

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 558 Noviembre 10 de 2011

Por el cual se aprueba el procedimiento guía y los plazos aclaratorios no previstos en la regulación para la entrada en operación de plantas al SIN de Activos del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR - y de Activos de conexión al STN

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, su Reglamento Interno y según lo acordado en la reunión No. 355 del 10 de noviembre de 2011 y,

CONSIDERANDO

1. Que para mayor claridad en el sector eléctrico, se hace necesario organizar en un documento guía los requerimientos regulatorios y operativos relacionados con la entrada en operación comercial de proyectos de generación, de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y de conexión al STN.
2. Que de acuerdo con la Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 080 de 1999, dentro de las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) se encuentra realizar el Planeamiento Operativo Eléctrico para lo cual se hace necesario precisar plazos para la recepción de información por parte del promotor del proyecto o de los agentes interesados en conectar activos al SIN y la información mínima requerida para que sean incluidos en los análisis realizados por el CND.
3. Que en el Anexo CC3 del Código de Conexión contenido en la Resolución CREG 025 de 1995 se establecieron los requisitos técnicos de comunicaciones, haciéndose necesario establecer los plazos mínimos para realizar la coordinación entre los agentes y el CND para especificar los equipos de telecomunicaciones requeridos y garantizar el intercambio de toda la información de supervisión y control necesaria para la operación confiable del SIN.
4. Que se hace necesario precisar las señales requeridas de SOE para realizar la supervisión de los activos que se conectan al STN o a los STR's y el plazo para la recepción de la misma.
5. Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 10.3 del Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995:

"El Usuario debe suministrar con tres meses de anticipación a la puesta en servicio un estudio de coordinación de protecciones y calcular los ajustes definitivos. Antes de la puesta en servicio, el Transportador y el Usuario ajustarán las protecciones de los nuevos campos de conexión y otros puntos del STN que se modifiquen en razón de la conexión. Es requisito tener probados y calibrados los relés de protección de acuerdo con dichos ajustes para las pruebas de puesta en servicio"

6. Que según la Resolución CREG 080 de 1999, dentro de las funciones de las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Conexión al STN y del Centro Nacional de Despacho (CND) se encuentra la elaboración de estudios e informes:

Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN:

"(...) Estudios de ajuste y coordinación de protecciones de los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a 220 kV que sean de su propiedad y de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente. Los estudios deberán efectuarse en el contexto de normas y guías técnicas internacionales, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes y las definiciones que para el efecto establezca el CND. Dichos estudios deberán actualizarse como mínimo semestralmente.

De igual forma, dentro de las funciones establecidas para los OR's, se tiene:

"(...) Estudios de coordinación de protecciones de los activos de su propiedad o que le hayan sido encargadas por otros Transportadores o generadores no despachados centralmente, para garantizar la operación segura y confiable del SIN; para lo cual deberán tener en cuenta las recomendaciones del CND"

Centro Nacional de Despacho (CND):

"(...) Estudios de coordinación de protecciones de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y de aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera, de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, para asegurar una operación segura y confiable del SIN

Para esto, el CND mantendrá una base de datos con la información de protecciones. Para la actualización de la base de datos, los agentes remitirán la información necesaria, como mínimo semestralmente o cuando el CND lo requiera"

7. Que de acuerdo con lo anterior, se requiere establecer los plazos para el intercambio de información del estudio de protecciones entre los agentes y el CND, para propender por una operación segura y confiable de los proyectos que se conectan al SIN.

8. Que por medio de este procedimiento guía se posibilita alcanzar un estándar común para una metodología y secuencia de entrega de información y se permite al promotor del proyecto desarrollar su etapa de pruebas de forma ágil y con información precisa y al CND obtener información secuencial, adecuada y oportuna.

9. Que el Grupo Nacional de Protecciones, el Subcomité de Estudios Eléctricos y un grupo de trabajo que incluyó representantes del Comité de Transmisión, Distribución y el Comité de Operación revisaron el documento y dieron su concepto favorable.

10. Que el Comité de Operación en su reunión 218 del 27 de octubre de 2011 recomendó al Consejo Nacional de Operación la expedición del presente Acuerdo.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar el procedimiento guía para la entrada de nuevos proyectos, contenido en el documento "Requisitos Regulatorios y Operativos para la Entrada de Nuevos Proyectos al SIN", el cual se adjunta al presente Acuerdo como Anexo que hace parte integral del mismo.

SEGUNDO: Aprobar los plazos no previstos en la regulación que se indican en el "Cuadro resumen requisitos" que hace parte del documento.

TERCERO: Para revisar y ajustar de ser necesario, los plazos establecidos en el procedimiento guía, el CND realizará un seguimiento semestral al cumplimiento de los plazos aprobados en el artículo segundo del presente Acuerdo, cuyos resultados serán presentados a los Comités de Transmisión, Distribución y Operación, en las reuniones de julio y diciembre del año 2012.

CUARTO: El presente Acuerdo rige a partir del primero de enero del 2012.

El Presidente,

El Secretario Técnico,



GERMÁN GARCÍA VALENZUELA



ALBERTO OLARTE AGUIRRE

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO

REQUISITOS REGULATORIOS Y OPERATIVOS PARA LA ENTRADA DE NUEVOS PROYECTOS AL SIN

Para la entrada en operación comercial de proyectos de generación, transmisión o distribución de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se encuentra definida una serie de requisitos regulatorios a cumplir, tanto por parte de los agentes que se conectan y los que entregan el punto de conexión como por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Teniendo en cuenta lo anterior y con el fin de ofrecer una herramienta que sirva de referencia para los agentes interesados en poner en operación comercial proyectos de generación, transmisión o distribución al SIN, se presentan a continuación los aspectos regulatorios y operativos a tener en cuenta para la entrada en operación de plantas al SIN, de activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de activos de conexión al STN y de activos de uso de los Sistemas de Transmisión Regionales (STR's), lo cual contribuirá al mejoramiento de la planeación operativa, la confiabilidad y la seguridad del SIN.

Para el entendimiento de este documento se establecerán las siguientes definiciones:

Pruebas de puesta en servicio o pruebas de entrada en operación comercial: período anterior a la fecha de entrada en operación comercial, durante el cual un agente realiza pruebas para verificar el correcto funcionamiento de sus equipos, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normatividad vigente para su conexión al SIN y determina los parámetros de funcionamiento de los mismos. Al finalizar las pruebas de puesta en servicio y una vez cumplidos los requisitos normativos para la conexión, el agente puede declarar la entrada en operación comercial del activo.

Fecha de entrada en operación comercial o entrada en operación: fecha a partir de la cual un activo se considera listo para el servicio y por tanto, cumple con toda la normatividad requerida para ello.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Declaración de entrada en operación comercial o entrada en operación:

comunicación enviada al CND mediante la cual un agente declara que un activo está listo para el servicio y por tanto, cumple con toda la normatividad requerida para ello.

