



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 2321-8000; Fax: (502) 2321-8002

Sitio web : [www.cnee.gob.gt](http://www.cnee.gob.gt); e-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt)

### CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 11 horas con 30 minutos del día **nueve de diciembre de dos mil quince**, en **Diagonal 6 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas Torre I Nivel 15**, NOTIFIQUÉ la(s) resolución(es) **CNEE-344-2015** de fecha **tres de diciembre de dos mil quince**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, al **Administrador de Mercado Mayorista**, por medio de cédula de notificación que entrego a KARLA GARCIA, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
Procurador - Notificador

Orlando Polola

(f) Notificador

(f) Notificado

Doc.: CNEE-344-2015

Exp.: GTM-26-15



Karla García

9 DE DICIEMBRE DE 2015



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2321-8002

### RESOLUCIÓN CNEE-344-2015

Guatemala, 3 de diciembre de 2015

### LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 4 establece, que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley General de Electricidad estipulan que es función del Administrador del Mercado Mayorista garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, tomando en consideración la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

#### CONSIDERANDO:

Que tanto el Reglamento de la Ley General de Electricidad como el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista definen en su artículo 1, que las Normas de Coordinación son todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista, -AMM-, y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 13, literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista; en ese sentido, el Administrador del Mercado Mayorista, remitió a esta Comisión para su aprobación la modificación a la Norma de Coordinación Operativa Número 4, modificación emitida por el AMM mediante Resolución de Junta Directiva 1647-02. Dicha modificación ha sido desarrollada y emitida por el Administrador del Mercado Mayorista considerando la Norma Técnica de Conexión, Resolución CNEE-256-2014, modificada posteriormente por la Resolución CNEE-225-2015.

#### POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y normas citadas,



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2321-8002

### RESUELVE:

- I. Aprobar la modificación a la Norma de Coordinación Operativa Número Cuatro (NCO-4), contenida en la resolución de fecha catorce de octubre de dos mil quince, de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista número 1647-02, que se anexa a la presente resolución.
- II. Se instruye al Administrador del Mercado Mayorista para que realice una versión consolidada de la Norma de Coordinación Operativa Número Cuatro, de manera que en dicha versión se incorpore la modificación aprobada mediante la presente resolución y la misma se encuentre disponible para todos los Participantes del Mercado Mayorista.
- III. El Administrador del Mercado Mayorista deberá proceder de conformidad con lo que establece el literal k) del artículo 20 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- IV. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Operativa Número Cuatro que no están siendo modificadas mediante la presente resolución, continúan vigentes e inalterables.
- V. La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

### PUBLÍQUESE.-

---

Licenciada Carmen Urizar Hernández  
Presidente

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés  
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés  
Secretario General  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

El infrascrito Secretario de Actas en Funciones de Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista.

**CERTIFICA:**

Haber tenido a la vista el Tomo XIX, del Libro de Actas de Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, en el cual se encuentra el Acta Número Un Mil Seiscientos Cuarenta y Siete (1647), correspondiente a la sesión celebrada el día miércoles catorce (14) de Octubre de dos mil quince (2015), que en el Punto Primero: "Aspectos Generales", Numeral TRES, "**APROBACION MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACION OPERATIVA NUMERO 4**", en su parte conducente textualmente dice:

**"...3. APROBACIÓN MODIFICACIÓN A LA NORMA DE COORDINACION OPERATIVA**

**NUMERO 4:** La Administración luego de haber concluido el procedimiento de revisión en Junta Directiva de la propuesta de modificación normativa y habiendo presentado los comentarios de los Participantes y de incluir los cambios solicitados por Junta Directiva, somete a consideración de Junta Directiva el contenido de la propuesta de modificación de la **NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NUMERO 4, DETERMINACION DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO.**

Junta Directiva luego de revisar el contenido de la propuesta de modificación de la **NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NUMERO 4, DETERMINACION DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO**, con el voto favorable de siete miembros de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, **RESUELVE:** I) Aprobar la propuesta de modificación de la **NORMA DE COORDINACIÓN OPERATIVA NUMERO 4, DETERMINACION DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO**, con el siguiente contenido:



