



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN (NT-CRT)

TÍTULO I Disposiciones Generales

CAPÍTULO I Generalidades

Artículo 1. Objetivo de la Norma Técnica. El objetivo de la presente Norma Técnica es:

- A. Establecer las disposiciones, principios, procedimientos y lineamientos que se deben cumplir para permitir la conexión física a la red de transmisión existente.
- B. Establecer el procedimiento que permitirá a la Empresa Transmisora Titular y al Operador del Sistema (ODS) coordinar con el Interesado la conexión de las nuevas instalaciones o ampliación de su infraestructura existente.
- C. Garantizar que cuando se solicite conexión a la red de transmisión, el titular o propietario de dichas instalaciones y el Interesado cumplan con sus obligaciones y que gocen de sus derechos, conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento.
- D. Establecer el protocolo de verificación y los lineamientos técnicos que se deberán cumplir durante el procedimiento de supervisión, verificación y aceptación de conexión de las instalaciones.

Artículo 2. Alcance. La presente Norma Técnica será de aplicación obligatoria para los involucrados en el proceso de conexión, en particular para todo Interesado que haya firmado un Contrato de Acceso, Conexión y Uso con la Empresa Transmisora Titular, y que desea conectar y poner en operación nuevas instalaciones o ampliaciones, ya sean estas de generación, transmisión, distribución o instalaciones pertenecientes a los Consumidores Calificados con conexión a la red de transmisión. Esta Norma Técnica describe el proceso de conexión a la red de transmisión, el cual es una continuación del procedimiento previamente establecido en la Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transmisión y de Estudios Eléctricos (NT-AUCTE).

Artículo 3. Acrónimos.

ANSI Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (por sus siglas en inglés)



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

AO/FA/FOA	aceite/aire forzado/aceite - aire forzado (tipo de enfriamiento)
AGC	Control Automático de Generación (por sus siglas en inglés)
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DCB	Comparación Direccional de Bloqueo (<i>Directional Comparison Blocking</i>)
DCUB	Comparación Direccional de Desbloqueo (<i>Directional Comparison Unblocking</i>)
DTT	Transferencia de Disparo Directo (<i>Direct Transfers Trip</i>)
EOR	Ente Operador Regional
NT-CT	Norma Técnica de Calidad de la Transmisión
ODS	Operador del Sistema y Administrador del Mercado
POTT	Transferencia de Disparo Permisivo con Sobrealcance (<i>Permissive Overreaching Transfer Trip</i>)
PUTT	Transferencia de Disparo Directo por Bajo Alcance (<i>Permissive Underreaching Transfer Trip</i>)
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SCADA	Sistema de Control, Supervisión y de Adquisición de Datos (<i>Supervisory Control and Data Acquisition System</i>)
SIN	Sistema Interconectado Nacional

Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de esta Norma Técnica los siguientes vocablos, frases, oraciones, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.

Condiciones de Conexión y Uso: Se refiere a las condiciones que acuerdan el Interesado y la Empresa Transmisora Titular mediante la suscripción de un Contrato de Acceso, Conexión y Uso, para permitir la conexión y uso de las instalaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión. En su defecto, se refiere a las disposiciones y condiciones que el ODS establece, a solicitud de una de las partes involucradas cuando no exista acuerdo previo entre estas, y que se utilizarán para la firma de un Contrato de Acceso, Conexión y Uso, para permitir la conexión y uso de las instalaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión.

Empresa Transmisora Titular: Se refiere a la empresa transmisora titular de instalaciones de transmisión existentes del Sistema Principal de Transmisión, a las cuales cualquier Interesado solicita la conexión y el uso. Se entenderá que la titularidad de las instalaciones de transmisión está determinada conforme a las instalaciones registradas por la empresa transmisora en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que lleva la CREE.

Interesado: Es aquella Empresa Generadora, Empresa Distribuidora, Consumidor Calificado o Empresa Transmisora que solicita acceso, conexión, y uso de la capacidad existente de la red de transmisión.

Pruebas de Conexión: Corresponde a las pruebas de puesta en servicio que se realizan a una nueva instalación o ampliación, con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento del conjunto de equipos y sistemas, así como el cumplimiento de todos los parámetros técnicos de dicha instalación.

Punto de Conexión: Es el punto de la red de transmisión donde se materializa la vinculación eléctrica de las instalaciones del Interesado con las instalaciones de la Empresa Transmisora Titular; así mismo es donde se encuentra definida la frontera entre la Empresa Transmisora y el Interesado.