Entrada en operación comercial de generadores (Incluye plantas despachadas centralmente, no despachadas centralmente y cogeneradores)

Sin perjuicio de los requisitos y plazos que deben cumplir los agentes generadores con asignación de Obligaciones de Energía Firme, en cumplimiento de las disposiciones del Cargo por Confiabilidad (según Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan), cuando se vaya a incorporar un nuevo generador al SIN, el promotor del proyecto o agente generador que lo represente deberá seguir el siguiente procedimiento:

1. Notificación del proyecto ante el CND. Esta notificación se realizará enviando copia del concepto emitido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y comunicación firmada por el Operador de Red (OR) o Transmisor Nacional (TN) que entrega el punto de conexión informando la capacidad de transporte asignada en el contrato de conexión y las fechas de entrada en operación de la primera unidad y la planta establecidas en el contrato de conexión junto con la garantía de la que trata la Resolución CREG 106 de 2006 o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan.

Nota: Recordar que el contrato de conexión debe estar firmado máximo a los treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión del concepto por parte de la UPME o a la fecha que se defina en los documentos de selección de la convocatoria, si es el caso. (Ver Res. CREG 106 de 2006, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

2. Constituir la garantía establecida en la Resolución CREG 093 de 2007 (o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan), en el caso de requerirse.
3. Por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la fecha prevista de entrada en operación comercial, deberá remitir al CND la siguiente información:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

- Formatos con información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, de acuerdo con lo definido en el anexo 1 de este documento.
 - Diagrama Unifilar. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC7, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
4. Con una anticipación mínima de noventa (90) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación se deberá remitir al CND la siguiente información:

- Comunicación informando sobre los trabajos de expansión y los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN. Esta comunicación deberá incluir el plan estimado de desconexiones. (Ver Res. 061 de 2000 - Res. 011 de 2009, Res. 097 de 2008, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

Nota: La gestión de las consignaciones que se requieran para la conexión del proyecto se realizaran cumpliendo con los plazos y procedimientos previstos en la reglamentación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN.

- Coordinar con el CND las necesidades de canales de comunicaciones. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC3, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

Nota: Los cogeneradores y las plantas no despachadas centralmente deberán tener sistema de supervisión y cumplir con este requisito siempre y cuando el CND lo requiera. (Ver Res. 080 de 1999, Artículo 30, numeral 2, literal b, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

- Estudio preliminar de coordinación de protecciones. El contenido mínimo de este informe se especifica en el anexo 2 de este documento.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Nota: El CND entregará comentarios al agente dentro de los treinta (30) días siguientes a la recepción del estudio preliminar de coordinación de protecciones.

5. Con una anticipación mínima de treinta (30) días calendario a la fecha prevista de Entrada en Operación Comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

- Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del proyecto que considere las recomendaciones del TN u OR y del CND, incluyendo análisis de flujos de carga y cortocircuito. Ver documento "Guías para el buen ajuste y coordinación de protecciones del SIN" elaborado por el grupo Nacional de Protecciones y Controles (GNPyC). (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Diagramas unifilares con la ubicación de las protecciones, que permitan identificar las acciones de las mismas y sus esquemas, indicando también sus transformadores de instrumentación asociados y sus características eléctricas. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4-CC7, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Listado de las señales disponibles de SCADA y SOE. Las señales de SOE se especifican en el anexo 3 de este documento. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC6, Acuerdo CNO 491, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Información de diseño del sistema de control. Aplica para plantas despachadas centralmente. (Ver Res. 025 de 1995 – Código de Operación Anexo CO2, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

6. Registro del promotor del proyecto como agente generador ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en caso de que no se encuentre registrado, o comunicación informando al agente generador que lo representará. (Ver Res. 24 de 1995, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Nota: Una vez el promotor del proyecto defina el agente generador que lo representará ante el ASIC será este último quien deberá enviar la información al CND.

7. Registro de las fronteras comerciales ante el ASIC (frontera de generación y de consumos auxiliares) dentro de los plazos establecidos para ello en la regulación vigente utilizando para ello los formatos publicados por el ASIC. (Ver Res. CREG 006 de 2003 modificada por la Res. CREG 013 de 2010, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
8. Enviar al CND por lo menos con quince (15) días de anticipación el protocolo de maniobras que hace parte del protocolo de pruebas de puesta en servicio. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión, Artículo 5, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
9. Informar al CND como mínimo con siete (7) días de anticipación, la fecha prevista para la iniciación de pruebas de puesta en servicio. (Ver Res. CREG 121 de 1998, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan)
10. Enviar al CND con tres (3) días de anticipación a la ejecución de pruebas de puesta en servicio, el cronograma y la descripción de las pruebas a realizar. (Ver Res. CREG 121 de 1998, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
11. Previo a la declaración de entrada en operación de la unidad y/o planta el agente generador o el generador que lo represente enviará al CND la siguiente información:
 - Formatos para la declaración de los parámetros de la unidad y planta con la información definitiva. Para plantas térmicas se requiere diligenciar el formato del Acuerdo CNO 531 o aquél que lo complemente, modifique o sustituya (parámetros y rampas). Para plantas de ciclo combinado, que tengan mínimo dos unidades de gas, enviar el acuerdo CNO donde se apruebe el modelo de rampas. (Ver Res. 093 de 2010 o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

- Coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión Anexo CC5-CC6, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Resultados de pruebas de estatismo y banda muerta. (Según lo establecido en el Acuerdo CNO 496 o aquel que lo modifique o sustituya).
- Resultado de la prueba de potencia reactiva. (Ver Res. 025 de 1995 -Código de Operación Artículo 7.4.1, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan). Aplica sólo para plantas despachadas centralmente.
- Comunicación firmada por el TN u OR que entrega el punto de conexión informando el cumplimiento de código de conexión.

12. Una vez cumplidos todos los requisitos anteriormente mencionados el agente generador o el generador que lo represente podrá declarar en operación comercial el proyecto.

Nota 1: Dado que la declaración en operación comercial de una planta despachada centralmente se oficializa con la declaración de la oferta para el despacho económico es necesario que la fecha de entrada en operación comercial informada en la comunicación sea como mínimo dos días después del envío de la misma, esto con el fin de que se adecúen todos los procedimientos necesarios en el despacho económico. (Ver Res. 121 de 1998, artículo 1, literal c, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan). Si es una planta no despachada centralmente, junto con la declaración de entrada en operación comercial, se enviará por primera vez la programación de la generación para el día siguiente, a incluir en el despacho económico.

Nota 2: Para el retiro y reingreso de plantas se deberán seguir los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan (Artículos 14, 15 y 16).

Para plantas que soliciten reingreso antes de cumplir un año posterior a su retiro y que de acuerdo con el artículo 16 de la Resolución CREG 071 de 2006 conserven la capacidad

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

de transporte asignada, para su reingreso tendrán que informar a la CREG y al CND como mínimo treinta (30) días calendario antes de la entrada en operación comercial y cumplir con los requisitos que le apliquen según lo establecido en este documento.