**RESOLUCION NÚMERO 1647-02**

**EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**

**CONSIDERANDO:**

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la creación y funciones del Administrador del Mercado Mayorista, y en el inciso a), del artículo 44., preceptúa que es a este al que corresponde, realizar la coordinación de la operación de centrales generadores, interconexiones internacionales y líneas de transporte.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 1., del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y el artículo 1., del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establecen que el Administrador del Mercado Mayorista emitirá las Normas de Coordinación, las cuales tienen por objeto coordinar las actividades comerciales del Mercado Mayorista y la operación del Sistema Nacional Interconectado, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Norma Técnica de Conexión, Resolución CNEE-256-2014, modificada posteriormente con la Resolución CNEE-225-2015, en la cual se establece que el Administrador del Mercado Mayorista incluirá en las Normas de Coordinación los criterios generales, procedimientos y directrices que cualquier interesado debe tomar en cuenta para elaborar el estudio de coordinación de protecciones.

**POR TANTO:**

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 44., de la Ley General de Electricidad; 1., del Reglamento de la Ley General de Electricidad; 1., 14., y 20., literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.



**RESUELVE:**

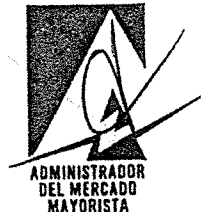
I) Emitir

**La siguiente:**

Modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4

**DETERMINACION DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO****Artículo 1.** Se adiciona el numeral 4.2.6, con el siguiente contenido:

- 4.2.6 Los estudios para la coordinación de los esquemas de protección de las instalaciones de los participantes, deberán ser efectuados de acuerdo a los criterios generales y directrices establecidos en el Anexo 4.1 de la presente norma. Cuando el estudio de coordinación sea parte de la autorización de conexión al sistema de transporte, deberá efectuarse mediante el procedimiento que se indica a continuación:
- (a) En un plazo no mayor a veinte (20) días contados a partir de la recepción de la notificación de Aprobación de los Diseños y Obras Complementarias por parte de la CNEE conforme la Norma Técnica correspondiente, el AMM procederá a convocar a una reunión de trabajo al Interesado y a los agentes transportistas involucrados en el Proceso de Conexión en la que se tratarán entre otros los siguientes aspectos:
    - Identificación del área de influencia del proyecto.
    - Entrega al Interesado de copia en formato digital de la base de datos oficial del AMM para la ejecución de los estudios.
    - Definición de escenarios a evaluar.
    - Definición de condiciones particulares a considerar en el estudio.
    - Suscripción del documento con las premisas acordadas por los participantes en la reunión.
  - (b) Posterior a la suscripción de las premisas, el Interesado procederá a realizar el estudio correspondiente.
  - (c) Al finalizar el Estudio de Coordinación de Protecciones, el Interesado presentará al Agente o Agentes Transportistas involucrados los resultados del Estudio de Coordinación de Protecciones, quienes remitirán al interesado sus comentarios y recomendaciones.
  - (d) Una vez resueltas todas las observaciones y comentarios realizados por el o los agentes transportistas, el Interesado presentará al AMM el Informe Final del Estudio de Coordinación de Protecciones, con los anexos indicados en la presente norma.



- (e) El AMM dispondrá de veinte (20) días para efectuar la revisión del mismo y de no existir observaciones o solicitud de aclaraciones, procederá a notificar que se ha cumplido con lo establecido en la presente norma.

**Artículo 2.** Se adiciona el Anexo 4.1, con el siguiente contenido:

#### **ANEXO 4.1**

### **CRITERIOS GENERALES PARA ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCION EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA**

#### **A.4.1.1 Objetivos.**

Establecer los criterios generales y directrices que se deben tomar en cuenta, para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, de acuerdo a lo establecido en las Normas de Coordinación y en la Norma Técnica de Conexión Resolución CNEE-256-2014 y sus modificaciones.

