de un EO, el Titular del Proyecto podrá solicitar que se precise los alcances del EO detallados en el Anexo 3, aplicable a sus instalaciones según sea el tipo y lugar de conexión de la instalación.
El COES responderá la solicitud en un plazo máximo de cinco (05) días hábiles contados a partir del día siguiente a su recepción.
- 10.3. El Titular del Proyecto presentará su Estudio de Operatividad (EO) siguiendo el proceso de gestión de acuerdo al Flujograma N° 02, mostrado al final del presente numeral.
- 10.4. El EO deberá desarrollarse sobre la base de instalaciones existentes y las instalaciones en ejecución.
- 10.5. El Titular del Proyecto deberá remitir el EO con la información solicitada en el Anexo 3, en un ejemplar impreso del EO y una versión digital en un disco óptico o en un medio de almacenamiento portátil. En el caso de cálculos o planos, deberán adjuntarse en los formatos especificados en el Anexo 3. Los ejemplares impresos sean revisados y aprobados por un Ingeniero CIP colegiado y habilitado.
- 10.6. En un plazo máximo de tres (03) días hábiles luego de la presentación del EO, en caso no se adjunte alguno de los documentos del EO referidos en el Anexo 3, el COES comunicará esta omisión al Titular del Proyecto y concederá un plazo de tres (03) días hábiles para su subsanación, contados a partir de la recepción de la comunicación del COES. Transcurrido este plazo sin su presentación, la solicitud será considerada como no presentada.
- 10.7. El COES deberá pronunciarse con relación al EO presentado en virtud al presente numeral, dentro de los veinte (20) días hábiles contados desde su presentación completa. No obstante, según sean las características del proyecto, el COES podrá ampliar dicho plazo hasta por un máximo de diez (10) días hábiles adicionales lo que será comunicado al Titular del Proyecto.
- 10.8. El COES, dentro de los cinco (05) días hábiles de haber recibido la versión completa del EO, enviará una copia digital del estudio a los Terceros Involucrados, con el fin de que emitan sus observaciones en un plazo de diez (10) días hábiles siguientes a su fecha de recepción. No obstante según sean las características del Proyecto, el Tercero Involucrado podrá solicitar al COES, previo sustento, la ampliación de plazo hasta por un máximo de cinco (05) días hábiles adicionales.

- 10.9. Las observaciones deberán estar referidas a los efectos adversos que cause el nuevo proyecto a las instalaciones existentes de los Terceros Involucrados. Si transcurrido este plazo no hubiera observaciones, se considerará que los Terceros Involucrados no tienen observaciones sobre el EO.
- 10.10. El COES revisará el EO y las observaciones de los Terceros Involucrados y comunicará al Titular del Proyecto las observaciones al EO que deben ser subsanadas.
- 10.11. De no encontrar observaciones, el EO será aprobado por el COES que emitirá el Certificado de Conformidad respectivo. Una copia del Estudio de Operatividad aprobado será remitida al OSINERGMIN, para sus fines de supervisión, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.
- 10.12. El Titular del Proyecto tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días calendario, para la absolución de las observaciones comunicadas por el COES. En caso el Titular del Proyecto no presente su absolución en tal plazo, el EO será rechazado al día siguiente de su vencimiento, por lo que el Titular del Proyecto deberá iniciar un nuevo proceso.
- 10.13. Luego de recibido el documento con la absolución de observaciones, el COES tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles para su pronunciamiento. Si todas las observaciones hubieran sido absueltas a satisfacción del COES, éste emitirá el Certificado de Conformidad dentro del mismo plazo.
- 10.14. De persistir las observaciones o de encontrar nuevas a consecuencia de la absolución presentada, se aplicarán los plazos previstos en los sub numerales precedentes.
- 10.15. Respecto a las observaciones mencionadas, de persistir éstas, el COES podrá pronunciarse en total sólo hasta en cuatro oportunidades, luego de lo cual el EO será rechazado. Por lo que el Titular del Proyecto deberá iniciar un nuevo proceso.
- 10.16. El Titular del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios electrónicos como medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias, durante todo el proceso de revisión del EO.
La emisión de las observaciones por parte del COES y la absolución de las mismas, deberán realizarse mediante cartas.
- 10.17. Con la aprobación del EO, el Titular del Proyecto se encuentra habilitado para proseguir con las etapas necesarias para las Pruebas de Puesta en Servicio para la conexión de las instalaciones.
- 10.18. Luego de aprobado, el EO tendrá una vigencia de seis (06) meses. No obstante, si dentro de este plazo se produjeran en el SEIN cambios topológicos que afecten al proyecto, el Titular del Proyecto deberá actualizar el EO. Si vencido este plazo el Titular del Proyecto no ha solicitado las Pruebas de Puesta en Servicio y conexión de las instalaciones al SEIN, deberá actualizar el EO y presentarlo al COES para su aprobación, lo que se regirá bajo los mismos plazos establecidos para la evaluación de los EO.

FLUJOGRAMA DEL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD



11. CONEXIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN

- 11.1. Para la aprobación de la conexión de instalaciones al SEIN, el Titular del Proyecto solicitará al COES la autorización para la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, con una anticipación de por lo menos veinte (20) días hábiles de la fecha prevista para las mismas, presentando una solicitud dirigida al COES suscrita por su representante legal, adjuntando, en caso de no ser integrante, la documentación indicada en el Anexo 4, en medio digital. En caso de ser Integrante Registrado, se exceptuará de presentar la documentación de los numerales 4.1 y 4.2. del Anexo 4. De ser el caso, el Titular del Proyecto de una unidad o una central de generación, deberá precisar en su solicitud si pedirá también, en su momento, la Operación Comercial.
- 11.2. Todo Titular del Proyecto de una unidad o una central de generación que quiera comercializar la energía en el SEIN durante la etapa de Pruebas de Puesta en Servicio y que luego vaya a solicitar la Operación Comercial, deberá contar previamente con la calidad de Integrante Registrado del COES, para lo cual deberá cumplir con todos los requisitos indicados en el Anexo 4 y las obligaciones establecidas en el Procedimiento de Registro de Integrantes del COES.
- 11.3. Previo a la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, el Titular del Proyecto deberá realizar las Pruebas en Blanco de sus instalaciones, y enviar una carta al COES, en la cual informará en calidad de declaración jurada, el resultado favorable de tales pruebas. La referida carta también será remitida en copia al OSINERGMIN.
- 11.4. El COES se pronunciará sobre la solicitud para la ejecución de Pruebas de Puesta en Servicio en un plazo de tres (03) días hábiles. En caso de encontrar observaciones, el COES comunicará al Titular del Proyecto las observaciones a su solicitud, otorgándole un plazo de cinco (05) días hábiles para subsanarlas.
- 11.5. Con la aprobación de la solicitud, el Titular del Proyecto podrá coordinar la programación de las Pruebas de Puesta en Servicio en los respectivos

programas de operación, conforme a los Procedimientos Técnicos N° 01, 02 y 12. Asimismo, el Titular del Proyecto, informará al OSINERGMIN mediante una carta las fechas programadas para las Pruebas de Puesta en Servicio.

- 11.6. Culminadas las acciones precedentes, se desarrollarán las Pruebas de Puesta en Servicio de las instalaciones. Para el caso de unidades de generación, el proceso se deberá ceñir a lo previsto en el Procedimiento Técnico N° 19.
- 11.7. Luego de culminadas las Pruebas de Puesta en Servicio, mediante una carta, el Titular del Proyecto comunicará al COES el resultado de las mismas, adjuntando en medio digital la copia de los protocolos de las pruebas para energizar los equipos. La referida carta también será remitida en copia al OSINERGMIN. De ser exitosas las pruebas, se considerará que las instalaciones han quedado Conectadas al SEIN. En caso contrario, a criterio del COES, las instalaciones podrán mantenerse en la etapa de pruebas por un plazo no mayor a 30 días calendario o deberán ser desconectadas del SEIN. Para tal efecto, el COES emitirá una comunicación en uno u otro sentido, dentro de un plazo máximo de dos (2) días hábiles siguientes a la fecha de recepción de la comunicación del resultado de las Pruebas de Puesta en Servicio por parte del Titular del Proyecto.
- 11.8. La unidad o central de generación, cuyo titular no solicite la Operación Comercial en el COES, serán consideradas como una unidad o una central Conectada al SEIN, una vez que las Pruebas de Puesta en Servicio hayan culminado. El titular de la unidad o central quedará en la obligación de remitir mediante una carta al COES con copia al OSINERGMIN, los resultados de las Pruebas de Puesta en Servicio para energizar los equipos.
- 11.9. En el caso de una unidad o una central de generación sobre la que se presente una solicitud de Operación Comercial, se les considerará como "Unidad o Central en Etapa de Pruebas de Puesta en Servicio", hasta la fecha en que el COES apruebe el Inicio de la Operación Comercial de dichas instalaciones.
- 11.10. Para el ingreso de CGNC, los requerimientos técnicos que adicionalmente se deberán cumplir,

están precisados en el Capítulo 4 del Anexo 1 del presente Procedimiento.

12. OPERACIÓN COMERCIAL

12.1. La calificación de Operación Comercial se otorga a una unidad o a una central de generación a solicitud de la empresa titular, y constituye un requisito previo para su operación en el SEIN conforme a los Procedimientos Técnicos del COES. Asimismo, para solicitar la Operación Comercial, la empresa titular deberá contar con la calidad de Integrante Registrado del COES.

En el caso de CGC con varias unidades de generación, la Operación Comercial se otorgará a la central considerando todas las posibles combinaciones operativas de sus unidades (modos de operación declarados en las fichas técnicas).

Los modos de operación e inflexibilidades operativas contenidas en las Fichas Técnicas del Anexo 4 tendrán un periodo mínimo de vigencia de 4 años. Dicha información podrá ser modificada antes de este plazo únicamente cuando la unidad de generación entre en servicio después de un mantenimiento Mayor (overhaul) o de una repotenciación, o después de una conversión a ciclo combinado, o en general cuando las premisas técnicas que sustentan dichas inflexibilidades varíen en forma relevante.

Los integrantes estarán obligados a informar al COES cualquier cambio que modifique dichas inflexibilidades operativas.

En el caso de CGNC la Operación Comercial se otorgará a la central de generación.

12.2. En el caso de una nueva unidad o central de generación, la empresa titular deberá haber culminado con las Pruebas de Puesta en Servicio y deberá presentar una solicitud dirigida al COES, adjuntando en medio digital, la información descrita en el Anexo 5. Dicha solicitud será materia de pronunciamiento dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes, contados desde su presentación.

En caso de encontrar observaciones, el COES las comunicará a la empresa titular, otorgándole un plazo de cinco (05) días hábiles para subsanarlas.

12.3. En el caso de una unidad o central de generación existente que se encuentre conectada eléctricamente al SEIN y quiera solicitar su Operación Comercial, deberá presentar la documentación descrita en los numerales 4.4, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 y 4.12 del Anexo 4, debiendo tramitarse conforme al numeral anterior.

12.4. Luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, el COES emitirá el Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, cuya fecha de Inicio de Operación Comercial será posterior a la emisión de este certificado. Una copia del Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, será remitida al OSINERGMIN, para sus fines de supervisión, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.

12.5. El COES podrá disponer la suspensión de la Operación Comercial de la unidad o central de generación cuando:

- a) La documentación y/o información remitida por la empresa titular sea incorrecta.
- b) La empresa titular no realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento en los plazos establecidos en el numeral 5.1.5 del Anexo 5.

Dicha suspensión surtirá efecto a partir de la notificación de dicha falta, por parte del COES.

La suspensión de Operación Comercial concluirá cuando la empresa titular remita la información veraz o correcta, o realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento.

13. INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

13.1. Para solicitar la Integración de Instalaciones de Transmisión al SEIN, la empresa titular deberá

contar con la calidad de Integrante Registrado del COES.

13.2. La empresa titular presentará una solicitud dirigida al COES, adjuntando en medio digital, la información descrita en el Anexo 5. Dicha solicitud será materia de pronunciamiento dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes, contados desde su presentación.

En caso de encontrar observaciones, el COES las comunicará al titular de la solicitud, otorgándole un plazo de cinco (05) días hábiles para subsanarlas.

13.3. Luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, el COES mediante carta, comunicará la fecha de Integración de la instalación de Transmisión al SEIN, la cual será posterior a la fecha de esta comunicación. Una copia de la carta de Integración al SEIN, deberá ser remitida al OSINERGMIN, para sus fines de supervisión, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.

14. CONCLUSIÓN DE OPERACIÓN COMERCIAL

14.1. Para la Conclusión de la Operación Comercial de una unidad o una central de generación, la empresa titular deberá presentar una solicitud dirigida al COES, suscrita por su representante legal, adjuntando la documentación descrita en el Anexo 6, por lo menos con un (01) año de anticipación a la fecha de retiro estimada. La referida solicitud y todas las comunicaciones relacionadas entre el COES y la empresa titular deberán también ser remitidas en copia al OSINERGMIN

14.2. El COES, mediante la revisión de los informes descritos en el Anexo 6, verificará que la salida de servicio solicitada no ponga en riesgo la calidad del servicio eléctrico, ni la seguridad de la operación del SEIN.

A tal efecto, el COES podrá requerir a la empresa titular que presente aclaraciones, precisiones o información complementaria, que a su criterio técnico juzgue conveniente para analizar el pedido de Conclusión de la Operación Comercial, para lo cual le otorgará a la empresa titular un plazo no mayor a quince (15) días hábiles, contados desde la comunicación del COES, tiempo durante el cual quedará en suspenso el plazo para el pronunciamiento del COES.

14.3. El plazo de pronunciamiento del COES es de treinta (30) días hábiles, contados desde la presentación de la solicitud de la empresa titular.

14.4. En caso de un pronunciamiento favorable por parte del COES, éste emitirá un Certificado de Conclusión de la Operación Comercial de la unidad o central de generación, y podrá aprobar que ésta se realice en un período menor que el indicado en el numeral 14.1 del presente Procedimiento. El referido certificado también será remitida en copia al MINEM y/o a la autoridad concedente y al OSINERGMIN.

14.5. En caso que la salida de servicio solicitada ponga en riesgo la calidad del servicio eléctrico y/o la seguridad de la operación del SEIN, el COES emitirá un informe técnico sobre los efectos de la Conclusión de la Operación Comercial solicitada.

En este supuesto, el COES aprobará que la Conclusión de la Operación Comercial se realice en un plazo mayor que el establecido en el numeral 14.1. Este plazo no podrá exceder de un (01) año calendario adicional, lo que será comunicado a la empresa solicitante, al OSINERGMIN y al MINEM o a la autoridad concedente que corresponda.

14.6. En caso la empresa titular de una unidad o una central de generación tenga un procedimiento para la caducidad de su concesión o cancelación de su autorización ante al MINEM o a la autoridad concedente que corresponda, deberá informarlo al COES dentro de los dos (02) días hábiles posteriores de haberlo iniciado o tomado conocimiento del mismo.

Recibida la comunicación, el COES emitirá un informe técnico sobre los efectos de la Conclusión de la Operación Comercial en el SEIN en un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles, luego del aviso

por parte de la empresa titular. El informe técnico será comunicado a la empresa titular, OSINERGMIN y al MINEM o a la autoridad concedente que corresponda, a fin de que estos últimos lo consideren al momento de resolver el procedimiento de caducidad de la concesión o cancelación de la autorización.

- 14.7. En caso de reubicación, reconstrucción, repotenciación, ampliación y/o reconversión que conlleve la indisponibilidad de las instalaciones por más de tres (03) meses continuos, la empresa titular deberá gestionar la Conclusión de la Operación Comercial, de acuerdo al numeral 14 antes de declarar la indisponibilidad para la operación. Vencido el plazo, el COES podrá declarar la Conclusión de Operación Comercial.
- 14.8. Se permitirá la Conclusión de Operación Comercial sin considerar los plazos establecidos en el presente procedimiento, en el caso de situaciones de fuerza mayor, declaradas por OSINERGMIN de manera expresa.

15. RETIRO DE INSTALACIONES DEL SEIN

- 15.1. La solicitud de Retiro de Instalaciones se deberá presentar al COES antes de solicitar la renuncia de concesión al MINEM, o la desconexión definitiva de instalaciones del SEIN.
- 15.2. Previo a la solicitud de Retiro de Instalaciones de unidades o centrales de generación con Certificado de Operación Comercial, la empresa titular deberá cumplir con concluir su Operación Comercial.
- 15.3. Para el Retiro de Instalaciones del SEIN, la empresa titular deberá presentar una solicitud dirigida al COES, suscrita por su representante legal. Para instalaciones que cuentan con el Certificado de Conclusión de Operación Comercial, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación descrita en los numerales 7.1 y 7.4 del Anexo 7, y deberá ser presentada por lo menos con treinta (30) días hábiles de anticipación a la fecha de retiro estimada. Para instalaciones que no hayan requerido el Certificado de Operación Comercial, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación descrita en los numerales 7.2, 7.3 y 7.4 del Anexo 7, y presentada por lo menos con un (01) año de anticipación a la fecha de retiro estimada. La referida solicitud también será remitida en copia al OSINERGMIN.
- 15.4. El COES, mediante la revisión de los informes descritos en el Anexo 7, verificará que el Retiro de Instalaciones solicitado no ponga en riesgo el suministro de otros agentes, la calidad del servicio eléctrico y/o la seguridad de la operación del SEIN. A tal efecto, el COES podrá requerir a la empresa titular que presente aclaraciones, precisiones o información complementaria, que a su criterio técnico juzgue conveniente para analizar el pedido de Retiro de Instalaciones del SEIN. Para tal efecto, le otorgará a la empresa titular un plazo no mayor a quince (15) días hábiles, contados desde la comunicación del COES, tiempo durante el cual quedará en suspenso el plazo para el pronunciamiento del COES.
- 15.5. El plazo de pronunciamiento del COES es de treinta (30) días hábiles, contados desde la presentación de la solicitud de la empresa titular.
- 15.6. En caso de un pronunciamiento favorable por parte del COES, éste emitirá un Certificado de Retiro de Instalaciones del SEIN, comunicando a su vez al OSINERGMIN y al MINEM.
- 15.7. En caso que el Retiro de Instalaciones solicitado afecte a otros agentes, o ponga en riesgo la calidad del servicio eléctrico y/o la seguridad de la operación del SEIN, el COES dentro de su plazo de pronunciamiento emitirá un informe técnico sobre los efectos de dicho Retiro de Instalaciones solicitado. En este supuesto, el COES comunicará al OSINERGMIN y al MINEM o a la autoridad concedente que corresponda, para que tome las acciones pertinentes a fin de evitar el Retiro de Instalaciones, no emitiendo el Certificado de Retiro de Instalaciones.
- 15.8. Se permitirá el Retiro de Instalaciones sin considerar los plazos establecidos en el presente

procedimiento, en el caso de situaciones de fuerza mayor, declaradas por OSINERGMIN de manera expresa.

- 15.9. Se permitirá el Retiro de Instalaciones sin considerar los plazos establecidos en el presente procedimiento, en el caso de daños irreparables calificados por OSINERGMIN, que no hayan sido calificados como fuerza mayor.

16. DISPOSICIONES ASOCIADAS AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

- 16.1. Los estándares de desempeño del equipamiento y las obligaciones de los Agentes, con instalaciones en operación, serán provenientes de:

- Los indicadores de calidad establecidos en la NTCSE.
- Las responsabilidades según el "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión" del OSINERGMIN (Res. N° 091-2006-OS/CD o las que las sustituyan).

En ese sentido, en sus fases de estudio (EPO y EO) los proyectos deberán cumplir con los criterios de desempeño de tensión, frecuencia, sobrecargas y de estabilidad, señalados en el Anexo 2. Asimismo, durante su operación cumplirán con la NTCOTR.

- 16.2. Los Agentes deberán probar y monitorear sus equipamientos a fin de cumplir con los estándares de desempeño señalados en el numeral 16.1. En ese sentido, se deberá considerar que:

- a) Las transgresiones a los indicadores de calidad serán evaluadas de acuerdo a lo previsto en la NTCSE.
- b) Los indicadores de desempeño o performance serán monitoreados por el Agente y supervisados por el organismo competente.
- c) Las pruebas de los equipos de las nuevas instalaciones, durante la etapa de operación, se realizarán en base a los procedimientos internos del Agente.

- 16.3. Los Agentes deberán operar y mantener sus equipos a fin de cumplir con los estándares de desempeño señalados en el numeral 16.1.

En ese sentido, los Agentes deberán:

- a) Cumplir los requisitos de operación contenidos en el presente procedimiento y los enunciados en la NTCOTR.
- b) Presentar el Programa de Mantenimiento según lo indicado en las Fichas Técnicas del Anexo 4 del presente procedimiento.
- c) Efectuar el mantenimiento de los equipos de las instalaciones en base a los procedimientos internos del Agente.

- 16.4. En caso el COES determine que el suministro de energía eléctrica a un Usuario Libre provoca riesgos en la operación del SEIN o exceda su potencia contratada, podrá instruir al Transmisor y/o Distribuidor para que proceda a la desconexión parcial o total de la carga del Usuario. Para tal efecto, el Usuario Libre deberá disponer sus instalaciones, de modo de permitir la desconexión parcial o total de sus cargas por parte del Transmisor o Distribuidor, sin su intervención.

- 16.5. Las desconexiones y conexiones de instalaciones del SEIN asociadas a la operación y mantenimiento, se realizarán según los procedimientos correspondientes dentro del marco de las funciones del COES.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

PRIMERA: La ejecución de las Pruebas en Blanco y las Pruebas de Puesta en Servicio son de exclusiva responsabilidad del Titular del Proyecto de las correspondientes instalaciones.

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

TERCERA: Respecto de la información proporcionada en la aplicación del presente procedimiento, los Titulares de los Proyectos deberán declarar expresamente la existencia de información confidencial, indicándola con precisión y sustentando la necesidad de que tal información sea tratada de tal forma; quedando el COES autorizado a divulgar la información que no califique como información confidencial.

CUARTA: El presente Procedimiento no será aplicable para la Generación Distribuida.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

ÚNICA: Las solicitudes de ingreso, modificación o retiro de instalaciones del SEIN, y/o de Inicio y Conclusión de Operación Comercial, presentadas antes de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, deberán adecuarse a sus estipulaciones en la etapa en la que se encuentren.

Se aplicarán los requisitos y criterios mínimos de diseño, contenidos en el presente Procedimiento y sus anexos, en la revisión de los estudios de Pre Operatividad de aquellos proyectos que no estén sujetos a contratos suscritos con el MINEM, en los cuales los diseños ya están predefinidos. En lo que respecta al Estudio de Operatividad, son vigentes los criterios de diseño del Estudio de Pre Operatividad, aprobado antes de la vigencia del presente Procedimiento.

DISPOSICIÓN FINAL

ÚNICA: La aprobación del Estudio de Pre Operatividad y Estudio Operatividad por parte del COES, no exime a los Titulares de los Proyectos, Terceros Involucrados y/o Agentes, según corresponda, del cumplimiento de otras obligaciones establecidas legalmente sobre el diseño, construcción y/o de operación de sus instalaciones, las cuales serán reguladas y fiscalizadas por las entidades competentes.

ANEXOS

ANEXO 1 :CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Capítulo 1 :Criterios Mínimos de Diseño de Sistemas de Transmisión: Troncal Nacional, Troncal Regional y Local.

Capítulo 2 :Requisitos Mínimos de Equipamiento del Sistema de Protección y Comunicaciones.

Capítulo 3 :Requisitos Mínimos de Equipamiento del Sistema de Automatización y Control.

Capítulo 4 :Requisitos Técnicos de Conexión de las Instalaciones de Centrales de Generación No convencional (CGNC) al SEIN.

Capítulo 5 :Requisitos Técnicos de Conexión de las Instalaciones de Centrales de Generación Convencional (CGC) al SEIN.

Capítulo 6 :Requisitos Técnicos de Conexión de Grandes Cargas al SEIN.

ANEXO 2 :ALCANCES PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DE PRE OPERATIVIDAD

ANEXO 3 :ALCANCES PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DE OPERATIVIDAD

ANEXO 4 :REQUISITOS A CUMPLIR PARA LAS PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

ANEXO 5 :DOCUMENTOS A PRESENTAR PARA SOLICITAR EL INICIO DE LA OPERACIÓN COMERCIAL DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN Y LA INTEGRACIÓN DE UNA INSTALACIÓN DE TRANSMISIÓN

ANEXO 6 :REQUISITOS PARA APROBAR LA CONCLUSIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL DE INSTALACIONES EN EL SEIN

ANEXO 7 :REQUISITOS PARA APROBAR EL RETIRO DE INSTALACIONES DEL SEIN.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN: TRONCAL NACIONAL, TRONCAL REGIONAL Y LOCAL		

1. CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Se establecen los criterios básicos y requerimientos para el diseño del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN), Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR) y Sistema de Transmisión Local (STL) 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 marco del Plan de Expansiones de los Agentes involucrados.

Los criterios y requerimientos tienen los siguientes objetivos:

- Orientar acciones tendientes a obtener mejoras progresivas de la confiabilidad del SEIN.
- Garantizar la racionalidad de su desarrollo desde un punto de vista del interés público, de modo tal que proyectos individuales no agoten en forma impropia la capacidad de instalaciones y que no afecten innecesariamente o improductivamente al medio ambiente.
- Asegurar que las sucesivas modificaciones del sistema con cada una de sus ampliaciones no reduzcan su confiabilidad garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.
- Definir prestaciones mínimas exigibles que aseguren que tanto el diseño de las nuevas instalaciones como su desempeño, serán compatibles con los niveles de confiabilidad crecientes requeridos.

1.2 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS APLICABLES

No obstante las pautas y criterios que se desarrollan en este documento así como respecto del contenido de las

Normas y Guías referenciales que abajo se detallan, los proyectistas de ampliaciones de STTN, del STTR y del STL deben considerar preeminentemente lo dispuesto en el Código Nacional de Electricidad – Suministro y el Código Nacional de Electricidad – Utilización (CNE Suministro y CNE Utilización) vigentes en nuestro país.

El equipamiento en subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal deberá ser especificado de acuerdo con las normas internacionales IEC y/o las que cumplan con ellas.

1.3 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

1.3.1 Capacidades del Sistema de Transmisión

1.3.1.1 Líneas de Transmisión

Las capacidades de transmisión por límite térmico, en alterna, de las líneas del STTN y STTR se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1 – Capacidades de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales

Tensión Nominal (kV)	Capacidad de Transmisión (MVA/terna)
500	1400
220	450
138	150

En condiciones de emergencia, por un periodo de hasta treinta (30) minutos, las líneas del STTN y STTR deberán soportar una sobrecarga no menor al 30% por encima de la Capacidad de Transmisión por Límite Térmico.

Las capacidades de las líneas que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación.

Los criterios de diseño para cumplir éstas capacidades, se consignan en el numeral 3.1.1.

Todas las líneas de transmisión, tendrán al menos un cable de guarda del tipo *Optical Ground Wire* – OPGW (D.S. N° 034-2010-MTC).

1.3.1.2 Subestaciones

La capacidad nominal de corriente de los equipos de patio del STTN y STTR deberá ser compatible con la capacidad de transmisión de la línea, cumpliendo con lo requerido en la Tabla 1. Las capacidades que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación excepto en subestaciones vinculadas al Punto de Conexión, en la que deberá primar los criterios de diseño establecidos en este punto.

El sistema de barras deberá ser dimensionado tomando en cuenta los siguientes criterios:

Al no ser posible generalizar la capacidad de los barrajes colectores de una subestación debido a que cada una de ellas es un caso diferente con respecto al flujo de corrientes en sus barras y circuitos, cada subestación debe ser estudiada separadamente, previéndose todas las etapas de su crecimiento así como el flujo de cargas en sus circuitos durante circunstancias normales y durante contingencias del sistema.

Por lo general, los circuitos en las subestaciones tienen flujos de carga determinados, es decir, existe un flujo de energía de un área del sistema hacia otra, pasando por subestaciones; estos flujos de energía pueden ir siempre en el mismo sentido o pueden variar en forma periódica. Con base en esto, los circuitos se pueden conectar a las barras colectoras de la subestación de tal manera que la

capacidad de éstas sea la menor posible; así, algunas recomendaciones para la conexión de los circuitos a las barras son las siguientes:

Conectar los circuitos de generación hacia el centro del barraje de la subestación.

Si es posible, alternar circuitos de carga (es decir, circuitos por los cuales la energía, por lo general, sale de la subestación) con los circuitos de generación.

Colocar los circuitos de interconexión en los extremos de la subestación de tal manera que no exista un flujo considerable entre los circuitos conectados en extremos opuestos.

Alternar los circuitos de interconexión conectados de acuerdo con la dirección del flujo normal, es decir, circuitos adyacentes deben tener flujos opuestos.

En subestaciones con dos circuitos por diámetro (por ejemplo interruptor y medio) se debe tratar de que, con relación a la barra, tengan flujos de energía opuestos.

Cuando en subestaciones con configuraciones de doble barra se conectan los circuitos alternadamente a las barras, debe preverse que no existan flujos considerables de energía de una barra a la otra; en la conexión de un circuito a una u otra barra se debe tener en cuenta las recomendaciones descritas en los puntos anteriores.

La barra de transferencia no es una barra colectora y por lo tanto se debe tratar como una barra de campo.

En subestaciones con configuración en anillo no existe una barra colectora como en las demás configuraciones, sino un anillo colector formado por equipos. La capacidad de estos y de los conductores que los conectan se debe determinar abriendo el anillo en el punto de colocación de un interruptor y calculando la corriente que circularía en el resto de elementos; este procedimiento se repite abriendo el anillo en los sitios de los demás interruptores obteniéndose así la corriente máxima que circularía en cualquier caso de apertura del anillo.

Una vez seleccionada la conexión de los circuitos a los barrajes colectores para condiciones de flujo normal, se debe comprobar que esta conexión también es válida para casos de contingencia.

Después de seleccionar la conexión de los circuitos a los barrajes colectores, se procede a determinar la corriente máxima que circularía por cualquier tramo de la barra. Es recomendable multiplicar dicha corriente por un factor de seguridad de por lo menos 1,15 para cubrir condiciones imprevistas.

Los equipos del campo de acople en configuraciones de doble barra deben tener la misma capacidad de la barra colectora.

1.3.2 Limitaciones de Conexión al Sistema de Transmisión Troncal y Local

1.3.2.1 Conexiones inadmisibles

En los STTN y STTR no se admitirán conexiones en T o mediante transformador de potencia en derivación. En el STL, estas conexiones en niveles de 60 kV de tensión nominal, serán evaluadas en el estudio de Pre Operatividad.

1.3.2.2 Seccionamiento de Líneas de Transmisión

Las opciones para la conexión a un Sistema de Transmisión Troncal son:

a) Conexión a una subestación existente.

b) Conexión a una nueva subestación, mediante el seccionamiento de una línea de transmisión existente. Para el seccionamiento de una línea de transmisión del Sistema de Transmisión Troncal se aplica el concepto de Nodo Mallado.

Se define un Nodo Mallado cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- En 500 kV: cuando están conectadas tres o más líneas de 500 kV; o dos líneas de 500 kV y transformación de 500/220 kV.
- En 220 kV: cuando están conectadas tres o más líneas de 220 kV; o dos líneas de 220 kV y una transformación de 500/220 kV.
- En 138 kV: cuando están conectadas tres o más líneas de 138 kV; o dos líneas de 138 kV y una transformación de 220/138 kV.

Para el seccionamiento se aplican los criterios de la Tabla 2.

Tabla 2 - Criterios de Limitación para el Seccionamiento de Líneas del Sistema de Transmisión Troncal

Criterio	STTN	STTR
Número máximo de nodos no mallados a producirse al seccionar una línea troncal de transmisión que une dos nodos mallados	Dos (2) nodos no mallados.	Tres (3) nodos no mallados.
Potencia mínima para el seccionamiento de una línea existente.	La conexión deberá contar con una potencia mínima del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad nominal de la línea a seccionar.	
Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar.	El incremento de la longitud de la línea no deberá superar el quince por ciento (15%).	
Distancia mínima entre nodos (nodo existente y nodo producido por el seccionamiento)	Mayor a 50 km	Mayor a 30 km
Limitación a seccionar interconexiones internacionales	No se permitirá el seccionamiento de líneas de interconexión internacional para la creación de nodos no mallados.	
Limitación en líneas con compensación serie	No se permitirá el seccionamiento de una línea con compensación serie si alguno de los dos tramos resultantes quedara con un grado de compensación serie mayor al 65%.	

Nota: El Titular del Proyecto deberá asumir el equipamiento necesario para la adecuación del sistema (a causa del seccionamiento) como son: reubicación de transposiciones, reubicación de reactores de línea, cambios de protecciones por el acortamiento de líneas, adaptación de compensación serie (se aceptará como solución la redistribución del banco de capacitores existente considerando la subestación producida por el seccionamiento), etc, a ser aprobados en el EPO correspondiente.

El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el estudio de Pre Operatividad.

1.3.2.3 Conexión de nuevas instalaciones a subestaciones

Para no degradar la confiabilidad del Sistema de Transmisión Troncal y Local las obras de ampliación y adecuación que se realicen en la subestación deberán cumplir con todos los criterios de diseño de las instalaciones señalados en el presente capítulo.

El nivel de tensión seleccionado para la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Troncal, estará condicionado por la magnitud de la carga, la cual no podrá ser menor al 15% de las capacidades de transmisión indicadas en la Tabla 1. En el STL no se consideran limitaciones.

1.3.3 Compensación en Paralelo (Shunt) de Líneas de Transmisión

En el Estudio de Pre Operatividad deberá demostrarse que el diseño de compensación reactiva propuesto permite que las líneas que se construyan puedan energizarse desde ambos extremos, excepto cuando en uno de ellos la potencia de cortocircuito sea insuficiente.

1.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

En la coordinación de aislamiento se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]).

El nivel de aislamiento seleccionado, deberá tomar en cuenta la práctica y experiencia de las instalaciones de transmisión construidas en zonas con altitudes y/o niveles de contaminación similares a las existentes en el Perú.

La línea de fuga mínima del aislamiento de las instalaciones, desde el punto de vista de contaminación, debe ser determinada de acuerdo con Norma IEC 60815 (Ref. [2]).

Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, se adopta el menor valor indicado en la Tabla 3.

Tabla 3 - Línea de Fuga Mínimas en Función de la Zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de Contaminación	Línea de Fuga (mm/kVf-f)
IA-Costa	h≤1000	Muy alta	31
IB-Selva	h≤1000	Media	20
II	h>1000	Media	20

2. CRITERIOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES

2.1 CRITERIOS DE DISEÑO Y SELECCIÓN

En el diseño de una ampliación deberán mantenerse los criterios de diseño de la instalación existente o mejorarlas.

2.1.1 Niveles de Corriente de Cortocircuito

El equipamiento y las instalaciones deberán diseñarse para soportar como mínimo los niveles de corriente de cortocircuito que se establecen en la Tabla 4.