13. Así mismo, para verificar lo establecido en la Resolución CREG 106 de 2006 (o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan) acerca del cumplimiento por parte del generador de entrar en operación en la fecha establecida en el Contrato de Conexión, con por lo menos el 90% de la capacidad asignada, el agente generador que lo represente debe enviar al CND alguno de los siguientes documentos:

- Reporte con los protocolos de las pruebas de Consumo Térmico Específico, para el caso de plantas térmicas (Ver Acuerdo CNO 423, aquellos que los modifiquen, complementen o sustituyan), y de Factor de Conversión, para el caso de plantas hidráulicas (Ver Acuerdo CNO 360 y 427 aquellos que los modifiquen, complementen o sustituyan), en las cuales conste la Capacidad Efectiva Neta.
- Si la planta tiene sistema de supervisión con el CND, enviar reporte de potencia mostrado en el sistema SCADA el día de la entrada en operación, en el cual se evidencie que la potencia generada es superior o igual al 90% de la capacidad asignada en el contrato de conexión.
- El reporte de contadores el día de la entrada en operación, siempre y cuando logre generar por lo menos en un período horario, al menos el 90% del valor de Capacidad efectiva Neta estipulado en el contrato de conexión.
- Reporte de la capacidad instalada de la planta expedido por el Operador de Red, para los proyectos que no tienen supervisión con el CND.

14. Una vez entrado en operación el proyecto el agente deberá enviar dentro de los treinta (30) días siguientes el ajuste de los dispositivos de protección implementados en sitio. (Ver Res. 080 de 1999 Artículo 4 numeral 3a, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Entrada en operación comercial de activos de uso del STN y de Activos de Conexión al STN

Cuando vaya a incorporar un nuevo activo del STN, o de conexión al STN el propietario o representante del proyecto deberá seguir el siguiente procedimiento:

1. Por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la fecha prevista de entrada en operación comercial, deberá remitir al CND la siguiente información:
 - Notificación del proyecto ante el CND. Esta notificación se realizará enviando comunicación informando el proyecto a ejecutar y la fecha prevista para la entrada en operación.
 - Formatos con información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, de acuerdo con lo definido en el anexo 1 de este documento.
 - Diagrama Unifilar. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC7, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
2. Constituir la garantía establecida en la Resolución CREG 093 de 2007 (o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan), en el caso de requerirse.
3. Con una anticipación mínima de noventa (90) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación se deberá remitir al CND la siguiente información
 - Comunicación informando sobre los trabajos de expansión y los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN. Esta comunicación deberá incluir el plan estimado de desconexiones. (Ver Res. 061 de 2000 - Res. 011 de 2009, Res. 097 de 2008, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Nota: la gestión de las consignaciones que se requieran para la conexión del proyecto se realizarán cumpliendo con los plazos y procedimientos previstos en la reglamentación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN.

- Coordinar con el CND las necesidades de canales de comunicaciones. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC3, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Estudio preliminar de coordinación de protecciones. El contenido mínimo de este informe se especifica en el anexo 2 de este documento.

Nota: El CND entregará comentarios al agente dentro de los treinta (30) días siguientes a la recepción del estudio preliminar de coordinación de protecciones.

4. Con una anticipación mínima de treinta (30) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

- Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del proyecto que considere las recomendaciones del TN u OR y del CND, incluyendo análisis de flujos de carga y cortocircuito. Ver documento "Guías para el buen ajuste y coordinación de protecciones del SIN" elaborado por el grupo Nacional de Protecciones y Controles (GNPyC). (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Diagramas unifilares con la ubicación de las protecciones, que permitan identificar las acciones de las mismas y sus esquemas, indicando también sus transformadores de instrumentación asociados y sus características eléctricas. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4-CC7, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Listado de las señales disponibles de SCADA y SOE. Las señales de SOE se especifican en el anexo 3 de este documento. (Ver Res. 025 de 1995 Código de

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Conexión, Anexo CC6, Acuerdo CNO 491, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

5. Registro de las fronteras comerciales ante el ASIC, en caso de requerirse, dentro de los plazos establecidos para ello en la regulación vigente. (Ver Res. CREG 006 de 2003 modificada por la Res. CREG 013 de 2010, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
6. Enviar al CND por lo menos con quince (15) días de anticipación el protocolo de maniobras que hace parte del protocolo de pruebas de puesta en servicio. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión, Artículo 5, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
7. Previo a la declaración de entrada en operación se deberá enviar al CND la siguiente información:
 - Formatos para la declaración de los parámetros de los equipos a registrar con información definitiva.
 - Coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión Anexo CC5-CC6, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
 - Comunicación dando constancia del cumplimiento de código de conexión otorgado por el transportador que entrega el punto de conexión.
8. Una vez cumplidos todos los requisitos anteriormente mencionados el representante del proyecto podrá declarar en operación comercial el proyecto indicando la fecha y hora respectiva.

Nota: Los activos declarados en operación se tendrán en cuenta en la operación según la reglamentación vigente.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

9. Una vez entrado en operación el proyecto el agente deberá enviar dentro de los treinta (30) días siguientes el ajuste de los dispositivos de protección implementados en sitio. (Ver Res. 080 de 1999 Artículo 4 numeral 3a, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

Entrada en operación de activos de uso de nivel de tensión IV

Cuando se vaya a incorporar al SIN un nuevo activo de uso de nivel de tensión IV, el Operador de Red (OR) representante del proyecto deberá seguir el siguiente procedimiento:

1. Por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la fecha prevista de entrada en operación comercial, deberá remitir al CND la siguiente información:
 - Notificación del proyecto ante el CND. Esta notificación se realizará enviando comunicación informando el proyecto a ejecutar y la fecha prevista para la entrada en operación.
 - Formatos con información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, de acuerdo con lo definido en el anexo 1 de este documento.
 - Diagrama Unifilar. (Ver Res. 070 de 1998 Anexo RD-1, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
2. Con una anticipación mínima de noventa (90) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación se deberá remitir al CND la siguiente información:
 - Comunicación informando sobre los trabajos de expansión y los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN. Esta comunicación deberá incluir el plan estimado de desconexiones. (Ver Res. 097 de 2008, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Nota: La gestión de las consignaciones que se requieran para la conexión del proyecto se realizarán cumpliendo con los plazos y procedimientos previstos en la reglamentación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN.

- Coordinar con el CND las necesidades de canales de comunicaciones. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC3, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Estudio preliminar de coordinación de protecciones. El contenido mínimo de este informe se especifica en el anexo 2 de este documento.

Nota: El CND entregará comentarios al agente dentro de los treinta (30) días siguientes a la recepción del estudio preliminar de coordinación de protecciones.