#### **A.4.1.2 Alcance**

- a) Definir los requisitos básicos que debe cumplir el estudio de coordinación de protecciones y su informe final, para conexiones al sistema de transmisión, así como del consultor a cargo de la ejecución de los estudios y del software de modelación.
- b) Definir los criterios generales de coordinación y requisitos mínimos que deben cumplir los esquemas de protección de los diferentes componentes que conforman el SNI.

#### **A.4.1.3 Contenido del Informe.**

El Informe de coordinación de protecciones, deberá ser entregado al AMM por el Interesado, en original y copia en papel, y en formato digital, en idioma español y deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Resumen ejecutivo, con el alcance del proyecto, así como las características generales de la modificación a efectuar en el sistema de transporte.
- b) Descripción de la metodología empleada para la verificación de la coordinación de protecciones.
- c) Memoria de cálculo.

- d) Deberá incluir los ajustes a detalle, resultantes del estudio de coordinación, tanto del campo o campos que serán interconectados al sistema de transporte y los ajustes de los esquemas de protección asociados a bahías adyacentes y remotas que resulten afectadas por la incorporación del proyecto, y requieran realizar modificaciones en sus ajustes, para garantizar una correcta coordinación.
- e) Al informe deberán adjuntarse, en formato digital, las bases de datos empleadas para el desarrollo del estudio, así como los modelos de relevadores incorporados en la misma.

#### A.4.1.4 Alcance del Estudio de Coordinación

- a) El estudio de Coordinación de Protecciones, deberá permitir al Interesado, establecer y calcular cuáles serán los ajustes de los equipos de protección que serán implementados en las nuevas instalaciones, que se conectarán a la red de transporte.
- b) De la misma manera, deberá verificar la correcta coordinación para la liberación de fallas tanto dentro de su zona de protección, así como en zonas adyacentes al proyecto a conectar.
- c) El estudio deberá representar los tiempos esperados de liberación de falla para las diferentes zonas de protección, de acuerdo al tipo de elemento, equipo o infraestructura que se conectará al SNI.
- d) Como parte de las simulaciones se deberán considerar los siguientes efectos para el libramiento de fallas monofásicas:
  - i. Efecto de acoplamiento mutuo de secuencia cero.
  - ii. Influencia de aporte remoto (Infeed) para fallas a tierra de alta impedancia.
  - iii. Impedancia de arco.
- e) La verificación de la coordinación, deberá realizarse para los escenarios de máximo y mínimo nivel de corto circuito en el área de influencia, para lo cual el AMM proporcionará las bases de datos oficiales para la elaboración de estudios eléctricos NEAST, NTAUCT y de Coordinación de Protecciones.
- f) El alcance del estudio también deberá considerar la evaluación de la modificación de ajustes necesarios en subestaciones remotas, debido a la incorporación del proyecto bajo estudio.
- g) Si la modificación en la topología de la red debido a la incorporación de nuevos proyectos, implica modificaciones en la coordinación de otros esquemas de protección del SNI; el estudio también deberá definir los nuevos ajustes de alcances de zonas y/o tiempos de actuación de las zonas de respaldo, de elementos de protecciones de subestaciones adyacentes y/o remotas, así como ajustes de protecciones de sobrecorriente implementadas como respaldo en dichas bahías.





- h) El correcto funcionamiento del esquema de protecciones, así como la implementación de los ajustes en los relevadores que forman el esquema de protección de la nueva infraestructura que será conectada al SNI, será responsabilidad del Interesado, que realiza la conexión a las instalaciones de transmisión. Asimismo, será responsabilidad del Interesado realizar la modificación de los ajustes de protecciones de bahías remotas, cuando sea necesario según resultados del Estudio de Coordinación de Protecciones; ésta responsabilidad podrá ser delegada al Transportista por acuerdo entre partes.