Tabla 4 - Niveles Mínimos de Corriente de Cortocircuito de Diseño

Tensión Nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40 kA (*)	--	--
220	40 kA (**)	31,5 kA	(***)
138	--	31,5 kA	(***)
60	--	--	(***)

(*) Para el diseño de la malla de puesta a tierra en subestaciones de 500 kV se considerará una corriente de cortocircuito de 40 kA o el valor estimado en los estudios eléctricos en un horizonte no menor a 25 años.

(**) Podrán considerarse niveles superiores solo en caso las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran.

(***) Las capacidades que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación excepto en el Punto de Conexión, en la que deberá cumplir con los criterios de diseño establecidos en este punto.

2.1.2 Configuraciones del Sistema de Barras

Las configuraciones aceptables en los Sistemas Troncales son:

Para el STTN:

Patio de llaves en 500 kV	<ul style="list-style-type: none">• Doble barra con doble interruptor.• Doble barra con interruptor y medio.
Patio de llaves en 220 kV	<ul style="list-style-type: none">• Doble Barra con interruptor y medio.

Para el STTR:

Patios de llaves en 220 y 138kV	<ul style="list-style-type: none">• Doble Barra con simple interruptor mas barra de transferencia.• Doble Barra con simple interruptor mas seccionador de transferencia• Doble barra con simple interruptor (sin transferencia)*.
---------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

(*) No aplica para 220 kV.

Para el STL:

Patio de llaves en 220, 138 y 60 kV	<ul style="list-style-type: none">• La propuesta por la empresa Titular (**)
-------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------

(**) La configuración del sistema de barras en el Punto de Conexión será la adoptada por el sistema de transmisión que corresponda.

2.1.3 Distancias Eléctricas

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

2.2 EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSION

Los equipos de patio del STTN y STTR seguirán los criterios y especificaciones generales señalados en el presente numeral. Las que correspondan al STL podrán proponer otros criterios que serán evaluados en el estudio de Pre Operatividad.

Las subestaciones implementadas con celdas encapsuladas en SF6 en los sistemas troncales, sólo serán admitidas en situaciones especiales que deberán ser sustentadas en el estudio de Pre Operatividad, o por algún mandato expreso.

2.2.1 Interruptores

2.2.1.1 Medio de Interrupción

El método de interrupción de corriente y de extinción del arco deberá ser por autogeneración de la presión de soplado utilizando el principio de soplado tipo térmico, en combinación con el tipo soplado (*puffer*).

2.2.1.2 Sistema de Accionamiento

Se utilizará el sistema de accionamiento a resortes mediante la carga por un motor eléctrico, u otro sistema de accionamiento que ofrezca mayores ventajas operativas.

Los interruptores deberán contar con dos bobinas de apertura y una de cierre totalmente independientes.

2.2.2 Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra

Los seccionadores deberán poder abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales.

Los seccionadores de 500 kV podrán ser del tipo; pantógrafo vertical, semipantógrafo horizontal o vertical, ó cuchilla de corte en el plano vertical y tendrán mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal.

El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual, de acuerdo a la definición en cada caso pero solo podrá accionarse desde el mismo seccionador. Solamente los seccionadores de 220 y 138 kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

2.2.3 Transformadores de Corriente

Las características de linealidad de los núcleos para las funciones de protección deberán tener una buena respuesta en transitorios, que garantice un reflejo sin saturación de las corrientes aperiódicas máximas en los niveles de cortocircuito considerados.

El número de núcleos de protección y medición, así como sus clases de precisión, serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición propuesto.

2.2.4 Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos en baño de aceite.

En 500 kV se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo. La utilización de transformadores del tipo inductivo, será verificada en el Estudio de Pre Operatividad del proyecto, en el cual se descartará el fenómeno de ferresonancia.

2.2.5 Descargadores de Sobretensión

Los descargadores de sobretensión deberán ser del tipo Oxido de Zinc y deberán instalarse lo más cerca posible del equipo a proteger.

2.2.6 Transformadores de Potencia

Los transformadores deberán ser de tres arrollamientos. El terciario deberá tener el devanado en conexión delta y será utilizado para la alimentación de los servicios auxiliares de la Subestación.

Los transformadores de potencia del STTN deberán ser bancos de unidades monofásicas, debiendo preverse un polo de reserva (por subestación y según el tipo), que mediante un esquema de conexión en alta tensión y en los circuitos de protección y control, sirva de recambio ante una falla de una de las unidades.

Los transformadores serán aislados en aceite, con refrigeración natural ó forzada, ONAN/ONAF/OFAF y deberán poseer conmutadores de tomas bajo carga con regulador automático de tensión.

Cada unidad deberá equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberá considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar los transformadores entre sí.

Los interruptores de conexión de los transformadores de potencia 500/220 kV deberán contar con un dispositivo de sincronización de maniobra en ambos devanados para reducir la corriente de energización. Asimismo, los interruptores de conexión de los transformadores de potencia con tensión primaria de 220 kV contarán con un dispositivo de sincronización de maniobra según se determine en las simulaciones de energización de transformadores del Estudio de Pre Operatividad.

Los interruptores señalados deberán ser de accionamiento uni-tripolar.

Para garantizar la continuidad del servicio eléctrico, tomando en cuenta las limitaciones de transporte a ciertas zonas, se recomienda adoptar módulos de transformación para los diferentes niveles de tensión, que permitan el reemplazo de unidades de transformación en casos de averías en los sistemas troncales de transmisión, de las capacidades y configuraciones que se listan a continuación:

Módulos de Transformación con tensión primaria de 500 kV, tipo Banco de Unidades Monofásicas:

3 x 150/150/50 MVA
3x200/200/67 MVA
3 x 250/250/80 MVA

Módulos de Transformación con tensión primaria de 220 kV, tipo Banco de Unidades Monofásicas:

3 x 30/30/10 MVA
3 x 50/50/15 MVA
3 x 100/100/30 MVA

Módulos de Transformación con tensión primaria de 220 kV, tipo Trifásico:

50/50/30 MVA
100/100/30 MVA

Módulos de Transformación con tensión primaria de 138 kV, tipo Trifásico:

15/10/8 MVA
30/30/15 MVA
45/45/15 MVA

2.2.7 Reactores en Paralelo (*Shunt*)

Los reactores en 500 kV deberán ser unidades monofásicas aisladas en aceite y con refrigeración natural, ONAN.

A diferencia de los reactores de barra, los reactores de línea deberán poseer un reactor de neutro dimensionado para optimizar las condiciones de recierre unipolar. Asimismo, deberán poseer una celda equipada con un interruptor y seccionador.

Cada reactor (de línea o de barra) deberá equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberá considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar los reactores entre sí.

Los interruptores de conexión de los reactores (de línea y de barra) deberán ser de accionamiento unipolar y contar con un dispositivo de sincronización de maniobra para reducir la corriente de desconexión del reactor.

2.2.8 Condensadores en Serie

Los condensadores en serie deberán tener los valores nominales de tensión y corriente que se fijen como resultado de los estudios eléctricos realizados para definir el grado de compensación, el cual no deberá superar el 65%. Los aspectos de diseño de la configuración y estructura serán aspectos a considerar por el fabricante para cumplir con las normas internacionales de fabricación de estos equipos.

2.2.9 Condensadores en Paralelo

Los condensadores conectados en paralelo serán trifásicos y conectados en doble estrella.

Para la medición de la corriente de desbalance, los neutros de cada estrella, estarán conectados entre sí y aislados de tierra y se utilizará un dispositivo para detectar unidades de condensador averiados. Asimismo, deberán contar con un reactor de amortiguamiento en serie con cada fase y los interruptores de conexión tendrán un dispositivo de sincronización de maniobra para reducir la corriente de inserción.

Los valores nominales de tensión y potencia reactiva serán los que se fijen como resultado de los estudios eléctricos.

2.2.10 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 tendrán la capacidad nominal y los límites reactivos resultantes de los estudios eléctricos.

2.2.11 Equipos Automáticos de Compensación Reactiva

La ubicación, tipo y el rango nominal de operación de los equipos automáticos de compensación reactiva conectados en paralelo en determinadas barras del sistema para mejorar el control de la tensión, serán resultado de los estudios eléctricos. Dependiendo de la aplicación podrán tener el control trifásico o el control fase por fase, asimismo, el número de filtros de armónicos será un aspecto a considerar por el fabricante, con el criterio de cumplir con las normas internacionales de fabricación de estos equipos, para no provocar armónicos que viajen hacia el sistema de transmisión.

2.2.12 Cables Desnudos y Barras

Las barras y conductores utilizados en los STTN y STTR deberán ser del tipo flexible. Solo en casos excepcionales sustentados en el proyecto se podrá utilizar barrajes del tipo rígido. En el STL no existen restricciones.

Para reducir las descargas del tipo "Corona" en el diseño de los conductores se deberá 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, este valor deberá corregirse por altitud.

Para los casos de proyectos de ampliación en subestaciones existentes se deberá verificar el diseño de las barras por capacidad de corriente y por cortocircuito. El cálculo por capacidad de corriente se deberá realizar en el escenario de máxima transferencia que origine la mayor distribución de corrientes en los conductores de barra, de modo tal que no se supere el 90% de la capacidad nominal.

2.3 OBRAS CIVILES

2.3.1 Entorno Físico

El terreno deberá seleccionarse para alojar las instalaciones del proyecto y las ampliaciones futuras según el crecimiento del sistema de transmisión, de la cual forma parte la subestación.

Para la previsión de espacios futuros en la subestación de un Sistema de Transmisión Troncal se tomará en cuenta los proyectos consignados en el Plan de Transmisión y los límites inferior y superior del número de celdas a considerar en el diseño de las subestaciones conectadas a los STTN y STTR indicados en la Tabla 5.

Tabla 5 - Número de Celdas a Considerar en el Diseño de Subestaciones

Nº de Celdas	138 kV	220 kV	500 kV
Límite inferior	4	6	4
Límite superior	8	16	10

El límite inferior determinará el área mínima para la construcción de una subestación en su fase inicial, y el límite superior establecerá un área máxima razonable de ampliación para la construcción en su fase final y que dependerá de las condiciones de espacio disponible en el terreno seleccionado.

La disposición de las celdas en el patio deberá permitir una apropiada salida de las líneas que convergen en la subestación en condiciones iniciales y futuras.

Para subestaciones del STL, se deberán prever los espacios considerados en el Plan de Expansión de la empresa Titular.

2.3.2 Cimentaciones y Estructuras de Soporte

Las cimentaciones y estructuras soporte para el equipamiento de alta tensión deberán estar diseñadas para operar al menos bajo las siguientes condiciones sísmicas:

- Aceleración horizontal : 0,5 g
- Aceleración vertical : 0,3 g
- Frecuencia de oscilación : 10 Hz

En ese sentido, las medidas que se adoptarán para el diseño deberán considerar principalmente el refuerzo de las estructuras soporte, la especificación de aisladores con alta resistencia mecánica y la incorporación de amortiguadores sísmicos en la base de las estructuras soporte, que amortigüen las frecuencias de oscilación natural en el equipo originados por los movimientos producidos por el sismo.

2.4 CONTROL, PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES

2.4.1 Control

Los requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Control a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 3 del Anexo 1.

2.4.2 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 2 del Anexo 1.

2.5 SERVICIOS AUXILIARES

El dimensionamiento de los Servicios Auxiliares (SS.AA.) deberá considerar los siguientes criterios:

- Los transformadores de SS.AA. se conectarán a los arrollamientos terciarios de los transformadores de potencia. En el caso que exista un único transformador se utilizará como fuente alternativa alimentación externa.
- El sistema de servicios auxiliares de corriente alterna se diseñará con neutro rígidamente puesto a tierra, para operar nominalmente a 380/220V - 60Hz. Los límites de servicio serán de Un +10%, -15%.
- El sistema de servicios auxiliares de corriente continua de control de patio se diseñará con ambos polos aislados de tierra, para operar en tensiones nominales de 220 o 110 V para mando y protección y 48 V para comunicaciones. Los límites de servicio serán de Un \pm 10%. La capacidad de descarga de las baterías se ajustará a las necesidades de cada proyecto, respetando una autonomía mínima de 5 horas, hasta la tensión final por elemento correspondiente al tipo de baterías adoptado.
- Para STTN que cuenta con Sistema de Control Distribuido los SS.AA. estarán comprendidos por:

Caseta de Servicios Auxiliares (Edificio de Control):

- Alimentación en alterna de 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: para mando y protección (220 o 110 V continua), control y comunicaciones (48 V continua).

- Alimentación en alterna proveniente de los bancos de baterías independientes para mando y protección (220 o 110 V), control y comunicaciones (48 V).
- Tableros en continua para las comunicaciones y control de la subestación.

Casetas de Campo:

- Alimentación en alterna de los circuitos del tablero de distribución en CA de la Caseta de Servicios Auxiliares.
 - Tablero de distribución de circuitos en alterna y continua.
 - Cargadores-rectificadores redundantes para mando y protección (220 o 110 V continua).
 - Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías para mando y protección (220 o 110 V).
 - Tableros en continua para la protección y mando.
- Para STTR y STL que cuenta con sistema de control Centralizado en el Edificio de Control los SS.AA. estarán comprendidos por:

- Alimentación en alterna de 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: para mando y protección (220 o 110 V continua), control y comunicaciones (48 V continua).
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías independientes para mando y protección (220 o 110 V), control y comunicaciones (48 V).
- Tableros de distribución de circuitos en continua.

2.6 SISTEMAS DE SEGURIDAD

2.6.1 Malla de Puesta a Tierra

Las subestaciones deberán contar con una malla de tierra profunda que asegure al personal contra tensiones de toque y paso, permitiendo la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico o las corrientes producidas por cortocircuitos a tierra. Por lo tanto, se deben considerar los criterios de seguridad: tensiones de toque y paso y potenciales transferidos, señalados por el CNE Suministro y el CNE Utilización vigentes.

Los valores de corriente máxima para el cálculo de la malla de puesta a tierra se consignan en la Tabla 4.

Se considerarán los siguientes criterios:

- La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada con la metodología de la Sección 9 de la IEEE Std. 80 (Ref. [3]).
- Con la finalidad de cumplir con los criterios de seguridad (tensiones de toque y paso y potenciales transferidos), en el cálculo de la malla de puesta a tierra se considerará el drenaje de corriente de falla por los cables de guarda de las líneas que acometan a la subestación. Este cálculo será incluido en el Estudio de Pre Operatividad.
- El tiempo mínimo de despeje de fallas a considerar será de 0,5 s.

2.6.2 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. Las zonas periféricas del patio que están fuera de ésta zona de protección serán protegidas mediante pararrayos.

En subestaciones del STL deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas solo en zonas de alta concentración de descargas (zona Sierra y Selva).

3. CRITERIOS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.1 CRITERIOS DE DISEÑO Y SELECCIÓN

3.1.1 Capacidad de Corriente de las Fases

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores de fase se realizará utilizando la norma IEEE 738 "Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors" (Ref. [4]).

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN y STTR (indicadas en la Tabla 1), así como de las líneas del STL, la temperatura en los conductores de fase no deberán superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y en las siguientes condiciones ambientales:

- La temperatura máxima media de la región de implantación de la línea. Corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de 10 años.
- Radiación solar máxima
- Viento mínimo de 0,61 m/s perpendicular al conductor

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

Los accesorios y demás componentes correspondientes a la ferretería del conductor de fase deberán estar dimensionados térmicamente compatibles con el diseño del conductor.

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico podrá ser aumentado en coordinación con el COES.

3.1.2 Capacidad de Corriente de los Cables de Guarda

Los cables de guarda deberán resistir la circulación de la corriente de corto circuito monofásico franco a tierra (ó 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 considerar lo señalado por la norma IEC 60865 (Ref. [5]).

3.1.3 Transposiciones

Las líneas de transmisión con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deberán ser transpuestas mediante 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 deberán ser transpuestas con 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 deberán realizarse en sentidos opuestos.

Estas exigencias no aplican a instalaciones del STL en niveles de 60 kV de tensión nominal.

3.1.4 Pérdidas Joule

Las pérdidas Joule serán calculadas para la capacidad de transmisión de la línea, considerando un factor de potencia unitario y la resistencia eléctrica de los cables calculada a 75°C.

3.1.5 Coordinación de Aislamiento

En la coordinación de aislamiento se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]) y en "EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above", Third Edition, Electric Power Research Institute (EPRI) (Ref. [6]).

3.1.5.1 Aislamiento para Tensión Máxima de Servicio

Para dimensionar el aislamiento de la línea de transmisión, las distancias mínimas a las estructuras, deben considerar la máxima oscilación de la cadena de aisladores por efecto del viento, siendo el valor de la presión de viento la recomendada en el CNE Suministro vigente.

3.1.5.2 Aislamiento para Sobretensiones de Maniobra

El nivel de sobretensión adoptada para el dimensionamiento de las distancias eléctricas de las estructuras, deberá ser igual o mayor que el nivel de sobretensiones de maniobra indicado por los estudios de transitorios electromagnéticos.

Para el diseño de líneas del STTN y STTR, se admitirá una falla de aislamiento por cada 1000 maniobras de energización de línea, y una por cada 100 maniobras en el caso de re-energización.

3.1.5.3 Desempeño Frente a Descargas Atmosféricas

El número total de fallas (contorneos en el aislador) ocasionadas por sobretensión de origen atmosférico en líneas del STTN y STTR deberá ser menor ó igual a los indicados en la Tabla 6.

Tabla 6 – Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN y STTR

Tensión Nominal (kV)	Fallas de Origen Atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (Ver Nota)
138	0,02	3
220	0,01	2
500	0,01	1

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

Cabe aclarar que la tasa de falla está determinada por los contorneos en el aislador, independientemente si éstos originan la desconexión de la línea, e indistintamente si el recierre monofásico sea exitoso o no.

3.1.5.4 Reducción de Fallas Simultáneas ante Descargas Atmosféricas en Líneas de Doble Circuito

Cuando una línea del STTN ó STTR diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas de altitud mayor a 4000 msnm, zonas de selva (alta ó baja) o zonas con nivel isoceraúnico mayor a 50, deberá emplear estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna)

3.1.6 Emisión Electromagnética

La metodología para el cálculo de las emisiones electromagnéticas está tratada en "EPRI AC Transmission

3.1.6.1 Efecto Corona

En líneas del STTN y STTR deberá verificarse que el valor máximo de gradiente superficial en los conductores, no supere los valores de gradientes críticos siguientes:

- 16 kVrms/cm, en región costa con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en región selva con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en las zonas con altitud mayor a 1 000 msnm. Este valor está referido al nivel del mar por lo que deberá corregirse por altitud.

En líneas del STL, se podrá emplear otros valores de gradiente, que serán evaluados en el estudio de Pre Operatividad

3.1.6.2 Radio Interferencia

Se deberá cumplir con lo establecido en las siguientes normas internacionales:

- IEC CISPR 18-1 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment Part 1: Description of Phenomena. (Ref. [7]).
- 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. (Ref. [8]).
- 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. (Ref. [9]).

3.1.6.3 Ruido Audible

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

3.1.6.4 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 aplicará el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplicará el límite según la zona que atraviesa.

3.1.6.5 Campo Magnético

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

3.1.7 Requerimientos Mecánicos

El proyecto mecánico de una línea debe cumplir con lo señalado en el CNE Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y fundaciones. Asimismo, con la finalidad de complementar los criterios indicados se recomienda la norma IEC 60826 (Ref. [10]) y lo siguiente:

- a) Cuando se trate de estructuras metálicas reticuladas, establecer al menos una hipótesis de viento diagonal a 45° ó 50° respecto del eje transversal, según las características geométricas del cuerpo de la torre.
- b) Para las torres de suspensión, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente que complemente a la hipótesis de rotura de fases.

3.1.7.1 Dispositivos Amortiguadores de Vibraciones Eólicas

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión, deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones eólicas.

3.1.7.2 Cimentaciones

El diseño de las cimentaciones de las estructuras debe considerar que los cimientos son el último componente en la cadena de fallas. Asimismo, el diseño debe contemplar los parámetros geomecánicos de los suelos a lo largo del trazo.

3.1.8 Requerimientos Electromecánicos

3.1.8.1 Descargas Atmosféricas

Los cables de guarda de cualquier tipo y formación, en los STTN y STTR, deberán tener un desempeño frente a descargas atmosféricas igual ó superior al cable de acero galvanizado de extra alta resistencia (*Extra High Strength*) de diámetro 9,53 mm. Los cables de guarda que correspondan al STL podrán emplear diámetros menores, que serán evaluadas en el estudio de Pre Operatividad.

Todos los elementos sujetos a descargas atmosféricas directas, incluidos conjuntos flexibles de estructuras atirantadas (tipo *Cross-ropo ó Chainette*), cables OPGW, etc, deberán garantizar la conservación de sus capacidades mecánicas requeridas para su operación.

3.1.8.2 Corrosión

La clase de galvanizado ó recubrimiento de protección, será compatible con la agresividad del medio ambiente en la zona de implantación de la instalación.

3.2 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXPUESTAS A LA ACUMULACIÓN DE HIELO

En zonas donde la línea de transmisión esté expuesta a la acumulación de hielo, se deberá evaluar el empleo de separadores entre fases, ampliar las distancias entre fases u otra solución.

Relación de Normas Técnicas

- [1] «IEC 60071: Insulation co-ordination», *IEC International Standard*.
- [2] «IEC/TS 60815: Selection and Dimensioning of High-Voltage Insulators Intended for Use in Polluted Conditions», *IEC Technical Specification*.
- [3] «IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding», *IEEE Std 80*.
- [4] «IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors», *IEEE Std 738*.
- [5] «IEC 60865: Short-circuit Currents – Calculation of Effects», *IEC International Standard*.
- [6] «EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above», *Electric Power Research Institute (EPRI)*.
- [7] «IEC CISPR 18-1 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment - Part 1: Description of Phenomena.», *IEC – CISPR Technical Report*.
- [8] «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*.
- [9] «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*.
- [10] «IEC 60826: Design Criteria of Overhead Transmission Lines», *IEC International Standard*.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 2. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES		

1. OBJETO Y ALCANCE

El presente documento tiene por objeto definir el equipamiento mínimo con el cual deben contar las nuevas instalaciones que se conectarán al SEIN, mejoras o repotenciaciones.

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

2. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los Requisitos Mínimos de Protección para las Líneas de Transmisión se establecen según los niveles de tensión que son los siguientes:

Líneas de Transmisión con tensión nominal de 60 kV
 Líneas de Transmisión con tensión nominal de 138 kV
 Líneas de Transmisión con tensión nominal de 220 kV
 Líneas de Transmisión con tensión nominal de 500 kV

A su vez, dentro de cada nivel de tensión se debe distinguir dos casos: Líneas Radiales y de Interconexiones; y para estas últimas se define los siguientes rangos:

- Líneas Cortas
- Líneas Medianas
- Líneas Largas

En los planos RP-LT-01, RP-LT-02, RP-LT-03 y RP-LT-04 se muestra las protecciones mínimas para las líneas de transmisión (con aporte a la falla desde ambos extremos de la línea) para cada clasificación descrita. Considerando tres casos que son: líneas cortas, líneas medianas y líneas largas.

Los esquemas anteriores se deben tomar como una referencia general y están orientados para su implementación en las nuevas instalaciones.

2.1 Requerimientos Generales de las Protecciones de Línea

2.1.1 Tiempo de despeje de falla

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.

Para los niveles de 138 kV y superiores, el tiempo máximo de despeje de fallas nunca deberá exceder de 80 ms.

2.1.2 Disparo rápido entre el 0 y el 100% longitud de línea

Para los niveles de 138 kV y superiores se deberá garantizar el disparo rápido en el 100 % de la longitud de la línea, para lo cual se deberá implementar protección diferencial de línea o protección de distancia con teleprotección.

Para los niveles inferiores a 138 kV, el disparo rápido en el 100% de la línea dependerá del tiempo crítico de despeje de falla[¹].

2.1.3 Respaldo remoto

El sistema de protección de la línea deberá garantizar el respaldo remoto para fallas ubicadas fuera de la línea protegida. Por ello se requiere siempre la función de Protección de Distancia y la función Protección de Sobrecorriente, independientemente de la utilización o no de la función de Protección Diferencial de Línea.

2.1.4 Característica de la Protección de Distancia

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

- Deberá tener característica cuadrilateral para fallas fase-tierra, y característica cuadrilateral o Mho para fallas fase-fase.
- El ajuste de los elementos fase-tierra deberá ser independiente del ajuste de los elementos fase-fase.
- Deberá contar con por lo menos 4 zonas de medición.
- Dependiendo de la aplicación deberá contar con funciones especiales para aplicarlas en líneas con compensación serie.
- Deberá poder operar con recierre monofásico o trifásico.
- Deberá contar con los esquemas de teleprotección con subalcance permisivo (PUTT) y sobre alcance permisivo (POTT).
- Deberá contar con la función de bloqueo y disparo por oscilación de potencia.
- Deberá contar la Función de Cierre Sobre Falla (SOTF).
- Deberá contar con funciones de sobretensión.

2.1.5 Característica de la Protección Diferencial de Línea

La protección diferencial de línea independientemente de la aplicación deberá contar con las siguientes características.

- Evaluación de la corriente diferencial en módulo y fase, para cada fase.
- Función Recierre monofásico y trifásico.
- Compensación de la corriente capacitiva en líneas largas.
- Compensación del retardo del canal de comunicaciones.
- Función de Cierre Sobre Falla (SOTF).
En el caso de fallas de alta impedancia, deberá cambiar su característica o contar con una función diferencial de secuencia cero o secuencia negativa.

2.1.6 Unidad de Medición Fasorial (PMU)

Los relés de protección de líneas de transmisión de los STTN y STTR, de 220 kV y 500 kV deberán contar con una unidad de medición fasorial (PMU) con el fin de que sea posible supervisar la diferencia angular entre dos puntos de interconexión al SEIN y prevenir problemas de inestabilidad por incremento de la diferencia angular.

Los relés de protección que cuenten con unidades de medición fasorial, deberán ser sincronizados por GPS con protocolo IRIG B o superior.

¹ El tiempo crítico de despeje de falla, es el tiempo máximo desde el inicio de la falla hasta su despeje tal que el sistema de potencia se mantenga transitoriamente estable.

3. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Los Requisitos Mínimos de Equipamiento de Protección para las Subestaciones de Transmisión se establecen por equipos que son:

Transformadores o Autotransformadores, cuyas protecciones son definidas según la potencia de estos equipos, de acuerdo a lo siguiente:

- 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 el plano RP-SE-01 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los transformadores pequeños. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con un único transformador de dos devanados, así como la utilización de dos unidades en paralelo.

En el plano RP-SE-02 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los transformadores medianos. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con un único transformador de tres devanados. Asimismo, se ha considerado el caso de dos unidades en paralelo.

En el plano RP-SE-03 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los transformadores grandes. Se ha considerado como esquema general una subestación de interconexión con un autotransformador, el cual tiene un terciario conectado en delta. Asimismo, se ha considerado el caso de dos unidades en paralelo.

3.1 Requerimientos Generales de las Protecciones de Transformadores y Autotransformadores

Los Transformadores y Autotransformadores de Potencia, deben contar con protecciones propias y protecciones eléctricas.

3.1.1 Protecciones Intrínsecas o Propias

Las protecciones propias son aquellas con las cuales los transformadores y autotransformadores vienen equipados.

El disparo de estas protecciones deberá ejercerse sobre los interruptores del transformador, en todos sus niveles de tensión.

a) Protección Buchholz

Deberá poseer un nivel de alarma por acumulación de gases para fallas incipientes, y de disparo por flujo violento de gases para fallas de desarrollo violento dentro de la cuba.

b) Protección de Sobrepresión (válvula de alivio de presión).

Se la utiliza para detectar fallas internas de desarrollo violento.

c) Imagen Térmica.

Deberá poseer un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo.

Podrán incorporarse a la misma otras funciones, tales como el comando de ventiladores y de bombas de circulación forzada de fluido refrigerante.

d) Termómetro.

Deberá proveer dos señales: indicación de la temperatura y contactos de salida con nivel de operación predeterminado.

Se tendrá como criterio su utilización a los efectos de alarma y/o comando del sistema de refrigeración, evitando

habilitar la función de disparo sobre los interruptores, para evitar la sobreprotección.

e) Nivel de Fluido Refrigerante

La detección de un nivel deficiente tendrá acciones de alarma y disparo sobre los interruptores de todos los niveles de tensión.

3.1.2 Protecciones Eléctricas

Las Protecciones Eléctricas son aquellas que son externas al transformador o autotransformador, y generalmente son instaladas por el propietario y no por el fabricante del equipo.

a) Protección Diferencial Total

Esta protección se aplica a un transformador para detectar cortocircuito entre fases o fase a tierra dentro del mismo en tiempo instantáneo.

Esta protección deberá ser del tipo numérica, y la compensación de módulo y fase de las corrientes entrantes deberán hacerlas internamente.

Deberá contar con bloqueo o restricción de segundo y quinto armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación respectivamente.

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

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

b) Protección de Sobrecorriente

La protección de sobrecorriente es la protección principal ante fallas pasantes en el transformador y es la protección de respaldo de la protección diferencial del transformador. Por esta razón deberá implementarse de forma externa a la protección diferencial del transformador para cada devanado.

Esta protección deberá ser del tipo numérica, y deberá tener funciones tanto de sobrecorriente de fases y tierra.

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

4. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE BARRAS

Los Requisitos Mínimos de Equipamiento de Protección de Barras, se clasifican de acuerdo al tipo de Configuración de Barras a proteger.

- Simple Barra
- Doble Barra con interruptor de acoplamiento
- Doble Barra con Interruptor y Medio
- Anillo

En el plano RP-BA-01 se muestra las protecciones mínimas de barra que deberán ser consideradas en las subestaciones de barra simple.

En los planos RP-BA-01 y RP-BA-02 se muestra las protecciones mínimas para configuraciones de doble barra con acoplamiento, y doble barra con acoplamiento y seccionador de transferencia respectivamente. Para estos tipos de configuraciones se debe implementar un relé de sobrecorriente en el acoplamiento.

En el plano RP-BA-03 se muestra las protecciones mínimas para una configuración de doble barra con interruptor y medio en donde es necesario contar con dos relés diferenciales de barra.

En el plano RP-BA-04 se muestra el modo de protección de una configuración de barra en anillo, en la cual están incluidas las protecciones de las líneas.

4.1 Requerimientos Generales de las Protecciones de Barras

La Protección diferencial de barras, deberá tener las siguientes características:

- La protección diferencial de barras de las subestaciones de 60 kV, 138 kV, 220 kV y 500 kV deberá ser del tipo mínima impedancia.
- La protección diferencial de barras de las subestaciones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado, mientras que para los niveles de 60 kV y 138 kV la protección diferencial puede ser del tipo centralizado.
- El sistema de protección diferencial de barras, en todos los casos deberá estar constituido por relés trifásicos.
- Los relés diferenciales deberán recibir las señales de posición de todos los seccionadores de barra mediante los contactos normalmente abierto (NO) y normalmente cerrado (NC).
- La función Falla Interruptor (50BF) deberá incluirse dentro de la protección diferencial de barra. Esta función deberá contar con dos etapas, una etapa de re-disparo al propio interruptor y una etapa de disparo a los interruptores adyacentes.
- Para el caso de doble barra con acoplamiento, se deberá considerar la inclusión de un relé de sobrecorriente en el acoplamiento.

5. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE REACTORES Y BANCOS DE CONDENSADORES

En el plano RP-SE-04 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los reactores de alta tensión. En todos los casos se trata de reactores en derivación con sus devanados conectados en estrella con el neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia.

En el plano RP-SE-05 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los Bancos de Condensadores. Estas protecciones serán definidas según el tipo de conexión del Banco, ya sea simple o doble estrella.

6. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN

Los Requisitos Mínimos de Equipamiento de Protección para las Centrales de Generación se establecen según las potencias de los grupos de generación. En tal sentido se definen los siguientes rangos para las unidades de generación:

- Mini Centrales Grupos con Potencia menor que 1 MVA
- Grupos Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- Grupos Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- Grupos Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA

En el Plano RP-CE-01 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los grupos pequeños. Se ha considerado como esquema general de la central la de varias unidades en paralelo con solo un transformador, ya que es el esquema más usual para estos grupos. Para un esquema general diferente, se debe considerar las mismas protecciones, adaptándose a los transformadores de medida correspondientes.

En el Plano RP-CE-02 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los grupos medianos. Se ha considerado como esquema general de la central dos grupos conectados a un único transformador elevador. Para un esquema general diferente, se debe considerar las mismas protecciones, adaptándose a los transformadores de medida correspondientes.

En el Plano RP-CE-03 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los grupos grandes. Se ha considerado como esquema general de la central la conexión generador-transformador, ya que es el esquema más usual para estos casos.

7. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE COMUNICACIONES

Los Sistemas de Comunicaciones a implementar en instalaciones de Transmisión, deberán 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.

Por lo que en cada Subestación, el Concesionario de Energía Eléctrica deberá realizar los trabajos necesarios para permitir que el número de hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03 o aquella que la sustituya, puedan ser accedidos con facilidad por los Organismos pertinentes del Estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

7.1 Instalaciones de 500 kV, Troncales Nacionales y Regionales 220 kV

En instalaciones de 500 kV, y las troncales nacionales y regionales de 220 kV se deberán 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 deberá estar soportado en cable tipo OPGW (*Optical Ground Wire*), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 24 (veinticuatro) hilos que cumpla con la Recomendación *International Telecommunication Union* ITU-T G.652.D.