3. Con una anticipación mínima de treinta (30) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

- Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del proyecto que considere las recomendaciones del TN u OR y del CND, incluyendo análisis de flujos de carga y cortocircuito. Ver documento "Guías para el buen ajuste y coordinación de protecciones del SIN" elaborado por el grupo Nacional de Protecciones y Controles (GNPyC). (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
- Diagramas unifilares con la ubicación de las protecciones, que permitan identificar las acciones de las mismas y sus esquemas, indicando también sus transformadores de instrumentación asociados y sus características eléctricas.
- Listado de las señales disponibles de SCADA y SOE. Las señales de SOE se especifican en el anexo 3 de este documento. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC6, Acuerdo CNO 491, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

4. Registro de las fronteras comerciales ante el ASIC, en caso de requerirse, dentro de los plazos establecidos para ello en la regulación vigente. (Ver Res. CREG 006 de 2003 modificada por la Res. CREG 013 de 2010, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
5. Enviar al CND por lo menos con quince (15) días de anticipación el protocolo de maniobras que hace parte del protocolo de pruebas de puesta en servicio.
6. Previo a la declaración de entrada en operación se deberá enviar al CND la siguiente información:
 - Formatos para la declaración de los parámetros de los equipos a registrar con información definitiva.
 - Coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión Anexo CC5-CC6, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).
 - Comunicación dando constancia del cumplimiento con el Reglamento de Distribución otorgado por el operador de red que entrega el punto de conexión.

Una vez cumplidos todos los requisitos anteriormente mencionados el agente podrá declarar en operación comercial el proyecto indicando la fecha y hora respectivas.

7. Una vez entrado en operación el proyecto el agente deberá enviar dentro de los treinta (30) días siguientes el ajuste de los dispositivos de protección implementados en sitio. (Ver Res. 080 de 1999 Artículo 4 numeral 3a, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

"Cuadro resumen requisitos"

Ítem	Requisitos	Plazo	Plantas Despachadas Centralmente ⁽⁶⁾	Plantas menores y cogeneradores ⁽⁶⁾	Activos de uso del STN y conexión al STN	Activos de uso de nivel de tensión IV	Plazo establecido en la reglamentación vigente
1	Notificación del proyecto ante el CND ⁽¹⁾	Ver nota 1	x	x	x	x	No
2	Garantía establecida según la resolución CREG 093 de 2007	Según regulación vigente	x	NA	x	NA	Si
3	Garantía de conexión establecida según la resolución CREG 106 de 2006	Según regulación vigente	x	x	NA	NA	Si
4	Formatos con información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, de acuerdo con lo definido en el anexo 1 de este documento	6 meses	x	x	x	x	No
5	Diagrama Unifilar	6 meses	x	x	x	x	No
6	Comunicación informando sobre los trabajos de expansión y los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN. Esta comunicación debe incluir el plan estimado de desconexiones.	90 días	x	x	x	x	Si
7	Coordinar con el CND las necesidades de canales de comunicaciones.	90 días	x	Lo define el CND	x	x	No
8	Estudio preliminar de coordinación de protecciones. El contenido mínimo de este informe se especifica en el anexo 2 de este documento	90 días	x	x	x	x	No
9	Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del proyecto que considere las recomendaciones del TN u OR y del CND, incluyendo análisis de flujos de carga y cortocircuito.	30 días	x	x	x	x	No

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

10	Diagramas unifilares con la ubicación de las protecciones, que permitan identificar las acciones de las mismas y sus esquemas, indicando también sus transformadores de instrumentación asociados y sus características eléctricas.	30 días	x	x	x	x	No
11	Listado de las señales disponibles de SCADA y SOE. Las señales de SOE se especifican en el anexo 3 de este documento.	30 días	x	Lo define el CND	x	x	No
12	Información del sistema de control.	30 días	x	NA	NA	NA	No
13	Registro del promotor del proyecto como agente generador ante el ASIC, en caso de que no se encuentre registrado o comunicación informando el agente generador que lo representará.	Según regulación vigente	x	x	NA	NA	Si
14	Registro de la frontera comercial ante el ASIC, en caso de requerirse	Según regulación vigente	x	x	x	x	Si
15	Protocolo de maniobras que hace parte del protocolo de pruebas de puesta en servicio	15 días	x	x	x	x	No
16	Comunicación informando la fecha prevista para la iniciación de pruebas de puesta en servicio ⁽²⁾	7 días	x	x	NA	NA	Si
17	Cronograma y la descripción de las pruebas a realizar ⁽³⁾	3 días	x	x	NA	NA	Si
18	Formatos para la declaración de los parámetros definitivos de los equipos ⁽⁴⁾	Previo a la declaración de entrada en operación	x	x	x	x	No
19	Modelo de rampas ⁽⁵⁾	Previo a la declaración de entrada en operación	x	NA	NA	NA	No
20	Recepción a satisfacción de las pruebas de supervisión realizadas conjuntamente con CND.	Previo a la declaración de entrada en operación	x	Depende si se requiere el ítem 11	x	x	No
21	Resultados de pruebas de estatismo y banda muerta	Previo a la declaración de entrada en operación	x	NA	NA	NA	No

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

22	Resultado de la prueba de potencia reactiva.	Previo a la declaración de entrada en operación	x	NA	NA	NA	No
23	Comunicación firmada por el TN u OR que entrega el punto de conexión informando el cumplimiento de código de conexión.	Previo a la declaración de entrada en operación	x	x	x	x	No
24	Ajuste de los dispositivos de protección implementados en sitio.	30 días después de la entrada en operación comercial del proyecto	x	x	x	x	No

Notas:

- (1) Para proyectos de generación depende del concepto de la UPME, para los otros proyectos 6 meses
- (2) 7 días antes del inicio de pruebas
- (3) 3 días antes del inicio de pruebas
- (4) Para plantas térmicas se requiere diligenciados los formatos del Acuerdo CNO 531 o aquél que lo modifique o sustituya, (parámetros y el modelo de rampas de aumento y disminución)
- (5) Para plantas de ciclo combinado, que tengan mínimo dos unidades de gas, enviar el acuerdo CNO donde se apruebe el modelo de rampas
- (6) Las plantas filo de agua deberán cumplir los requisitos que apliquen según reglamentación vigente

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Anexo 1. Formatos con información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo.

El conjunto de parámetros relacionados en este anexo constituyen la información mínima requerida, sin perjuicio de lo establecido en la regulación vigente, para la realización de estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo

Líneas

INFORMACIÓN BÁSICA			
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor
1	NOMBRE DE LA LÍNEA	Nombre de la línea a la que se le actualiza información	
2	BARRA INICIAL	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre del punto de conexión donde se conecta el extremo inicial de la línea.	
3	BARRA FINAL	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre del punto de conexión donde se conecta el extremo final de la línea.	