SCADA: Software que permite el acceso a datos remotos de un proceso y, utilizando las herramientas de comunicación necesarias, el control este.

Solicitud de Conexión: Documento formal a través del cual todo Interesado solicitará a la Empresa Transmisora Titular la verificación y supervisión de sus instalaciones y que se lleven a cabo las Pruebas de Conexión estipuladas en esta Norma Técnica para poder dar inicio a su operación comercial.

CAPÍTULO II

Responsabilidades y Derechos de los Involucrados

Artículo 5. Responsabilidades del ODS. El ODS tiene las siguientes responsabilidades en lo relativo a la presente Norma Técnica, las siguientes:

- A. Coordinar con la Empresa Transmisora Titular y el Interesado la ejecución de las Pruebas de Conexión, en caso de ser requerirse su participación.
- B. Coordinar con la Empresa Transmisora y el Interesado la conexión física de las instalaciones.
- C. Emitir una declaración de puesta en operación a favor del Interesado previo cumplimiento de las Pruebas de Conexión establecidas en esta Norma Técnica.
- D. Brindar orientación técnica del procedimiento a seguir y los requerimientos exigidos a los Interesados, en caso de que lo requieran.

Artículo 6. Responsabilidades de las Empresas Transmisoras Titulares. Son responsabilidades de las Empresas Transmisoras Titulares en lo relativo a la presente Norma Técnica, las siguientes:

- A. Permitir al Interesado, de forma libre y no discriminatoria, la conexión y el uso de las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión de las cuales es titular.
- B. Asignar el Punto de Conexión sin carácter de exclusividad.

- C. Ofrecer sin excepción la celebración de un Contrato de Acceso, Conexión y Uso y suscribirlo cuando exista acuerdo entre el Interesado y la Empresa Transmisora Titular.
- D. Cumplir con las Condiciones de Conexión y Uso que establezca el ODS a solicitud de alguna de las partes involucradas, cuando no exista acuerdo entre el Interesado y la Empresa Transmisora Titular.
- E. Cumplir con las garantías establecidas en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso y en la NT-AUCTE, cuando sea la responsable de la construcción o el mantenimiento del Punto de Conexión para conectar al Interesado.
- F. Informar al ODS y a la CREE si algún Punto de Conexión, instalación de transmisión propia o de terceros produjera o pudiera producir un efecto adverso sobre la red de transmisión.
- A. Coordinar con el Interesado la ejecución de las Pruebas de Conexión descritas en esta Norma Técnica, y en caso de ser requerido, coordinar complementariamente con el ODS.
- G. Operar y dar mantenimiento a los equipos y elementos en los Puntos de Conexión de los cuales es titular.
- H. Establecer la capacidad técnica y la disponibilidad de cada equipamiento o instalación de transmisión de las que es titular y presentar esta información al ODS.
- I. Cualquier otra que establezca la presente Norma Técnica o la regulación vigente para prestar el servicio de transmisión.

Artículo 7. Derechos de las Empresas Transmisoras Titulares. Son derechos de la Empresa Transmisora en lo relativo a la presente Norma Técnica, los siguientes:

- A. Aprobar el diseño y supervisar la construcción, montaje y puesta en servicio del Punto de Conexión en instalaciones de transmisión de las cuales es titular o propietaria; por esto tendrá el derecho a una remuneración con cargo al Interesado.
- B. Solicitar al ODS que no autorice la conexión de nuevos equipamientos o nuevas instalaciones pertenecientes a Interesados conectados directa o indirectamente al Sistema Principal de Transmisión que prevé afectarán el normal funcionamiento de sus instalaciones y la calidad en la prestación del servicio por no cumplir con los estándares técnicos de diseño u operación.
- C. Operar los equipos o elementos del Punto de Conexión del cual es titular o propietario el Interesado, cuando este no sea una Empresa Transmisora. Cuando el Interesado sea una Empresa Transmisora, la operación de los equipos y elementos del Punto de Conexión la podrá realizarla la Empresa Transmisora que se está conectando en el Punto de Conexión conforme a lo que se acuerde en el Contrato de Acceso, Conexión, y Uso por las partes.
- D. Tener acceso físico a las instalaciones de transmisión del Interesado, donde este haya instalado equipos o elementos de los cuales es titular o propietaria.