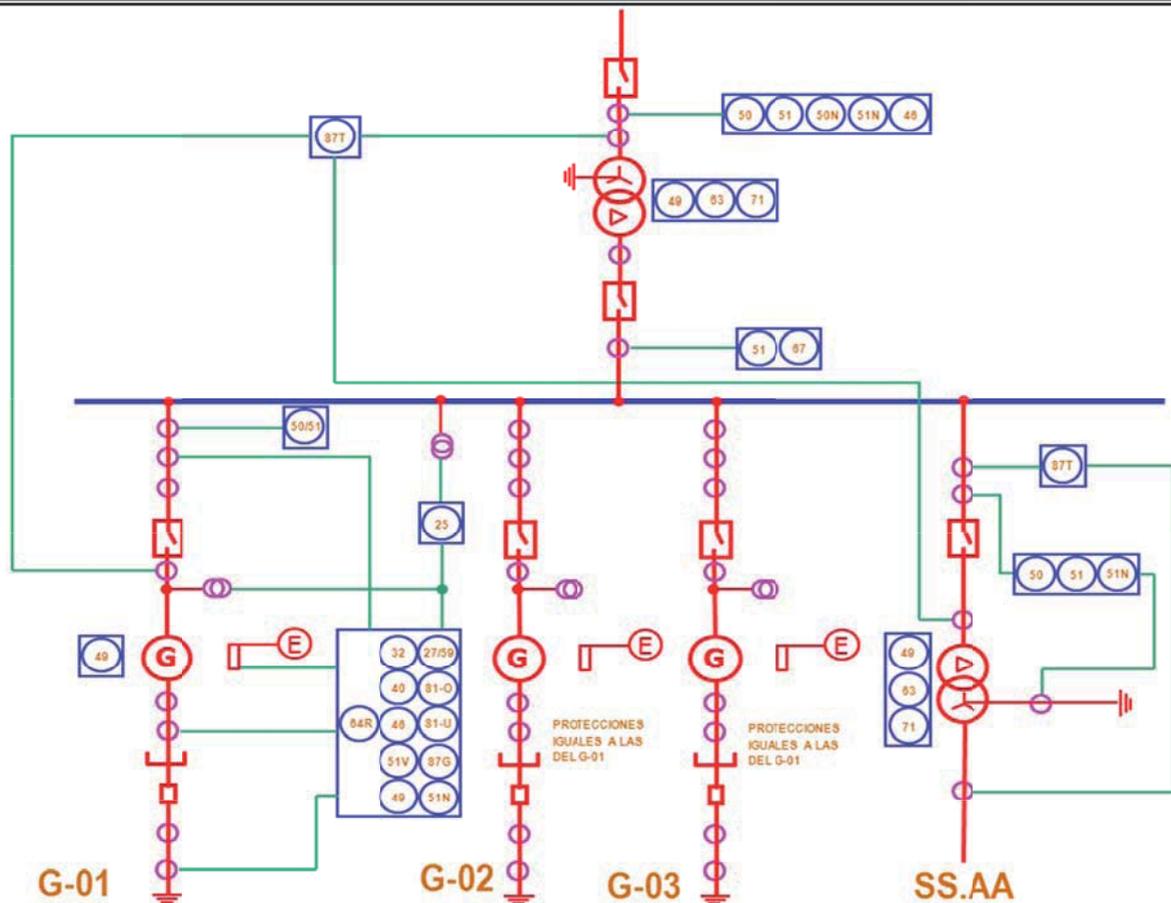
Para la definición del cable óptico tipo OPGW a utilizar, uno de los aspectos importantes a evaluar se relaciona con las corrientes de cortocircuito que puede soportar la línea de transmisión, así como el tiempo de actuación de las protecciones que se hayan previsto instalar.

El Sistema de Comunicaciones de respaldo deberá estar soportado en un sistema de Onda Portadora Digital, en base a Terminales DPLC (*Digital Power Line Carrier*) puramente digitales con emulación analógica que permitan una velocidad de transmisión de datos de hasta 256 Kbit/s, o superior.

7.2 Otras Instalaciones de 220 kV, de 138 kV e Inferiores

En instalaciones de 220 kV que no son troncales nacionales ó regionales, instalaciones de 138 kV ó inferiores no se requiere instalar dos sistemas de comunicaciones independientes como principal y respaldo. Se puede instalar un Sistema de Comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (*Optical Ground Wire*), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 24 (veinticuatro) hilos que cumpla con la Recomendación ITU-T G.652.D, o un sistema de Onda Portadora sobre Líneas de Alta Tensión con terminales puramente digitales con emulación analógica, que permitan una velocidad de transmisión de información de hasta 256 Kbit/s, o superior.

La selección del sistema de comunicación dependerá de la aplicación. Se recomienda sin embargo en cumplimiento del D.S. N° 034-2010-MTC que se implemente fibra óptica. No se considera necesario un Sistema de Comunicaciones de respaldo, salvo en aquellos casos en los cuales las subestaciones revistan particular importancia en su área de influencia, en cuyo caso la duplicación o respaldo de comunicaciones será definido por el COES-SINAC.



LEYENDA

25	Sincronismo
27	Protección de Mínima Tensión
32	Protección de Inversión de Potencia
40	Protección de Pérdida de Excitación
46	Protección de Corriente de Secuencia Negativa
49	Protección Térmica
50	Protección de Sobrecorriente Instantánea
51	Protección de Sobrecorriente Temporizada
50N	Protección de Sobrecorriente Homopolar-inst
51N	Protección de Sobrecorriente Homopolar
51V	Protección de Sobrecorriente Cont. por tensión
59	Protección de Sobretensión
63	Protección de Flujo y Sobrepresión (Buchholz)
64R	Protección de puesta a tierra del rotor
67	Protección de Sobrecorriente Direccional
71	Protección de Nivel de Aceite
81-O	Protección de Sobre-frecuencia
81-U	Protección de Sub-frecuencia
87G	Protección de Diferencial del Generador
87T	Protección de Diferencial del Transformador

G-01

G-02

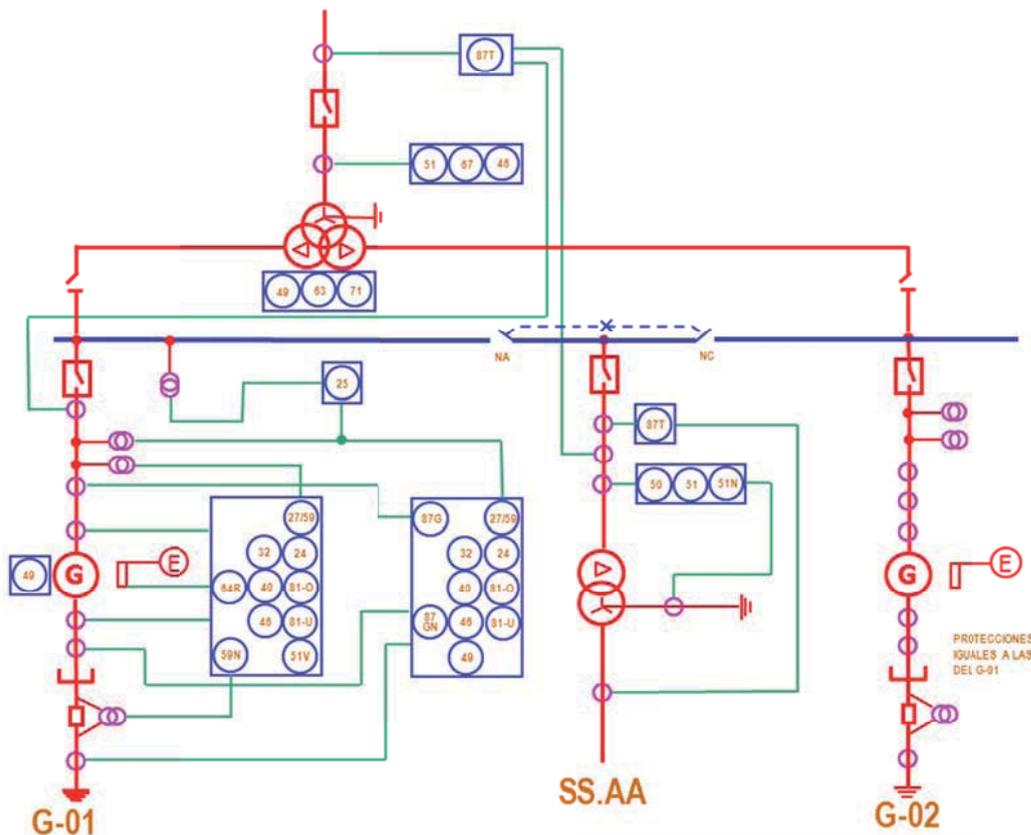
G-03

SS.AA

PROTECCIONES
IGUALES A LAS
DEL G-01

PROTECCIONES
IGUALES A LAS
DEL G-01

				NOMBRE	FECHA	CONTINUIDAD			
				DE/DIJO	R. TAYLOR	18/11/08	LUS VALDIVIA		
				PROYECTO	L VALDIVIA	18/11/08	CENTRAL CON GRUPOS PEQUEÑOS		REVISO
				FE/ISO	L VALDIVIA	18/11/08	SISTEMA DE PROTECCION		APROBO
				APROBO	L VALDIVIA	18/11/08			
1	REVISIÓN	FECHA	REVISOR	PROYECTO	FECHA	APROBADO	FECHA	REVISOR	FECHA
2	REVISIÓN	FECHA	REVISOR	PROYECTO	FECHA	APROBADO	FECHA	REVISOR	FECHA
LISTA DE REVISIONES				NOVA 1		DOCUMENTO N°			
				DE 1		RP - CE - 01			



LEYENDA	
24	Protección de Voltaje
25	Sincronismo
27	Protección de Mínima Tensión
32	Protección de Inversión de Potencia
40	Protección de Pérdida de Excitación
45	Protección de Corriente de Secuencia Negativa
49	Protección Térmica
50	Protección de Sobrecorriente Instantánea
51	Protección de Sobrecorriente Temporizada
51N	Protección de Sobrecorriente Homopolar
51V	Protección de Sobrecorriente Cont por tensión
59	Protección de Sobretensión
59N	Protección Sobretensión neutro (falta a tierra)
63	Protección de Flujo y Sobrepresión (Buchholz)
64R	Protección de puesta a tierra del rotor
67	Protección de Sobrecorriente Direccional
71	Protección de Nivel de Aceite
81-O	Protección de Sobre-frecuencia
81-U	Protección de Sub-frecuencia
87G	Protección de Diferencial del Generador
87GN	Protección de Dif del Gen. Rest. a Tierra
87T	Protección de Diferencial del Transformador

REVISIONES				DATOS GENERALES				FECHAS			
NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	ELAB.	PROYECTO	FECHA	PROYECTO	FECHA	PROYECTO	FECHA	PROYECTO	FECHA
1	REVISIÓN										
2	REVISIÓN										
3	REVISIÓN										
4	REVISIÓN										
5	REVISIÓN										
6	REVISIÓN										
7	REVISIÓN										
8	REVISIÓN										
9	REVISIÓN										
10	REVISIÓN										
11	REVISIÓN										
12	REVISIÓN										
13	REVISIÓN										
14	REVISIÓN										
15	REVISIÓN										
16	REVISIÓN										
17	REVISIÓN										
18	REVISIÓN										
19	REVISIÓN										
20	REVISIÓN										
21	REVISIÓN										
22	REVISIÓN										
23	REVISIÓN										
24	REVISIÓN										
25	REVISIÓN										
26	REVISIÓN										
27	REVISIÓN										
28	REVISIÓN										
29	REVISIÓN										
30	REVISIÓN										
31	REVISIÓN										
32	REVISIÓN										
33	REVISIÓN										
34	REVISIÓN										
35	REVISIÓN										
36	REVISIÓN										
37	REVISIÓN										
38	REVISIÓN										
39	REVISIÓN										
40	REVISIÓN										
41	REVISIÓN										
42	REVISIÓN										
43	REVISIÓN										
44	REVISIÓN										
45	REVISIÓN										
46	REVISIÓN										
47	REVISIÓN										
48	REVISIÓN										
49	REVISIÓN										
50	REVISIÓN										
51	REVISIÓN										
52	REVISIÓN										
53	REVISIÓN										
54	REVISIÓN										
55	REVISIÓN										
56	REVISIÓN										
57	REVISIÓN										
58	REVISIÓN										
59	REVISIÓN										
60	REVISIÓN										
61	REVISIÓN										
62	REVISIÓN										
63	REVISIÓN										
64	REVISIÓN										
65	REVISIÓN										
66	REVISIÓN										
67	REVISIÓN										
68	REVISIÓN										
69	REVISIÓN										
70	REVISIÓN										
71	REVISIÓN										
72	REVISIÓN										
73	REVISIÓN										
74	REVISIÓN										
75	REVISIÓN										
76	REVISIÓN										
77	REVISIÓN										
78	REVISIÓN										
79	REVISIÓN										
80	REVISIÓN										
81	REVISIÓN										
82	REVISIÓN										
83	REVISIÓN										
84	REVISIÓN										
85	REVISIÓN										
86	REVISIÓN										
87	REVISIÓN										
88	REVISIÓN										
89	REVISIÓN										
90	REVISIÓN										
91	REVISIÓN										
92	REVISIÓN										
93	REVISIÓN										
94	REVISIÓN										
95	REVISIÓN										
96	REVISIÓN										
97	REVISIÓN										
98	REVISIÓN										
99	REVISIÓN										
100	REVISIÓN										



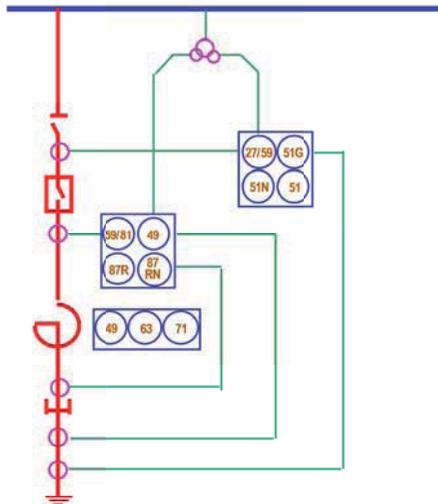
CENTRAL CON GRUPOS MEDIANOS
SISTEMA DE PROTECCIÓN
 HOJA 1 DE 1
 DOCUMENTO DE
 RP - CE - 02

LISTA DE REVISIONES

LEYENDA

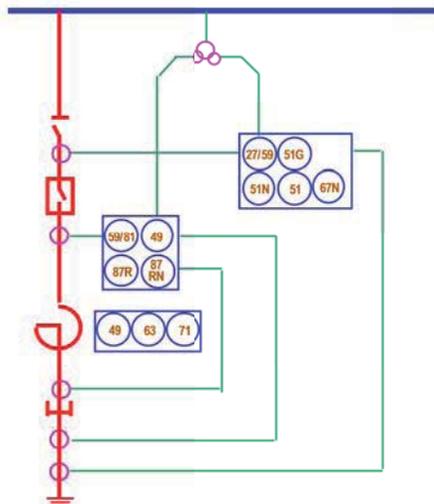
- 27 Protección de Mínima Tensión
- 49 Protección Térmica
- 50 Protección de Sobrecorriente Instantánea
- 51 Protección de Sobrecorriente Temporizada
- 51N Protección de Sobrecorriente a tierra
- 51G Protección de Sobrecorriente del neutro
- 59 Protección de Sobretensión
- 59/81 Protección de Volt/Hz
- 63 Protección de Flujo y Sobrepresión (Buchholz)
- 67N Protección de Sobrecorr. Dir. a tierra
- 71 Protección de Nivel de Aceite
- 87R Protección de Diferencial del Reactor
- 87RW Protección de Dif. del T.erro. Rest. a tierra

AT1



REACTOR PEQUEÑO
O MEDIANO

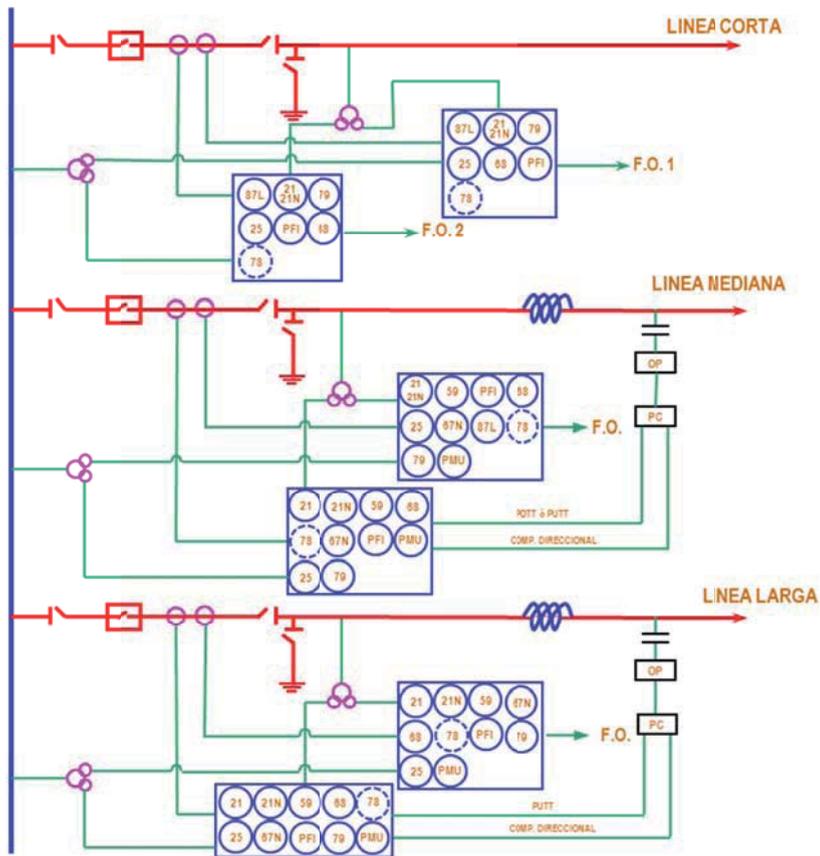
AT1



REACTOR GRANDE

				NO. REVISIÓN	FECHA	CONTRASTISTA		
				ELABORADO	18/11/05	LIBS VALDEIRA	REVISADO	--
				PROYECTADO	18/11/05		APROBADO	--
				REVISADO	18/11/05			
II. ACTUALIZACIÓN DEL DISEÑO								
A. ENTORNO PRELIMINAR				20/11/02	R.T.A.			
REV. DESCRIPCIÓN				FECHA	ELABORADO	PROYECTADO	REVISADO	APROBADO
LISTA DE REVISIONES								

REACTOR EN DERIVACION SISTEMA DE PROTECCION		 <small>COMITÉ DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	
FECHA:	18/11/05	FOJA:	1
DI:	1	DOCUMENTO N°:	RP - SE - 04



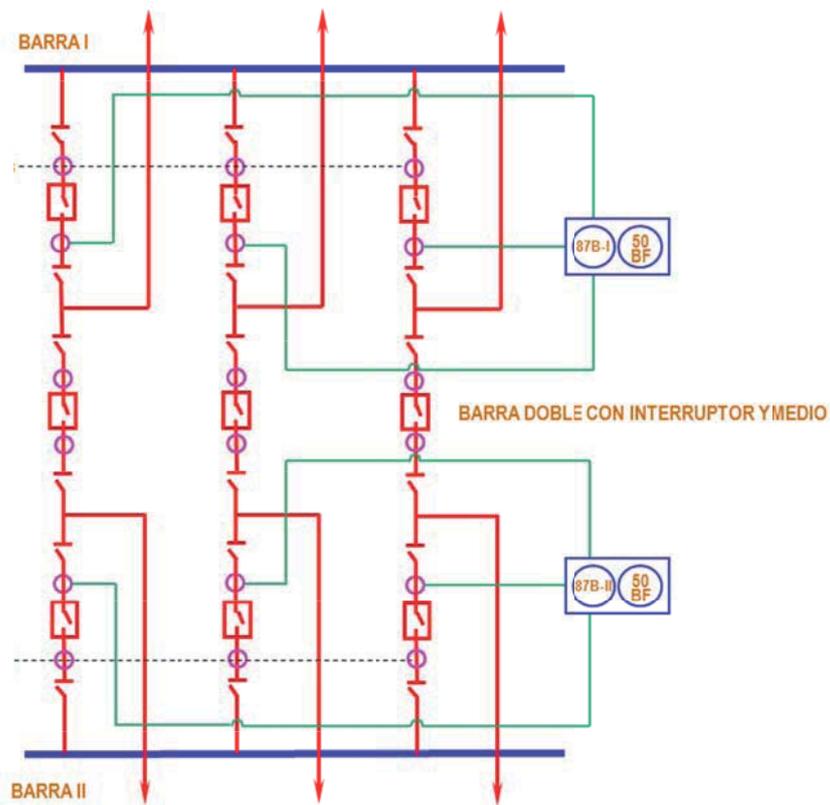
LEYENDA

21	Protección de Distancia fases
21N	Protección de Distancia de Tierra
25	Función de Sincronismo
51	Protección de Sobrecorriente Temporizada
59	Protección de Sobretensión
67	Protección de Sobrecorriente a fase
67N	Protección de Sobrecorriente a tierra
68	Bloqueo contra oscilaciones de potencia
78	Protección de Pérdida de Paso
79	Función Retardo
PFI	Protección Falla Interruptor (50BF)
PC	Panel de Comunicaciones
PMU	Unidad de Medición Fasorial

LISTA DE REVISIONES						NOBRE	FECHA	CANTIDAD	FECHA	NOBRE	FECHA
						OBJO	R. FIGUERA	18/11/08			
						PROYECTO	L. VALDIVIA	18/11/08			
						REVISO	L. VALDIVIA	18/11/08			
						APROBO	L. VALDIVIA	18/11/08			
1	REVISION	FECHA	CAUSA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO					

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON TENSIÓN DE 230KV SISTEMA DE PROTECCIÓN			HOJA 1 DE 1	DOCUMENTO Nº RP - LT - 03
---------------------------------------------------------------------------------	--	--	----------------	-------------------------------------





LEYENDA

87B-II Protección Diferencial
 87B-II Protección Diferencial
 50BF Protección Falla Interruptor
 TCS : transformadores de corriente especiales

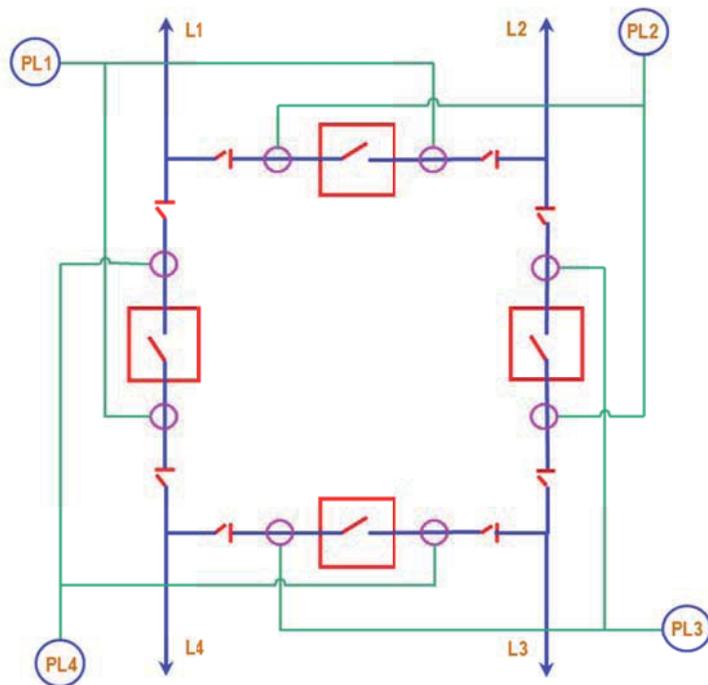
LISTA DE REVISIONES						NOBRE	FECHA
						DIBUO	6.110 17/07/12
						PROYECTO	6.110 17/07/12
						REVISO	Y. JACOB 17/07/12
						APROBADO	Y. JACOB 17/07/12

PROTECCION DE BARRAS EN SISTEMAS DE TRANSMISION		
NO. DE	1	DOCUMENTO 01
DE	1	RP - BB-03

NO. DE	NOBRE	FECHA
REVISO	-	-
APROBADO	-	-



BARRA EN ANILLO



LEYENDA

- L1 : Salida de Línea L1
- L2 : Salida de Línea L2
- L3 : Salida de Línea L3
- L4 : Salida de Línea L4
- PL1 : Protección de L1
- PL2 : Protección de L2
- PL3 : Protección de L3
- PL4 : Protección de L4

										HOMBRE		FECHA			
										DES/0	E 110	11/01/12			
										PRO/0210	E 110	11/01/12			
										RE/00	Y JCD/16	11/07/12			
										ARR/00	Y JCD/16	11/07/12			
										PLA/1	DOCU/01/01				
										DE/1					
LISTA DE REVISIONES										PROTECCION DE BARRAS EN SISTEMAS DE TRANSMISION				COES SINAC CENTRO DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	
										RP - BB - 04					

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 3. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL		

1. OBJETO

El presente documento resume los requisitos que se deberán tener en cuenta para el diseño de Sistemas de Automatización o Control Local de subestaciones (utilizadas en generación y en el sistema de transmisión) de las empresas Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La normativa aplicable será la serie IEC 61850 que define el Sistema de Automatización de Subestaciones o SAS (*Substation Automation System*).

Este documento se aplica al diseño de subestaciones de generación y transmisión de tensiones nominales de 500 kV, 220 kV, 138 kV y 60 kV, concebidas para operar normalmente como subestaciones totalmente telecomandadas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde la sala de equipos o desde una sala de control local.

Siglas utilizadas

IED	: <i>Intelligent Electronic Device</i> , Dispositivo Electrónico Inteligente
LAN	: <i>Local Area Network</i> , Red de Area Local
RSTP	: <i>Rapid Spanning Tree Protocol</i>
ERSTP	: <i>Enhanced RSTP</i>
SAS	: <i>Substation Automation System</i> , Sistema de Automatización de Subestación.
SCADA	: <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> , Adquisición de Datos y Control Supervisor.
RAT	: Regulador Automático de Tensión
RBC	: Regulador Bajo Carga.
DNP	: <i>Distributed Network Protocol</i> ,
TCP/IP	: <i>Transmission Control Protocol/Internet Protocol</i> , Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet
SNTP	: <i>Simple Network Time Protocol</i>
ICCP	: <i>Inter Center Control Protocol</i> , Protocolo entre los Centros de Control.
RIS	: Red ICCP del SEIN.

2. FILOSOFÍA DE DISEÑO

2.1 Metodología

En el marco de la implementación práctica de sistemas SAS en subestaciones, que cumplan con la norma IEC 61850, surge como primer aspecto la instalación de IEDs con funciones de protección y/o control, Unidades

de Bahía, Unidades de Estación, Consolas de Control, así como otros dispositivos de supervisión y control del equipamiento primario, conectados a través de una topología LAN Ethernet, de acuerdo a lo establecido por el estándar IEC 61850. No obstante el estándar no normaliza ni recomienda una topología en particular sino que deja libre a cada proyectista su definición, lo cual implica tener que realizar la ingeniería de red, y por tanto definir la mejor topología a utilizar en cada caso. Sin embargo, en el presente documento se indican algunas topologías a adoptar para las subestaciones en los diversos niveles de tensión, para evitar dispersiones en este campo.

2.2 Funcionalidades

Se deja libre a cada agente, la decisión de adoptar el criterio de IEDs con funciones separadas de protección y de control o IEDs con funciones de protección y de control combinadas.

Asimismo, en base a los requerimientos exigidos para el SEIN en lo relativo a exactitud de las mediciones, se deberá definir si los IEDs se utilizarán para la adquisición de los valores analógicos de la estación o se deberán utilizar otros dispositivos, tales como transductores o medidores electrónicos, en cuyo caso será necesario que los dispositivos mencionados posean puertos Ethernet para posibilitar su conexión directa a la red y evitar, en lo posible, la utilización de servidores seriales (RS-485/Ethernet) por una cuestión de homogeneidad.

3. RED DE AREA LOCAL (LAN) ETHERNET

3.1 Definiciones Básicas

En cada uno de los niveles lógicos en los cuales el estándar IEC 61850 divide la subestación, puede existir una LAN o red Ethernet, o la red puede ser única para todos los niveles, es decir una única red para la subestación en su totalidad. Como ya fue expresado, la norma IEC 61850 deja libre a cada caso particular la topología a implementar en función de las configuraciones de las subestaciones, no obstante se deberá adoptar el criterio de una única LAN Ethernet para la totalidad de la subestación.

3.2 Topologías de Red Utilizadas en Subestaciones

La Topología Anillo debe ser utilizada en subestaciones de generación y transmisión. El anillo de fibra óptica se extenderá en el patio de llaves en subestaciones de 500 kV y 220 kV. En 138 kV y 60 kV el anillo puede desplegarse en la sala de control o sala de equipos de la subestación vinculando cada tablero.

3.2.1 Niveles de Tensión 60, 138 kV y 220 kV

En las subestaciones del STTN y STTR, la topología básica de red a utilizar será anillo simple (Ver Figura 1).

En subestaciones de niveles de tensión de 60 kV, 138 kV y 220 kV sin casetas de control, en función de la configuración de la subestación, la topología anillo simple podrá estar estructurada en base a dos (2) *switch* en cada campo a los cuales se conectarán en topología doble estrella los IEDs correspondientes.

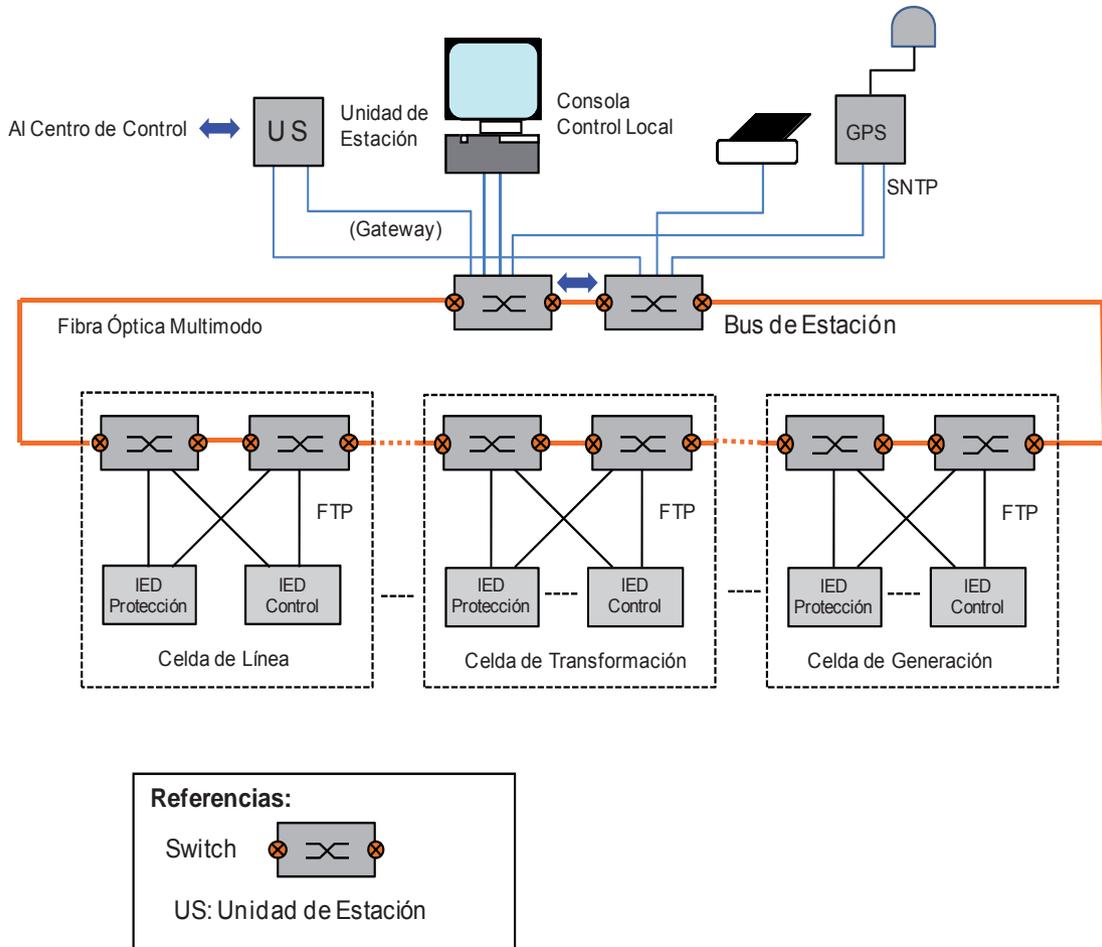


Figura 1: Topología anillo simple – estrella duplicada

Una alternativa es una topología de múltiples anillos simples (Ver Figura 2). En este último caso, los múltiples anillos se estructurarán en base a un anillo principal y anillos secundarios en cada nivel de tensión. El anillo principal deberá estructurarse con fibra multimodo 50/125 ó 62,5/125 a 1 Gbit/s, y los anillos secundarios con el mismo tipo de fibra a 100 Mbit/s.

En el anillo principal o maestro se pueden adoptar una configuración simple o duplicada para el *switch*, en el caso de subestaciones de niveles de tensión 60 kV, 138 kV y 220 kV, sin casetas de control.

La Unidad de Estación con funciones de *Gateway*, la Consola de Control Local (Consola SCADA), el servidor SCADA, las Unidades de Bahía, los IEDs, los transductores de medida o Medidores Electrónicos Multivariables, dispositivos para el análisis de gases en los transformadores de potencia, RAT, RBC, y eventuales servidores seriales (RS-485/Ethernet), se conectan a la red Ethernet de la subestación. La función del *Gateway* es convertir el protocolo IEC 61850 en el protocolo utilizado para la vinculación con el Centro de Control del integrante, que podrá ser, IEC 60870-5-104, DNP 3.0 sobre TCP/IP, o protocolos seriales.

La sincronización horaria, se realizará con un equipo GPS, que puede estar conectado a través de protocolo SNTP o protocolo IRIG-B o uno superior.