#### A.4.1.5 Programa de Simulación

- a) Para la ejecución del estudio de coordinación de protecciones, el consultor deberá usar sistemas informáticos.
- b) Cuando se realicen modificaciones en la topología de la red del Sistema Principal, o en elementos de transmisión que formen parte de la Red de Transmisión Regional (RTR), el consultor deberá emplear un software especializado para verificación de la correcta coordinación de protecciones, el cual podrá ser cualquiera que utilice la CNEE o el AMM; en caso contrario, el solicitante podrá proponer la utilización de otro programa, solicitando previamente la aprobación del AMM.
- c) La verificación de la correcta coordinación de esquemas de protección, que correspondan a alimentadores de demanda, o sistemas radiales, podrá realizarse empleando hojas de cálculo o un software especializado.

#### A.4.1.6 Responsabilidad Técnica.

Toda actividad técnica relacionada con este procedimiento, deberá ser realizada y avalada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado activo o empresa de consultoría, que comprueben ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la capacidad técnica para la realización de estos trabajos.

#### A.4.1.7 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección de Líneas de Transmisión.

- a) El objetivo del esquema de protección de línea de transmisión, es ejecutar la desconexión de la línea en sus extremos ante la ocurrencia de una falla, en un tiempo inferior al máximo admisible; el cual se establece de la siguiente manera:
- i. El libramiento de fallas en líneas de transmisión de 400 kV o voltaje superior deberá ejecutarse en un tiempo máximo de 100 milisegundos, para lo cual deberá auxiliarse de esquemas de teleprotección.



- ii. Libramiento de fallas en líneas de transmisión de 230 kV deberá ejecutarse en un tiempo máximo de 100 milisegundos. Cuando el disparo sea auxiliado por esquemas de teleprotección se permitirá un tiempo de libramiento de hasta 150 milisegundos.
  - iii. El libramiento de fallas de líneas de transmisión de 138 kV o voltaje inferior, podrá realizarse en un tiempo máximo de 150 milisegundos cuando la operación corresponda a la zona 1, y hasta en 500 milisegundos cuando los esquemas de protección operen en zonas de respaldo.
  - iv. Los tiempos de libramiento indicados en los incisos anteriores, podrán ser modificados, si a través de un estudio de estabilidad transitoria se establece la necesidad de tiempos distintos.
- b) Las líneas de transmisión que sean catalogadas como cortas, y tengan fuente de alimentación de corto circuito en ambos extremos, deberán ser protegidas mediante relevadores diferenciales de Línea. Se considerarán como líneas cortas aquellas cuyo resultado de la relación entre Impedancia de Fuente de mínimo valor de Corto Circuito e impedancia de línea sea superior a 4 ( $SIR = ZS/ZL > 4$ ) de acuerdo con la Norma IEEE C37.113 Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines; o cuando la longitud de la línea sea inferior a la indicada a continuación:
- i. Líneas de transmisión de 400 kV o voltaje superior = 25 km.
  - ii. Líneas de transmisión de 230 kV = 15 km.
  - iii. Líneas de Transmisión de 138 kV o voltaje inferior = 10 km.
- c) Las líneas de transmisión con voltaje de operación de 138 kV o mayor, deberán disponer en cada extremo de un mínimo de dos relevadores independientes de protección. Para líneas cortas tal y como se indicó previamente, al menos un relevador deberá ser Diferencial de Línea. Cuando se trate de líneas medias o largas, ambos relevadores podrán ser de distancia auxiliados con esquema de teleprotección para aceleración de disparo; sin embargo, no se limita el uso de otro tipo de tecnologías tales como: relevadores diferenciales de línea, relevadores de comparación direccional, relevadores de fase segregada, relevadores de frente de onda, etc., los cuales deben ser capaces de liberar las fallas en los tiempos preestablecidos, y permitan realizar una coordinación adecuada con los esquemas de protección de líneas adyacentes.
- d) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión indicados en el literal anterior, deberán ser independientes, con la finalidad de garantizar la adecuada operación ante la falta de algún componente del Esquema de Protecciones, es decir, por ejemplo:

- i. Cada Relevador deberá recibir señales de núcleos diferentes de transformadores de corriente.
  - ii. La fuente de alimentación de corriente directa del relevador y del circuito de disparo deberá ser independiente.
  - iii. El circuito de disparo la protección 1, deberá estar alambrada a la bobina 1 del interruptor. De la misma manera, el circuito de disparo de la protección 2 deberá estar a la bobina 2 del interruptor.
- e) Las líneas de transmisión de 69 kV podrán ser protegidas por un solo relevador de distancia, siempre y cuando no se trate de línea corta en la cual la protección será mediante protección diferencial de línea. Sin embargo, cuando las líneas de transmisión de 69 kV correspondan a subestaciones cuyo valor de corto circuito sea superior a 15 KA, se deberá instalar adicionalmente una protección de respaldo consistente en un relevador independiente, el cual podrá ser similar a la protección principal o mediante relevador de sobrecorriente direccional.
- f) El criterio general de ajuste para protecciones de distancia será el siguiente:
- i. El valor de zona 1 podrá tener un alcance entre el 70% y 90% del valor de impedancia de la línea a proteger con un tiempo de actuación instantáneo.
  - ii. El valor de zona 2 podrá tener un alcance del 100% de la línea propia más un porcentaje entre el 20% y 50% de la línea adyacente más corta, excluyendo líneas cortas protegidas por protecciones diferenciales de línea. El porcentaje final a implementar como ajuste de protección, deberá calcularse como parte del estudio en función del análisis del efecto Infeed, sin embargo no se debe alcanzar la zona 1 de los relevadores adyacentes. El retardo de tiempo podrá ajustarse entre 300 milisegundos y 400 milisegundos de acuerdo a la topología o para garantizar una correcta coordinación con los demás elementos de la red.
  - iii. Se deberá implementar al menos, una zona adicional a la zona 2, hacia adelante con la finalidad de operar como respaldo de los esquemas de protección de líneas adyacentes. El valor de zona adicional podrá tener un alcance del 100% de la línea propia más un 100% de la línea siguiente más larga con un retardo intencional entre 700 y 900 milisegundos, el cual deberá verificarse mediante el estudio de coordinación con la finalidad que dicha zona cumpla con su función de respaldo ante fallas no liberadas por los esquemas de protección de líneas aguas abajo, por lo cual los valores finales de alcance y retardo de tiempo podrán ser diferentes a lo indicado previamente si el estudio demuestra valores más apropiados.
  - iv. El interesado podrá implementar zonas de protección en dirección reversa, con finalidad de monitoreo o para implementar esquemas de teleprotección de bloqueo o desbloqueo, o para otros fines los cuales deben ser indicados en el estudio de coordinación. No se recomienda que dichas zonas sean usadas para el disparo del interruptor.



- g) Los criterios generales de ajuste para protecciones de sobrecorriente son los siguientes:
- i. Los esquemas de protección por sobrecorriente, deberán ser temporizados, de preferencia mediante curvas de tiempo inverso normalizadas ANSI ó IEC.
  - ii. Los esquemas de protección de líneas de 138 kV o voltaje superior no deberán tener elementos de sobrecorriente de fase o secuencia positiva, exceptuando líneas radiales cuyo estudio de coordinación de protecciones demuestre su utilidad como respaldo.
  - iii. Los esquemas de sobrecorriente de fase a implementarse en líneas de transmisión con voltaje inferior a 138 kV deberán ser direccionales, la operación será un respaldo a las protecciones principales, con un margen de coordinación de al menos 300 milisegundos.
  - iv. Los esquemas de protección por sobrecorriente direccional de neutro, tierra, secuencia cero, secuencia negativa, etc. deberán ser ajustados como respaldo a las protecciones principales y deberán tener un margen de coordinación de al menos 300 milisegundos.
  - v. Si el interesado lo considera conveniente, con la finalidad de detectar fallas de alta impedancia y mejorar el desempeño del esquema de protección, podrá implementar esquemas de aceleración de disparo mediante teleprotección empleando elementos de sobrecorriente direccional de neutro en ambos extremos de línea.
- h) Recierre automático de líneas de transmisión.
- i. Las líneas de transmisión de 138 kV, 230 kV, 400 kV y voltajes superiores; deberán disponer de esquemas de protección con disparo monopolar y recierre automático para el libramiento de fallas monofásicas. La lógica de recierre podrá ser ejecutada como una función adicional de los relevadores de protección principales. Bajo condiciones particulares, también podrá implementarse esquemas de recierre tripolar siempre y cuando se verifique el cumplimiento de una condición de sincronismo previo a la orden de cierre o que uno de los elementos (barra – línea) se encuentren sin tensión.
  - ii. En líneas de transmisión de 69 kV se podrá implementar recierres tripolares, siempre y cuando se realice verificación de sincronismo o que uno de los elementos (barra – línea) se encuentren sin tensión y el mismo no sea contraproducente en la seguridad del SNI.
- i) Cuando sea necesario, se deberán implementar disparos de líneas de transmisión por alto o bajo voltaje, los ajustes a implementar podrán ser indicados por el AMM o ser una recomendación del estudio de coordinación de protecciones o por el propietario de las instalaciones en función de las características de los equipos de alta tensión que serán instalados, así como por la topología de la red.