INFORMACIÓN TÉCNICA				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
4	TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	Voltaje nominal de operación de la línea.		kV
5	LONGITUD	Longitud de la línea. Corresponde a la sumatoria de vanos, es decir, corresponde a la proyección sobre la horizontal. Este valor debe coincidir con la sumatoria de las longitudes de los segmentos de línea declarados		km
6	CAPACIDAD NOMINAL	Es la cantidad máxima de corriente que puede transportar la línea y sus elementos asociados (bajantes de conexión con los pararrayos y los transformadores de potencial, trampas de onda, transformadores de corriente, interruptores y seccionadores) en condiciones normales de operación y por un tiempo indefinido. A este límite también se conoce como la capacidad o corriente normal de operación.		A

4

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

7	ELEMENTO QUE IMPONE EL LÍMITE OPERATIVO	Declarar cuál es el elemento que impone el límite operativo, es decir el que restringe la máxima corriente. Entre los elementos están: línea de transmisión (Cable), bajantes de conexión con los pararrayos y los transformadores de potencial, trampas de onda, transformadores de corriente, interruptores y seccionadores.		
8	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA (R1)	Resistencia equivalente de secuencia positiva (por unidad de longitud).		Ω/Km
9	REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA (X1)	Reactancia equivalente de secuencia positiva (por unidad de longitud).		Ω / Km
10	SUSCEPTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA (B1) (1)	Susceptancia equivalente de secuencia positiva (por unidad de longitud).		$\mu\text{S}/\text{Km}$
11	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO (R0)	Resistencia equivalente de secuencia cero (por unidad de longitud).		Ω / Km
12	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO (X0)	Reactancia equivalente de secuencia cero (por unidad de longitud).		Ω / Km
13	SUSCEPTANCIA DE SECUENCIA CERO (B0) (1)	Susceptancia equivalente de secuencia cero (por unidad de longitud).		$\mu\text{S}/\text{Km}$

Transformadores

INFORMACIÓN BÁSICA			
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor
1	NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	Nombre del transformador al que se le actualiza información	
2	BARRA DE ALTA TENSIÓN	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el devanado de alta tensión del transformador.	
3	BARRA DE MEDIA TENSIÓN. (2)	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el devanado de media tensión del transformador.	
4	BARRA DE BAJA TENSIÓN	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el devanado de baja tensión del transformador.	

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
5	IMPEDANCIA ALTA-BAJA	Impedancia de corto circuito del transformador entre el lado de alta y el lado de baja en el tap central, tomando como base la potencia del devanado de mayor potencia nominal. ⁽¹⁾		%
6	IMPEDANCIA ALTA-MEDIA	Impedancia de corto circuito del transformador entre el lado de alta y el lado de media en el tap central, tomando como base la potencia del devanado de mayor potencia nominal. ^{(1) (2)}		%
7	IMPEDANCIA MEDIA-BAJA	Impedancia de corto circuito del transformador entre el lado de media y el lado de baja en el tap central, tomando como base la potencia del devanado de mayor potencia nominal. ⁽¹⁾		%
8	GUPO DE CONEXIÓN	Nombre del grupo horario de conexión. Por ejemplo Ynynd11		

INFORMACIÓN TÉCNICA DEVANADO DE ALTA TENSIÓN				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
9	TENSIÓN NOMINAL	Voltaje nominal de operación (fase – tierra) del devanado.		kV
10	CAPACIDAD NOMINAL	Capacidad nominal máxima del devanado		MVA
11	R	Resistencia serie de secuencia positiva para el devanado.		%
12	RTIERRA	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.		%
13	X	Reactancia serie de secuencia positiva para el devanado.		%
14	XTIERRA	Reactancia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.		%

INFORMACIÓN TÉCNICA DEVANADO DE MEDIA TENSIÓN ⁽²⁾				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
15	TENSIÓN NOMINAL	Voltaje nominal de operación (fase – tierra) del devanado.		kV
16	CAPACIDAD NOMINAL	Capacidad nominal máxima del devanado		MVA
17	R	Resistencia serie de secuencia positiva para el devanado.		%
18	RTIERRA	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.		%

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

19	X	Reactancia serie de secuencia positiva para el devanado.	%
20	XTIERRA	Reactancia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.	%

INFORMACIÓN TÉCNICA DEVANADO DE BAJA TENSIÓN				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
21	TENSIÓN NOMINAL	Voltaje nominal de operación (fase – tierra) del devanado.		kV
22	CAPACIDAD NOMINAL	Capacidad nominal máxima del devanado		MVA
23	R	Resistencia serie de secuencia positiva para el devanado.		%
24	RTIERRA	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.		%
25	X	Reactancia serie de secuencia positiva para el devanado.		%
26	XTIERRA	Reactancia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.		%

INFORMACIÓN TÉCNICA DEL CAMBIADOR DE TOMAS				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
27	LADO DEL TAP	Indicar en que devanado está aplicando el cambiador de tomas (Alta-Media-Baja)		
28	PASO MAXIMO	Tensión para la máxima posición del tap		kV
29	PASO MINIMO	Mínima posición del tap		kV
30	PASO NOMINAL	Tensión para la posición central del tap		kV
31	TENSIÓN TAP NOMINAL	Tensión en el secundario cuando el tap se encuentra en su posición nominal.		kV
32	PASO POR TAP	Cambio en el voltaje por cada paso del tap en porcentaje de la tensión nominal		%
33	ZCCmax	Impedancias de cortocircuito del transformador para la posición máxima del tap. ⁽³⁾		%
34	ZCCmin	Impedancias de cortocircuito del transformador para la posición mínima del tap. ⁽³⁾		%

Notas:

1. El valor de impedancia en % debe ser reportado usando la base del devanado de mayor potencia nominal, por ejemplo para un transformador tridevanado 220/110/13,8 kV de 100/70/30 MVA. Se reportan impedancias HV-LV de 10,89% (en base a 100MVA), HV-MV de 6,93% (en base a 100MVA) y MV-LV de 4,2% (en base a 70MVA).

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

2. Para transformadores bidevanados no se deben diligenciar estos campos.
3. En este ítem se deben indicar las impedancias HV-MV, HV-LV y MV-LV para los transformadores tridevanados, o HV-LV para los transformadores bidevanados, usando la base del devanado de mayor potencia nominal.
4. Se debe suministrar la información con cuatro decimales.

Condensadores

INFORMACIÓN BÁSICA			
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor
1	Nombre del banco al que se le actualiza información	1. NOMBRE DEL BANCO DE CONDENSADORES	
2	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el banco.	2. BARRA	

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
3	CAPACIDAD NOMINAL	Potencia reactiva nominal total al voltaje nominal. Este valor debe ser positivo.		MVAR
4	TENSIÓN NOMINAL	Voltaje nominal al cual fue medida la capacidad nominal de salida. Este normalmente debe estar en el rango del 10% del voltaje al cual el banco es conectado a la red.		kV
5	CONEXIÓN	Tipo de conexión del banco: serie o paralelo		
6	MODO CONEXIÓN	Si la conexión es paralelo, decir el modo: estrella sólidamente aterrizada, estrella con neutro aterrizado a través de impedancia, estrella con neutro sin aterrizar, Delta. Si es serie indicar el Nombre de la línea asociada.		

Notas:

1. Se entiende por banco de condensadores, la agrupación de condensadores individuales que tienen la posibilidad de operarse o maniobrarse conjuntamente a través de una sola conexión al STN.
2. Cuando un condensador individual tenga una conexión independiente al STN debe considerarse como un banco con un solo elemento.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Reactores

INFORMACIÓN BÁSICA			
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor
1	NOMBRE DEL BANCO DE REACTORES	Nombre del banco al que se le actualiza información	
2	BARRA	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y punto de conexión.	