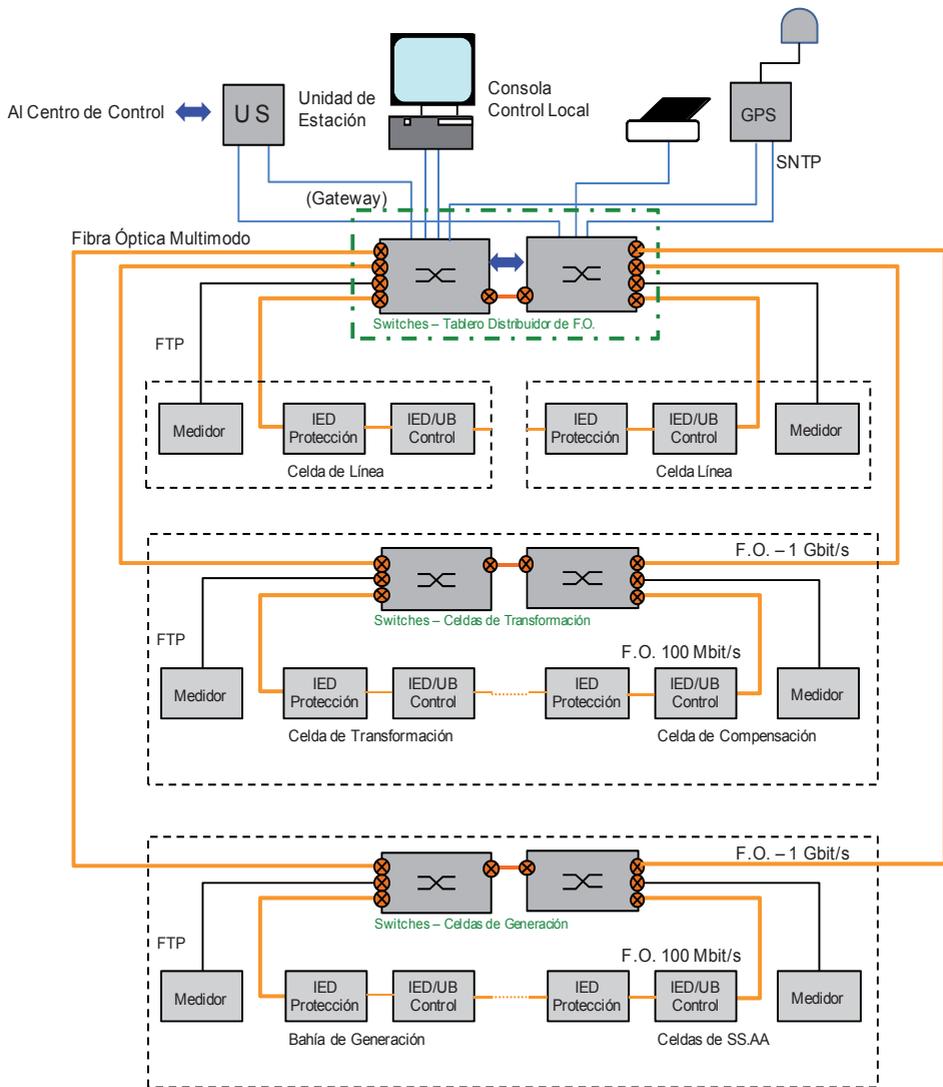


Figura 2: Topología anillo simple – múltiples anillos secundarios

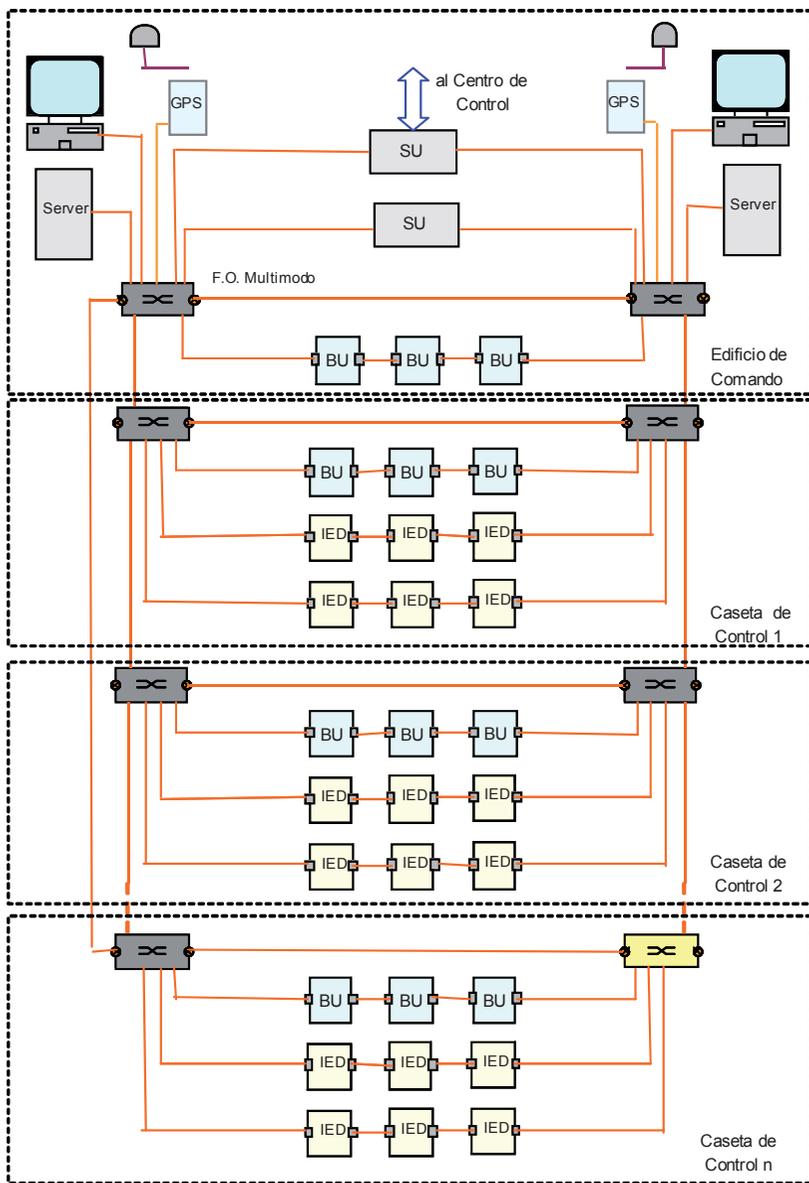
3.2.2. Nivel de tensión 500 kV

En el caso de subestaciones de 500 kV, obviamente la topología a desplegar es más compleja. La topología se estructura en base a un anillo principal o “backbone”, basado en *switches* duplicados instalados en la sala de control de la estación, que se vinculan con los *switches* instalados en cada caseta de control, en las cuales se implementan diversos anillos de IEDs de protección primaria (Sistema 1) y secundaria (Sistema 2), conformados por dos *switches* y los correspondientes IEDs.

Los *switches* instalados en cada caseta de control se conectan entre sí y a los *switches* principales a 1 Gbit/s, mediante cable de fibra óptica. Es decir el anillo principal que vincula los *switches* instalados en el edificio de control y los *switches* instalados en todas las casetas de control de la subestación deberá ser de 1 Gbit/s, estructurado en base a fibra multimodo 50/125 ó 62,5/125.

Por otra parte en cada caseta de control se implementan diversos anillos de 100 Mbit/s, conformados por los IEDs con funciones de protección primaria (Sistema 1) y secundaria (Sistema 2) así como por Unidades de Bahía, vinculados a los dos (2) *switches* instalados en la caseta de control.

Los IEDs con funciones de protección deben poseer puertos con funcionalidad “switch”, para permitir implementar el anillo “secundario” o los anillos “secundarios” en cada caseta de control. En su defecto se deberá implementar una topología estrella duplicada.



Referencias:

SU: Unidad de Estación

Figura 3: Topología anillos simples – múltiples anillos secundarios

La sincronización horaria, se realizará con un equipo GPS, que puede estar conectado a través del protocolo SNTP o protocolo IRIG-B o uno superior.

Los switches deberán soportar un protocolo de transmisión de datos que impidan la formación de anillos en forma lógica, abriendo el anillo, y formando un árbol con los switches, tal como el protocolo RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*). En el caso del anillo principal de 1 Gbit/s, es conveniente la utilización del protocolo eRSTP (*enhanced RSTP*) que provee una reconfiguración más rápida ante el caso de falla de algún switch.

Las mismas consideraciones son válidas para instalaciones en los niveles de tensión de 220 kV y 138 kV en lo relativo a que los switches deben soportar el protocolo de transmisión de datos RSTP.

4. ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN O CONTROL LOCAL

4.1 Tipo de arquitectura

La red Ethernet, debe ser única para la totalidad de la subestación, y se considera para los diversos niveles, el siguiente equipamiento que se lista a continuación:

- Consola de Control Local o Consola SCADA
- Unidad de Estación con funciones de 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)

Todos los dispositivos mencionados se conectan a la red Ethernet de la subestación, al anillo principal (*back bone*), o a los anillos secundarios, dependiendo del nivel de tensión de la subestación.

La Unidad de Estación debe soportar la Consola de Operaciones o Consola SCADA para el control y operación local de la estación, como asimismo poseer funciones de "Gateway" para traducir el protocolo de las Unidades de Bahía e IEDs de la estación al protocolo utilizado en el Centro de Control.

Los IEDs pueden poseer funciones de control, o de control y protección combinadas, así como funciones de medición, teniendo en cuenta lo expresado en lo relativo a separar funciones y exactitud de las mediciones.

La Unidad de Bahía, entre otras funciones, será 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, si se instalaran, 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 correspondientes *switches*.

4.2 Mediciones

Con respecto a las mediciones, dependiendo de la clase de exactitud requerida por el Centro de Control del COES, podrán ser adquiridas por los IEDs o por las Unidades de Bahía, o deberán ser adquiridas a través de transductores de medida o medidores electrónicos multivariables conectados a la red a través de puertos Ethernet o a través de servidores seriales RS-485/Ethernet, en caso de no poseer puertos Ethernet.

5. TRANSMISION DE DATOS AL CENTRO DE CONTROL

En el caso de la transmisión de información entre el Centro de Control de la Empresa y los Centros de Control del COES, se deberá cumplir con lo señalado en la Norma de 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 al COES que señala la NTCOTR.

6. REDUNDANCIA

Los integrantes deberán implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales cumpliendo lo establecido en la NTIITR, la cual establece que los componentes que deben ser considerados para implementar los mecanismos de redundancia son:

- Sistemas SCADA
- Equipos de comunicaciones
- Redes (*routers*, *switches*, líneas dedicadas, entre otros)
- Servidores ICCP
- Servidores de base de Datos

7. 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.

Se describen a continuación los diversos modos de comando en la subestación, así como las funciones de supervisión.

7.1 Mando "Local" – Nivel 0

Comprende al mando eléctrico ejecutado en el patio de llaves, al pie del equipo, válido para instalaciones en los niveles de tensión de 500 kV, 220 kV, 138 kV y 60 kV. Sin embargo, no se recomienda la operación de equipos energizados desde el Nivel 0.

La selección de este modo de mando se realizará por medio de un conmutador "local-remoto" (L-R), instalado en el equipo de maniobras y su posición será informada al sistema de Control Local y Telecontrol.

La posición "local" (L) deberá inhibir el accionamiento remoto desde los otros niveles de comando y se utilizará para tareas de mantenimiento.

En la posición "remoto" (R) el equipo deberá poder ser operado a distancia desde los otros niveles de mando.

Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al Nivel 0, y su utilización, solo deberá permitirse con equipos fuera de servicio.

7.2 Mando "desde caseta la Unidad de Bahía" – Nivel 1

En subestaciones de 500 kV, considerando una modalidad de mando "tradicional", comprende el mando eléctrico ejecutado en la caseta de control desde la unidad de bahía, deberá contar con un conmutador "caseta de control-sala" (CdC-S) para la selección de este modo de mando. Su posición será informada al sistema de telecontrol.

El mando de un equipo desde la unidad de bahía requerirá la posición (CdC) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

El mando desde la unidad de bahía será eventual para tareas de prueba o ante una situación de falla en los niveles superiores de mando.

En esta condición de mando, el equipamiento electrónico de control adopta una función pasiva, reportando las señalizaciones y alarmas que se generen a partir de las maniobras manuales.

Si se adopta una modalidad de mando acorde con las facilidades que brinda IEC 61850, el mando podrá ser ejecutado 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 y eventualmente 220 kV, la modalidad de mando "tradicional" implica que el tablero de mando ubicado en la Sala de Comando, contará con un conmutador "Sala- Telecontrol" (S-T) o "Sala-Despacho" (S-D) para la selección de este modo de mando y su posición será informada al sistema de telecontrol.

El mando de un equipo desde el nivel de campo requerirá la posición (S) del conmutador (S-T o S-D) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

El equipamiento electrónico de control, en el caso de modalidad de mando tradicional, adopta una función pasiva, reportando las señalizaciones y alarmas que se generen a partir de las maniobras manuales.

En el caso de instalaciones de 138 kV y 220 kV valen 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.

7.3 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 realizará por medio de una selección por software “Sala-Telecontrol” (S-T).

El mando desde la Consola de Operaciones requerirá 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 138 kV y eventualmente 220 kV, el mando desde la Consola de Operaciones se realizará 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).

7.4 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, permitirá el telemando de la estación desde el Centro de Control, vía telecontrol e inhibirá la operación desde la Consola de Operación de la subestación.

El modo de mando habitual de la subestación será 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 realizará de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

8. COMPATIBILIDAD DEL CENTRO DE CONTROL DE LAS EMPRESAS Y EL CENTRO DE CONTROL DEL COES

El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el Centro de Control de la empresa integrante de la RIS, podrá responder a IEC 60870-5-104, 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, deberá 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 deberá ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el Centro de Control del COES, cumpliendo lo establecido en la NTIITR.

9. SISTEMAS DE TELECONTROL (SCADA)

El Comité Técnico 57 (*Technical Committee 57*, TC 57) de IEC (*International Electrotechnical Commission*) ha publicado normas e informes técnicos sobre Sistemas de Telecontrol, que incluyen el análisis y estandarización de sus diversos niveles, es decir el Centro de Control y las estaciones transformadoras, abarcando diversos aspectos involucrados.

La serie IEC 60870, conformada por normas e Informes Técnicos, estandariza, analiza, y describe diversos aspectos de los Sistemas de Telecontrol o Sistemas SCADA, tales como la performance exigible a los sistemas, los protocolos de transmisión de datos a nivel de dispositivos inteligentes en la subestación, la transferencia de datos entre la subestación y el Centro de Control, y el intercambio de datos entre Centros de Control. Asimismo una de las publicaciones de la serie, brinda una guía para la elaboración de especificaciones técnicas.

9.1 Descripción del Sistema de Telecontrol (Scada, Scada-EMS) y sus funciones.

Cada Integrante del Sistema, deberá contar con un Centro de Control para la operación de sus instalaciones.

a. Visión de Funciones de aplicación

a.1 Funciones básicas

- Telemetría 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;
- Telemetría de potencias activa y reactiva de líneas y transformadores; potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva; niveles de tensión en barras. La telemetría de las corrientes de línea y corrientes en los transformadores, no son requeridas por el COES.
- Teleindicación de posición 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. La función citada corresponde a cada SCADA Empresario. 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.
- Grabación del tiempo de ocurrencia de cada información, con la resolución requerida por la Norma de Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN (NTIITR).

a.2 Funciones de procesamiento extendido

Se listan algunas de las funciones designadas por la norma IEC como “Funciones de procesamiento extendido”, que pueden clasificarse como funciones EMS (*Energy Management System*). Los agentes no están obligados a implementar estas funciones, a no ser que lo consideren necesario para sus operaciones.

- Estimación de Estado
- Flujo de Potencia
- Análisis de Contingencias
- Pronóstico de Demanda
- Regulación automática de potencia/frecuencia
- Teleregulación de la potencia generada
- Despeje de carga automático (Load Shedding)
- Interfaz operador, tales como operación del sistema, display de información (Video Wall)
- Reportes de información
- Almacenamiento de información de corto y largo plazo

10. SISTEMA DE MONITOREO DE AREA AMPLIA

Los centros de Control del COES, deberán contar con un sistema de Monitoreo de área amplia (wide area measurement system – WAMS) que consiste de herramientas y tecnología que facilitarán la operación del SEIN. Este sistema complementará al sistema SCADA del COES. Como sistema complementario, el WAMS es diseñado para mejorar el desempeño del operador en tiempo real lo cual es necesario para la seguridad y confiabilidad de la operación del SEIN.

Para ello, en cada subestación en la cual existan unidades de medición fasorial (Phasor Measurement Units – PMU) deberá existir un concentrador de datos fasoriales (Phasor Data Concentrator – PDC) el cual deberá enviar en tiempo real su información al concentrador de datos fasoriales del COES.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 4. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN DE LAS INSTALACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC) AL SEIN		

1. ALCANCE

Se establecen los requisitos técnicos de las instalaciones de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) con Recursos Eléctricos Renovables (RER), cuya tecnología no utiliza un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador al SEIN, con potencias iguales o mayores a 500 kW.

Como criterio básico, se establece que la potencia total nominal registrada de las CGNC, en cada barra ó punto de conexión, no debe ser superior al 5% de la potencia de cortocircuito de este punto. Sin embargo, este límite puede ser superado de acuerdo a las capacidades particulares de control de la instalación, y los resultados de los estudios de Pre Operatividad y Operatividad del Proyecto.

2. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA

Las CGNC deberán tener capacidad de controlar la potencia activa total inyectada en el punto de conexión.

Las CGNC deberán disponer de los equipos y controladores necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia activa total en el punto de conexión. La solicitud de ajuste estará circunscrita al rango de funcionamiento de las unidades de generación y a la disponibilidad de energía primaria. Cabe señalar que dicho rango estará limitado por la capacidad de la unidad de generación, que se menciona en el numeral 2.1, referido al Ajuste de la Potencia Activa.

Además, las CGNC, deberán tener la capacidad de modificar el valor de las rampas de subida o bajada de la potencia activa total en el punto de conexión. Esta capacidad está asociada a la disponibilidad de la fuente de energía primaria. Dichos ajustes a las rampas son establecidos por el COES. Asimismo, las CGNC deberán disponer de sistemas de control que permitan realizar el arranque y desconexión progresiva de las unidades de generación y enviar las señales de tiempo real de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Intercambio de Información de Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

2.1. Ajuste de la potencia activa

Las CGNC deberán tener la capacidad de ajustar la potencia total registrada en el punto de conexión, al valor de referencia de potencia activa, establecido por el COES

2.2. Control de rampas de potencia activa

La CGNC deberá garantizar una capacidad de reducción de la potencia total en el punto de conexión hasta un valor inferior igual al 20% de la potencia nominal registrada, con una rampa de reducción ajustable en el rango del 10-100% de la potencia nominal registrada por minuto.

Asimismo, la CGNC deberá garantizar una capacidad de aumento de la potencia total en el punto de conexión con una rampa de aumento menor o igual al 10% de la potencia nominal registrada por minuto.

2.3. Control de arranque y desconexión

Las CGNC deberán garantizar una rampa de arranque inferior al 10% de la potencia nominal registrada por minuto.

Para el caso de centrales eólicas, la instalación deberá garantizar que a velocidades de viento superiores a 25 m/s, no se desconecten simultáneamente todas las turbinas eólicas.

2.4. Control de potencia en condiciones de emergencia

En condiciones de emergencia, las CGNC deberán disponer de controladores para ejecutar una reducción rápida de la potencia activa en el punto de conexión cuando el COES lo requiera.

La CGNC deberán garantizar el control individual de las unidades de generación que permita reducir la potencia generada en el punto de conexión desde el 100% hasta el 20%, en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES.

3. Control de potencia reactiva

Las CGNC deberán tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión en función de las tensiones de operación establecidas por el COES en las barras principales del sistema de transmisión, de acuerdo a las características mínimas establecidas en el presente Capítulo.

Las CGNC deberán disponer de los equipos y controladores necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de un (1) minuto en cualquier nivel de generación de potencia activa. Si la velocidad de respuesta afecta a la estabilidad del sistema, se permitirá un retraso en tiempo con respecto al valor propuesto a ser autorizado por el COES.

Si para cumplir con las exigencias de generación/absorción de potencia reactiva en el punto de conexión, de acuerdo a las tensiones de operación en las principales barras del sistema de transmisión establecidas por el COES, es necesaria la instalación de equipos de compensación reactiva (fijos o controlables), estos deben ser considerados en la lista de equipamiento del Proyecto, y su implementación será obligación del Titular de la CGNC. No se permitirán escalones de potencia reactiva que provoquen cambios en la tensión de operación superiores al 2,5%

3.1 Potencia reactiva en régimen permanente

En régimen permanente, el control de la potencia reactiva deberá permitir el ajuste del factor de potencia en el punto de conexión.

Las CGNC deberán garantizar, a diferentes niveles de generación de potencia activa, los valores máximos de factor de potencia mostrados en la figura 1. El factor de potencia de 0,95 capacitivo y de 0,95 inductivo deberá mantenerse para potencias activas que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada. Para potencias inferiores al 10% de la potencia nominal, la CGNC operará dentro del área sombreada de la figura 1.

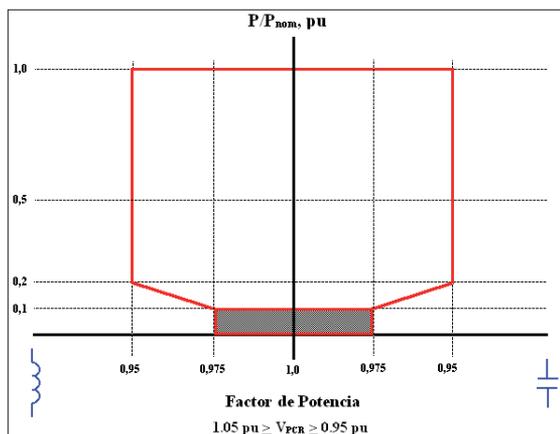


Figura 1: Rango de operación del factor de potencia de la CGNC en régimen permanente

La exigencia de mantener la potencia reactiva de la CGNC dentro de los rangos establecidos, es aplicable a valores de tensión en el punto de conexión que oscilen entre 0,95 y 1,05 p.u.

3.2 Potencia reactiva en condiciones anormales

En Estado de Emergencia, la tensión en el punto de conexión puede estar fuera del rango de 0,95 a 1,05 p.u., por lo cual las CGNC deberán estar preparadas para mantenerse conectadas ante un valor máximo admisible de sobretensión de 1,1 p.u. y un valor máximo admisible de subtensión de 0,9 p.u.

Para valores de tensión en el punto de conexión, superiores a 1,1 p.u. ó inferiores a 0,9 p.u. las CGNC deberán estar preparadas para desconectarse por medio de un sistema de protección, cuyos valores de ajuste deberán ser establecidos por el COES. Asimismo, las CGNC deberán ser capaces de maximizar el factor de potencia capacitivo e inductivo en el punto de conexión.

4. CONTROL DE FRECUENCIA

Las CGNC operarán a una frecuencia nominal igual a 60 Hz. No obstante, estas instalaciones deberán estar especificadas a fin de operar en un rango que oscila entre los 57,0 Hz y 62,0 Hz, tal y como se muestra en la Tabla 1.

Los tiempos mínimos de operación sin producir disparo para las CGNC son:

Tabla 1 – Tolerancias de Frecuencia de la CGNC

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

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

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

5. CONTROL DE TENSIÓN

El sistema de control de tensión de las CGNC deberá permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión al valor de referencia establecido por el COES. El sistema de control de tensión se apoya en el sistema de control de potencia reactiva, es decir, en la capacidad del parque de modificar su inyección o consumo de potencia reactiva en el punto de conexión, especificadas en el numeral 3.

Las CGNC deberán mantenerse conectadas al sistema de transmisión ante variaciones de la tensión en el punto de conexión en un rango de $\pm 10\%$ de la tensión nominal. Asimismo, deberán disponer de un sistema de control de tensión con una respuesta similar a la de un regulador automático de tensión de una central convencional. El sistema de control de tensión deberá actuar continuamente para regular la tensión en el punto de conexión, ajustando el valor de la potencia reactiva dentro de los rangos especificados en el numeral 3, Control de la Potencia Reactiva.

5.1 Control de tensión en el punto de conexión

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

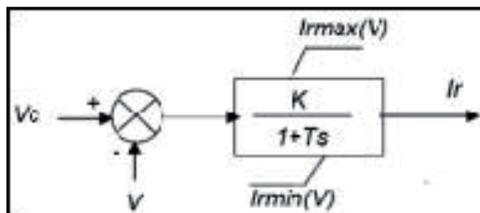


Figura 2: Diagrama de bloques orientativo del sistema de control de tensión de una CGNC

Donde V_c es el valor de referencia de la tensión eficaz, V es la tensión eficaz en el punto de conexión (o bornes de máquina en su caso). La constante K representa la ganancia proporcional y T representa a la constante de tiempo.

- La corriente reactiva en p.u. I_r , que se entrega en el punto de conexión, en base a la corriente aparente nominal, tiene un límite superior e inferior en función de la tensión V .
- La capacidad de absorción/inyección de potencia reactiva de la CGNC será proporcional a un intervalo simétrico de tensión alrededor de la tensión nominal ($\pm \Delta V = \pm 5\%$).
- La capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva debe mantenerse mientras la CGNC esté conectada al sistema entregando un valor de potencia activa superior al 20% de la potencia nominal registrada de la central. Para un valor inferior a esa potencia activa, la capacidad mínima de absorción/inyección de potencia reactiva deberá cumplir lo indicado en la Figura 1.
- Fuera del rango de tensiones $1 - \Delta V \leq V_c \leq 1 + \Delta V$ el sistema de control de la CGNC mantendrá la acción de control dentro de los márgenes de inyección/absorción de potencia reactiva que la producción de potencia activa le permita.
- La velocidad de respuesta en potencia reactiva del regulador de tensión de régimen permanente será tal que toda actuación del mismo deberá haberse completado antes de 1 minuto. No obstante, se permite que la velocidad de respuesta del sistema de control de tensión en potencia reactiva se realice en función de un porcentaje de la potencia activa, $Q = (20\%P)/\text{min}$, siempre que exista peligro de disparo de protecciones por picos de intensidad o variaciones rápidas de tensión.
- El error de régimen permanente en la tensión será tal que la tensión en el punto de conexión se mantenga dentro de la banda de variación admisible que el COES establece en torno a la referencia de tensión, mientras el sistema de control no esté saturado en las tolerancias de inyección/absorción de potencia reactiva. Adicionalmente, la CGNC debe ser capaz de realizar la función de control a un valor de referencia de la potencia reactiva o del factor de potencia con la misma velocidad de respuesta que en la función de control a un valor de referencia de tensión. La función de control concreta será indicada por el COES en función de las tensiones de operación de las barras principales del sistema de transmisión del SEIN.
- La CGNC mantendrá la potencia activa total programada constante mientras el recurso primario lo permita y esté en funcionamiento el sistema de control de régimen permanente, independientemente de que la función de control sea a un valor de referencia de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.
- La función de control del valor de referencia de tensión, de la potencia reactiva o del factor de potencia en el régimen permanente cederá sus funciones durante los

régimenes transitorios ante severas perturbaciones, al equipo regulador de tensión establecido para el régimen transitorio.

6. CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ANTE CONTINGENCIAS SEVERAS

5.2 Transformadores con regulación bajo carga

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

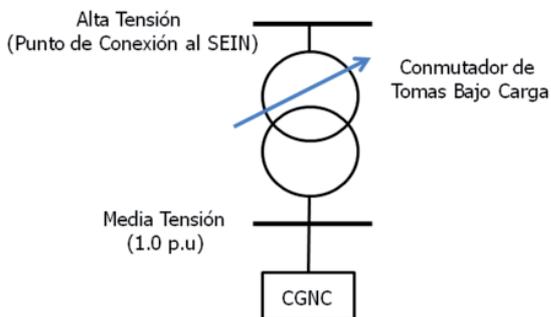


Figura 3: Transformadores con regulación bajo carga

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

Las CGNC deberán garantizar que ante huecos de tensión se cumpla que:

- Los sistemas de protección no la desconecten como consecuencia de la aparición de huecos de tensión en el punto de conexión asociado a cortocircuitos correctamente despejados según la curva tensión-tiempo indicada en el numeral 6.1 del presente capítulo.
- Los consumos de potencia y energía (activa y reactiva) en el punto de conexión, tanto durante el período de duración del hueco de tensión así como durante el período de recuperación posterior al despeje de una falla equilibrada o desequilibrada, se deberán encontrar dentro de las tolerancias descritas en las Tablas 2 y 3, respectivamente, del numeral 6.3 del presente capítulo.

6.1 Perfil de los huecos de tensión

La CGNC y todos sus componentes deben ser capaces de permanecer conectados al SEIN con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, mostrados en la figura 4. Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea punteada de la figura 4, la cual representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.

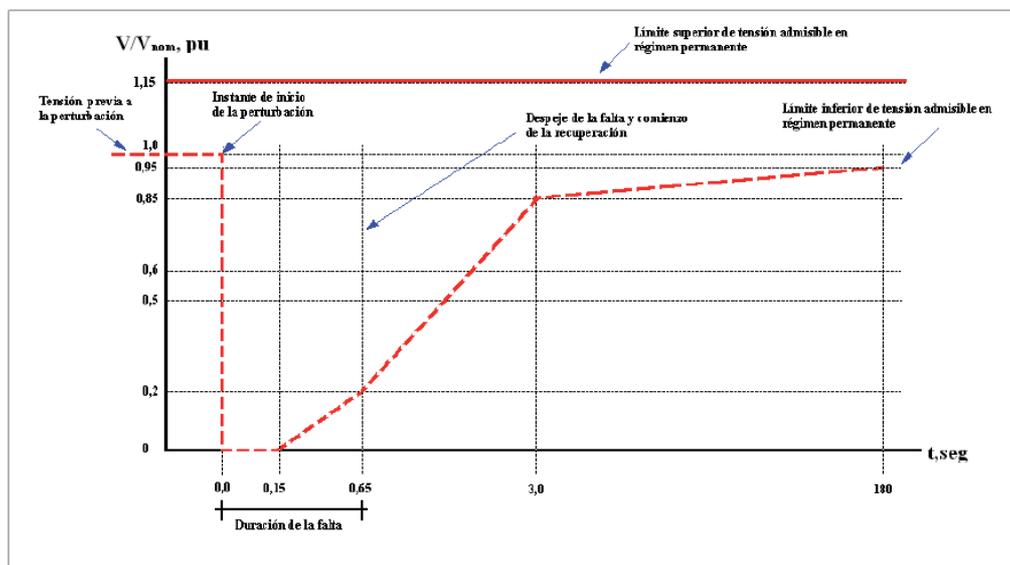


Figura 4: Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión

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 instalación, que debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la misma cumpla con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión. A su vez, deberá presentar un certificado de cumplimiento de huecos de tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas.

6.2 Inyección de corriente durante el hueco de tensión

Durante la duración del hueco de tensión, el sistema de control de tensión/potencia reactiva de la CGNC debe garantizar que no se consuma potencia reactiva en el punto de conexión. Las excepciones puntuales de consumo de potencia reactiva son especificadas en el numeral 6.3.

El aporte de corriente reactiva por parte de la central en el punto de conexión, durante el hueco de tensión, debe ser ajustado por un sistema de control automático de tensión similar al regulador de tensión de los generadores convencionales cumpliendo los siguientes requisitos:

- El control debe iniciar su funcionamiento en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión se reduce por debajo de 0,85 p.u., como se muestra en la figura 5, que presenta la curva de corriente reactiva admisible frente al perfil del hueco de tensión en valores por unidad, en el punto de conexión.
- La corriente reactiva debe estar siempre en la zona gris de la figura 5 y 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.
- La inyección de corriente reactiva deberá responder a una pendiente de corriente reactiva/tensión predeterminada según la rampa indicada en la figura 5.

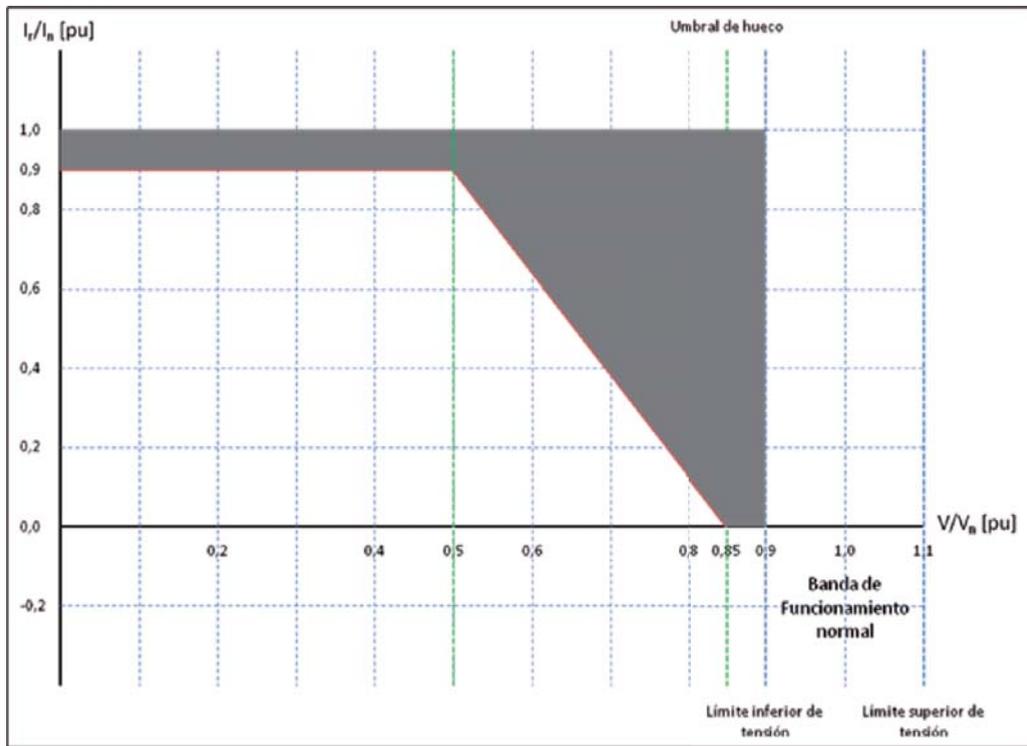


Figura 5: Curva de intensidad reactiva I_r – tensión en el punto de conexión

- La maximización de corriente reactiva deberá continuar al menos hasta que la recuperación de la tensión alcance niveles de operación en régimen normal.
- Para los valores de tensiones eficaces en el punto de conexión en el rango $0,9 \leq V \leq 1,0$ p.u. la corriente reactiva inyectada/absorbida I_r responderá a lo establecido en el numeral 3, relacionado con la operación en régimen normal.

6.3 Consumos de Potencia / Energía Activa y Reactiva Durante Huecos de Tensión

En el caso de huecos de tensión producidos por cortocircuitos en la red (monofásicas, bifásicas ó trifásicas), tanto durante el periodo de falla por cortocircuito, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la falla, se admitirán solamente consumos puntuales de potencia reactiva y potencia activa en el punto de conexión a la red, tal como se indican en las tablas 2 y 3.

Para lo cual se definen tres zonas claramente diferenciadas. La zona A correspondería a los primeros 150 ms después del inicio del hueco de tensión, la zona B se define como el periodo desde los 150 ms hasta los 650 ms de duración del hueco mientras que la zona C corresponde a los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la falla. En la figura 6, se muestra de forma esquemática las zonas diferenciadas de un hueco de tensión y las tolerancias establecidas de consumos de energía y potencia (activa y reactiva) y corriente reactiva de una CGNC ante un hueco bifásico y trifásico.

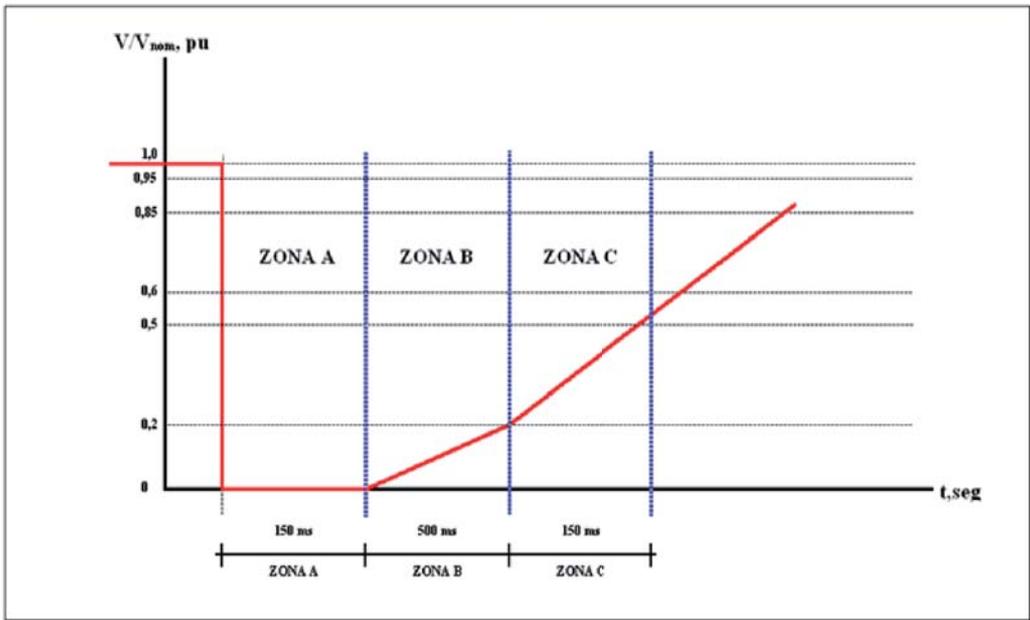


Figura 6: Zonas diferenciadas del hueco de tensión para las tolerancias de consumo de energía y potencia (activa y reactiva)

a) Fallas Equilibradas (Trifásicas)

En el caso de falla trifásica, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms posteriores al inicio de la falla y los 150 ms posteriores al despeje de la misma. Cumpliendo las condiciones indicadas en la Tabla 2.