- j) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología diferente para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

#### **A.4.1.8 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección de Transformadores de Potencia.**

- a) El objetivo del esquema de protección de transformadores de potencia es aislar al transformador ante la ocurrencia de una falla interna o dentro de su zona de protección en el menor tiempo posible. De la misma manera debe proveer un respaldo a los esquemas de protección adyacentes y evitar que una operación indebida de dichos esquemas de protección ocasionen un daño permanente en el transformador de potencia.
- b) El transformador deberá disponer de elementos de protección eléctricos y mecánicos, los cuales deberán ser ajustados de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- c) El esquema de protección de los transformadores de potencia con una capacidad nominal superior a 5 MVA, deberán contar con relevador diferencial como protección principal. De la misma manera deberá contar con relevadores de respaldo por sobrecorriente para cada devanado, los cuales deberán ser independientes a la protección diferencial.
- d) La protección diferencial deberá ser ajustada para operar de forma instantánea para fallas dentro de su zona de protección, podrá tener una o más pendientes de operación, según sea el criterio del agente transportista o la recomendación del fabricante.
- e) La protección diferencial deberá tener capacidad de filtrar corrientes de secuencia cero cuando el grupo de conexión involucre devanados conectados en Delta y Estrella, de la misma manera deberá tener filtrado de corrientes armónicas de magnetización.
- f) Los elementos de protección de sobrecorriente, deberán ajustarse para operar como elementos de respaldo de la protección principal, y/o respaldo de los esquemas de protección adyacentes. El margen de coordinación entre las protecciones de sobrecorriente del transformador de potencia y los esquemas de protección de las líneas de transmisión y/o alimentadores adyacentes deberá ser de al menos 400 milisegundos, calculados para una condición máxima de corto circuito.
- g) El valor de ajuste de arranque de los elementos de protección de sobrecorriente de fase o secuencia positiva de los transformadores de potencia, deberá ser ajustado con un valor del 110% su capacidad nominal ONAF, dejando que las protecciones

de imagen térmica y temperatura de aceite operen como elementos de protección contra sobrecarga.

- h) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología o ajustes diferentes para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