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
3	CAPACIDAD NOMINAL	Potencia reactiva nominal total al voltaje nominal. Este valor debe ser positivo.		MVAR
4	TENSIÓN NOMINAL	Voltaje nominal al cual fue medida la capacidad nominal. Este normalmente debe estar en el rango del 10% del voltaje al cual el banco es conectado a la red.		kV
5	CONEXIÓN	Tipo de conexión del banco serie o paralelo		
6	MODO CONEXIÓN	Si la conexión es paralelo, decir el modo: estrella sólidamente aterrizada, estrella con neutro aterrizado a través de impedancia, estrella con neutro sin aterrizar, Delta. Si es serie indicar el Nombre de la línea asociada.		

Notas:

1. Se entiende por banco de reactores la agrupación de reactores individuales que tienen la posibilidad de operarse o maniobrarse conjuntamente a través de una sola conexión al STN.
2. Cuando un reactor individual tenga una conexión independiente al STN debe considerarse como un banco con un solo elemento.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Unidades de generación

INFORMACIÓN BÁSICA			
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor
1	NOMBRE DE LA PLANTA	Nombre de la planta a la que pertenece la unidad	
2	BARRA	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre del punto de conexión.	

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
3	TIPO DE TURBINA	Ejemplo: Francis, Pelton, Kaplan. Para unidades hidráulicas. Turbina de gas tipo Frame (TG), Turbina de gas aeroderivada (TGA) Turbina de vapor (TV) para unidades térmicas.		
4	TIPO DE CICLO	Solo para unidades térmicas. Se debe reportar por ejemplo: Ciclo Simple o Brayton, Ciclo Combinado, Ciclo STIG, Ciclo Rankine o vapor.		
5	CAPACIDAD NOMINAL	Potencia de diseño o de placa de una unidad.		MW
6	CAPACIDAD NOMINAL MVA	Potencia de diseño o de placa de una unidad.		MVA
7	MÍNIMO TÉCNICO	Potencia mínima a la que puede operar la unidad, en condiciones normales de operación. (Indicar la causa: temperatura, vibraciones, etc.)		MW
8	FACTOR DE POTENCIA NOMINAL	Es el factor de potencia de diseño o de placa de la unidad generadora.		
9	CAPACIDAD DE ABSORCIÓN DE REACTIVOS	Capacidad de absorción de reactivos declarados por el propietario u operador, con base en los diagramas de cargabilidad de sus generadores. Cada agente suministrará al operador del sistema estos diagramas indicando los valores declarados.		MVARs
10	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE REACTIVOS	Capacidad de generación de reactivos declarados por el propietario u operador, con base en los diagramas de cargabilidad de sus generadores. Cada agente suministrará al operador del sistema estos diagramas, indicando los valores declarados.		MVARs
11	CURVA DE CARGABILIDAD	Se debe anexar la curva de cargabilidad del generador donde se especifiquen las regiones factibles de trabajo en el diagrama P-Q.		

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

PARÁMETROS ELÉCTRICOS				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
12	TENSIÓN NOMINAL	Tensión nominal indicada en los datos de placa de la unidad generadora.		kV
13	ESTATISMO	Característica técnica de una unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.		%
14	BANDA MUERTA	Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.		mHz
15	INERCIA GRUPO TURBINA - GENERADOR	Segundos que tarda el grupo turbina - generador para alcanzar la velocidad nominal al aplicarle en el eje mecánico la potencia nominal de turbina.		s
16	Td'	Constante de tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito.		s
17	Td''	Constante de tiempo subtransitoria de eje directo en corto circuito.		s
18	Tq'	Constante de tiempo transitoria de eje de cuadratura en cortocircuito.		s
19	Tq''	Constante de tiempo subtransitoria de eje de cuadratura en corto circuito.		s
20	Xd	Reactancia sincrónica de eje directo no saturada.		p.u.
21	Xd'	Reactancia transitoria de eje directo no saturada.		p.u.
22	Xd''	Reactancia subtransitoria de eje directo no saturada.		p.u.
23	Xq	Reactancia sincrónica de eje de cuadratura no saturada.		p.u.
24	Xq'	Reactancia transitoria de eje de cuadratura no saturada.		p.u.
25	Xq''	Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura no saturada.		p.u.
26	Rs	Resistencia de estator.		p.u.
27	Xpot	Reactancia de Potier.		p.u.
28	SG10	Parámetro de saturación a 1.0 vez la tensión nominal.		p.u.
29	SG12	Parámetro de saturación a 1.2 veces la tensión nominal.		p.u.
30	X2	Reactancia del generador de secuencia negativa.		p.u.
31	R2	Resistencia del generador de secuencia negativa.		p.u.
32	X0	Reactancia del generador de secuencia cero.		p.u.
33	R0	Resistencia del generador de secuencia cero.		p.u.
34	Xe	Reactancia de aterrizamiento.		p.u.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

35	Re	Resistencia de aterrizamiento.		p.u.
36	Tipo de polo	Tipo de polo del rotor del generador. Ejemplo: Rotor Liso o Polos Salientes.		
37	Xdsat	Reactancia sincrónica saturada de eje directo.		p.u.
38	Xdsat''	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo.		p.u.
39	T'd0	Constante de tiempo transitoria de eje directo y circuito abierto.		s
40	T''d0	Constante de tiempo subtransitoria de eje directo y circuito abierto.		s
41	T'q0	Constante de tiempo transitoria de eje cuadratura y circuito abierto.		s
42	T''q0	Constante de tiempo subtransitoria de eje cuadratura y circuito abierto.		s
43	XI	Reactancia de dispersión.		p.u.

Nota: Los parámetros en p.u. deben estar calculados con base en la tensión nominal y potencia nominal del generador.

SVC

INFORMACIÓN BÁSICA			
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor
1	NOMBRE DEL SVC	Nombre del compensador estático al que se le actualiza información	
2	BARRA	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el SVC.	

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
3	TENSIÓN NOMINAL	Tensión nominal de operación		kV
4	MÁXIMA POTENCIA INDUCTIVA	Máxima potencia reactiva inductiva en condiciones nominales		MVAR
5	MÁXIMA POTENCIA CAPACITIVA	Máxima potencia reactiva capacitiva en condiciones nominales		MVAR
6	UNIFILAR	Anexar diagrama unifilar de la conexión del SVC donde se detallen los equipos de seccionamiento y de corte, así como la configuración completa de TCRs, TSCs y filtros del SVC.		