Tabla 2 - Consumo de Energía y Potencia (Activa y Reactiva) ante una Falla Equilibrada

Tipo de Consumo	Tolerancias de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)		
	Durante Falla Equilibradas		
	Zona A	Zona B	Zona C
	150 ms del inicio de la falla	Durante la falla	150 ms después de despejada la falla
Consumo neto de potencia activa, Pa	No limitado	< 10% Pnom (en cada ciclo)	No limitado
Consumo neto de potencia reactiva, Qr	< 60% Pnom (en cada ciclo)	No limitado	Limitado por Energía, Er
Consumo neto de energía activa, Ea	No limitado	Limitado por Potencia, Pa	No limitado
Consumo neto de energía reactiva, Er	Limitado por Potencia, Qr	No limitado	< equivalente de 60% Pnom (100 ms)

b) Fallas Desequilibradas (Monofásicas y Bifásicas)

Al igual que en el caso de las fallas equilibradas, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms posteriores al inicio de la falla y los 150 ms posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente, se permiten consumos transitorios durante el resto de la falla.

Los consumos de energía y potencia (activa y reactiva) admisibles para una CGNC durante una falla desequilibrada se presentan de forma esquemática en la Tabla 3.

Tabla 3 - Consumo de Energía y Potencia (Activa y Reactiva) ante una Falla Desequilibrada

Tipo de Consumo	Tolerancias de consumos de potencia y energía (activa y reactiva)		
	Durante Falla Desequilibradas		
	Zona A	Zona B	Zona C
	150 ms del inicio de la falla	Durante la falla	150 ms después de despejada la falla
Consumo neto de potencia activa, Pa	No limitado	< 30% Pnom (en cada ciclo)	No limitado
Consumo neto de potencia reactiva, Qr	No limitado	< 40% Pnom (en cada ciclo)	No limitado
Consumo neto de energía activa, Ea	No limitado	< equivalente de 45% Pnom (120ms)	No limitado
Consumo neto de energía reactiva, Er	No limitado	< equivalente de 40% Pnom (120ms)	No limitado

7. CALIDAD DE LA TENSIÓN

7.1 Cambios bruscos o escalones de tensión

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

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

En donde:

ΔV_{dyn} : Diferencia entre tensión inicial y la tensión final en kV
 V_{nom} : Tensión nominal en kV

Los valores máximos permitidos para los cambios bruscos de tensión causados por la CGNC en el punto de conexión, se presentan en la Tabla 4:

Tabla 4 - Máximos valores permitidos para los cambios bruscos de tensión

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

7.2 Parpadeo (Flicker) y fluctuaciones de tensión

Se aplicarán las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

7.3 Tensiones armónicas

Se aplicarán las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

7.4 Interferencias telefónicas

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

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

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

Donde:

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

El valor THFF no debe exceder el valor 1,0 % en el punto de conexión de la central.

7.5 Interferencia en las telecomunicaciones

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

8. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En la conexión de la CGNC se deben tener en cuenta los requisitos para las protecciones que rigen para el SEIN establecidos por el COES, relativos a los requisitos técnicos para la conexión de centrales de generación al SEIN.

Se debe contar con un sistema de protección para cada unidad de generación, el circuito de enlace, el transformador principal y auxiliar, las líneas de transmisión de evacuación, etc. El equipo necesario de protecciones para la Subestación de Transformación de Interconexión y el tramo de línea de evacuación con la que se interconectan al SEIN deberá cumplir con lo especificado en el proyecto

de la CGNC y deberá ser revisado y aprobado por el COES.

Los lineamientos de diseño del sistema de protecciones y comunicaciones han sido incluidos en el Capítulo 2 del Anexo 1.

9. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

9.1 Obligación de contar con un Centro de Control

Los titulares de generación deberán contar con un centro de control centralizado (CC-CGNC) y cumplir con la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

9.2 Sistemas de transferencia de datos

El sistema de control de cada CC-CGNC, deberá cumplir con lo señalado en la Norma de 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 al COES la información que señala la NTCOTR.

Adicionalmente, se enviará siguiente información:

Central Eólica:

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

Central Solar Fotovoltaica:

- Radiación solar.
- Temperatura de las células.

9.3 Sistemas de predicción de la potencia

Las CGNC deben disponer de un sistema de predicción de la potencia que permita calcular el valor de la potencia total de la instalación hasta un horizonte de dos días. La CGNC deberá entregar la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas. La información sobre las predicciones de potencia se debe transmitir al COES con al menos 24 horas de antelación. En casos de emergencia el COES podrá solicitar predicciones hasta un horizonte máximo de dos días.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
	ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS	
	CAPÍTULO 5. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC) AL SEIN	

1. ALCANCES

Se establecen los requisitos técnicos de las instalaciones de Centrales de Generación Convencional (CGC) (termoeléctrica o hidroeléctrica), cuya tecnología utiliza un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador al SEIN, con potencias iguales o mayores a 500 kW.

2. CONFIGURACIONES PERMITIDAS DE CONEXIÓN GENERADOR-TRANSFORMADOR

2.1 Rangos de Potencia del Generador

Las unidades de generación de las centrales se clasificarán como sigue:

Tabla 1 - Configuraciones de CGC según Potencia

Tipo	Potencia Nominal en MVA	Configuraciones Generador – Transformador Permitida (Ver ítem 2.2)
Pequeña Potencia	$S_n < 5$	(a) y (d)
Mediana Potencia	$5 \leq S_n < 50$	(a), (b) y (d)
Gran Potencia	$S_n \geq 50$	(a), (b) y (c)

2.2 Configuración Generador – Transformador

En la Figura 1, se muestra las configuraciones permitidas del grupo generador – transformador, se aceptarán otras configuraciones debidamente sustentadas en el Estudio de Pre Operatividad:

- Grupo con Transformador elevador con interruptores en ambos lados.
- Grupo con Transformador elevador con interruptor en el lado de alta.
- Grupo de dos generadores y un transformador de tres arrollamientos.
- Grupo de más de un generador y un único transformador elevador.

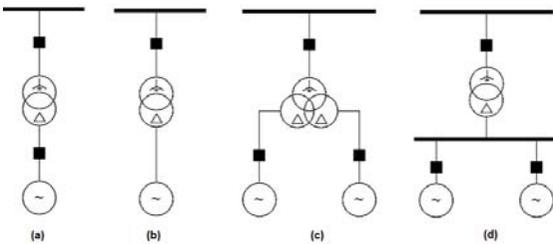


Figura 1. Configuraciones Básicas Generador-Transformador

En cualquiera de estas configuraciones, el transformador elevador que se conecte a las barras del Sistema de Transmisión del SEIN, deberá tener el neutro del lado de alta tensión conectado rígidamente a tierra.

Cuando una central esté conformada por varias unidades de generación, el diseño de la central y su configuración deberán permitir la operación independiente de cada unidad.

2.3 Conexión de Centrales de Generación de Gran Potencia en Sistemas Troncales

Los grupos generador – transformador de las nuevas centrales de generación de Gran Potencia se conectarán al STTN o STTR según el siguiente cuadro:

Tabla 2 - Punto de Conexión de CGC según Potencia

Potencia Nominal en MVA	Punto de Conexión
< 100	En 138 kV; debidamente sustentado en el Estudio de Pre Operatividad. En 220 kV.
$100 \leq S_n < 250$	En 220 kV.
$250 \leq S_n < 500$	En 500 kV. En 220 kV; debidamente sustentado en el Estudio de Pre Operatividad.
$S_n \geq 500$	En 500 kV.

2.4 Interruptor de Generación

Toda unidad de generación deberá contar con un interruptor de maniobra en el lado de alta tensión del transformador elevador, que sea capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito pasante, calculada en el horizonte de análisis del proyecto.

- En las configuraciones en que los generadores comparten un único transformador elevador,

adicionalmente al interruptor del lado de alta tensión del transformador elevador, cada generador individual deberá contar con un interruptor de maniobra que permita aislarlo del SEIN.

- En las configuraciones con cada unidad conectada a un único transformador elevador (Figura 1-b), utilizado en grupos de generación con potencias mayores a 50 MVA, se evaluará el uso del interruptor denominado “de máquina” (52G).

2.5 Curva de Capacidad (Diagrama P-Q)

El conjunto generador-transformador deberá entregar en el punto de conexión (lado de alta tensión del transformador), a potencia activa máxima (potencia suministrada por la turbina), una potencia reactiva tal que el factor de potencia neto en este punto resulte como se muestra en la Tabla siguiente:

Tabla 3 - Factor de Potencia Neto por Tipo de CGC

Tipo de unidad	Factor de Potencia Neto (inductivo)
Térmica	≤ 0.90
Hidroeléctrica	≤ 0.95

El cálculo del Factor de Potencia Neto se muestra al final del presente capítulo.

2.6 Impedancia de Cortocircuito del Transformador Elevador

La impedancia de cortocircuito del transformador elevador no deberá ser mayor a 20%. Su valor quedará determinado por el requerimiento de factor de potencia neto en el punto de conexión al SEIN (ver punto anterior) y por las limitaciones relativas a los niveles de cortocircuito de la máquina.

2.7 Cambiador de Tomas del Transformador Elevador

El tipo de regulación podrá ser en vacío (sin tensión) o con carga (con tensión). El número de tomas y el paso de regulación, serán seleccionados para aprovechar toda la curva de capacidad (Diagrama P-Q) del generador operando en condiciones de estado normal.

En el Estudio de Operatividad del proyecto se debe incluir los análisis para elegir una toma óptima para los periodos de avenida y estiaje.

El número de tomas y el paso de regulación se determinarán en función de la tolerancia a variaciones de la tensión en el punto de conexión al sistema. Si dichas tolerancias no están definidas, la siguiente tabla define valores referenciales del paso de regulación en función del nivel de tensión del punto de conexión.

Tabla 4. Paso de Regulación del Cambiador de Tomas por Rangos de Tensión

Rangos de tensión (kV)	Paso de Regulación del cambiador de tomas
≥ 500	$\leq 1.0\%$
$< 500 \geq 220$	$\leq 1.5\%$
$< 220 \geq 100$	$\leq 2.0\%$
< 100	$\leq 2.5\%$

2.8 Sistema de Protecciones

Los lineamientos de diseño del sistema de protecciones y comunicaciones han sido incluidos en el Capítulo 2 del Anexo 1.

3. SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DE TENSIÓN (SERT)

3.1 Controlabilidad de la Tensión

Los requisitos técnicos del SERT exigibles a cada generador serán diferenciados según la “Controlabilidad”

que cada unidad puede tener sobre la tensión en el punto de conexión de la central.

En el Estudio de Pre Operatividad se debe evaluar la variación de la tensión (ΔV) en el punto de conexión de la central que produce la desconexión intempestiva de la misma a plena potencia y máxima inyección de potencia reactiva, en el escenario de menor potencia de cortocircuito.

Si $\Delta V > 2.5\%$ (medida con respecto al valor pre-contingencia) la central será de Alta Controlabilidad, en caso contrario la Central será considerada de Baja Controlabilidad.

3.2 Modelo del SERT para Transitorios Electromecánicos

Las unidades de generación con capacidad mayor a 5 MVA y/o las centrales de Alta Controlabilidad de tensión deberán ser modeladas incluyendo:

- El Sistema de Excitación y Regulación de Tensión (SERT).
- Limitador de mínima excitación (UEL)
- Limitador de máxima corriente de campo (OEL IFD) instantáneo.
- Limitador de máxima corriente de campo (OEL IFD) térmico.
- Limitador de (UEL/OEL) térmico de la corriente estática.
- Limitador V/Hz.

Como parte del Estudio de Operatividad se deberá incluir el Diagrama de Bloques del SERT y de sus limitadores, así como el Diagrama de Bloques de cualquier otro dispositivo que pueda limitar la capacidad P-Q de la unidad de generación en el primer minuto posterior a una contingencia en la red.

Las unidades generadoras de potencia menor a 5 MVA y/o centrales de Baja Controlabilidad de la tensión, deberán ser modeladas incluyendo:

- El Sistema de Excitación y Regulación de Tensión (ó el regulador de factor de potencia).

Si estas unidades de generación que conforman una central disponen de un control conjunto de tensiones, el Titular deberá proveer su modelo.

El COES en los estudios de Pre Operatividad y Operatividad verificará que los SERT de las unidades de generación cuenten con los limitadores descritos.

3.3 Requisitos Técnicos del SERT

3.3.1 Rango Frecuencia-Tensión

Los sistemas de excitación deberán operar sin límite de tiempo entre 59.5 y 60.5 Hz y con tensiones dentro del $\pm 5\%$ del valor de la tensión nominal.

3.3.2 Requisitos Básicos del SERT de una Central de Alta Controlabilidad

Todos los generadores pertenecientes a una central de Alta Controlabilidad de la Tensión deberán poseer los siguientes controles:

- Regulador automático de tensión (RT)
- Limitador/es de mínima excitación (UEL)
- Limitador/es de máxima excitación (OEL)
- Limitador V/Hz
- Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)²

- Basado en los principios de la estabilización por integral de potencia acelerante.
- Filtro tipo *Washout* adaptivo y lógicas alineales

- Estar preparado para permitir la conexión de un Control Conjunto de Tensiones (CCV) asociadas a varias unidades de generadoras de pequeña

potencia de una central, comandadas por un control conjunto.

En el Estudio de Operatividad se deberá demostrar que la tecnología elegida por el titular está correctamente representada por los modelos de simulación utilizados.

3.3.3 Requisitos Básicos del SERT de una Central de Baja Controlabilidad

Todos los generadores pertenecientes a una central de Baja Controlabilidad de la Tensión deberán incluir los siguientes controles:

- Regulador automático de tensión (RT)
- Control de potencia reactiva ó de factor de potencia (opcional)
- Estar preparado para permitir la conexión de un Control Conjunto de Tensiones (CCV); varias unidades de generadoras de pequeña potencia comandadas por un control conjunto

4. ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA (PSS)

El Regulador Automático de Tensión (RT) deberá estar provisto de un Estabilizador de Sistema de Potencia (PSS), el cual operará modulando la referencia de tensión.

El modelo del PSS de una unidad generadora de una central de Alta Controlabilidad de la Tensión o potencia superior a 10 MVA deberá incluir:

- Transductores de potencia, velocidad o frecuencia
- Filtros para inferir la potencia mecánica
- Filtro "rastreador de rampa" (filtro "*ramp-tracking*").
- Filtros para la compensación de fase
- Límite de la tensión de salida del PSS
- Lógicas alineales: ajuste adaptivo de la constante de tiempo del filtro "*Washout*", lógicas on-off, ajuste adaptivo de la ganancia para un rango de potencia eléctrica, etc.

Un modelo válido del PSS, deberá permitir reproducir con buena aproximación los registros obtenidos en las pruebas de puesta en servicio de las variaciones de la tensión terminal, tensión de salida del PSS; potencia activa y reactiva generada, etc.

5. CONTROL DE POTENCIA - FRECUENCIA (CPF)

5.1 Aporte a la Regulación Primaria de Frecuencia

Los CPF deberán cumplir lo señalado en el Procedimiento "Regulación de Frecuencia y Reserva Rotante Asociada".

5.2 Modelo del CPF para Transitorios Electromecánicos

El Modelo del CPF de un grupo generador termoeléctrico o hidroeléctrico deberá incluir todas las alinealidades, compuertas lógicas y lazos de control adicionales existentes con el nivel de detalle necesario y suficiente para reproducir los transitorios experimentados por las principales variables ante pequeñas y grandes perturbaciones en el SEIN.

Un Modelo válido del CPF, deberá permitir reproducir los registros obtenidos en las pruebas y ensayos, así como las variaciones "filtradas"³ de la potencia eléctrica, error de frecuencia, posición de válvulas, caudal (vapor ó agua); posición de álabes guía (para grandes TG); temperatura (para grandes TG), etc.

² Para generadores de potencia ≥ 10 MVA

³ Variaciones proporcionales a la potencia mecánica, en ausencia de modos de oscilación eléctricos ó electromecánicos.

Para que la documentación técnica correspondiente al Modelo se considere completa, los archivos, diagramas de bloques y tablas de parámetros deberán poseer una consistencia tal que permita reproducir en forma aproximada, mediante el Simulador de Transitorios Electromecánicos que emplea el COES, los transitorios experimentados por las principales variables de estado del CPF, ante pequeñas y grandes perturbaciones en el SEIN, ensayos de rechazo de carga, y/o ensayos de tomas de carga al variar en forma de escalón o de rampa las consignas de potencia y frecuencia.

En el Estudio de Operatividad del proyecto se deberá incluir el diagrama funcional del lazo de regulación de velocidad-potencia de la turbina con sus respectivos parámetros

5.3 Requisitos Técnicos del CPF

Para ejercer la regulación primaria de frecuencia debe cumplir lo siguiente:

- Prestar el servicio de regulación primaria sin ningún tipo de limitación ni bloqueo. El regulador de velocidad del grupo o unidad generadora deberá estar fijado en modalidad de operación libre (en modo de regulación de frecuencia) y el limitador debe estar al 100% de apertura. Podrá permitirse que el limitador esté en un valor mayor al 100%, sólo cuando el propietario de la unidad generadora declare tener capacidad de sobrecarga;
- La respuesta para regulación primaria de frecuencia ante un evento que ocasione un déficit de generación, deberá ser tal que la reserva (potencia) asignada a una unidad generadora comenzará a ser aportada a los primeros 5 segundos, después de ocurrido dicho evento, y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos. Este aporte se deberá sostener durante 30 segundos adicionales. Transcurrido este tiempo este aporte podrá descender en 15%. Finalmente este aporte deberá ser sostenido hasta los 10 minutos.

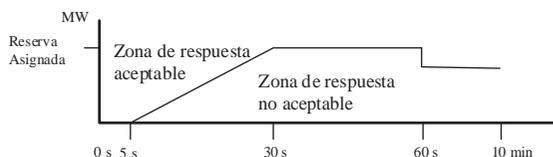


Figura 2. Respuesta de la regulación primaria de frecuencia

- Estatismo permanente, deberá tener la posibilidad de ser ajustado entre el 3 y 7%. El COES fijará el ajuste de estatismo de cada grupo o unidad de generación de los Integrantes.
- Banda muerta, deberá ser mantenida en una banda inferior al 0.03% (± 18 mHz) de la frecuencia de referencia.
- El tiempo de establecimiento para ingresar en la banda del $\pm 10\%$ del valor final del lazo de regulación de velocidad, deberá ser del orden de hasta 30 s para máquinas térmicas y 60 s para máquinas hidráulicas;
- Se deberá implementar y/o disponer de un sistema de medición automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su desempeño en la regulación primaria de frecuencia. La frecuencia y potencia en bornes de la unidad se registrará con una resolución mínima de un (1) s y tal información deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta (30) días. La sincronización del tiempo, deberá realizarse a través de un equipo de medición con referencia satelital (GPS);

Se realizarán las pruebas de parámetros asociados a la regulación de frecuencia según lo señalado en el Procedimiento "Regulación de Frecuencia y Reserva Rotante Asociada".

6. SISTEMAS AUXILIARES AUXILIARES

Los Servicios Auxiliares (SSAA) cumplirán con los siguientes criterios:

- Cumplir con operar satisfactoriamente en las condiciones de sobre y subfrecuencia 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 y la unidad Turbovapor (TV) de las centrales de ciclo combinado, deben tener una 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. En particular, los servicios auxiliares de una unidad turbovapor deberán garantizar que ante una falla sobre sus circuitos que provoque la pérdida de la unidad TV, permitan tan pronto sea posible una alimentación alternativa para mantener las variables del Generador de Vapor por Recuperación de Calor (*Heat Recovery Steam Generator* HRSG) y de las otras instalaciones esenciales en condiciones de facilitar un rápido retorno al servicio de la unidad TV, sin condicionar la operación permanente de las unidades TG en servicio.
- El diseño de los servicios auxiliares no deberá limitar la operación del generador en todo el rango de su curva de capacidad de absorción de potencia reactiva.

7. SISTEMA DE COMUNICACIONES

El Sistema de Comunicaciones deberá cumplir con lo señalado en la Norma de 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 al COES la información que señala la NTCOTR.

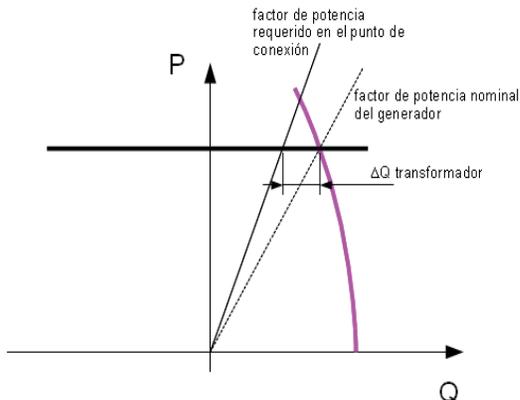
8. REQUISITOS TÉCNICOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO

- El conjunto Ciclo Combinado deberá tolerar el disparo de cualquiera de las unidades Turbogas que alimentan a la Caldera de Recuperación de Calor (*Heat Recovery Steam Generator* - HRSG) o que cuenten con su propia HRSG, manteniendo la potencia del resto de las unidades Turbogas sin cambios en su producción (a excepción de la eventual contribución a la Regulación Primaria de Frecuencia), consintiendo solamente la reducción de potencia de la unidad turbovapor en relación proporcional aproximada a la reducción de aporte de calor de la unidad Turbogas desconectada.
- El conjunto Ciclo Combinado deberá tolerar el disparo de la(s) unidad(es) turbovapor sin alterar por este evento la producción de las unidades Turbogas (a excepción de la eventual contribución a la Regulación Primaria de Frecuencia). La instalación deberá proveer los medios para evitar daños sobre las instalaciones del HRSG en tal evento, como por ejemplo un sistema de by-pass de los gases de escape de las unidades Turbogas, y procurar preservar las condiciones del ciclo de vapor con miras a una rápida recuperación al servicio de la unidad turbovapor sin necesidad de sacar del servicio a las unidades Turbogas del CC ya presentes en el despacho.
- Para las nuevas instalaciones de Ciclo Combinado (nuevas unidades TG y TV), se debe prever que soportarán el rechazo de carga de la instalación completa mediante lógicas conocidas como "*full load rejection*", las cuales deben ser requeridas en las especificaciones técnicas al fabricante exigiendo que

superen todas las pruebas funcionales de aceptación en este sentido.

- El conjunto Ciclo Combinado que cuente con más de dos unidades TG, deberá operar sin restricciones en las diferentes configuraciones (Por ejemplo, si tuviera dos TG y una TV: TG1, TG2, TG1+TV, TG2+TV, TG1+TG2+TV)

CÁLCULO DEL FACTOR DE POTENCIA NETO EN EL PUNTO DE CONEXIÓN



Factor de potencia esperado

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

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

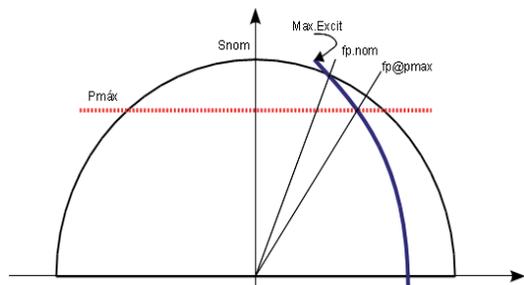
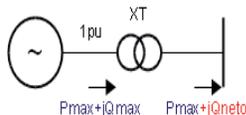


Diagrama P-Q con factor de potencia del generador a potencia activa máxima



Esquema simplificado utilizado

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

$$fp (Pmax) = Pmax / \text{raíz}(P^2max + Q^2max)$$

Donde Qmax = potencia reactiva máxima del generador a tensión nominal y potencia máxima.

$$Qneto = Qmax - XT * (PP^2max + QQ^2max) * MBASE$$

Donde, PP = Pmax / MBASE, QQ = Qmax/MBASE y XT es la reactancia del transformador referida a la potencia nominal del generador MBASE. Finalmente,

$$fp (\text{neto}) = Pmax / \text{raíz}(P^2max + Q^2neto)$$

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 6. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN DE GRANDES CARGAS AL SEIN		

1. ALCANCES

Se establecen los requisitos técnicos de las instalaciones para la conexión al SEIN de grandes cargas de Usuarios Libres, con potencias iguales o superiores a 2.5 MW. Asimismo, para evitar eventuales impactos negativos sobre el SEIN se definen indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

2. CRITERIOS DE CONEXIÓN

2.1 Equipamiento

El equipamiento de las instalaciones de transmisión en el Punto de Conexión de los Proyectos asociados con grandes cargas deberán seguir los criterios de diseño establecidos en dicho punto.

El equipamiento de las instalaciones de transmisión desde el Punto de Conexión hasta el punto de carga (que forman parte del STL), serán adaptadas al tamaño de la instalación en particular.

2.2 Indicadores de Desempeño

2.2.1 Factor de Potencia

El factor de potencia de las Grandes Cargas medido en el Punto de Conexión al SEIN no deberá superar los siguientes valores:

- 0.95 en niveles de alta tensión menores a 220 kV.
- 0.98 en niveles de tensión de 220 y 500 kV

2.2.2 Niveles de Armónicos

Para no deteriorar la distorsión armónica existente en el Punto de Conexión, el nivel de armónicos producido por los proyectos asociados a grandes cargas deberá cumplir con las tolerancias establecidas en la NTCSE.

Para tal efecto, en el Estudio de Pre Operatividad del proyecto se deberá incluir un programa de medición de armónicos a fin de determinar la distorsión armónica existente en el Punto de Conexión, provocada por las instalaciones actuales de la zona.

Posteriormente, dentro de los 30 días luego de iniciada la operación de la nueva gran carga en condiciones nominales, con los filtros de armónicos instalados como parte del proyecto, el Titular deberá medir el contenido de armónicos en el Punto de Conexión e informarlo al COES para su evaluación.

3. CRITERIOS DE DESCONEXIÓN

3.1 En caso el COES determine que el suministro de energía eléctrica a un Usuario Libre provoca riesgos en la operación del SEIN o exceda su potencia contratada, podrá instruir al Transmisor o Distribuidor para que proceda a la desconexión parcial o total de la carga del Usuario. Para tal efecto, el Usuario Libre deberá disponer sus instalaciones, de modo de permitir la desconexión parcial o total de sus cargas por parte del Transmisor o Distribuidor, sin su intervención.

3.2 El diseño de los alimentadores deberán considerar un nivel de flexibilidad a fin de poder adaptar el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
------------	-----------------------------------------------------------------------------	-------

ANEXO 2. ALCANCES PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DE PRE OPERATIVIDAD

1. INTRODUCCION

En el presente anexo se establecen los alcances necesarios para el desarrollo del Estudio de Pre Operatividad que tiene como fin verificar que el equipamiento principal de las instalaciones que se conectan por primera vez al SEIN y el equipamiento correspondiente a las modificaciones de instalaciones existentes, en ningún caso impacten negativamente al sistema.

En ese sentido, en el Estudio de Pre Operatividad se deberá mostrar que las instalaciones y/o modificaciones han sido diseñadas para conectarse al SEIN sin entorpecer la expansión del sistema, preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

2. INFORMACIÓN REFERENCIAL PARA LOS ESTUDIOS DE PRE OPERATIVIDAD

Se refiere a la información a utilizar en los Estudios Eléctricos del Estudio de Pre Operatividad y que se encuentra publicada en el portal de internet del COES:

- 1) Base de Datos del SEIN para los estudios eléctricos, Archivo DlgSILENT (versión oficial).
- 2) Proyección de demanda y Programa de obras de generación y transmisión
- 3) Costos variables de centrales térmicas del SEIN

3. ALCANCES - LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STTN Y STTR

3.1 Campo de Aplicación

Estos alcances aplican a instalaciones del STTN en 500 y 220 kV e instalaciones del STTR en 220 kV y 138 kV.

3.2 Exigencias de Diseño

Las características principales del equipamiento propuesto deberán cumplir con los criterios y requisitos señalados en los capítulos del Anexo 1 "Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas" del presente Procedimiento que se indican a continuación:

- Capítulo 1 : "Criterios de mínimos de diseño de Sistemas de Transmisión: Troncal Nacional, Troncal Regional y Local"
- Capítulo 2: "Requisitos Mínimos de Equipamiento del Sistemas de Protección y Comunicaciones".
- Capítulo 3: "Requisitos Mínimos de Equipamiento del Sistema de Automatización y Control".

Asimismo, se verificarán las características técnicas y equipamiento señalados en las Especificaciones Técnicas del Contrato de Concesión, que serán validados en el Estudio de Pre Operatividad.

3.3 Documentos del Estudio de Pre Operatividad

Este estudio tendrá los siguientes documentos:

- I) Resumen Ejecutivo del Proyecto
- II) Ingeniería del Proyecto.
- III) Estudios de Diseño del Proyecto
- IV) Estudios Eléctricos del Proyecto.
- V) Otros estudios que sean requeridos de ser necesarios.

Asimismo se deberá adjuntar al Estudio de Pre Operatividad, documentos, actas de reunión y similares que evidencien las coordinaciones realizadas con el Titular

Propietario respecto a la viabilidad del Punto de Conexión y al desarrollo del estudio.

3.3.1 Resumen Ejecutivo

Deberá contener la información resumida del proyecto para su difusión y publicación en el portal de internet del COES e incluirá como mínimo lo siguiente:

- Generalidades: Antecedentes, ubicación (con coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), año previsto de puesta en operación comercial, características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión, etc.)
- Resumen de la Ingeniería del Proyecto: Descripción de las instalaciones proyectadas en subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, etc.
- Conclusiones de los Estudios de Diseño del Proyecto.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Proyecto.
- Unifilar del Sistema del Proyecto.

3.3.2 Ingeniería del Proyecto

En esta parte se deberá mostrar el desarrollo de la ingeniería con el nivel requerido para encargar la compra del equipamiento principal de las instalaciones de transmisión, requeridas para la conexión del proyecto al SEIN (línea de transmisión, subestación y ampliaciones en subestaciones existentes).

3.3.2.1 Características Generales del Proyecto

Se deberá detallar la ubicación, descripción y alcances del proyecto, su zona de influencia, condiciones climatológicas, cronograma resumido del proyecto, diagrama unifilar del sistema con los puntos de conexión al SEIN, y la capacidad de transmisión de la línea.

3.3.2.2 Información de la Línea de Transmisión

Se deberá presentar:

- (1) Línea de transmisión:
 - i. Descripción del recorrido de la línea, incluye el plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.
 - ii. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de línea, número de circuitos, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del cable de guarda, características del aislador, número de aisladores/cadena, tasa de fallas, distancias de seguridad, franja de servidumbre, etc.
 - iii. Normas de diseño
 - iv. Criterios de diseño de los componentes principales de la línea: estructuras, conductores, aisladores, resistencia de puesta a tierra, cable de guarda y cimentaciones.
 - v. Planos de silueta de estructuras
- (2) Resumen de los Cálculos Justificativos (en formato Excel):
 - vi. Cálculo de niveles de aislamiento
 - vii. Cálculo eléctrico para la selección del conductor y capacidad térmica de diseño.
 - viii. Cálculo de parámetros eléctricos

3.3.2.3 Información de Subestaciones

Se deberá presentar:

- (1) Diseño de la ampliación y/o nueva subestación:
 - i. Características eléctricas generales: niveles de tensión, aislamiento, capacidad de cortocircuito, configuración del sistema de barras, etc.

- ii. Descripción del equipamiento electromecánico: equipos de patio, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, sistema de protecciones, esquema de teleprotección, sistema de automatización y control, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
- iii. Planos disposición en planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento, de protección, medición, control y mando de las instalaciones propuestas (en formato Autocad), y las correspondientes a las instalaciones existentes de las subestaciones ampliadas.
- iv. Esquema de comunicaciones y teleprotección.
- v. Arquitectura del sistema de automatización y control.
- vi. Tabla de datos técnicos de los equipos de patio, transformadores de potencia, y equipos de compensación reactiva.

(2) Resumen de los cálculos Justificativos (en formato Excel):

- i. Coordinación de aislamiento, por sobretensiones de tipo maniobra y de tipo atmosférico.
- ii. Cálculo para la selección de pararrayos
- iii. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de barras en subestaciones nuevas y ampliadas.
- iv. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra (*).
- v. Cálculos para la obtención de las distancias mínimas y de seguridad.

(*) Se deberán cumplir los criterios de seguridad referidos a tensiones de toque, tensiones de paso y potenciales transferidos señalados en el numeral 2 del Capítulo 1 del Anexo 1.

3.3.3 Estudios de Diseño del Proyecto

3.3.3.1 Líneas de Transmisión

(1) Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

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

(2) Coordinación del aislamiento

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

(3) Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

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

(4) Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

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

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

(5) Transposiciones

Se aplicará el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1. Asimismo, se deberá verificar este criterio mediante un estudio de desbalance de tensiones según norma IEC Technical Report 1000-3-6 First Edition 1996-10.

3.3.3.2 Equipamiento de Subestaciones

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

(1) Estudios de recierre monofásico

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

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

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

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

(2) Energización de Líneas

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

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

(3) Solicitación Térmica en los Descargadores

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

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

Se utilizarán los siguientes criterios:

- i. Simular la energización de la línea desde ambos extremos, con una falla monofásica previamente definida en el extremo opuesto al de la energización.
- ii. Realizar un estudio estadístico, con 200 maniobras de energización, registrando las energías disipadas en los descargadores, ya que al realizar la energización con falla se producen tensiones transitorias y temporarias elevadas en las fases sanas.
- iii. Asumir además una Protección BF en la que se despeja la línea a los 300 ms de realizada la energización.
- iv. Se deberá identificar la energización que provoque la máxima disipación de energía y presentar el gráfico correspondiente a esa

simulación puntual (No aplicar la simulación Gaussiana).

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

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

Se utilizarán los siguientes criterios:

- i. Simular la maniobra de Protección 50BF (Falla interruptor) en ambos extremos del tramo en estudio, con una falla fase a tierra próxima a esas posiciones, registrando las energías disipadas en los descargadores.
- ii. Se debe realizar esta maniobra con el único fin de verificar el dimensionamiento térmico de los descargadores.
- iii. El estudio será determinístico y se deberá considerar una secuencia en la simulación que siga las siguientes indicaciones:

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

- iv. Estos análisis se deben realizar para máxima transferencia de potencia, considerando que la falla puede ocurrir en cualquiera de los dos extremos de la línea.
- v. Se deberá registrar las energías disipadas en los descargadores próximos a la falla, así como también en los que están en el extremo opuesto al que se aplica la falla.
- vi. Presentar el listado de casos simulados, con los respectivos resultados energéticos. En particular, se deberá mostrar los gráficos de energías disipadas para los peores casos de cada extremo.

(4) Estudios de Solicitaciones Térmicas y Dinámicas en los Reactores de Neutro

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

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

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

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

Adicionalmente, se deberán simular e identificar los peores casos de recierre monofásico no exitoso posibles, que

pudierán originar las solicitaciones térmicas y dinámicas más altas para los reactores de neutro.