#### **A.4.1.9 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección de Generadores.**

- a) El objetivo del esquema de protección de Generadores es aislar al generador y cuando corresponda al transformador de potencia de la unidad, ante la ocurrencia de una falla interna o dentro de su zona de protección en el menor tiempo posible. De la misma manera debe proveer un respaldo a los esquemas de protección adyacentes y evitar que una operación indebida de dichos esquemas de protección ocasionen un daño permanente en el generador y/o transformador de potencia.
- b) El Generador deberá disponer con elementos de protecciones propias eléctricos y mecánicos, de acuerdo a su tecnología, los cuales deberán ser ajustados de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- c) Adicionalmente, los generadores o grupo generador - transformador, deberán contar con protecciones diferenciales, acordes al diseño particular de la instalación.
- d) La protección diferencial deberá ser ajustada para operar de forma instantánea para fallas dentro de su zona de protección, podrá tener una o más pendientes de operación, según sea el criterio implementado por el fabricante.
- e) La protección diferencial deberá tener capacidad de filtrar corrientes de secuencia cero cuando el grupo de conexión involucre devanados conectados en Delta y Estrella, de la misma manera deberá tener filtrado de corrientes armónicas de magnetización.
- f) Los Elementos de protección de sobrecorriente, que operen para liberación de fallas fuera de su zona principal de protección, deberán ajustarse como elementos de respaldo de la protección principal, y/o respaldo de los esquemas de protección adyacentes. El margen de coordinación entre las protecciones de sobrecorriente del grupo generador - transformador de potencia y los esquemas de protección de las líneas de transmisión adyacentes deberá ser de al menos 400 milisegundos, calculados para una condición máxima de corto circuito.
- g) Los ajustes de protección de bajo y alto voltaje del generador deberán permitir una operación continua en un rango de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal. De la misma manera deberá permitir una operación en condición de emergencia de  $\pm 10\%$  del voltaje nominal por un período mínimo de 15 minutos.

- h) De la misma manera el conjunto de ajustes que protegen al generador, así como al mecanismo de accionamiento o fuente primaria de energía, deberán soportar transitorios ocasionados por fallas en la red de transmisión por un periodo entre 500 milisegundos y 1.0 segundo dependiendo de las características de diseño de los equipos.
- i) Los ajustes de alta y baja frecuencia del generador deberán permitir una operación con baja frecuencia de hasta 57.5 Hz por 3.0 segundos y una operación con alta frecuencia de 61.50 Hz por 2.5 segundos como primera etapa. De la misma manera podrá efectuar el disparo de forma instantánea de la unidad al alcanzar una frecuencia inferior a 57.0 Hz o superior a 62.0 Hz.
- j) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología diferente para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

#### **A.4.1.10 Criterios generales de esquemas de protección de Barras de Subestaciones y Falla de Interruptor.**

- a) Protección Diferencial de Barras:
  - i. Los proyectos que impliquen la construcción o modificación de algún elemento que forme parte de la RTR deberán contar con protección diferencial de Barras.
  - ii. De la misma manera, se deberá implementar protecciones diferenciales de barras en las subestaciones, cuyo tiempo crítico de libramiento de falla sea inferior a 400 milisegundos.
  - iii. El criterio de ajuste y zonificación de la protección diferencial, será acorde al diseño o topología de la subestación, es decir, que ante la ocurrencia de una falla, debe ser selectiva y aislar el área o zona afectada y permitir la continuidad del servicio en los demás elementos de la subestación.
- b) Protección por Falla de Interruptor:
  - i. Se deberá implementar Esquema de Falla de Interruptor en las subestaciones que tengan implementada protección diferencial de barra.
  - ii. El criterio de ajuste y zonificación de la protección por falla de interruptor, será acorde al diseño o topología de la subestación, es decir, que ante la ocurrencia de una falla, debe ser selectiva y aislar el área o zona afectada y permitir la continuidad del servicio en los demás elementos de la subestación.

- iii. La protección contra falla de interruptor podrá estar implementada en un relevador independiente o como parte de la lógica de cualquiera de las protecciones principales de cada campo.
- iv. Cuando corresponda, el esquema de Falla de Interruptor deberá contar con un sistema de disparo transferido directo, para desconectar el o los interruptores de líneas de transmisión que estén ubicados al otro extremo de la línea afectada.
- v. El tiempo de actuación del esquema deberá ser inferior a 200 milisegundos.

#### **A.4.1.11 Criterios generales de coordinación y requisitos mínimos de esquemas de protección Bancos de Compensación Reactiva**

- a) El objetivo del esquema de protección de bancos de compensación reactiva es aislar a dicho equipo, ante la ocurrencia de una falla interna o dentro de su zona de protección en el menor tiempo posible.
- b) El banco de compensación deberá disponer de elementos de protección eléctricos y mecánicos, los cuales deberán ser ajustados de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- c) Los ajustes de protección de bajo y alto voltaje del banco de compensación reactiva deberán permitir una operación continua en un rango de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal. De la misma manera deberá permitir una operación en condición de emergencia de  $\pm 10\%$  del voltaje nominal por un período mínimo de 15 minutos.
- d) De existir condiciones particulares en algún punto de conexión, el Interesado, el Agente Transportista o el AMM podrán proponer una metodología diferente para establecer la coordinación de los esquemas de protecciones, la cual deberá ser acordada por el Interesado con el transportista y el AMM.