Artículo 8. Responsabilidades del Interesado. Son responsabilidades del Interesado en lo relativo a la presente Norma Técnica, las siguientes:

- B. Suscribir el Contrato de Acceso, Conexión y Uso cuando exista acuerdo con la Empresa Transmisora Titular, conforme lo establece la NT-AUCTE.
- C. Cumplir las Condiciones de Conexión y Uso que el ODS establezca conforme la presente Norma Técnica y a la NT-AUCTE, en caso de haber discrepancias para la suscripción del Contrato de Acceso, Conexión y Uso.
- D. Realizar las gestiones para la conexión y el uso de las instalaciones de transmisión ante la Empresa Transmisora Titular presentando oportunamente una Solicitud de Conexión en los plazos establecidos regulatoriamente.
- E. Cumplir con las garantías establecidas en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso y en la NT-AUCTE cuando la Empresa Transmisora Titular sea la responsable de la construcción o mantenimiento del Punto de Conexión para conectarlo.
- F. Dar mantenimiento a los equipos y elementos de los Puntos de Conexión de los cuales es titular y ceder la operación de estos a la Empresa Transmisora Titular, cuando el Interesado no sea una Empresa Transmisora. Cuando el Interesado sea una Empresa Transmisora, la operación la realizará Empresa Transmisora que indique el Contrato de Acceso, Conexión y Uso.
- G. Hacer efectivo el pago del cargo que se acuerde con la Empresa Transmisora Titular por la supervisión y verificación de la puesta en servicio del Punto de Conexión conforme al Contrato de Acceso, Conexión y Uso suscrito o, en caso de no haber acuerdo, el que la CREE fije por la totalidad de las instalaciones necesarias en el Punto de Conexión.
- H. Instalar los equipos que permitan el telecontrol y telemetría de las nuevas instalaciones o ampliación de existentes, así como el monitoreo dinámico, registro de eventos e implementación de esquemas de control suplementario que se acuerden entre las partes, conforme a lo requerido por el ODS o a solicitud de la Empresa Transmisora Titular.
- I. Ejecutar las obras complementarias, inversiones adicionales o realizar las modificaciones al proyecto que el ODS establezca dentro del proceso de conexión establecido en la presente Norma Técnica.
- J. Realizar las Pruebas de Conexión en coordinación con la Empresa Transmisora Titular, y en caso de ser requerido, coordinar complementariamente con el ODS.
- K. Cualquier otra que establezca la presente Norma Técnica o la regulación vigente.

Artículo 9. Derechos del Interesado. Son derechos del Interesado en lo relativo a la presente Norma Técnica, los siguientes:

- A. Utilizar las instalaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión, por lo cual deberá de pagar los cargos de transmisión correspondientes, según el Reglamento de Tarifas. En el caso de que se trate de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, el Interesado deberá pagar al

propietario de estos activos los cargos que por su uso establezca la metodología elaborada por la CREE; estos deben ser liquidados por el ODS.

- B. Solicitar a la Empresa Transmisora Titular la información que requiera para elaborar y presentar la Solicitud de Conexión.
- C. Conectarse de forma libre y no discriminatoria a la red de transmisión cuando haya cumplido con el proceso de conexión establecido en la presente Norma Técnica.

CAPÍTULO III

Libre Acceso a la Red de Transmisión

Artículo 10. Principio de libre acceso. Es libre el acceso a las instalaciones existentes de la red de transmisión, por lo que se consideran prácticas atentatorias contra la libre competencia o prácticas discriminatorias de parte de las Empresas Transmisoras Titulares de instalaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión las siguientes:

- A. No cumplir los plazos indicados para cualquier actividad establecida en la presente Norma Técnica o en la NT-AUCTE.
- B. Hacer requerimientos o solicitudes de equipos, dispositivos, sistemas y materiales no justificados técnicamente para permitir la conexión y el uso de las instalaciones de transmisión existentes, sin que los mismos se encuentren establecidos en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso, o en normas técnicas aplicables a la red de transmisión.
- C. No permitir el uso de instalaciones de transmisión existentes dedicadas al Sistema Principal de Transmisión por parte de terceros, habiendo capacidad de disponible debidamente evaluada por el ODS.
- D. Discriminar o preferir a algún Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora en favor o en contra de otra, para la conexión y uso de instalaciones de transmisión existentes.
- E. Negar o condicionar la conexión y el uso a las instalaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión, aun cuando el ODS haya emitido Condiciones de Conexión y Uso a solicitud de alguna de las partes involucradas en caso de que hayan existido discrepancias previo a la suscripción del Contrato de Acceso, Conexión y Uso.
- F. Los propietarios de activos de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión deben conceder acceso a cualquier Interesado que solicite conectarse al Sistema Principal de Transmisión a través de dichos activos. La solicitud sólo podrá denegarse cuando no exista capacidad disponible suficiente y tras su notificación al ODS a efectos de que este lo verifique.
- G. Otras prácticas que la CREE determine o identifique en estricto cumplimiento a las funciones que le otorga la Ley y sus reglamentos, tomando en cuenta los principios establecidos en la presente Norma Técnica.