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Subestaciones, barras y bahías

INFORMACIÓN BÁSICA				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
1	NOMBRE SUBESTACION	Nombre de la subestación a la que se le actualiza información		
2	NOMBRE DEL ACTIVO	Nombre del activo, Ejemplo: Barra, Bahía, Subestación.		
3	NIVELES DE TENSIÓN	Niveles nominales de tensión de la subestación expresados en forma de cadena de caracteres ejemplo: 500/230/115 kV		kV
4	CONFIGURACION	Configuración de la subestación, ejemplo: Barra sencilla, Doble barra, Doble barra con transferencia, Anillo, barra con bypass, Barra Principal + Transferencia, Interruptor y medio		
5	UNIFILAR	Anexar diagrama unifilar de la subestación donde se detallen los equipos de seccionamiento y de corte de las diferentes bahías, así como la configuración completa de la subestación		

INFORMACIÓN TÉCNICA DE BARRAS				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
6	TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	Tensión nominal de operación de la barra		kV
7	CAPACIDAD	Capacidad nominal en corriente que tiene la barra.		A

INFORMACIÓN TÉCNICA DE BAHÍAS				
ÍTEM	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
8	CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	Capacidad de cortocircuito de diseño.		kA

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Anexo 2. Información requerida para la elaboración del estudio de protecciones

Este documento debe incluir los siguientes numerales del documento "LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN" propuesto por el Grupo Nacional de Protecciones y Controles (GNPyC) del Subcomité de Estudios Eléctricos:

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Esta sección debe incluir una descripción del proyecto en estudio y debe contener la siguiente información:

- Etapas del proyecto.
- Ubicación geográfica.
- Diagrama unifilar del área de Influencia del proyecto bajo estudio.
- Configuración de la(s) subestación(es) asociada al proyecto.
- Características de los relés a intervenir (referencia, fabricante)
- Características de los Transformadores de Corriente y Tensión.
- Unifilar de funciones de protección del proyecto bajo estudio.
- Lista de los parámetros eléctricos de equipos existentes, líneas, transformadores y generadores utilizados para el estudio los cuales deben estar de acuerdo con lo reportado en el sistema Parámetros Técnicos del SIN (PARATEC).

ELEMENTOS A PROTEGER Y ÁREA DE IMPACTO DEL ESTUDIO

Como punto de partida para la elaboración de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones, es preciso tener definido el conjunto de elementos del sistema de potencia a proteger y a partir de ello identificar la zona o área de impacto del sistema bajo estudio.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Los parámetros eléctricos de los equipos existentes en el área de influencia del estudio deben ser consistentes con los reportados al CND y almacenados en el PARATEC. En caso de que existan inconsistencias entre la información utilizada en el estudio y la información reportada al CND, el agente deberá enviar a este último, la correspondiente justificación y actualización de parámetros. Con lo anterior se logra mantener la misma información como dato de entrada en los diferentes estudios, tanto eléctricos como de protecciones, realizados por el operador del SIN y otros agentes.

En los proyectos de expansión del SIN, se requiere tener definido y acordado con el operador del sistema, la(s) topología(s) bajo la(s) cual(es) será analizado el sistema eléctrico y el área y/o los equipos eléctricos a considerar para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones.

Una vez establecidos los elementos del sistema de potencia a proteger, se requiere definir el área de influencia o impacto del proyecto, la cual busca establecer hasta dónde la red eléctrica bajo análisis debe ser modelada o considerada, con el fin de obtener un grado de precisión adecuado frente a los fenómenos que puedan presentarse en el sistema y que deben ser considerados dentro de los estudios.

Para la definición del área de impacto, se recomienda tener en cuenta los siguientes elementos:

- Generadores ubicados en las cercanías del proyecto. Las redes a nivel de transmisión y subtransmisión que interconecten a este nivel de tensión, las barras del STN.
- Elementos de compensación fijos y variables, incluyendo aquellos instalados en los terciarios de los transformadores de potencia y que son necesarios para el control de tensiones del área.

Además de las recomendaciones anteriores, se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el proyecto y el operador del SIN, que permita establecer los límites del sistema eléctrico a analizar, para esto, previo al proyecto, se elaborará una

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

reunión de la cual quede el acta respectiva que respalde el desarrollo de las actividades futuras.

Una vez se defina el área de influencia entre los agentes involucrados en el estudio y el operador del sistema (CND), se deben establecer lineamientos básicos para la coordinación de funciones de respaldo principalmente la definición de las trayectorias para la verificación de la coordinación de protecciones y la secuencia de salida de los elementos del área de influencia del proyecto.

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO

Definidos los elementos a proteger, el área de influencia a analizar y teniendo en cuenta la información técnica descrita en el numeral 4.1 del documento "*LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN*" se requiere que por medio de los resultados de los flujos de carga y cortocircuito, sean determinados los escenarios bajo los cuales se desarrollará el estudio de protecciones, así como los niveles mínimos y máximos de cortocircuito trifásico, monofásico y bifásico en los casos donde se requiera ajustar ciertas funciones de protección.

Los análisis de flujos de carga y cortocircuito buscan identificar los escenarios bajo los cuales se debe evaluar el desempeño de las protecciones del sistema eléctrico considerado. Para ello se debe contar con un modelamiento de la red eléctrica, el cual deberá estar acorde con los valores reales de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito del SIN.

El CND cuenta con la red eléctrica modelada en una base de datos (DB por sus siglas en inglés) la cual está sintonizada con los valores reales de operación del SIN, a partir de 57.5 kV o superior, para niveles inferiores se debe coordinar con el OR. Esta DB puede ser obtenida en el sitio web de XM (<http://www.xm.com.co/Pages/EstudiosTrimestrales.aspx>) y es de libre acceso para todos los agentes del sistema.

Se recomienda que los análisis de flujos de carga y cortocircuito sean realizados mediante un modelo de simulación, que permita obtener resultados en los niveles de cortocircuito similares a los valores obtenidos con los modelos del CND. Se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el proyecto y el operador del SIN, que

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

permita establecer la respectiva sintonización de los modelos. Los valores de cortocircuito de referencia para esta sintonización, pueden ser solicitados a XM o consultados en los informes de la UPME.

Los escenarios de análisis para los estudios de flujo de carga y cortocircuito que se deben considerar en los estudios de ajuste y coordinación de protecciones, normalmente son: mínima demanda y máxima demanda. Bajo estos dos escenarios de demanda, se deben evaluar las diferentes condiciones de la red y la generación del área. A continuación, se describe la metodología recomendada para obtener los escenarios de análisis de protecciones.

- ✓ Determinación de los escenarios de demanda:
 - Demanda mínima: se analiza para el año en curso o de entrada del proyecto y corresponde al día y hora de este periodo de tiempo, en el cual se presentan los escenarios probables de menor demanda.
 - Demanda máxima: se analiza para el año en curso o de la entrada del proyecto y corresponde al día y hora de este periodo de tiempo, en el cual se presentan los escenarios probables de mayor demanda.
- ✓ Asignación de la generación en el sistema: se despachan las unidades de generación de tal forma que se cumpla con los criterios de operación establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, verificando que ante contingencias N-1 no se presenten sobrecargas por encima de los máximos valores declarados en el PARATEC para los equipos y que las tensiones en cada una de las barras estén dentro del rango de operación del sistema, que se encuentra entre 0.9 y 1.1 p.u para los niveles de tensión hasta nivel 4 y entre 0.9 y 1.05 p.u. para 500 kV en estado estacionario. Es de anotar que la mayoría de los programas modernos permiten hacer estos análisis con facilidad, ya que brindan la posibilidad de hacer contingencias múltiples (N-k) en el sistema y verificar los rangos y parámetros mencionados.
- ✓ Se ubica el nodo Slack por fuera eléctricamente del área de análisis.
- ✓ Determinación de los escenarios de cortocircuito:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

- En el escenario de mínima demanda, se busca disminuir los flujos por los circuitos a los mínimos probables y se calculan los valores de los cortocircuitos en las barras.
- En el escenario de máxima demanda, se busca incrementar los flujos por los circuitos a los máximos probables y se calculan los valores de los cortocircuitos en las barras.
- En ambos escenarios, se analiza cómo la generación cercana al área en estudio modifica el comportamiento de los flujos y por ende de los cortocircuitos, de tal manera que puedan afectar el desempeño de las protecciones. También, se analiza el comportamiento de los flujos cuando se presenta una condición de N-1 en las subestaciones y cómo puede impactar esta condición, el desempeño de las protecciones bajo análisis.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Anexo 3. Listado de señales de SOE

El listado que se presenta a continuación son los requerimientos mínimos y dependen de las características técnicas del proyecto.