#### **A.4.1.12 Requisitos adicionales**

- a) Los relevadores que forman parte del esquema de protección, deberán estar sincronizados satelitalmente por el sistema GPS, mediante una red IRIG-B o por protocolo de comunicación con el integrador.
- b) Cuando el proyecto contemple la adición de demanda o modificación en la red de distribución, los equipos de protección deberán tener la disponibilidad de implementar disparos por baja frecuencia y por bajo voltaje, con la finalidad de que participen en los mecanismos de defensa del SNI ante contingencias severas. El ajuste de umbral de frecuencia y/o voltaje será proporcionados por el AMM para su implementación.
- c) Con la finalidad de disponer de medios de análisis de eventos mayores que ocurran en el SNI, todas las bahías de salidas de líneas de transmisión y transformadores de potencia de subestaciones que formen parte de la RTR, deberán contar con registradores de fallas y disturbios con las siguientes características básicas:

Diagonal 6 10-65 Zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 15  
PBX: (502) 2327-3900 / (502) 2205-2300

[www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt)





- i. Debe tener capacidad de registrar eventos transitorios con una duración de al menos 1 minuto de duración.
- ii. Debe tener capacidad de registrar eventos dinámicos con una duración mínima de al menos 10 minutos de duración.
- iii. Debe permitir ajuste de arranque de eventos transitorios y dinámicos de forma independiente.
- iv. Deben disponer de medio de comunicación para interrogación remota y descarga de eventos.
- v. De ser posible, deberán contar con sistema de registro y reporte de Medición de Fasores Sincronizados (PMU por sus siglas en inglés) de acuerdo a la normativa vigente IEEE.

**Artículo 3.** Se adiciona a las Disposiciones Transitorias, el siguiente contenido:

Las instalaciones o proyectos que hayan iniciado el proceso para la conexión y uso de instalaciones de transmisión de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión, y que están pendientes de la puesta en servicio de la conexión a la fecha de publicación de la presente modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4, tendrán un plazo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación indicada, para cumplir con lo dispuesto en el numeral 4.2.6 y Anexo 4.1 de esta la norma.

Los propietarios de las bahías de transmisión de subestaciones que formen parte de la RTR, dispondrán de un plazo de dos (2) años contados a partir de la publicación de la presente modificación a la Norma de Coordinación Operativa No. 4, para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral A.4.1.12, literal c.

**Artículo 4. PUBLICACIÓN Y VIGENCIA.** La presente modificación a la Norma de Coordinación Operativa Número Cuatro (NCO-4), entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

**Artículo 5.** Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, proceda a su aprobación.

**Dada en la ciudad de Guatemala el catorce de octubre de dos mil quince”.**

II) Instruir a la Administración remitir la presente modificación de la Norma de Coordinación Operativa número 4 a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación. III) Instruir a la Administración para que al estar aprobada la citada norma por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se proceda a su publicación en el Diario de Centro América,


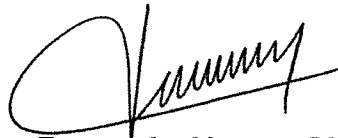




Transparencia y Liquidez en el  
Mercado Eléctrico

para los efectos correspondientes. **RESOLUCIÓN DE EFECTO INMEDIATO NÚMERO 1647-02.**

Y para los efectos correspondientes se extiende la presente certificación en quince hojas de papel membretado del Administrador del Mercado Mayorista, en la ciudad de Guatemala, el quince de octubre de dos mil quince.



ADMINISTRADOR  
DEL MERCADO  
MAYORISTA

**Ing. Jorge Fernando Alvarez Girón**  
**Secretario de Actas en Funciones**