En caso de que las Empresas Transmisoras realicen alguna de las prácticas descritas en el presente artículo, la CREE aplicará las sanciones conforme a lo establecido en la LGIE y su Reglamento.

Artículo 11. Confidencialidad. Se prohíbe expresamente que el Interesado o la Empresa Transmisora Titular utilice total o parcialmente la información intercambiada, para cualquier otro fin que no sea el cumplimiento del libre acceso al Sistema Principal de Transmisión, conforme lo indica la presente Norma Técnica y la regulación vigente. La información proporcionada a la CREE se considerará presentada bajo garantía de confidencialidad.

CAPÍTULO IV

Descripción General del Procedimiento y Tipos de Conexión

Artículo 12. Procedimiento a seguir para obtener la conexión de las instalaciones.

- A. **Solicitud de Conexión.** Una vez concluida la construcción de las nuevas instalaciones o ampliación de existentes, el Interesado presentará a la Empresa Transmisora Titular con copia al ODS una Solicitud de Conexión a las instalaciones de transmisión de las cuales es titular. Esta solicitud deberá contener la información establecida en el Artículo 21 de la presente Norma Técnica.
- B. **Evaluación de la Solicitud de Conexión.** La Empresa Transmisora Titular evaluará la Solicitud de Conexión presentada por el Interesado, el cronograma de actividades y la información requerida.
- C. **Verificación, supervisión y Pruebas de Conexión.** La Empresa Transmisora Titular en coordinación con el Interesado, con el ODS, deberá verificar y supervisar en sitio las instalaciones del Punto de Conexión, y su conformidad con los requisitos y normas técnicas de diseño emitidas por la CREE. Asimismo, se realizarán las Pruebas de Conexión de los equipos de generación, transformación, transmisión, distribución, protección, control, medición, comunicación u otros necesarios, según el tipo de instalación que se vaya a conectar en el Punto de Conexión.
- D. **Aceptación de la conexión.** Una vez finalizadas satisfactoriamente las Pruebas de Conexión, el ODS y la Empresa Trasmisora Titular coordinarán con el Interesado la conexión de la instalación, para ello, el ODS emitirá una declaración de puesta en operación de la instalación.

Artículo 13. Tipos de Conexión. La conexión y el uso de instalaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión puede darse conforme alguna de las siguientes acciones:

- A. Conexión mediante la construcción de una subestación nueva que secciona o amplía una o varias líneas de transmisión existentes del Sistema Principal de Transmisión en los respectivos Puntos de Conexión.

- B. Conexión mediante la construcción de una o varias líneas de transmisión nuevas que se conectan a una subestación existente del Sistema Principal de Transmisión en los respectivos Puntos de Conexión.
- C. Conexión mediante la construcción de una o varias líneas de transmisión nuevas que se conectan entre dos o más subestaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión en los respectivos Puntos de Conexión.
- D. Conexión de algún elemento (compensación reactiva, transformación, generación, carga, etcétera), en nuevos Puntos de Conexión en subestaciones existentes del Sistema Principal de Transmisión.
- E. Modificación o ampliación de uno o varios Puntos de Conexión existentes.

Con la finalidad de mantener la confiabilidad y la seguridad de la operación del SIN, por ninguna razón podrá considerarse en cualquiera de los casos anteriores, conexiones en derivación o en “T” de líneas de transmisión o transformadores a líneas de transmisión existentes del SIN.

Artículo 14. Opciones de Conexión y Uso. Todo Interesado que desee conectarse y usar alguna instalación de transmisión existente deberá seguir el proceso descrito en el Artículo 16 de la NT-AUCTE y continuarlo con el procedimiento descrito en el Artículo 12 de la Presente Norma Técnica.

Artículo 15. Conexión al Sistema Secundario de Transmisión. Todo Interesado que desee conectarse por medio del Sistema Secundario de Transmisión para usar la capacidad de transporte del Sistema Principal de Transmisión deberá cumplir con los requisitos previos establecidos en la NT-AUCTE y libremente acordar con los propietarios de dichos activos la conexión a sus instalaciones, debiendo pagar la remuneración correspondiente por su uso establecida por la CREE. El Interesado deberá informar al ODS lo necesario para la coordinación operativa y la gestión comercial. En caso exista alguna discrepancia entre las partes, se procederá conforme lo establecido en Artículo 25 de la NT-AUCTE.