Campo generador

ITEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
					SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 87G Disparo protección diferencial Generador	X	SP
2	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 21G Disparo protección distancia del Generador	X	SP
3	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 78G Disparo protección pérdida de sincronismo del Generador	X	SP
4	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 40G Disparo protección pérdida del campo	X	SP
5	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 46G Disparo protección secuencia negativa	X	SP
6	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 32G Disparo protección Potencia inversa o motorización	X	SP
7	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 24 Disparo protección sobreexcitación o sobreflujo	X	SP
8	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 81 O Disparo protección sobre frecuencia	X	SP
9	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 81 U Disparo protección baja frecuencia	X	SP
10	NOMBRE	GENX	Alarma	ANSI 59 Disparo protección Sobre voltaje	X	SP

Diámetro niveles de 115 kV & 230 kV & 500 kV

ITEM	SUBESTACIÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
				SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	Señalización	Interruptor L1X0 Abierto polo A	X	SP
2	NOMBRE	Señalización	Interruptor L1X0 Abierto polo B	X	SP
3	NOMBRE	Señalización	Interruptor L1X0 Abierto polo C	X	SP
4	NOMBRE	Alarma	Interruptor L1X0 Disparo baja presión SF6 E2	X	SP
5	NOMBRE	Alarma	Interruptor L1X0 Bloqueo baja presión SF6 E2	X	SP

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

6	NOMBRE	Alarma	Interruptor L1X0 Disparo discrepancia de polos	X	SP
7	NOMBRE	Alarma	Protección falla interruptor, Disparo Etapa 0	X	SP
8	NOMBRE	Alarma	Protección falla interruptor, Disparo Etapa 1	X	SP
9	NOMBRE	Alarma	Protección falla interruptor, Disparo Etapa 2	X	SP
10	NOMBRE	Alarma	Protección falla interruptor, Indisponible	X	SP
11	NOMBRE	Alarma	Falla circuito 1 disparo	X	SP
12	NOMBRE	Alarma	Falla circuito 2 disparo	X	SP

Protección diferencial

ITEM	SUBESTACIÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
				SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	Alarma	Relé de disparo maestro operado	X	SP
2	NOMBRE	Alarma	Disparo sobrecorriente acople fase A	X	SP
3	NOMBRE	Alarma	Disparo sobrecorriente acople fase B	X	SP
4	NOMBRE	Alarma	Disparo sobrecorriente acople fase C	X	SP
5	NOMBRE	Alarma	Disparo protección diferencial barra 1	X	SP

Protección líneas

ITEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
					SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Relé de disparo maestro operado	X	SP
2	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo general	X	SP
3	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo fase A	X	SP
4	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo fase B	X	SP
5	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo fase C	X	SP
6	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona 1	X	SP
7	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona 2	X	SP
8	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona 3 (Adelante)	X	SP
9	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona reversa	X	SP
10	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobrecorriente residual direccional a tierra	X	SP
11	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Envío teleprotección señal permisiva	X	SP

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

12	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Recibo teleprotección señal permisiva	X	SP
13	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Envío teleprotección comparación direccional sobrecorriente a tierra	X	SP
14	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Recibo teleprotección comparación direccional sobrecorriente a tierra	X	SP
15	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo Oscilación de potencia	X	SP
16	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobre tensión	X	SP
17	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Orden de recierre	X	SP
18	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Pérdida de potencial (Función supervisión fusibles)	X	SP
19	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Sobrepotencia de envío	X	SP
20	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Sobrepotencia de recibo	X	SP
21	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobre tensión etapa 1	X	SP
22	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobre tensión etapa 2	X	SP
23	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Cierre en falla	X	SP
24	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Envío disparo directo	X	SP
25	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Recibo disparo directo	X	SP
26	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Falla canal teleproteccion	X	SP
27	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Recierre fuera de servicio	X	SP
28	NOMBRE	LXX CAMPO	Alarma	Disparo Sobrecorriente de fases	X	SP

Protección transformadores monofásicos

ITEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
					SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase A protección diferencial ATRX	X	SP
2	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase B protección diferencial ATRX	X	SP
3	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase C protección diferencial ATRX	X	SP
4	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase A protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP
5	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase B protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP
6	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase C protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP
7	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase A protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP
8	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase B protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP
9	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo fase C protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP
10	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario fase A ATRX	X	SP
11	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario fase B ATRX	X	SP

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

12	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario fase C ATRX	X	SP
13	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz fase A ATRX	X	SP
14	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz fase B ATRX	X	SP
15	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz fase C ATRX	X	SP
16	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita fase A ATRX	X	SP
17	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita fase B ATRX	X	SP
18	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita fase C ATRX	X	SP
19	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión fase A ATRX	X	SP
20	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión fase B ATRX	X	SP
21	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión fase C ATRX	X	SP
22	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC fase A	X	SP
23	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC fase B	X	SP
24	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC fase C	X	SP
25	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC fase A	X	SP
26	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC fase B	X	SP
27	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC fase C	X	SP
28	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Falla relé mando sincronizado	X	SP

Notas:

- Opcionalmente se puede llevar una sola señal que incluya todas las protecciones mecánicas del transformador.
- Para el OLTC se puede armar una sola señal.

Protección transformadores trifásicos

ITEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
					SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección diferencial ATRX	X	SP
2	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP
3	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP
4	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario ATRX	X	SP
5	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo por sobretensión devanado serie ATRX	X	SP
6	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo por sobretensión devanado común ATRX	X	SP
7	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo por sobretensión devanado terciario ATRX	X	SP
8	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo temperatura alta aceite ATRX	X	SP
9	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz ATRX	X	SP
10	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita ATRX	X	SP
11	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión ATRX	X	SP

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

12	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC	X	SP
13	NOMBRE	AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC	X	SP

Notas:

1. Opcionalmente se puede llevar una sola señal que incluya todas las protecciones mecánicas del transformador.
2. Para el OLTC se puede armar una sola señal.

Protección condensadores

ITEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3	
					SOE	TIPO IEC
1	NOMBRE	CXX CPX	Alarma	Disparo protección desbalance capacitor	X	SP
2	NOMBRE	CXX CPX	Alarma	Disparo protección sobre corriente Capacitor	X	SP
3	NOMBRE	CXX CPX	Alarma	Falla relé mando sincronizado	X	SP
10	NOMBRE	CXX CPX	Alarma	Relé de disparo maestro operado	X	SP

Ac