En estos estudios se simulará la siguiente secuencia de eventos:

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

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

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

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

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

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

(5) Sobretensiones por fenómenos de resonancia con fases abiertas

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

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

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

(6) Verificación de Tensiones de Restablecimiento (TRV)

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

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

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

- Aperturas en oposición de fase.

- Aperturas de línea con falla en terminales.
- Aperturas de línea con falla kilométrica.

(7) Estudios y especificaciones particulares para reactores y transformadores

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

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

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

3.3.4 Estudios Eléctricos del Proyecto

Son los análisis de sistemas eléctricos de potencia para evaluar el impacto de la nueva instalación en la operación de su zona de influencia y deberán estar orientados a verificar que la nueva instalación que ingresa posee todos los equipos para su conexión al SEIN..

Con los resultados de los estudios eléctricos se podrá confirmar que no falta ningún equipo asociado a las nuevas instalaciones, así como definir el tamaño de eventuales equipos de compensación reactiva asociados al proyecto, a definir y/o confirmar especificaciones técnicas de su equipamiento, etc.

En ese sentido los resultados de las simulaciones deberán satisfacer los criterios de desempeño consignados en el ítem 8.0.

3.3.4.1 Estudios de Estado Estacionario de Energización y Dimensionamiento de los Reactores

Primeramente, se deberá verificar la factibilidad de energizar los tramos de la línea Troncal desde ambos extremos, desde las barras de las subestaciones asociadas. En ese sentido, se confirmará que con el equipamiento de reactores en conexión shunt, que prevé el proyecto las tensiones en estado estacionario que resulten no pongan en riesgo al equipamiento de las subestaciones.

Para ello deberá realizarse todas las simulaciones para determinar el tamaño (MVar) y ubicación de los reactores asociados a la línea Troncal. Deberá verificarse que las tensiones en las barras y en los extremos de línea no superen el valor máximo de tensión del equipamiento, asimismo vigilar que sea mínima la potencia reactiva capacitiva, que la línea energizada en vacío inyecta en la subestación desde donde se ha energizado. Luego, deberá verificarse que sea admisible la diferencia de tensión (en módulo y ángulo) en bornes del último interruptor a cerrar para la sincronización y posterior carga de la línea.

Luego de la energización y sincronización de la línea Troncal, es necesario modificar los despachos para que la línea transmita una potencia que pueda variar desde el menor valor posible hasta la máxima potencia de estado estacionario con la finalidad de verificar el adecuado dimensionamiento de los reactores, utilizados en los casos de energización de la línea Troncal. Estos resultados confirmarán la ubicación y magnitud de los reactores asociados al proyecto.

3.3.4.2 Estudios de la Operación del Sistema en Estado Estacionario

El objetivo de estos estudios, es evaluar el impacto de la incorporación de las instalaciones del proyecto sobre

el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas y que las tensiones en barras 500 kV, 220 kV y 138 kV del área de influencia de las nuevas instalaciones se mantengan dentro de lo previsto en la NTCOTR. En todos los casos analizados deberá poder asegurarse la operación de los generadores del sistema dentro de los límites de su curva de capacidad P-Q, con tensiones adecuadas de acuerdo a la NTCOTR y la NTCSE.

Estos estudios deberán ser realizados para el año de ingreso al SEIN y en el quinto año del horizonte de estudio de las instalaciones del proyecto, tanto en condiciones de red completa (N) como ante la indisponibilidad de un equipo del sistema de transmisión (N-1). Estos estudios deberán ser realizados para escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, para condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Asimismo, se debe elaborar escenarios que se considere pongan de manifiesto situaciones previsibles de máxima exigencia para la nueva línea de transmisión. Entre otros, deberán presentarse casos donde se verifique las capacidades de transmisión en operación normal, en contingencia y en su potencia de diseño. Las demandas a utilizar y sus proyecciones, las nuevas obras de transmisión, la topología de la red y las nuevas centrales generadoras a considerar en los casos de estudio correspondientes al año de ingreso al SEIN y al año intermedio (quinto año), seleccionados para el estudio, deberán ser informadas al COES. Deberán presentarse las bases de datos y modelos empleados para las instalaciones del proyecto en el estudio.

En cuanto a los estudios a realizarse en condiciones N-1, como mínimo deberá considerarse la indisponibilidad de todas aquellas instalaciones y equipos que pudieran afectar la capacidad de transmisión de la línea Troncal.

Asimismo, con estos estudios deberá verificarse que las características básicas adoptadas para el transformador de potencia (impedancias de cortocircuito, número de gradines y rango de variación de la regulación automática bajo carga) sean adecuadas y permitan la operación del sistema para los distintos estados previstos de demanda y despacho de generación del sistema.

La estrategia de los análisis de la operación en estado estacionario es:

- Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso al SEIN sin las nuevas instalaciones (ESCENARIO SIN PROYECTO). Mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia (ESCENARIO CON PROYECTO), detectando eventuales sobrecargas y bajos niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

3.3.4.3 Estudios de Transitorios Electromecánicos

El objeto de estos estudios es simular distintas contingencias en las que:

- Se deberá garantizar la capacidad de transmisión requerida en la línea Troncal de acuerdo a los compromisos de concesión, manteniendo la estabilidad del sistema ante las distintas contingencias especificadas.
- Se deberá verificar que el sistema soporte una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento incontrolado que, en por lo menos uno de los sistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio.
- Se deberá verificar que una vez extinguidas las oscilaciones no se produzcan sobrecargas (o en caso que aparezcan sobrecargas que las mismas sean

- aceptables para los equipos en condiciones postfalla y por un tiempo acotado que permita su control).
- Se deberá verificar que una vez extinguidas las oscilaciones, las tensiones en barras del área de influencia de las nuevas instalaciones se mantengan dentro de un rango admisible para el estado postfalla.
- Se deberá definir aquellas acciones automáticas de control del sistema que deban adoptarse (como por ejemplo, la desconexión automática de generación, la conexión o desconexión de equipos de compensación shunt en forma automática, etc.).

A los efectos de determinar si un caso es estable o inestable, deberá evaluarse que la evolución temporal de las distintas variables del sistema (ángulo de los rotores de los generadores, frecuencia, tensiones en barras de 500 kV, 220 kV y 138 kV, potencia transmitida por líneas de interconexión entre las zonas, etc.) sea adecuada y posea un amortiguamiento admisible.

Los casos y escenarios de base a considerar para la realización de estos estudios serán los correspondientes al sistema en condiciones de red completa (N) descritos en 2.3.4.2 del presente documento, haciendo hincapié principalmente en estudiar detalladamente los casos correspondientes al año de ingreso al SEIN. Asimismo, se deberá verificar la aptitud del diseño ante las principales contingencias para los casos correspondientes al año intermedio seleccionado.

Se deberán simular las fallas más exigentes para el mantenimiento de la estabilidad del sistema para los escenarios elegidos.

3.3.4.4 Estudios de Cortocircuito

Los análisis están orientados a obtener la información para verificar el poder de ruptura de equipos de maniobra y protección. Asimismo, para proveer la información para el diseño de la malla de tierra y de otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto.

Deberá calcularse las máximas corrientes de cortocircuito franco a tierra, trifásico, bifásico a tierra y monofásico en barras del área de influencia de las nuevas instalaciones. Adicionalmente, se realizarán dichos cálculos en bornes de los arrollamientos del transformador de potencia.

El despacho de generación a considerar en estos estudios deberá ser tal que la potencia de cortocircuito en la zona del proyecto sea la máxima posible.

Estos cálculos se realizarán para los escenarios de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima y mínima demanda en el año de ingreso de las nuevas instalaciones y en el quinto año, en los escenarios del Caso Base y el Caso con la nueva instalación. Asimismo, es necesario preparar un escenario de máxima generación en el quinto año, en el cual estén rotando todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona SIN EL PROYECTO y CON EL PROYECTO, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones.

Las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas serán verificadas considerando como referencia los niveles de cortocircuito obtenidos en el último año del horizonte de análisis Plan de Transmisión vigente, durante el desarrollo del estudio.

4 ALCANCES - PROYECTOS MINEROS, CARGAS INDUSTRIALES E INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN LOCAL

4.1 Campo de Aplicación

Estos alcances aplican a los Proyectos Mineros, Cargas Industriales y sus respectivas instalaciones de Transmisión incluyendo a aquellas del Sistema Troncal Regional en 138 kV.

4.2 Exigencias de Diseño

El equipamiento propuesto deberá cumplir con las características, criterios y requisitos señalados en los anexos del presente Procedimiento que se indican a continuación:

- Anexo 1 Capítulo 1: "Criterios Mínimos de diseño de Sistemas de Transmisión: Troncal Nacional, Troncal Regional y Local".
- Anexo 1 Capítulo 2: "Requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Protección y Comunicaciones".
- Anexo 1 Capítulo 3: "Requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Automatización y Control".
- Anexo 1 Capítulo 6: "Requisitos Técnicos de Conexión de Grandes Cargas al SEIN".

4.3 Documentos del Estudio de Pre Operatividad

Este estudio tendrá tres documentos:

- I) Resumen Ejecutivo del Proyecto
- II) Ingeniería del Proyecto.
- III) Estudios Eléctricos del Proyecto.

4.3.1 Resumen Ejecutivo

Debe contener la información resumida del proyecto para su difusión y publicación en el portal de internet del COES e incluirá como mínimo lo siguiente:

- Generalidades: Antecedentes, ubicación (con coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), año previsto de puesta en operación comercial, características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión etc.)
- Resumen de la Ingeniería del Proyecto: descripción resumida de las instalaciones proyectadas en subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Proyecto.
- Unifilar del Sistema del Proyecto.

4.3.2 Ingeniería del Proyecto

En esta parte se mostrará el desarrollo de la ingeniería con el nivel requerido para encargar la compra del equipamiento principal de las instalaciones de transmisión, requeridas para la conexión del proyecto al SEIN (línea de transmisión, subestación y ampliaciones en subestaciones existentes). El diseño del sistema de transmisión requerido debe realizarse considerando las normas técnicas nacionales e internacionales correspondientes y los criterios de diseño recomendados por el COES.

4.3.2.1 Ampliación y/o nueva Subestación en el Punto de Conexión con el SEIN y nuevas Subestaciones

Se deberá presentar:

- (1) Diseño de la ampliación y/o nueva subestación:
 - vi. Características eléctricas generales: niveles de tensión, corriente, aislamiento, capacidad de cortocircuito, configuración del sistema de barras, etc.
 - vii. Descripción del equipamiento electromecánico propuesto: equipos de patio (datos técnicos generales), sistema de protecciones, sistema de control y mando, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
 - viii. Planos de disposición en planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento, de protección, medición, control y mando de las

instalaciones propuestas (en formato Autocad), y las correspondientes a las instalaciones existentes de las subestaciones ampliadas.

- (2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):
- ix. Coordinación de aislamiento, incluye selección de pararrayos.
 - x. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de barras en subestaciones nuevas y ampliadas.
 - xi. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra (*).
 - xii. Cálculos para la obtención de las distancias mínimas y de seguridad.
- (*). Se deberán cumplir los criterios de seguridad referidos a tensiones de toque, tensiones de paso y potenciales transferidos señalados en el numeral 2 del Capítulo 1 del Anexo 1.

4.3.2.2 Ingeniería de la Línea de Transmisión para la conexión al SEIN

Se deberá presentar:

- (1) Línea de transmisión:
- i. Descripción del recorrido de la línea, incluye el plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.
 - iii. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de línea, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del aislador, número de aisladores/cadena, distancias de seguridad, franja de servidumbre, etc.
 - iv. Normas de diseño
 - v. Criterios de diseño de los componentes principales de la línea: estructuras, conductores, aisladores, resistencia de puesta a tierra, cable de guarda y cimentaciones.
 - vi. Plano de silueta de estructuras.
- (2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):
- i. Cálculo de niveles de aislamiento.
 - ii. Cálculo eléctrico para la selección del conductor y capacidad térmica de diseño
 - iii. Cálculo de parámetros eléctricos.

4.3.3 Estudios Eléctricos del Proyecto

Son los análisis de sistemas eléctricos de potencia para evaluar el impacto de la nueva instalación en la operación de su zona de influencia y deberán estar orientados a verificar que la nueva instalación que ingresa posee todos los equipos para su conexión al SEIN.

Con los resultados de los estudios eléctricos se podrá confirmar que no falta ningún equipo asociado a las nuevas instalaciones, así como definir el tamaño de eventuales equipos de compensación reactiva asociados al proyecto, a definir y/o confirmar especificaciones técnicas de su equipamiento, etc.

En ese sentido los resultados de las simulaciones deben satisfacer los criterios de desempeño consignados en el ítem 8.0.

4.3.3.1 Carga prevista

En esta parte se deberá incluir una relación de las cargas previstas a ser alimentadas desde la subestación de transmisión local a la planta minera o carga industrial, consignando los consumos estimados de potencia activa y reactiva sin corrección del factor de potencia (indicar si se ha previsto instalar bancos de capacitores), diferenciando los motores eléctricos (indicar el tipo de motor y si serán conectados directamente a la red, o si

serán alimentados con variadores de velocidad o mediante ciclo-conversidores). También se deberá indicar cuáles son las cargas que constituyen fuentes de armónicos y si se ha previsto instalar filtros de armónicos, indicando de manera referencial sus valores.

Se recomienda considerar algún cierto nivel de flexibilidad en el diseño de los alimentadores de la planta para que sea posible adaptar el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia que todos los clientes libres y regulados del SEIN deben implementar.

4.3.3.2 Operación en Estado Estacionario

Con estos análisis, se deberá evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones y/o cargas sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas y caídas de tensión.

Las simulaciones de la operación en estado estacionario se deberán realizar en condiciones normales de red completa, así como en contingencia simple (N-1) en el SEIN, en escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, para condiciones de máxima, media y mínima demanda en el SEIN. Asimismo, las simulaciones deberán corresponder al año de inicio de operación de la Planta minera o carga industrial, así como a un escenario intermedio (quinto año) y considerando el valor final de la carga prevista. Las contingencias simples que se deberán evaluar comprenderán desconexiones de líneas en el SEIN que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la nueva subestación.

La estrategia de los análisis de la operación en estado estacionario es:

- a) Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso al SEIN sin las nuevas instalaciones (ESCENARIO SIN PROYECTO), mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- b) Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia (ESCENARIO CON PROYECTO), detectando eventuales sobrecargas y bajos niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

4.3.3.3 Análisis de Cortocircuitos

Análisis orientado a obtener la información para verificar el poder de ruptura de equipos de maniobra y protección. Asimismo, para proveer la información para el diseño de la malla de tierra y otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto.

Estos cálculos se realizarán para los escenarios de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima y mínima demanda en el año de ingreso de la Planta Minera o Carga Industrial y en el quinto año, en los escenarios del Caso Base y el Caso con la nueva instalación. Asimismo, es necesario preparar un escenario de máxima generación en el quinto año en el cual estén rotando todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

Las evaluaciones deberán comprender fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas francas a tierra sobre los nodos seleccionados (zona de influencia del proyecto).

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aleatorias existentes en la zona SIN EL PROYECTO y CON EL PROYECTO, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones.

Las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aleatorias serán verificadas considerando como referencia los niveles de cortocircuito obtenidos en el último año del horizonte de análisis Plan de Transmisión vigente, durante el desarrollo del estudio.

4.3.3.4 Mediciones de Armónicos

De ser necesario se deberá efectuar mediciones de armónicos para caracterizar la distorsión armónica existente en el Punto de Conexión, provocada por las instalaciones actuales en la zona.

Si las cargas asociadas al nuevo proyecto constituyen eventuales fuentes de armónicos, el diseño o especificación de tales equipos deberá cumplir con las normas pertinentes, para no deteriorar la distorsión armónica existente en el Punto de Conexión.

Sin embargo, dentro de los 30 días posteriores al inicio de operaciones de la nueva planta minera o carga industrial, con las cargas en sus condiciones nominales, el Titular deberá medir el contenido de armónicos en el Punto de Conexión e informarlo al COES.

5 ALCANCES - CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

5.1 Campo de Aplicación

Estos alcances aplican a centrales de generación convencional cuya potencia activa nominal sea mayor o igual a 50 MW. Para centrales convencionales de generación de potencias menores a 50 MW podrán utilizarse los alcances de las centrales que usen Recursos Energéticos Renovables (RER), en lo referido a centrales de generación que utilizan un generador síncrono conectado directamente a la red.

5.2 Exigencias de Diseño

Las características principales del equipamiento propuesto deberán cumplir con los criterios y requisitos señalados en los anexos del presente Procedimiento que se indican a continuación:

- Capítulos 1 y 3: en caso las instalaciones de transmisión del proyecto formen parte del STTN o STTR; de no serlo (Sistemas de Transmisión Local), los criterios y requisitos utilizados serán los empleados en el marco de las normativas nacionales y estándares internacionales ajustados al tipo y tamaño de la instalación.
- Capítulo 2: "Requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Protección y Comunicaciones"
- Capítulo 5: "Requerimientos Técnicos de conexión de instalaciones de Centrales de Generación Convencional (CGC) al SEIN".

La nueva central para ser instalada y operada en el SEIN, deberá poseer:

- (1) Un Sistema de Excitación y Regulación de Tensión (SERT), que deberá prever un Estabilizador de Sistema de Potencia (PSS), para que se amortigüe sus modos locales de oscilación y eventuales modos interárea a configurarse en el SEIN luego de su ingreso.
- (2) Un sistema de control de potencia-frecuencia (CPF), que deberá poseer un estatismo permanente con posibilidad de ser ajustado entre el 3 y 7% y una banda muerta inferior a 18 mHz.
- (3) Deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo o durante el tiempo muerto del sistema automático de recierre en las protecciones de líneas.

Si en la etapa de Pre Operatividad estuvieran disponibles los Diagramas de Bloques del SERT y el CPF, serán incluidos en este estudio, con ajustes típicos dados por el fabricante.

5.3 Documentos del Estudio de Pre Operatividad

Este estudio tendrá cuatro documentos:

- I) Resumen Ejecutivo del Proyecto
- II) Ingeniería del proyecto de la central.
- III) Ingeniería de la transmisión para la conexión al SEIN.
- IV) Estudios Eléctricos.

5.3.1 Resumen Ejecutivo

Deberá contener la información resumida del proyecto para su difusión y publicación en el portal de internet del COES, e incluirá como mínimo lo siguiente:

- Generalidades: Antecedentes, ubicación (con coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), año previsto de puesta en operación comercial, características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión, etc.)
- Resumen de la Ingeniería del Proyecto: descripción de las instalaciones proyectadas en subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Proyecto.
- Unifilar del Sistema del Proyecto.

5.3.2 Ingeniería del Proyecto de la Central

Se deberá presentar:

- (1) Resumen de las características generales de la Central: datos de ubicación, zona de influencia, alcances del proyecto, descripción y selección de los principales componentes de la central, futuras ampliaciones y cronograma de implementación.
- (2) Características técnicas generales del equipamiento turbina-generador-transformador, características y parámetros dados por el fabricante.

- En el conjunto turbina-generador, son parámetros de interés, la constante de inercia del conjunto y la constante de tiempo del agua en la tubería de presión (para el caso de centrales hidroeléctricas) requeridos para la selección del estatismo del regulador de velocidad.
- En el generador se destaca además, las curvas esperadas de capacidad, los datos y características generales de los controladores (sistemas de excitación-regulación de tensión, estabilizador de sistemas de potencia, control carga / frecuencia). Esta información será presentada en el caso que esté disponible.
- La impedancia de cortocircuito del transformador. Si están disponibles en el EPO se incluirán las pérdidas en vacío y de cortocircuito esperadas, así como la curva de saturación.

- (3) Los planos de ubicación y planta, diagrama unifilar del sistema eléctrico y unifilar de protección del equipamiento turbina-generador-transformador (en formato Autocad).

5.3.3. Ingeniería de la Transmisión para la Conexión de la Central al SEIN

En esta parte se deberá mostrar el desarrollo de la ingeniería con el nivel necesario para encargar la compra del equipamiento principal de la transmisión para la conexión de la nueva central al SEIN (línea de transmisión y subestación).

5.3.3.1 Ampliación y/o Nueva Subestación en el Punto de Conexión con el SEIN y Nuevas Subestaciones

Se deberá presentar:

- (1) Diseño de la ampliación y/o nueva subestación:
 - i. Características eléctricas generales: niveles de tensión, aislamiento, capacidad de cortocircuito, configuración del sistema de barras, etc.

- ii. Descripción del equipamiento electromecánico propuesto: equipos de patio (datos técnicos generales), sistema de protecciones, sistema de control y mando, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
- iii. Planos de disposición en planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento, de protección, medición, control y mando de las instalaciones propuestas (en formato Autocad), y las correspondientes a las instalaciones existentes de las subestaciones ampliadas.

(2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):
Coordinación de aislamiento, incluye selección de pararrayos.

- i. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de barras en subestaciones nuevas y ampliadas.
 - ii. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra (*).
 - iii. Cálculos para la obtención de las distancias mínimas y de seguridad.
- (* Se deberán cumplir los criterios de seguridad referidos a tensiones de toque, tensiones de paso y potenciales transferidos señalados en el numeral 2 del Capítulo 1 del Anexo 1.

5.3.3.2 Ingeniería de la Línea de Transmisión para la Conexión al SEIN

Se deberá presentar:

(1) Línea de transmisión:

- i. Descripción del recorrido de la línea, incluye el plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.
- ii. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de línea, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del aislador, número de aisladores/cadena, distancias de seguridad, franja de servidumbre, etc.
- iii. Normas de diseño
- iv. Criterios de diseño de los componentes principales de la línea: estructuras, conductores, aisladores, resistencia de puesta a tierra, cable de guarda y cimentaciones.
- v. Plano de silueta de estructuras.

(2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):

- i. Cálculo de niveles de aislamiento.
- ii. Cálculo eléctrico para la selección del conductor y capacidad térmica de diseño
- iii. Cálculo de parámetros eléctricos.

5.3.4 Estudios Eléctricos del Proyecto

Son los análisis de sistemas eléctricos de potencia para evaluar el impacto de la nueva instalación en la operación de su zona de influencia y deberán estar orientados a verificar que la nueva instalación que ingresa posee todos los equipos para su conexión al SEIN.

Con los resultados de los estudios eléctricos se deberá poder confirmar que no falta ningún equipo asociado a las nuevas instalaciones, así como definir el tamaño de eventuales equipos de compensación reactiva asociados al proyecto, a definir y/o confirmar especificaciones técnicas de su equipamiento, etc.

En ese sentido los resultados de las simulaciones deberán satisfacer los criterios de desempeño consignados en el ítem 8.0.

5.3.4.1 Análisis de la Operación en Estado Estacionario

Estos análisis deberán ser realizados para el año de ingreso de la nueva central al SEIN y en el quinto año del horizonte de estudio de las instalaciones del proyecto, tanto en condiciones normales (N: red completa) como en contingencias simples (N-1).

Se deberán considerar escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, y condiciones de máxima, media y mínima demanda. Estos análisis, deberán evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas. Asimismo, para detectar la necesidad de adaptar la generación mediante la reducción automática de generación como resultado de alguna contingencia. Las contingencias simples que se evaluarán comprenderán desconexiones de líneas en el SEIN que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la nueva central.

La estrategia de los análisis de la operación en estado estacionario es:

- a. Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso al SEIN sin las nuevas instalaciones (ESCENARIO SIN PROYECTO). Mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- b. Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia (ESCENARIO CON PROYECTO), detectando eventuales sobrecargas y bajos niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

5.3.4.2 Cálculos de Cortocircuitos

Los análisis estarán orientados a obtener la información para verificar el poder de ruptura de los equipos de maniobra y protección. Asimismo, para proveer la información para el diseño de la malla de tierra y otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto.

Estos cálculos se realizarán para los escenarios de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima y mínima demanda en el año de ingreso de las nuevas instalaciones y en el quinto año, en los escenarios del Caso Base y el Caso con la nueva instalación. Asimismo, es necesario preparar un escenario de máxima generación en el quinto año, en el cual estén rotando todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

Las evaluaciones deberán comprender fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas francas a tierra sobre los nodos seleccionados (zona de influencia) determinando las potencias de falla que introduce la nueva unidad, frente a la topología del sistema de transmisión.

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona SIN EL PROYECTO y CON EL PROYECTO, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones.

Las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas serán verificadas considerando como referencia los niveles de cortocircuito obtenidos en el último año del horizonte de análisis Plan de Transmisión vigente, durante el desarrollo del estudio.

5.3.4.3 Estimaciones de Estabilidad

- a) Estabilidad de la regulación de la central hidroeléctrica

Considerando la constante de tiempo del agua TW (wáter acceleration time constant, estimada a partir de las características básicas de la tubería de presión), la constante de inercia H de la unidad y las características básicas del regulador de velocidad (temporary speed droop Bt y dash pot time constant Td), se deberá mostrar la coherencia y factibilidad de la regulación del sistema hidráulico y mecánico de la central.

b) Tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa

Deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo, o durante el tiempo muerto del sistema automático de recierre en las protecciones de líneas.

c) Estabilidad Transitoria

Se deberá evaluar la estabilidad transitoria de primera oscilación de las nuevas unidades de generación, con los tiempos normales de operación de las protecciones, para encontrar el tiempo crítico de despeje de falla asociado a la constante de inercia prevista para la central. Para ello se aplica una falla trifásica en la barra del lado de alta tensión del transformador elevador de la unidad durante 100 ms o más, hasta que el generador pierda el sincronismo. Estos análisis deberán ser realizados para el año de ingreso al SEIN y un año intermedio del horizonte de estudio.

Si el tiempo crítico resultara menor a 100 ms debe plantearse medidas correctivas para llevarlo al menos a dicho valor.

d) Estabilidad Permanente

Si la central estuviera conformada por varios grupos de generación de potencia nominal mayor a 50 MW, para definir algunas especificaciones técnicas del AVR o el tipo de PSS a instalar, se deberá hacer verificaciones de eventuales oscilaciones locales e intraplanta entre los grupos de la central.

6 ALCANCES – CENTRALES DE GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (RER)

6.1 Campo de Aplicación

Estos alcances aplican a centrales de generación CGC y CGNC que utilizan Recursos Energéticos Renovables (RER) (Centrales Eólicas, de Biomasa, Solar Fotovoltaicas e Hidroeléctricas) cuyo Punto de Conexión sea el sistema de transmisión y afecte a otros agentes del SEIN. En el caso que la central RER solo afecte a sistemas de distribución, la Conformidad del COES será expedida solo ante la conformidad del titular de distribución.

6.2 Exigencias de Diseño

Las características principales del equipamiento propuesto deberán cumplir con los criterios y requisitos señalados en los anexos del presente Procedimiento que se indican a continuación:

- Capítulos 1 y 3: en caso las instalaciones de transmisión del proyecto formen parte del STTN o STTR; de no serlo (Sistemas de Transmisión Local), los criterios y requisitos utilizados serán los empleados en el marco de las normativas nacionales y estándares internacionales ajustados al tipo y tamaño de la instalación.
- Capítulo 2: "Requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Protección y Comunicaciones".
- Capítulo 4: "Requisitos Técnicos de conexión de instalaciones de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) al SEIN".
- Capítulo 5: "Requisitos Técnicos de conexión de instalaciones de Centrales de Generación Convencional (CGC) al SEIN". Aplica para el caso de las centrales RER que posean generadores síncronos conectados directamente al SEIN.

Asimismo, estas unidades deberán soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo o durante el tiempo muerto del sistema automático de recierre en las protecciones de líneas.

6.3 Documentos del Estudio de Pre Operatividad

Este estudio tendrá cuatro documentos:

- I) Resumen Ejecutivo del Proyecto
- II) Características Técnicas de la Central.
- III) Ingeniería del Proyecto.
- IV) Estudios Eléctricos del Proyecto.

6.3.1 Resumen Ejecutivo del Proyecto

Deberá contener la información resumida del proyecto para su difusión y publicación en el portal de internet del COES e incluirá como mínimo lo siguiente:

- Generalidades: Antecedentes, ubicación (con coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), año previsto de puesta en operación comercial, características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión etc.)
- Resumen de las características técnicas de la central.
- Resumen de la Ingeniería del Proyecto: descripción de las instalaciones proyectadas en subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Proyecto.
- Unifilar del Sistema del Proyecto.

6.3.2 Características Técnicas de la Central

Se deberá presentar:

- (1) Resumen de las características generales del proyecto: ubicación geográfica, zona de influencia, Puntos de Conexión al SEIN y cronograma de implementación. Declaración de la máxima capacidad de generación simultánea esperada con todas las unidades instaladas en servicio,
- (2) Vista de planta de la Central RER (en formato Autocad):
 - i Centrales Térmicas (Biomasa), Hidroeléctricas y Eólicas
La disposición física de cada uno de los generadores y transformadores elevadores, las líneas de subtransmisión colectoras, los equipos de maniobra, el transformador de potencia colector de toda la central, así como el sistema de transmisión que lo conecta al Punto de Conexión con el SEIN.
 - ii Centrales Solares Fotovoltaicas
La disposición física de cada uno de los componentes de la central: paneles fotovoltaicos, equipos inversores y transformadores elevadores, líneas de subtransmisión colectoras, los equipos de maniobra, el transformador de potencia colector de toda la central, así como el sistema de transmisión que lo conecta al Punto de Conexión con el SEIN.
- (3) Los diagramas unifilares del sistema eléctrico y el unifilar de protección de la Central RER y el transformador de la subestación de transformación colectora (en formato Autocad).
- (4) Características de los componentes principales de cada unidad o grupo de generación, que comprende:
 - i Centrales Térmicas (Biomasa), Hidroeléctricas y Eólicas
La turbina RER propiamente dicha, el tipo de generador, equipos convertidores, controladores, el transformador de potencia de

cada generador, el transformador de potencia colector de la Central RER (la impedancia de cortocircuito, el rango de la regulación bajo carga) y los equipos de maniobra (interruptores).

(*) Se deberán cumplir los criterios de seguridad referidos a tensiones de toque, tensiones de paso y potenciales transferidos señalados en el numeral 2 del Capítulo 1 del Anexo 1.

6.3.3.2 Ingeniería de la Línea de Transmisión para la Conexión al SEIN

Se deberá presentar:

- (1) Línea de transmisión:
 - i. Descripción del recorrido de la línea, incluye el plano de ruta con las coordenadas UTM de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.
 - ii. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de línea, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del aislador, número de aisladores/cadena, distancias de seguridad, franja de servidumbre, etc.
 - iii. Normas de diseño
 - iv. Criterios de diseño de los componentes principales de la línea: estructuras, conductores, aisladores, resistencia de puesta a tierra, cable de guarda y cimentaciones.
 - v. Plano de silueta de estructuras.
- (2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):
 - vi. Cálculo de niveles de aislamiento.
 - vii. Cálculo eléctrico para la selección del conductor y capacidad térmica de diseño
 - viii. Cálculo de parámetros eléctricos.

6.3.4 Estudios Eléctricos del Proyecto

El objetivo de estos estudios es demostrar que la Central de Generación RER no provocará efectos negativos sobre el Sistema de Transmisión. En ese sentido los resultados de las simulaciones de la operación del sistema con la Central RER deben satisfacer los Criterios de Desempeño.

6.3.4.1 Modelamiento del Sistema y la Central RER

El COES proporcionará el Archivo del software DlgSILENT Power Factory que contiene la topología y la Base de Datos del SEIN en el año en curso (ARCHIVO DEL SEIN). A su vez el titular de cada proyecto modelará su central RER en el ARCHIVO DEL SEIN siguiendo las directivas que se exponen a continuación. Los otros proyectos RER que no correspondan al titular podrán modelarse como un generador equivalente sin inercia y sin controles, que inyecta al SEIN la potencia de referencia admitida en el proceso de Subasta.

i Central Eólica

En el ARCHIVO DEL SEIN,

- a) De disponerse de la información necesaria, se deberá incorporar el modelo detallado del Parque Eólico y del sistema de transmisión hasta el Punto de Conexión con el SEIN. En este caso el modelo debe representar en detalle al Parque Eólico, con cada uno de los generadores individuales y su transformador de generación, así como el sistema de subtransmisión para colectar la producción de cada grupo individual. Además de los controladores del generador, suministrados por el fabricante de acuerdo al tipo de generador (de inducción doblemente alimentado o síncrono con un full converter), el modelo debe disponer de la representación de los sistemas de protección por tensión y frecuencia, que desconecten los equipos automáticamente de acuerdo a ajustes típicos.
- b) De no estar disponible la información, se podrá utilizar un modelo simplificado del parque

- ii Centrales Solares Fotovoltaicas
Los paneles fotovoltaicos, tableros de corriente continua, inversores, transformadores elevadores, líneas de subtransmisión colectoras, los equipos de maniobra, el transformador de potencia colector de toda la central (la impedancia de cortocircuito, el rango de regulación bajo carga), así como el sistema de transmisión que lo conecta al Punto de Conexión con el SEIN.

(5) Descripción técnica de los componentes de control que poseen las unidades de generación RER:

- i Centrales Eólicas
Control de velocidad y potencia de la turbina, control de tensión, control de frecuencia, control de factor de potencia, emulador de inercia.
- ii Central RER con generadores síncronos conectados directamente a la red
Sistema de excitación y regulación automática de tensión, así como el sistema de control de potencia-frecuencia.
- iii Centrales Solares Fotovoltaicas
Sistema de Control de la Tensión y Potencia Reactiva (Inversión Continua/Alterna y Sistema de Control de Alterna).

Para todos los componentes de control declarados debe incluirse el diagrama de bloques con los parámetros típicos dados por el fabricante.

6.3.3 Ingeniería del Proyecto

6.3.3.1 Ampliación y/o Nueva Subestación en el Punto de Conexión con el SEIN y Nuevas Subestaciones

Se deberá presentar:

- (1) Diseño de la ampliación y/o nueva subestación:
 - i. Características eléctricas generales: niveles de tensión, corriente, aislamiento, capacidad de cortocircuito, configuración del sistema de barras, etc.
 - ii. Descripción del equipamiento electromecánico propuesto: equipos de patio (datos técnicos generales), sistema de protecciones, sistema de control y mando, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
 - iii. Planos disposición en planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento, de protección, medición, control y mando de las instalaciones propuestas (en formato Autocad), y las correspondientes a las instalaciones existentes de las subestaciones ampliadas.
- (2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):
 - iv. Coordinación de aislamiento, incluye selección de pararrayos.
 - v. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de barras en subestaciones nuevas y ampliadas.
 - vi. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra (*).
 - vii. Cálculos para la obtención de las distancias mínimas y de seguridad.

éolico, que retenga el sistema de transmisión hasta el Punto de Conexión con el SEIN y que permita obtener con adecuada aproximación el comportamiento de la inyección de potencia activa y los requerimientos de potencia reactiva en el Punto de Conexión, asociados a parque eólico.

- ii Central RER con generadores síncronos conectados directamente a la red

En el ARCHIVO DEL SEIN,

- a) De disponerse de la información necesaria se deberá incorporar el modelo detallado de la nueva central y del sistema de transmisión hasta el Punto de Conexión con el SEIN. El modelo debe representar a la nueva central, considerando cada uno de sus grupos o unidades de generación (generador y transformador).
- b) De no estar disponible la información, se podrá utilizar un modelo simplificado de la central, que retenga el sistema de transmisión hasta el Punto de Conexión con el SEIN y que permita obtener con adecuada aproximación el comportamiento de la inyección de potencia activa y los requerimientos de potencia reactiva en el Punto de Conexión, asociados a la central.

- iii Centrales Solares Fotovoltaicas

En el ARCHIVO DEL SEIN, el titular debe proponer el modelo que represente el efecto de la fuente de corriente continua, el inversor y sus controladores. Asimismo, incluir el transformador y el sistema de transmisión que lo conecta al SEIN.

6.3.4.2 Operación en Estado Estacionario

Los análisis de flujo de potencia deberán ser realizados para los escenarios de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima, media y mínima demanda en el año de ingreso de las nuevas instalaciones y en el quinto año, en condiciones normales y en contingencia simple.

Se evaluarán los flujos por las líneas de transmisión considerando dos escenarios:

- a) El escenario denominado Caso Base (que no considera la Central RER).
- b) Caso con la Central RER inyectando su máxima potencia en el Punto de Conexión con el SEIN.
- c) Caso con la Central RER (central eólica) operando con viento nulo, con una inyección nula de potencia activa en el Punto de Conexión con el SEIN y determinado los requerimientos de potencia reactiva.

Las contingencias simples comprenden desconexiones de líneas en el SEIN que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la Central RER.

La evaluación con la Central RER en las condiciones extremas de operación inyectando su máxima potencia o con una inyección nula de potencia activa (viento nulo), debe mostrar si aparecen violaciones en la tensión y/o sobrecargas en las líneas y transformadores de la zona de influencia del proyecto. Si esta potencia pudiera dar lugar a alguna congestión en la red, es necesario indicar la medida correctiva propuesta para superarla.

Considerando topologías del SEIN en condiciones normales y en situación de contingencia, se verifica el comportamiento global del SEIN, así como en la zona del proyecto para:

- Obtener los requerimientos de inyección y retiro de potencia reactiva, con la máxima inyección en el Punto de Conexión (PC) o en la condición sin viento, para las eólicas. Así como operando con máxima y mínima radiación solar, para las fotovoltaicas.

- Definir el Diagrama P-Q de las unidades de la Central, de modo tal que el factor de potencia en el PC tenga el rango de operación exigido.

Estos análisis deben realizarse considerando los despachos económicos, en los cuales serían desplazados los generadores convencionales de mayor costo variable de producción por los generadores RER.

6.3.4.3 Cálculos de Cortocircuito

Serán realizados para los escenarios de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima y mínima demanda en el año de ingreso de las nuevas instalaciones y en el quinto año, en los escenarios del Caso Base y el Caso con la Central RER. Asimismo, es necesario preparar un escenario de máxima generación en el quinto año, en el cual estén rotando todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

Se mostrará los resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico a tierra y monofásico franco a tierra en el SEIN, con particular atención a las instalaciones de la Central RER y las barras del SEIN en su zona de influencia.

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona SIN EL PROYECTO y CON EL PROYECTO, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones.

Las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas serán verificadas considerando como referencia los niveles de cortocircuito obtenidos en el último año del horizonte de análisis Plan de Transmisión vigente, durante el desarrollo del estudio.

6.3.4.4 Verificaciones de Estabilidad Transitoria

El objetivo es verificar de manera simplificada el comportamiento de la CENTRAL RER, en el Punto de Conexión, ante los "huecos de tensión" de la zona del proyecto, provocados por fallas en el sistema de transmisión. Para ello, se podrá utilizar un modelo típico para los controladores de la central RER.

- i. Comportamiento Simplificado de la central RER frente a los huecos de tensión
La central RER a ser instalada para conexión al SEIN, que no utilice un generador síncrono conectado directamente a la red de alterna, deberá cumplir con el Hueco de Tensión consignado en los Requerimientos Técnicos de Conexión del Anexo 1. Estas verificaciones tendrán carácter referencial y serán confirmadas en el Estudio de Operatividad.

Los resultados de estos estudios proveen "las restricciones y requisitos para el diseño de los controladores" de las unidades de la central RER.

- ii. Fallas en el Sistema de Transmisión

Se deberá evaluar:

- a) Fallas en los enlaces de transmisión vecinos a la central RER, tales como fallas monofásicas con recierre exitoso (para enlaces de simple circuito entre subsistemas) y también fallas trifásicas con apertura de líneas vecinas, tal que dejen la central RER vinculada al SEIN.
- b) Desconexión de centrales de generación o de equipos de compensación reactiva que son relevantes para el control de tensión en la zona de influencia de la Central RER.

- iii. Estimación de tiempos críticos de despeje de fallas

Se deberá evaluar la estabilidad transitoria de primera oscilación de las nuevas unidades de generación RER, con los tiempos normales de operación de las protecciones, para encontrar el tiempo crítico de despeje de falla. Para ello se aplica una falla trifásica en la barra del lado de alta tensión del transformador elevador de la unidad

durante 100 ms o más, hasta que el generador pierda el sincronismo. Estos análisis deberán ser realizados para el año de ingreso al SEIN.

7 ALCANCES - PROYECTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

7.1 Campo de Aplicación

Estos alcances aplican a los Proyectos de Compensación Reactiva y las respectivas instalaciones de Transmisión requeridas para su conexión al SEIN.

7.2 Exigencias de Diseño

El equipamiento propuesto deberá cumplir con las características, criterios y requisitos señalados en los anexos del presente Procedimiento que se indican a continuación:

- Capítulos 1: "Criterios de diseño de Sistemas de Transmisión: Troncal Nacional, Troncal Regional y Local".
- Capítulo 2: "Requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Protección y Comunicaciones".
- Capítulo 3: "Requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Automatización y Control".

7.3 Documentos del Estudio de Pre Operatividad

Este estudio tendrá tres documentos:

- I) Resumen Ejecutivo del Proyecto
- II) Ingeniería del Proyecto.
- III) Estudios Eléctricos del Proyecto.

7.3.1 Resumen Ejecutivo

Debe contener la información resumida del proyecto para su difusión y publicación en el portal de internet del COES e incluirá como mínimo lo siguiente:

- Generalidades: Antecedentes, ubicación (con coordenadas UTM de la subestación), año previsto de puesta en operación comercial, características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión etc.)
- Resumen de la Ingeniería del Proyecto: descripción resumida de las instalaciones proyectadas en subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Proyecto.
- Unifilar del Sistema del Proyecto.

7.3.2 Ingeniería del Proyecto

En esta parte se mostrará el desarrollo de la ingeniería con el nivel requerido para encargar la compra del equipamiento principal de las instalaciones de transmisión, requeridas para la conexión del proyecto al SEIN (equipos de patio), Asimismo, se mostrarán las características del sistema de compensación reactiva y equipamiento asociado, como por ejemplo filtros asociados, según sea el tipo.

El diseño del sistema de transmisión requerido debe realizarse considerando las normas técnicas nacionales e internacionales correspondientes y los criterios de diseño recomendados por el COES.

El diseño de la configuración y estructura serán aspectos a considerar por el fabricante para cumplir con las normas internacionales de fabricación de éstos equipos.

7.3.2.1 Ampliación y/o nueva Subestación en el Punto de Conexión con el SEIN y nuevas Subestaciones

Se deberá presentar:

- (1) Diseño de la ampliación y/o nueva subestación:
 - xiii. Características eléctricas generales: niveles de tensión, corriente, aislamiento, capacidad

de cortocircuito, configuración del sistema de barras, etc.

- xiv. Descripción del equipamiento electromecánico propuesto: equipos de patio (datos técnicos generales), sistema de protecciones, sistema de control y mando, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
- xv. Planos de disposición en planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento, de protección, medición, control y mando de las instalaciones propuestas (en formato Autocad), y las correspondientes a las instalaciones existentes de las subestaciones ampliadas.

(2) Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):

- xvi. Coordinación de aislamiento, incluye selección de pararrayos.
 - xvii. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de barras en subestaciones nuevas y ampliadas.
 - xviii. Cálculos para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra (*).
 - xix. Cálculos para la obtención de las distancias mínimas y de seguridad.
- (*) Se deberán cumplir los criterios de seguridad referidos a tensiones de toque, tensiones de paso y potenciales transferidos señalados en el numeral 2 del Capítulo 1 del Anexo 1.

7.3.3 Estudios Eléctricos del Proyecto

Son los análisis de sistemas eléctricos de potencia para evaluar el impacto de la nueva instalación en la operación de su zona de influencia y deberán estar orientados a verificar que la nueva instalación que ingresa posee todos los equipos para su conexión al SEIN.

Con los resultados de los estudios eléctricos se podrá confirmar que no falta ningún equipo asociado a las nuevas instalaciones,

En ese sentido los resultados de las simulaciones deben satisfacer los criterios de desempeño consignados en el ítem 8.0.

7.3.3.1 Operación en Estado Estacionario

Con estos análisis, se deberá evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones y/o cargas sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas y caídas de tensión. Asimismo, se determinará la magnitud o tamaño de los equipos de compensación reactiva asociados al proyecto que haga viable su operación de su zona de influencia.

Las simulaciones de la operación en estado estacionario se deberán realizar en condiciones normales de red completa, así como en contingencia simple (N-1) en el SEIN, en escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, para condiciones de máxima, media y mínima demanda en el SEIN. Asimismo, las simulaciones deberán corresponder al año de inicio de operación de la Planta minera o carga industrial, así como a un escenario intermedio (quinto año) y considerando el valor final de la carga prevista. Las contingencias simples que se deberán evaluar comprenderán desconexiones de líneas en el SEIN que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la nueva subestación.

La estrategia de los análisis de la operación en estado estacionario es:

- a) Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso

al SEIN sin las nuevas instalaciones (ESCENARIO SIN PROYECTO), mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.

b) Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia (ESCENARIO CON PROYECTO), detectando eventuales sobrecargas y cambios en los niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

7.3.3.2 Análisis de Cortocircuitos

Análisis orientado a calcular el incremento de la potencia y corriente de cortocircuito en las barras asociadas al proyecto para proveer la información para el diseño de la malla de tierra y otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto.

Estos cálculos se realizarán para los escenarios de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima y mínima demanda en el año de ingreso de la Planta Minera o Carga Industrial y en el quinto año, en los escenarios del Caso Base y el Caso con la nueva instalación. Asimismo, es necesario preparar un escenario de máxima generación en el quinto año en el cual estén rotando todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

Las evaluaciones deberán comprender fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas francas a tierra sobre los nodos seleccionados (zona de influencia del proyecto).

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona SIN EL PROYECTO y CON EL PROYECTO, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones.

Las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas serán verificadas considerando como referencia los niveles de cortocircuito obtenidos en el último año del horizonte de análisis Plan de Transmisión vigente, durante el desarrollo del estudio.

7.3.3.3 Otros Estudios

Según sea el tipo de equipo de compensación reactiva se solicitarán otros estudios tales como Estudio de Armónicos (que sustente la especificación y la configuración de los bancos de capacitores tipo filtro, de ser el caso), Estabilidad, Transitorios Electromagnéticos, etc.

8 CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Los resultados de los estudios eléctricos para el desarrollo de los Estudios de Pre Operatividad deberán satisfacer los siguientes Criterios de Desempeño:

8.1 Tensión

- Estado Normal: deberá estar dentro del rango $\pm 5\%$ de las tensiones nominales de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en el caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de $\pm 2.5\%$ de las tensiones de operación.
- Estado de Emergencia: se debe mantener un nivel de tensión comprendido entre 0.90 y 1.10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensiones nominales de 220 y 500 kV. Debe estar en el rango de 0.90 y 1.05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV.

8.2 Frecuencia

- Estado Normal: debe estar comprendida entre 59.64 y 60.36 Hz (variación máxima $\pm 0.6\%$).
- Las excursiones toleradas luego de los desequilibrios de potencia acelerante en el SEIN podrían provocar variaciones transitorias de frecuencia comprendidas entre 57 y 62 Hz.

Estado de Restablecimiento: en el régimen posterior a una falla, la frecuencia debe estar comprendida entre 59.5 y 60.5 Hz.

8.3 Sobrecargas

- Estado Normal: no se admite sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.
- Estado de Alerta (Contingencia N-1): líneas y transformadores: En esta etapa las simulaciones deben arrojar sobrecargas menores o iguales al 20%. Posteriormente, en la etapa de conexión de las instalaciones, estas magnitudes serán declaradas por el Titular en las Fichas Técnicas mostradas en el Anexo 4.

8.4 Criterios de Estabilidad Transitoria y de Pequeña Señal

- Los generadores del SEIN no deberán perder el sincronismo ante las contingencias.
- Las fallas deberán ser despejadas por la protección principal en 100 ms en el nivel de 220 y 500 kV, y en 150 ms en el nivel de 138 kV.
- El tiempo muerto para el recierre deberá ser 500 ms u otro que se encuentre debidamente sustentado en el estudio de transitorios electromagnéticos.
- Se deben identificar las excursiones transitorias de la tensión mayores al 20 %, y las sobretensiones temporarias de más del 10 % de la tensión nominal por más de 2 s.
- Las instalaciones que componen la CGNC deberán superar las condiciones del Hueco de Tensión señalados en el Capítulo 4 del Anexo 1.
- Se considerará aceptable la recuperación de la tensión si los estudios de estabilidad transitoria demuestran que las tensiones de barra del sistema no sean menores al 85 % del valor inicial luego de 3 s.
- El amortiguamiento del sistema para pequeñas perturbaciones, será como mínimo 5 % en condiciones N o de Red Completa. En condiciones de contingencia N-1, la relación de amortiguamiento en post-falla debe ser positiva, y en lo posible mayor al 2 %.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 3. ALCANCES PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DE OPERATIVIDAD		

1. INTRODUCCION

En el marco del Reglamento de Transmisión, el presente anexo establece los alcances necesarios para el desarrollo de un Estudio de Operatividad (EO) a fin de demostrar de manera detallada los efectos sobre la zona de influencia, de las instalaciones que se conectan por primera vez al SEIN y de las modificaciones de instalaciones existentes, Así como, definir los ajustes de los sistemas de protección.

2. ALCANCES DEL EO

2.1 Campo de Aplicación

Los alcances del EO dependen del tipo de instalación a conectar al SEIN y las etapas previstas para la puesta en servicio, por lo que el Titular del Proyecto podrá solicitar previamente los alcances aplicables a su instalación.

2.2 Exigencias de Diseño

Las características principales del equipamiento deberán cumplir con los criterios y requisitos señalados en los anexos del Procedimiento "Ingreso, Modificación y Retiro de instalaciones en el SEIN", y el Documento Técnico "Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN" disponible en el portal de internet del COES.

Asimismo, para el caso de los proyectos que cuenten con un EPO, este debe tener un Certificado de Conformidad vigente y se debe verificar el cumplimiento de las características técnicas y de equipamiento, aprobados en dicho estudio.

2.3 Documentos del Estudio de Operatividad

Según sea el tipo de instalación, el estudio deberá incluir la siguiente información:

2.3.1 Resumen Ejecutivo

Deberá contener la información resumida del proyecto para su difusión y publicación en el portal de internet del COES e incluirá como mínimo lo siguiente:

- Generalidades: Antecedentes, ubicación (con las coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión, etc.)
- Descripción de las instalaciones construidas: subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, sistemas de protección, comunicaciones, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Sistema Proyectado.
- Conclusiones de los Estudios de Diseño del Sistema Proyectado.
- Conclusiones del Estudio de Coordinación de Protecciones
- Unifilar del Sistema Proyectado.

2.3.2 Estudios de Estado Estacionario

Análisis de Flujo de Potencia y Cortocircuitos de la zona de influencia del proyecto, considerando simulaciones antes y después del ingreso de las nuevas instalaciones. Esto con la finalidad de verificar el impacto de la nueva instalación en los niveles de sobrecargas, tensiones y cortocircuitos en el sistema de transmisión existente.

2.3.3 Estudio de Coordinación de Protecciones

Estudio a ser elaborado con los lineamientos establecidos en el documento "Criterios de Ajustes y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN", el cual deberá verificar que los equipos de protección de las nuevas instalaciones coordinen con los ajustes de las protecciones de las instalaciones ubicadas en la zona de influencia del proyecto.

2.3.4 Estudio de Estabilidad

El estudio de estabilidad deberá evaluar, desde el punto de vista dinámico, el impacto que puede producir sobre el sistema, la incorporación de la nueva instalación.

Este estudio podrá comprender, parcial o totalmente, según lo requiera el COES, lo siguiente:

- Modelamiento y Desempeño de los Sistemas Automáticos de Control
- Análisis de Estabilidad Transitoria
- Análisis de Estabilidad Permanente
- Análisis de Estabilidad de Frecuencia
- Análisis de Estabilidad de Tensión

2.3.5 Estudio de Armónicos

En el caso de instalaciones que cuenten con equipos que trabajen con electrónica de potencia y generen armónicos tales como los variadores de velocidad, equipos de compensación reactiva que puedan amplificar ó variar el nivel de armónicos, se deberá elaborar el estudio de armónicos.

Este estudio deberá indicar el nivel de armónicos con y sin proyecto, para lo cual previamente el Titular del Proyecto deberá haber realizado la medición de armónicos en el Punto de Conexión con el sistema.

2.3.6 Estudio de transitorios electromagnéticos

El estudio de transitorios electromagnéticos se elaborará en el caso de que las nuevas instalaciones comprendan líneas de transmisión largas, reactores, capacitores, transformadores de potencia.

El estudio de transitorios electromagnéticos deberá contener los transitorios de maniobra, la verificación del TRV (Transient Recovery Voltage), el barrido en frecuencia de las nuevas instalaciones con el fin de determinar si existen puntos de resonancia y otros que el COES solicite.

2.3.7 Protocolos de Pruebas en Fábrica de Equipos.

Los protocolos de pruebas en fábrica de equipos, a remitirse al COES deberán estar relacionados a los parámetros de los equipos usados en los estudios de operatividad.

2.3.8 Planos y Diagramas

Deberá contener los siguientes planos:

Líneas de Transmisión:

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

Subestaciones:

- Diagramas funcionales
- Diagramas unifilares de protección y medición, de las instalaciones a conectar al SEIN (en formato Autocad).
- Planos de vista en planta y cortes (en formato Autocad).
- Arquitectura del sistema automatización y control.
- Esquema de comunicaciones y teleprotección

2.4 Estudio de Operatividad por tipo de Instalación

La información que se deberá presentar al COES, por instalación será la siguiente:

2.4.1 Estudios de Operatividad para proyectos de Líneas de Transmisión de 220 kV y 500 kV

Los estudios de operatividad para proyectos de líneas de 220 kV y 500 kV deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Estudio de Estabilidad Transitoria
- Estudio de Transitorios Electromagnéticos
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

2.4.2 Estudios de Operatividad para proyectos de Líneas de Transmisión de tensiones inferiores a 220 kV

Los estudios de operatividad para proyectos de líneas de transmisión de tensión inferior a 220 kV deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Estudio de Estabilidad Transitoria
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

2.4.3 Estudios de Operatividad para Transformadores de Potencia con potencia superior a 50 MVA.

Los estudios de operatividad para transformadores de potencia con potencia superior a los 50 MVA deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Estudio de Transitorios Electromagnéticos
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

2.4.4 Estudios de Operatividad para Transformadores de Potencia con potencia inferior a 50 MVA.

Los estudios de operatividad para transformadores de potencia con potencia superior a los 50 MVA deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

2.4.5 Estudios de Operatividad para proyectos de Centrales de Generación Convencional.

Los estudios de operatividad para proyectos de las Centrales de Generación Convencional deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Estudio de Estabilidad
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

2.4.6 Estudios de Operatividad para proyectos de Centrales de Generación No Convencional.

Los estudios de operatividad para proyectos de Centrales de Generación No Convencional deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Estudio de Estabilidad
- Estudio de Armónicos
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

2.4.7 Estudios de Operatividad para Proyectos Mineros, ó Cargas Industriales.

Los estudios de operatividad de las centrales de Generación deberán incluir como mínimo lo siguiente:

- Resumen Ejecutivo
- Estudio de Estado Estacionario
- Estudio de Coordinación de Protecciones
- Estudio de Estabilidad de Tensión
- Estudio de Armónicos
- Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos
- Planos y Diagramas (en formato Autocad).

3. SISTEMAS DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA

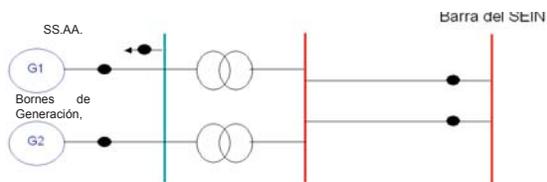
3.1 Especificaciones de los Sistemas de Medición

En los siguientes subtítulos se presentan las especificaciones mínimas que deberán cumplir los sistemas de medición y registro de las empresas solicitantes que solicitan el ingreso de instalaciones al SEIN.

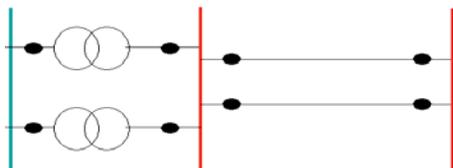
a) Ubicación de los puntos de medición

Las mediciones deberán efectuarse en los siguientes puntos de las instalaciones:

- Para la conexión de grupos de generación, los puntos de medición se ubicarán en los bornes de generación, los servicios auxiliares (SSAA) y en los puntos de conexión al SEIN.



- Para la conexión de instalaciones de transmisión, los puntos de medición se ubicarán en los extremos de cada elemento de la instalación de transmisión.



- Para la conexión de empresas de distribución, los puntos de medición se ubicarán en los nodos de frontera con la empresa de transmisión.
- Para la conexión de Clientes Libres, los puntos de medición se ubicarán en los nodos de frontera con la empresa de distribución o la empresa de transmisión.
- Para los casos especiales, el COES determinará la ubicación del punto de medición.

b) Clase de Precisión de los Equipos.

- De los transformadores de medición.

Clase de precisión 0,2

- De los medidores electrónicos.

Clase de precisión 0,2 de acuerdo a norma IEC 687.

c) Registro y Almacenamiento de Datos

c.1. Magnitudes a 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 podrán instalar medidores obviando la bidireccionalidad.

c.2 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

d) Sincronización

El Titular del Proyecto será responsable de sincronizar el reloj del medidor o medidores de su propiedad, de acuerdo al patrón de hora generado por un dispositivo de alta precisión, tal como GPS u otro sistema que determine el COES. La sincronización se deberá realizar cuando se detecte que el reloj del medidor esté desfasado en ± 1 minuto, con respecto al patrón.

e) Comunicación

El sistema de medición deberá contar con un medio de comunicación que permita a la empresa solicitante el

acceso oportuno a la información almacenada, el cual puede ser a través de Modem, Ethernet u otros. La empresa solicitante sustentará y demostrará ante el COES que su sistema de comunicación le permitirá cumplir con los plazos de entrega de información establecidos en los procedimientos del COES.

3.2 Protocolos de Prueba

El Titular del Proyecto deberá presentar los protocolos de prueba de los transformadores de medición, tanto el de tensión como el de corriente, emitidos por el fabricante de los equipos o una entidad acreditada de prestigio, cumpliendo las normas nacionales (1ra prioridad) e internacionales (2da prioridad), al respecto

El Titular del Proyecto deberá presentar los protocolos de la programación y contraste de los medidores electrónicos, con una antigüedad no mayor de 6 meses, efectuados por una entidad acreditada de prestigio, cumpliendo las normas nacionales (1ra prioridad) e internacionales (2da prioridad), al respecto.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 4. REQUISITOS A CUMPLIR PARA LAS PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS NUEVAS INSTALACIONES		

REQUISITOS

Luego de la aprobación del EO el Titular del Proyecto deberá presentar la Solicitud de Pruebas de Puesta en Servicio adjuntando lo siguiente:

- 4.1 Copia de la vigencia de poderes del representante legal de la empresa solicitante, expedida por los Registros Públicos, con una antigüedad menor a tres (03) meses respecto a la fecha de presentación de su solicitud.
- 4.2 Una copia legible del Documento de Identidad del representante legal de la empresa solicitante.
- 4.3 Copia del título habilitante para realizar actividades de Generación, Transmisión y/o Distribución. Para el caso de Usuarios Libres, la Declaración Jurada firmada por el representante legal de la empresa solicitante, indicando su máxima demanda contratada en el SEIN, y que tiene la condición de Usuario Libre.

Para el supuesto establecido en el artículo 7º de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Titular del Proyecto deberá presentar una Declaración Jurada, en la cual manifieste que su proyecto no requiere de título habilitante y se compromete a permitir la conexión a sus instalaciones de terceros. En caso, el COES tuviera conocimiento de que la referida Declaración Jurada es incorrecta, deberá informar al OSINERGMIN.

- 4.4 Informe de disponibilidad de Sistemas de Medición y Registro. El titular del Proyecto antes de la puesta en servicio del proyecto deberá presentar lo siguiente:
 - i. Los protocolos de prueba y programación de los medidores de energía del proyecto. La ubicación de dichos medidores deberá estar de acuerdo a lo establecido en el Anexo 3.
 - ii. Los datos y características técnicas de los transformadores de medida a los cuales estará conectado el medidor de energía.

- 4.5 Conformidad de uso de las instalaciones de los Titulares Propietarios: El Titular del Proyecto que solicita el ingreso de nuevas instalaciones al SEIN

haciendo uso de instalaciones de transmisión que no son de su propiedad, deberá comunicar la conformidad de utilización de instalaciones así como las compensaciones y peajes según correspondan, emitida por el Titular Propietario, o en su defecto deberá presentar el Mandato de Conexión de OSINERGMIN.

- 4.6 Acuerdo entre Integrantes Registrados sobre el Modelo de Entregas y Retiros para las Transferencias de Energía.
 - i. El Generador Integrante del COES deberá presentar el Modelo de Entregas y Retiros de energía activa, debidamente coordinada y aceptada por los Integrantes involucrados con el ingreso de las nuevas instalaciones, indicando la barra o barras del sistema donde efectuará las transferencias.
 - ii. Los titulares de transmisión deberán presentar al COES el esquema unifilar de sus instalaciones con la ubicación de los medidores.
 - iii. Los Usuarios Libres y Distribuidores, deberán presentar a) Un documento indicando el nombre de sus Suministradores, b) Un documento donde dichos Suministradores asumen responsabilidad por los retiros de energía y potencia que le corresponda y c) Un Modelo de Entregas y Retiros coordinado por el Suministrador de acuerdo a lo establecido en el numeral i. En caso que el Suministrador no sea Integrante Registrado deberá presentar un documento indicando el nombre del Generador Integrante del COES que lo representará.
 - iv. Si el Generador a conectarse no es Integrante Registrado, deberá presentar: a) Un documento indicando el nombre del Generador Integrante del COES que lo representará, b) Un documento otorgado por el Generador Integrante que lo representará, donde éste asuma la responsabilidad por las entregas y retiros de energía y potencia, c) Un modelo de Entregas y Retiros coordinado por el Generador Integrante que lo represente de acuerdo a lo establecido en el numeral i y d) Un documento con el cual el Generador Integrante que lo representa asume las compensaciones y pagos diferentes a los literales anteriores del presente numeral a que hubiera lugar debido a la conexión y operación de sus instalaciones.

- 4.7 Información relacionada a la disponibilidad de Medios de Comunicación y Centro de Control.

Se aplica para el caso de nuevas empresas, de acuerdo al numeral 1.4.1 y 1.4.2 de la NTCOTR, quienes deberán proporcionar al COES información relacionada a:

- i. Nombre del Jefe del Centro de Control designado por su empresa.
- ii. Nombre de los supervisores y/o operadores de turno de su Centro de Control.
- iii. Medios de comunicación de voz y datos disponible para la coordinación de la operación: línea telefónica directa (principal y respaldo) de atención al CCO-COES, línea telefónica dedicada (a solicitud del COES) y correo electrónico.

- 4.8 Remisión de la Información en Tiempo Real Presentar el acta de conformidad de Transferencia de Información en Tiempo Real, firmada entre la empresa propietaria del equipo y/o instalación y el Coordinador en Tiempo Real. Asimismo, deberá adjuntar un cronograma de implementación del envío de señales en tiempo real de sus instalaciones. La fecha de término de esta implementación deberá ser antes del inicio de las Pruebas de Puesta en Servicio.

Este requerimiento está enmarcado en el cumplimiento de la NTCOTR, aprobada por

4.9 Procedimiento de Maniobras para Mantenimiento. Se refiere al procedimiento de maniobras que debe tener el equipo y/o instalación cuando salga o ingrese de servicio por actividades de mantenimiento. El procedimiento a presentar debe estar elaborado de acuerdo al formato del COES y en concordancia con los criterios elaborados en el Informe Técnico "Criterios para la Elaboración, Coordinación y Actualización de los Procedimientos de Maniobras de equipos del SEIN", publicados en la página web del COES.

4.10 Programa y Procedimiento de Maniobras para la Puesta en Servicio. Se refiere al programa de energización y toma de carga de las instalaciones y al procedimiento de maniobras que debe tener el equipo y/o instalación para la ejecución de sus Pruebas de Puesta en Servicio.

El Programa y Procedimiento de Maniobras para la puesta en servicio deberá incluir como mínimo lo siguiente:

- i. El programa de energización y toma de carga de las instalaciones indicando horarios y magnitudes
- ii. El detalle las Instalaciones que tendrían que estar fuera de servicio para ejecutar las pruebas
- iii. El diagrama unifilar funcional y codificado de las subestaciones involucradas.

El procedimiento de maniobras a presentar debe ser elaborado de acuerdo al formato del COES y en concordancia con los criterios elaborados en el Informe Técnico "Criterios para la Elaboración, Coordinación y Actualización de los Procedimientos de Maniobras de equipos del SEIN", publicados en el Portal de Internet del COES. Además, se debe tener en cuenta las condiciones y/o recomendaciones operativas (protecciones, configuraciones, etc.) dadas por el COES y/o Empresas involucradas.

4.11 Copia del Certificado de Conformidad del Estudio de Operatividad vigente.

4.12 Fichas Técnicas de acuerdo a lo indicado en el Anexo A.

ANEXO A

FICHAS TECNICAS

FICHA TECNICA N° 1

CENTRALES Y UNIDADES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

EMPRESA:
CENTRAL:

1. DATOS DE LA CENTRAL

- a. Número de unidades de generación.
- b. Tipo.
- c. Potencia efectiva de la central en MW.
- d. Rendimiento (MW/m³/s) a la potencia efectiva.
- e. Batimetría (Variación de la potencia generada con la altura del embalse de regulación -expresión matemática o tabla altura-caudal turbinable).
- f. Información de hidrología mensual en m³/s (Con hidrología histórica, si es posible, desde 1965), obtenida del Estudio Hidrológico.

- g. Consumo propio anual en GWh (estimado para centrales nuevas).
- h. Modos de Operación

2. DATOS HIDRAULICOS

- a. Esquema hidráulico de la cuenca con sus datos principales.
- b. Reservorio de regulación anual: volumen máximo y mínimo, caudal máximo de descarga, tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central.
- c. Reservorio de regulación estacional: volumen máximo y mínimo, caudal máximo de descarga, tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central.
- d. Reservorio de regulación semanal: volumen máximo y mínimo, caudal máximo de descarga, variación de nivel máximo por incremento/disminución de cota, tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central.
- e. Reservorio de regulación diario/horario: volumen máximo y mínimo, caudal máximo de descarga, variación de nivel máximo por incremento/disminución de cota, tiempo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central.
- f. Restricciones de caudal mínimo para regadío, agua potable y otros.
- g. Restricciones de caudal máximo para regadío, agua potable y otros.
- h. Requerimiento de caudal promedio (mensual/semanal) en algún punto del sistema hidráulico para fines agrícolas, agua potable u otros (indicar ubicación de tal punto)
- i. Reservorio de Compensación: Características técnicas.

3. DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO

- a. Diagramas unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- b. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con las fichas técnicas N° 3.

4. DATOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Datos de placa, de pruebas en fábrica y de puesta en servicio, de las turbinas y de los grupos generadores eléctricos.

4.1. Turbinas

- a. Tipo.
- b. Potencia efectiva (MW).
- c. Curva de rendimiento (MW/m³/s) a las condiciones de potencia efectiva.
- d. Velocidad de rotación (rpm).
- e. Caudal mínimo turbinable (m³/s).
- f. Caudal máximo turbinable (m³/s).
- g. Velocidad de toma de carga (MW/min).
- h. Velocidad de reducción de carga (MW/min).
- i. Potencia mínima generable (MW).
- j. Costo de mantenimiento debido al desgaste ocasionado por los sólidos en suspensión del agua (en un plazo máximo de dos años para unidades nuevas).
- k. Limitaciones en la generación debidas a sólidos en suspensión (indicar concentraciones máximas permisibles en un plazo máximo de 2 años para unidades nuevas).
- l. Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, constante de tiempo del agua de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis transitorios.

Nota: Los valores definitivos de "l" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.

4.2. Generadores

- a. Potencia (MVA, MW).

- b. Velocidad de rotación (rpm).
- c. Velocidad de embalamiento (rpm).
- d. Número de polos.
- e. Tiempo entre orden de arranque hasta sincronización en vacío(s).
- f. Curva de capacidad de las unidades de generación (MW-MVAr).
- g. Capacidad de generación de energía reactiva en vacío (MVAr).
- h. Capacidad de generación de energía reactiva al 50% de la potencia efectiva, sustentada (MVAr).
- i. Capacidad de generación de energía reactiva al 100% de la potencia efectiva, sustentada (MVAr).
- j. Tensión de generación (mínima, máxima) (V).
- k. Factor de potencia.
- l. Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.
- m. Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios.
- n. Arranque en Black Start (si/no).

Nota: Los valores definitivos de "l" y "m" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.

4.3. Otros

- a. Tasa de salida forzada para unidades de generación que han estado en operación.
- b. Programa de mantenimiento mayor y menor con un horizonte de 12 meses.
- c. Costos de mantenimiento de las turbinas debido al desgaste ocasionado por los sólidos en suspensión del agua.
- d. Limitaciones en la generación debidas a sólidos en suspensión (indicar concentración máxima permisible).
- e. Regulador de velocidad de la máquina (si/no).
 - Indicar sobre posibilidad de trabajar en modo automático/manual.
 - Indicar si el modo de control puede trabajar en carga-frecuencia/potencia constante.
 - La banda de variación de frecuencia.

FICHA TECNICA Nº 2

CENTRALES Y UNIDADES DE GENERACIÓN TERMOELECTRICA

EMPRESA:
CENTRAL:

1. DATOS DE LA CENTRAL

- a. Número de unidades de generación.
- b. Tipo de Central.
- c. Potencia efectiva de la central en MW.
- d. Tipos de combustibles.
- e. Capacidad de almacenamiento de combustibles.
- f. Precio de combustibles.
- g. Precio de transporte de combustibles.
- h. Costo de tratamiento mecánico de combustibles.
- i. Costo de tratamiento químico de combustibles.
- j. Consumo de energía propio anual en GWh (estimado para centrales nuevas).
- k. Modos de Operación.

2. DATOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Datos de placa, de pruebas en fábrica y de puesta en servicio, de las unidades de las turbinas y de los generadores eléctricos.

3. CENTRAL DIESEL

3.1. Motor Primo

- a. Tipo.
- b. Potencia efectiva (MW).
- c. Características generales de la unidad de generación.
- d. Curva de rendimiento a condiciones de sitio.
- e. Características del combustible que utiliza.
- f. Consumo de combustible en toma de carga (desde cero hasta la potencia efectiva).
- g. Consumo de combustible en reducción de carga (desde potencia efectiva hasta carga cero).
- h. Consumo específico de combustible a plena carga de cada unidad de generación (kg/kWh).
- i. Velocidad de rotación (rpm).
- j. Velocidad de toma de carga (MW/min).
- k. Velocidad de reducción de carga (MW/min).
- l. Potencia mínima generable (MW), sustentada.
- m. Tiempo mínimo entre arranques sucesivos, sustentado.
- n. Tiempo mínimo de operación, sustentado.
- o. Costos variables no combustibles.
- p. Costos variables combustibles.
- q. Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis transitorios.

Nota: Los valores definitivos de "q" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.

3.2. Generador Eléctrico

- a. Potencia (MVA).
- b. Velocidad de rotación (rpm).
- c. Velocidad de embalamiento (rpm).
- d. Número de polos.
- e. Tiempo entre orden de arranque hasta sincronización en vacío(s).
- f. Curva de capacidad de las unidades de generación (MW-MVAr).
- g. Capacidad de generación reactiva en vacío (MVAr).
- h. Capacidad de generación de energía reactiva al 50% de la potencia efectiva, sustentada (MVAr).
- i. Capacidad de generación de energía reactiva al 100% de la potencia efectiva, sustentada (MVAr).
- j. Tensión de generación (mínima, máxima)(V).
- k. Factor de Potencia
- l. Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.
- m. Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios.
- n. Arranque en Black Start (si/no).

Nota: Los valores definitivos de "l" y "m" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.

3.3. Otros

- a. Tasa de salida forzada.
- b. Programa de mantenimiento mayor y menor con un horizonte de 12 meses.
- c. Regulador de velocidad de la máquina (si/no).
 - Indicar sobre posibilidad de trabajar en modo automático/manual.
 - Indicar si el modo de control puede trabajar en carga-frecuencia/potencia constante.
 - La banda de variación de frecuencia.

3.4. Datos de los sistemas eléctricos

- a. Diagramas unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- b. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con la ficha técnica N° 3.

4. CENTRAL A VAPOR

4.1. Caldero o Generador de Vapor

- a. Tipo.
- b. Producción de Vapor (kg/h).
- c. Presión de Vapor Sobrecalentado (bar).
- d. Temperatura de Vapor Sobrecalentado (°C).
- e. Características del combustible que utiliza.
- f. Temperatura de Combustible (°C).
- g. Consumo de combustible en toma de carga.
- h. Tipo de quemadores.
- i. Número de quemadores.
- j. Rendimiento térmico.

4.2. Motor primo (Turbina a Vapor)

- a. Tipo.
- b. Potencia efectiva (MW).
- c. Presión de Vapor (°C).
- d. Temperatura de Vapor (°C).
- e. Caudal máximo de Vapor (kg/h).
- f. Presión de Vacío de Condensador.
- g. Número de calentadores Directos e Indirectos.
- h. Número de Extracciones de Vapor.
- i. Curva de rendimiento a condiciones de sitio.
- j. Velocidad de rotación (rpm).
- k. Velocidad de toma de carga (MW/min).
- l. Velocidad de reducción de carga (MW/min).
- m. Potencia mínima generable, sustentada (MW).
- n. Tiempo mínimo entre arranque sucesivos, sustentado.
- o. Tiempo mínimo de operación, sustentado.
- p. Costos variables no combustibles.
- q. Costos variables combustibles.
- r. Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis transitorios.

Nota: Los valores definitivos de "r" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio.

4.3. Generador Eléctrico

- a. Potencia (MVA).
- b. Velocidad de rotación (rpm).
- c. Velocidad de embalamiento (rpm).
- d. Número de polos.
- e. Tiempo entre orden de arranque hasta sincronización en vacío (s).
- f. Curva de capacidad de las unidades de generación (MW-MVAr).
- g. Capacidad de generación reactiva en vacío (MVAr).
- h. Capacidad de generación de energía reactiva al 50% de la potencia efectiva, sustentada (MVAr).
- i. Capacidad de generación de energía reactiva al 100% de la potencia efectiva, sustentada (MVAr).
- j. Tensión de generación (mínima, máxima)(V).
- k. Factor de potencia.
- l. Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.
- m. Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios.
- n. Arranque en Black Start (si/no).

Nota: Los valores definitivos de "l" y "m" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio.

4.4. Otros

- a. Tasa de salida forzada.
- b. Programa de mantenimiento mayor con un horizonte de 12 meses.
- c. Regulador de velocidad de la máquina (si/no).
 - Indicar sobre posibilidad de trabajar en modo automático/manual.
 - Indicar si el modo de control puede trabajar en carga-frecuencia/potencia constante.
 - La banda de variación de frecuencia.

4.5. Datos del sistema eléctrico

- a. Diagramas unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- b. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con las fichas técnicas N° 3.

5. CENTRAL CICLO COMBINADO

5.1. Motor Primo (Turbina a Gas).

- a. Tipo.
- b. Potencia efectiva (MW).
- c. Número de etapas del compresor.
- d. Número de etapas de la turbina.
- e. Temperatura de aire de entrada (°C).
- f. Presión de entrada de aire (bar).
- g. Flujo de gases de escape (kg/h).
- h. Temperatura de gases de escape (°C).
- i. Consumo específico de combustible (kg/kWh).
- j. Características generales de la unidad de generación.
- k. Curva de rendimiento a condiciones de sitio.
- l. Características del combustible que utiliza.
- m. Consumo de combustible en toma de carga (desde cero hasta la potencia efectiva).
- n. Consumo de combustible en reducción de carga (desde potencia efectiva hasta carga cero).
- o. Velocidad de rotación (rpm).
- p. Velocidad de toma de carga (MW/min).
- q. Velocidad de reducción de carga (MW/min).
- r. Potencia mínima generable (MW), sustentada.
- s. Tiempo mínimo entre arranques sucesivos, sustentado.
- t. Tiempo mínimo de operación, sustentado.
- u. Costos variables no combustibles.
- v. Costos variables combustibles.
- w. Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis transitorios.

Nota: Los valores definitivos de "w" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.

5.2. Caldero o Generador de Vapor de Recuperación

- a. Tipo.
- b. Producción de Vapor (kg/h).
- c. Presión de Vapor Sobrecalentado (bar).
- d. Temperatura de Vapor Sobrecalentado (°C).
- e. Características del combustible que utiliza.
- f. Temperatura de Combustible (°C).
- g. Consumo de combustible en toma de carga.
- h. Tipo de quemadores.
- i. Número de quemadores.

5.3. Generador Eléctrico

- a. Potencia (MVA).
- b. Velocidad de rotación (rpm).
- c. Velocidad de embalamiento (rpm).
- d. Número de polos.
- e. Tiempo entre orden de arranque hasta sincronización en vacío (s).

- f. Curva de capacidad de las unidades de generación (MW-MVAR).
- g. Capacidad de generación reactiva en vacío (MVAR).
- h. Capacidad de generación de energía reactiva al 50% de la potencia efectiva, sustentada (MVAR).
- i. Capacidad de generación de energía reactiva al 100% de la potencia efectiva, sustentada (MVAR).
- j. Tensión de generación (mínima, máxima)(V).
- k. Factor de potencia.
- l. Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.
- m. Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios.
- n. Ajuste del estatismo de la unidad de generación.
- o. Constante de Inercia de las unidades de generación.
- p. Arranque en Black Start (si/no).

Nota: Los valores definitivos de "l" y "m" corresponderán a los obtenidos en las pruebas de puesta en servicio, donde sea aplicable.

5.4. Datos de la turbina o motor primo y del generador para efectuar los estudios de sistemas eléctricos de potencia

Se entregarán al COES todos los datos técnicos de cada unidad de generación: de las resistencias, reactancias y constantes de tiempo de la máquina, ganancias y constantes de tiempo de controladores (en diagramas de bloque) y cualquier otro dato adecuado, o que requiera el COES, para efectuar los estudios de sistemas de potencia en estado estacionario y transitorio. Asimismo, posteriormente se entregarán los valores que quedan para su operación regular.

5.5. Otros

- a. Tasa de salida forzada.
- b. Programada de mantenimiento mayor con un horizonte de 12 meses.
- c. Regulador de velocidad de la máquina (si/no).
 - Indicar sobre posibilidad de trabajar en modo automático/manual.
 - Indicar si el modo de control puede trabajar en carga-frecuencia/potencia constante.
 - La banda de variación de frecuencia.

5.6. Datos del sistema eléctrico

- a. Diagramas unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- b. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con la ficha técnica N° 3.

FICHA TECNICA N° 3

FICHA TECNICA DE INSTALACIONES DE TRANSMISION

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

EMPRESA:
CODIGO DE LA LINEA:

- a. Nivel de tensión (kV)
- b. Longitud (km) (1)
- c. N° de Ternas
- d. Capacidad nominal de transmisión (A)
- e. Porcentaje de sobrecarga y tiempo de la

sobrecarga y sustentado.
(% /Horas)

f. Parámetros eléctricos de la línea

- R1 (ohm/km)
- X1 (ohm/km)
- R0 (ohm/km)
- X0 (ohm/km)
- R0M (ohm/km)
- X0M (ohm/km)
- C1 (uf/km), C0 (uf/km)

g. Características del equipamiento

Estructuras

- Material
- Tipos (Adjuntar configuración incluyendo el soporte del conductor y cable de guarda)

Conductor

- Tipo
- Calibre (1)
- N° Conductores por fase
- Disposición (Adjuntar la configuración del número de conductores por fase)

Aisladores

- Material
- Tipo

Cable de Guarda (2)

- N° de cables
- Material
- Calibre (1)

h. Recorrido de la línea en formato googleearth.

- (1) De ser el caso indicar los diferentes tramos y sus calibres
- (2) En caso de existir cable tipo Cable de Guarda con Fibra Óptica u otra que incluya fibra óptica, indicar las características

- i. Otros
Programa de mantenimiento con un horizonte de 12 meses, según el procedimiento correspondiente.

2. SUBESTACIONES

EMPRESA:
NOMBRE DE LA SUBESTACION:

2.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Tensión Nominal

- HV (kV) Devanado 1
- MV-1 (kV) Devanado 2
- MV-2 (kV) Devanado 3
- LV (kV) Devanado 4

f. Potencia Nominal (1)

- HV (MVA)
- MV1 (MVA)
- MV2 (MVA)
- LV (MVA)

- g. Grupo de Conexión
- h. Etapas de Refrigeración
- i. Tipo y Rango de Regulación de Tensión
- j. Tensión Máxima del Equipo / Devanado (kV)
- k. Niveles de Aislamiento (kV)
- l. Impedancia de Corto Circuito (2)

- %Vcc (HV-MV1)
- %Vcc (HV - MV2)
- %Vcc (MV1 - MV2)
- %Vcc (HV - LV)
- %Vcc (MV1 - LV)
- %Vcc (MV2 - LV)

- m. Pérdidas en el Cobre ó de Cortocircuito (W)
- n. Pérdidas en el Núcleo ó de Vacío (W)
- o. Curva de Magnetización ó de Vacío
- p. Impedancia de Neutro a Tierra (Ohms)
- q. Características del Transformador de Corriente (TC) en el Aislador Pasatapa (Bushing) (Nº de Núcleos, Clase de Precisión, Potencia de Precisión)
- r. Potencia y Tiempo de Sobrecarga recomendado por el fabricante.
- s. Se entregará posteriormente el protocolo de pruebas en fábrica del transformador.

- (1) Potencia para las diferentes etapas de refrigeración
- (2) Indicar el *tap* asociado a la prueba y la Potencia Base, la impedancia de cortocircuito de secuencia positiva y cero.

2.2 TRANSFORMADORES DE TENSION

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación (1)
- f. Tensión Asignada
 - Tensión en el Primario (kV)
 - Tensión en el Secundario (kV)

- g. Tensión Máxima del equipo (kV)
- h. Niveles de Aislamiento (kV)
- i. Núcleos de Medida
 - Nº de Núcleos
 - Relación de Transformación
 - Clase de Precisión por núcleo
 - Potencia de Precisión por núcleo

- j. Núcleos de Protección
 - Nº de núcleos
 - Relación de Transformación
 - Clase de Precisión
 - Potencia de Precisión

- k. Factor de Sobretensión
 - Permanente
 - Durante 30 seg
- l. Capacidad Total (pF)
- m. Distancia de Fuga Específica (mm/kV)

- (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado

2.3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación (1)
- f. Corriente Asignada
 - Corriente en el Primario (A)
 - Corriente en el Secundario (A)
- g. Corriente de Cortocircuito Térmica (1seg.) (kA)
- h. Corriente Dinámica Asignada (kA)
- i. Tensión Máxima del equipo (kV)
- j. Niveles de Aislamiento (kV)
- k. Núcleos de Medida

- Nº de Núcleos
- Relación de Transformación
- Clase de Precisión por núcleo
- Potencia de Precisión por núcleo (VA)
- Factor de Seguridad
- Gama Extendida de Corriente %

I. Núcleos de Protección

- Nº de Núcleos
- Relación de Transformación
- Clase de Precisión por núcleo
- Potencia de Precisión por núcleo

m. Distancia de Fuga Específica (mm/kV)

- (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado

2.4 INTERRUPTORES

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación
- f. Tipo de Accionamiento
- g. Corriente Nominal (A)
- h. Corriente Nominal de Corta Duración (3s) (kA)
- i. Corriente Nominal de Cierre en Cortocircuito (kA)
- j. Tensión Máxima del equipo (kV)
- k. Niveles de Aislamiento (kV)
- l. Ciclo de Operación
- m. Medio de Extinción de Arco
- n. Mecanismo de Operación
- o. Distancia de Fuga Específica (mm/kV)

2.5. SECCIONADORES

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación
- f. Corriente Nominal (A)
- g. Corriente Nominal de Corta Duración (1s) (kA)
- h. Valor de Cresta de la Corriente Admisible (kA)
- i. Tensión Máxima del equipo (kV)
- j. Niveles de Aislamiento (kV)
- k. Mecanismo de Operación
- l. Distancia de Fuga Específica (mm/kV)

2.6. PARARRAYOS

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación
- f. Corriente de Descarga (kA)
- g. Clase de Descarga
- h. Capacidad de Absorción de Energía (kJ / kV)
- i. Tensión Nominal del Pararrayos (kV)
- j. Máxima Tensión de Operación Continua (kV)
- k. Nivel de Aislamiento del Revestimiento Externo (kV)
- l. Contador de Descargas (Si / No)
- m. Distancia de Fuga Específica (mm/kV)

2.7. TRAMPAS DE ONDA

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación (1)
- f. Inductancia Nominal (mH)
- f. Corriente Nominal (A)
- g. Corriente Nominal de Corta Duración (1s.) (kA)
- h. Valor de Cresta de la Corriente Admisible (kA)
- i. Tensión del Sistema (kV)

- (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicada

2.8 OTROS

Programa de mantenimiento con un horizonte de 12 meses, según el procedimiento correspondiente.

3. EQUIPOS DE COMPENSACION

3.1. REACTOR

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación (1)
- f. Voltaje Nominal (kV)
- g. Corriente Nominal (A)
- h. Potencia Nominal (MVAR)
- i. Tensión Máxima del equipo (kV)
- j. Niveles de Aislamiento (kV)
- k. Impedancia de Neutro a Tierra (Ohms)
- l. Características del Transformador de Corriente (TC) en el Aislador Pasatapa (Bushing) (Nº de Núcleos, Clase de Precisión, Potencia de Precisión)

(1) En barra ó línea

3.2. BANCO DE CONDENSADORES

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación
- f. Voltaje Nominal (kV)
- g. Corriente Nominal (A)
- h. Potencia Nominal del Banco (MVAR)
 - Tipo de Conexión (1)
 - Nº de Unidades Capacitoras / Fase
 - Características de las Unidades Capacitoras (Voltaje y Capacidad Nominales)
- i. Reactor de Amortiguamiento
 - Inductancia (H)
 - Corriente Nominal (A)
 - Frecuencia de Sintonía con el Banco de Capacitores (Hz)

(1) Anexar Esquema de Conexión

3.3. COMPENSADOR SINCRONO

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación
- f. Voltaje Nominal (kV)
- g. Límite Inductivo (MVAR)
- h. Límite Capacitivo (MVAR)
- i. Velocidad Nominal (RPM)
- j. Nº de Polos
- k. Diagrama de Bloques del Regulador de Tensión
- l. Curva de Capacidad
- m. Características de la Excitatriz
- n. Características del Autotransformador de Arranque

3.4. SVC

- a. Tipo
- b. Fabricante – País
- c. Año de Fabricación
- d. Año de Entrada en Operación
- e. Ubicación
- f. Voltaje Nominal (kV)
- g. Límite Inductivo (MVAR)
- h. Límite Capacitivo (MVAR)
- i. Sistema de Control (trifásico o fase por fase)
- j. Barra de Tensión Controlada (kV)

- k. Diagrama de Bloques del Sistema de Control del SVC
- l. Características del Reactor Controlado por Tiristores (1)
- m. Características de los Filtros (1)
- n. Características del Sistema de Enfriamiento de Tiristores
- o. Capacidad de Sobrecarga Inductiva

(1) Anexar Esquema de Conexión

3.5 OTROS

Programa de mantenimiento con un horizonte de 12 meses, según el procedimiento correspondiente.

FICHA TÉCNICA Nº 4

FICHA TÉCNICA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES

I. PARQUE EÓLICO

EMPRESA:

CENTRAL:

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CENTRAL

- a. Potencia Aparente Bruta (Debe incluir toda la Compensación de Reactiva de la Central) [MVA]:.
- b. Potencia Instalada Nominal de la central [MW].
- c. Número Total de Aerogeneradores.
- d. Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Referidas al Periodo Anual.
- e. Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Mes a Mes (% con respecto al año).
- f. Curva de Potencia Reactiva, en función de la Potencia Activa Generada (curva P-Q), en el Punto de Conexión a Red.
- g. Curva de Potencia en el Punto de Conexión a Red.
- h. Sistema de Control a Nivel de la Central:
 - i. Control de Tensión.
 - j. Control de Frecuencia.
 - k. Nivel de Media Tensión [kV].
 - l. Intensidad de Cortocircuito Aportada por la Central para un Cortocircuito en el Punto de Conexión a la Red de transporte [A]
- m. Diagrama Unifilar de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- n. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con la ficha técnica Nº 3.

2. CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES DE LA CENTRAL

2.1 AEROGENERADOR

2.1.1 GENERAL

- a. Fabricante
- b. Modelo
- c. Tecnología
- d. Potencia Activa Nominal, Pn [kW]
- e. Potencia Aparente Nominal, Sn [kVA]
- f. Tensión Nominal [kV]
- g. Curva de Potencia Reactiva en función de la Potencia Activa Generada (curva P-Q)
- h. Curva de Potencia
- i. Velocidad de Conexión [m/s]
- j. Velocidad Nominal de Viento [m/s]
- k. Velocidad de Desconexión [m/s]

2.1.2 ROTOR

- a. Diámetro [m]
- b. Área Barrida [m²]
- c. Número de Palas.
- d. Posición
- e. Diámetro [m]

- f. Velocidad Nominal [rpm]
- g. Rango de Velocidades [rpm]
- h. Longitud de Palas [m]

2.1.3 CAJA MULTIPLICADORA

- a. Tipo
- b. Relación de multiplicación

2.1.4 TORRE

- a. Tipo [cónica/tubular]
- b. Material [acero/hormigón/mixta]
- c. Longitud [m]

2.1.5 GENERADOR

- a. Fabricante
- b. Tipo
- c. Potencia Nominal [kW]
- d. Potencia Aparente [kVA]
- e. Velocidad Nominal [rpm]
- f. Rango de Velocidades [rpm]
- g. Tensión Nominal [V]
- h. Frecuencia [Hz]
- i. Deslizamiento nominal
- j. Temperatura de operación [°C] Curva de Potencia
- k. Frecuencia [Hz]

2.1.6 CONVERTIDOR

- a. Fabricante
- b. Tipo
- c. Versión de Software
- d. Nivel de Tensión [V]
- e. Potencia Aparente Nominal [kVA]

2.1.7 SISTEMA DE CONTROL

- a. Versión de Software
- b. Sistema de Control del Aerogenerador
 - Control del Angulo de Pala
 - Control de Orientación de la barquilla (Nacelle) (YAW)
 - Control de la Velocidad
 - Control de Tensión/Factor de Potencia/Potencia Reactiva
 - Control de Frecuencia.

2.1.8 OTROS DATOS DE INTERÉS

- a. N_{10}^a , Número de intentos de conexión permitidos a la velocidad de arranque en 10 minutos.
- b. N_{120}^a , Número de intentos de conexión permitidos a la velocidad de arranque en 120 minutos.
- c. N_{10}^n , Número de intentos de conexión permitidos a la velocidad nominal en 10 minutos.
- d. N_{120}^n , Número de intentos de conexión permitidos a la velocidad nominal en 120 minutos.
- e. Ajuste de las Protecciones:
 - Tipo
 - Rango
 - o Sobretensión [V]
 - o Subtensión [V]
 - o Sobrefrecuencia [Hz]
 - o Subfrecuencia [Hz]

2.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

- a. Transformador del Aerogenerador.
 - Fabricante.
 - Tipo.
 - Tensión [V]
 - Relación de Transformación
 - Grupo de Conexión.
 - Potencia Aparente Nominal [kVA].
 - Tensión de Cortocircuito [%].
- b. Celdas de Media Tensión.

- Fabricante.
- Tipo.

2.3 RED DE MEDIA TENSIÓN

- a. Nivel de Tensión [kV].
- b. Número de circuitos.
- c. Longitud [km]
- d. Conductor [Aluminio/Cobre].
- e. Sección
- f. Tipo de Aislamiento.
- g. Tensión de Aislamiento [kV]
- h. Características Eléctricas
 - Resistencia [Ω]
 - Reactancia [Ω]
 - Susceptancia [μS]

2.4 SUBESTACIÓN

- a. Transformador Colector:
 - Fabricante.
 - Tipo.
 - Tensión [kV].
 - Relación de Transformación
 - Grupo de Conexión.
 - Potencia Aparente Nominal [kVA].
 - Tensión de Cortocircuito [%].
 - Regulación:
 - Ubicación [primario/secundario].
 - Tipo de Regulación [carga/vacío].
 - Regulación Automática [Sí/No].
 - Número de Tomas.
 - Rango de Variación [%].
- b. Celdas de Media Tensión
 - Fabricante
 - Tipo
- c. Compensación Reactiva
 - Tipo de Compensación: Estática/Dinámica
 - Compensación Estática:
 - Potencia Reactiva Instalada [kVar].
 - Número de Escalones:
 - Tipo de Control:
 - Compensación Dinámica:
 - Tecnología.
 - Potencia Reactiva Instalada. [kVar]
 - Modo de Control.

2.5 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- a. Diagramas Unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- b. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con la ficha técnica N° 3.

3. OTROS

Programa de mantenimiento con un horizonte de 12 meses, según el procedimiento correspondiente.

II. CENTRAL SOLAR FOTOVOLTÁICA

EMPRESA:
CENTRAL:

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CENTRAL

- a. Potencia Aparente Bruta (debe incluir toda la compensación de reactiva de la central) [MVA]:
- b. Potencia Instalada Nominal de la Central [MW].
- c. Número Total de Módulos

- d. Tecnología del Seguimiento del Sol (fijos o móviles de un eje horizontal, de un eje inclinado o de dos ejes)
- e. Angulo de Inclinación si los paneles son de instalación fija.
- f. Distribución de los Módulos de Paneles Solares
- g. Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Referidas al Periodo Anual.
- h. Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Mes a Mes (% con respecto al año)
- i. Curva del Diagrama de Generación para Días Típicos de cada mes en un año
- j. Pendientes Máximas de Variación de la Irradiación.
- k. Curva Potencia/Irradiación
- l. Sistema de Control de la Central

- (1). Control de Tensión
- (2). Control de Frecuencia

- m. Nivel de Media Tensión en kV
- n. Intensidad de Cortocircuito Aportada por la Central para un Cortocircuito en el Punto de Conexión a la Red de Transporte [A]
- o. Diagrama Unifilar de la Central, hasta la conexión al SEIN.
- p. En caso de poseer sistema propio de transmisión, cumplir con la ficha técnica N° 3.

2. CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES DE LA CENTRAL

2.1 MODULO

- a. Fabricante
- b. Modelo
- c. Tecnología
- d. Potencia Activa Nominal, Pn [kW]
- e. Potencia Aparente Nominal, Sn [kVA]
- f. Curva de Potencia Reactiva en función de la Potencia Activa
- g. Temperatura de Operación [°C]
- h. Coeficiente de Temperatura [%/°C]

2.2 INVERSOR

2.2.1 GENERAL

- a. Fabricante
- b. Modelo
- c. Tecnología
- d. Rendimiento [%]
- e. Nivel de Potencia de Arranque y Parada [kW]

2.2.2 PARÁMETROS DE ENTRADA

- a. Rango de Tensión para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia [V]
- b. Tensión Continua Máxima Admisible (V).
- c. Corriente Continua Máxima Admisible (A).
- d. Pico Máximo de Potencia [kWp]

2.2.3 PARÁMETROS DE SALIDA

- a. Potencia Aparente Nominal [kVA].
- b. Potencia Activa Nominal [kW].
- c. Tensión de Operación Alterna [V].
- d. Numero de Fases [monofásico/trifásico].
- e. Frecuencia [Hz].
- f. Factor de Distorsión de la Tensión [%]

2.2.4 SISTEMA DE CONTROL

- a. Versión del Software
- b. Control de la inversión (continua/alterna)
- c. Control del Factor de Potencia
- d. Frecuencia de Conmutación [kHz]
- e. Metodología para el Seguimiento del Punto Máxima Potencia

- f. Restricción de Operación Automático por Tensión y Frecuencia Fuera de los Límites
- g. Sincronismo con la Red
- h. Protección contra Funcionamiento en Isla y Falla de Aislamiento de Conexión a Tierra del Campo Fotovoltaico.

2.2.5 OTROS DATOS DE INTERÉS

a. Ajuste de las protecciones:

- Tipo
- Rango
 - Sobretensión [V]
 - Subtensión [V]
 - Sobrefrecuencia [Hz]
 - Subfrecuencia [Hz]

2.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

- a. Tableros de Corriente Continua
- b. Transformador del Aerogenerador.

- Fabricante.
- Tipo.
- Tensión [V]
- Relación de Transformación
- Grupo de Conexión.
- Potencia Aparente Nominal [kVA].
- Tensión de cortocircuito [%].

c. Celdas de Media Tensión

- Fabricante.
- Tipo.

2.4 RED DE MEDIA TENSIÓN

- a. Nivel de Tensión [kV].
- b. Número de Circuitos.
- c. Longitud [km]
- d. Conductor [Aluminio/cobre].
- e. Sección
- f. Tipo de Aislamiento.
- g. Tensión de Aislamiento.
- h. Características Eléctricas

- Resistencia [Ω]
- Reactancia [Ω]
- Susceptancia [μS]

2.5 SUBESTACIÓN

a. Transformador Colector:

- Fabricante.
- Tipo.
- Tensión [kV].
- Relación de Transformación
- Grupo de Conexión.
- Potencia Aparente Nominal [kVA].
- Tensión de Cortocircuito [%].
- Regulación:
 - Ubicación [Primario/Secundario].
 - Tipo de Regulación [Carga/Vacío].
 - Regulación Automática [Sí/No].

2.6 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- a. Diagramas Unifilares de la Central, hasta la conexión al SEIN.

3. OTROS

Programa de mantenimiento con un horizonte de 12 meses, según el procedimiento correspondiente.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 5. DOCUMENTOS A PRESENTAR PARA SOLICITAR EL INICIO DE LA OPERACIÓN COMERCIAL DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN Y LA INTEGRACIÓN DE UNA INSTALACIÓN DE TRANSMISIÓN		

REQUISITOS

5.1 Documentos a Presentar con la Solicitud de Operación Comercial de Instalaciones de Generación

- 5.1.1 Ajustes de los relés de protección, de acuerdo a lo que efectivamente se encuentre en la instalación, ajustados en el campo. Estos ajustes deberán ser entregados en el formato que el COES disponga.
- 5.1.2 Los ajustes finales plasmados en los modelos matemáticos, luego de realizadas las Pruebas de Puesta en Servicio, de la unidad de generación, compensador o máquina eléctrica en general, del regulador de velocidad, regulador de tensión, y los estabilizadores de sistemas de potencia.
- 5.1.3 Resultados de las pruebas de arranque y toma de carga, indicando la potencia generada o transmitida durante las pruebas, dicha información puede ser obtenida de los medidores de energía. Esta información será usada para verificar la máxima potencia generada durante pruebas o la máxima potencia transmitida.
- 5.1.4 En caso de unidades de generación hidráulica, junto con la solicitud de Operación Comercial, se adjuntará el Estudio Hidrológico para el cálculo de la Potencia Garantizada, según el Procedimiento Técnico N° 26.
- 5.1.5 En todas las unidades de generación térmica ó hidráulica se deben haber efectuado satisfactoriamente las pruebas de determinación de la potencia efectiva y rendimiento, según los Procedimientos Técnicos N° 17 y N° 18 respectivamente.

En caso los ensayos de medición no pudieran ser realizados antes del inicio de Operación Comercial, se aceptará la potencia efectiva y rendimiento declarados por la empresa titular, sustentados en las pruebas de recepción, hasta por un plazo máximo de:

- Para unidades térmicas, un mes a partir de la aceptación de su operación comercial.
- Para unidades hidroeléctricas, se definirá en cada caso, no debiendo exceder de un año a partir de la aceptación de su operación comercial.

En el caso de CGNC no es un requisito la realización de las pruebas de potencia efectiva y rendimiento.

- 5.1.6 En el caso de unidades de generación térmica, se adjuntará el Informe Técnico-Económico de costos variables y costos fijos no combustibles, según el Procedimiento Técnico N° 34.
- 5.1.7 Actualización de Fichas técnicas indicadas en el Anexo 4 del Procedimiento Técnico "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".

5.2 Documentos a Presentar con la Solicitud de Integración de Instalaciones de Transmisión

- 5.2.1 Resultados de medición de los parámetros de línea. Se deberá incluir la medición de la impedancia de secuencia positiva, secuencia cero y acoplamiento mutuo, si existiera.

- 5.2.2 Resultados de las pruebas End-to-End: Aplicable a las líneas de transmisión que cuenten con esquemas de teleprotección o protección diferencial de línea. En estos resultados se deberá verificar la operación del esquema de protección de la línea para diferentes tipos y ubicaciones de falla.
- 5.2.3 Ajustes de los relés de protección de acuerdo a lo que efectivamente se encuentre en la instalación, ajustados en el campo. Estos ajustes deberán ser entregados en el formato que el COES disponga.
- 5.2.4 Actualización de Fichas técnicas indicadas en el Anexo 4 del Procedimiento Técnico "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 6. REQUISITOS PARA APROBAR LA CONCLUSIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL DE INSTALACIONES EN EL SEIN		

REQUISITOS

- 6.1 Para la Solicitud de Conclusión de Operación Comercial, la Empresa Titular deberá señalar explícitamente una de las siguientes causales.
- Que la Unidad o Central de Generación haya cumplido su vida útil.
 - Que la Unidad o Central de Generación haya sufrido falla permanente y cuya recuperación es antieconómica.
 - Que se prevea que la Unidad o Central de Generación no sea necesaria para la operación del SEIN en los próximos dos (02) años.
 - Otra causa asociada al negocio de la empresa titular, que debe ser señalada.
- 6.2 Deberá presentar un Informe Técnico incluyendo los Estudios y Simulaciones para dos años luego de la fecha prevista de retiro de Operación Comercial, a fin de verificar que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico, ni la seguridad de la operación en el SEIN.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 7. REQUISITOS PARA APROBAR EL RETIRO DE INSTALACIONES DEL SEIN		

REQUISITOS

La empresa solicitante, deberá adjuntar a su solicitud de Retiro de Instalaciones lo siguiente:

- 5.1.6 En el caso de unidades de generación térmica, se adjuntará el Informe Técnico-Económico de costos variables y costos fijos no combustibles, según el Procedimiento Técnico N° 34.
- 5.1.7 Actualización de Fichas técnicas indicadas en el Anexo 4 del Procedimiento Técnico "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".
- 5.2 Documentos a Presentar con la Solicitud de Integración de Instalaciones de Transmisión
- 5.2.1 Resultados de medición de los parámetros de línea. Se deberá incluir la medición de la impedancia de secuencia positiva, secuencia cero y acoplamiento mutuo, si existiera.
- 5.2.2 Resultados de las pruebas End-to-End: Aplicable a las líneas de transmisión que cuenten con esquemas de teleprotección o protección diferencial de línea. En estos resultados se deberá verificar la operación del esquema de protección de la línea para diferentes tipos y ubicaciones de falla.
- 5.2.3 Ajustes de los relés de protección de acuerdo a lo que efectivamente se encuentre en la instalación, ajustados en el campo. Estos ajustes deberán ser entregados en el formato que el COES disponga.
- 5.2.4 Actualización de Fichas técnicas indicadas en el Anexo 4 del Procedimiento Técnico "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".
- 6.1 Para la Solicitud de Conclusión de Operación Comercial, la Empresa Titular deberá señalar explícitamente una de las siguientes causales.
- Que la Unidad o Central de Generación haya cumplido su vida útil.
 - Que la Unidad o Central de Generación haya sufrido falla permanente y cuya recuperación es antieconómica.
 - Que se prevea que la Unidad o Central de Generación no sea necesaria para la operación del SEIN en los próximos dos (02) años.
 - Otra causa asociada al negocio de la empresa titular, que debe ser señalada.
- 6.2 Deberá presentar un Informe Técnico incluyendo los Estudios y Simulaciones para dos años luego de la fecha prevista de retiro de Operación Comercial, a fin de verificar que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico, ni la seguridad de la operación en el SEIN.
- 7.1 Certificado de Conclusión de Operación Comercial. Aplicable solo a instalaciones de generación que estuvieron en Operación Comercial en el COES.
- 7.2 Informe sobre los causales del retiro de instalaciones, los cuales deberán estar debidamente sustentados.
- 7.3 Informe Técnico de los estudios eléctricos para verificar que el retiro de la instalación no afecta a otros agentes del SEIN, no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico, ni la seguridad de la operación en el SEIN. Estos estudios deberán cubrir los dos años siguientes para la fecha prevista de retiro de instalaciones.
- 7.4 Cronograma previsto del retiro de instalaciones.