Cuando alguna de las instalaciones de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión pase a formar parte del Sistema Principal de Transmisión, conforme lo establece el Artículo 29 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, los acuerdos deberán ajustarse y enmarcarse a lo que establecen la NT-AUCTE y la presente Norma Técnica respecto a los Contratos de Acceso, Conexión y Uso.

TÍTULO II

Procedimiento de Conexión a la Red de Transmisión y Disposiciones Específicas

CAPÍTULO I

El Contrato de Acceso, Conexión y Uso

Artículo 16. Contrato de Acceso, Conexión y Uso. El acuerdo entre la Empresa Transmisora Titular y el Interesado para el acceso, conexión y uso de la capacidad de transmisión debe materializarse mediante la suscripción de un Contrato de Acceso, Conexión y Uso. La Empresa Transmisora Titular deberá proponer un contrato tipo siguiendo los lineamientos y el contenido mínimo establecido en el Artículo 26 de la NT-AUCTE. Este contrato tipo será aprobado por la CREE.

Artículo 17. Fronteras en la Conexión. El límite físico o frontera para la asignación de responsabilidades en el Punto de Conexión, para todos los casos previstos en la presente Norma Técnica, deberá ser alguna de las siguientes:

- A. Un elemento como vínculo físico que pueda ser desconectado en el Punto de Conexión.
- B. El remate en el pórtico de la subestación.
- C. La conexión a la barra de la subestación.
- D. La frontera que de mutuo acuerdo se establezca.

Dicha frontera de conexión quedará descrita y definida en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso que se suscriba y deberá informarse al ODS, y a la CREE en su registro como empresa del subsector eléctrico.

Artículo 18. Seccionamiento de una línea de transmisión para la conexión. Cuando el Punto de Conexión de lugar al seccionamiento de una línea de transmisión existente del Sistema Principal de Transmisión con entrada y salida en una subestación, conforme se indica en el Artículo 13 de la presente Norma Técnica, las instalaciones necesarias para la conexión de dicho Punto de Conexión, que consisten en la nueva línea de entrada y salida, nuevos Puntos de Conexión o una nueva subestación, el eventual refuerzo de la línea de transmisión existente o la adecuación o construcción de los módulos o bahías terminales en los extremos de la misma deberán cumplir con las normas técnicas que emita la CREE para el diseño y operación de la red de transmisión.

Cuando del seccionamiento de una línea de transmisión resulte que un tramo existente quedará en desuso y derivado de ello se presente una reducción de los ingresos que la Empresa Transmisora Titular recibe en concepto de peaje de transmisión, el Interesado deberá compensarle por la reducción de sus ingresos pagándole el costo por la conexión por medio un pago igual al valor nuevo de reemplazo que corresponda a la longitud del tramo que la CREE reconozca que quedará en desuso; o mediante los procedimientos que libremente acuerden entre las partes.

El Interesado deberá prever y realizar para el seccionamiento de una línea de transmisión de la Empresa Transmisora Titular, a su costo las inversiones en obras, adecuaciones en instalaciones, dispositivos y equipos para que se materialice la conexión y deje en operación el sistema de protección, control y medida de las nuevas secciones en las que se divide línea de transmisión original de la Empresa Transmisora Titular,

lo cual quedará listado y establecido en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso que se suscriba. En ningún caso el seccionamiento de la línea deberá reducir la calidad y confiabilidad de la red de transmisión que prestaba la Empresa Transmisora Titular con sus instalaciones antes del seccionamiento, o en su caso, reducir la calidad y confiabilidad establecidas en las Norma Técnica de Calidad de la Transmisión (NT-CT).

CAPÍTULO II

Solicitud de Conexión

Artículo 19. Presentación de Solicitud de Conexión. La Solicitud de Conexión para la puesta en operación de la nueva instalación deberá ser entregada en físico (original y copia) y en digital, en idioma español.

Artículo 20. Plazo de entrega. A más tardar treinta (30) días hábiles antes de la fecha de inicio de las Pruebas de Conexión propuesto en el cronograma de actividades. El Interesado deberá entregar a la Empresa Transmisora Titular con copia al ODS, la Solicitud de Conexión con la información establecida en el Artículo 21. Esta incluirá el cronograma de actividades el cual se establecerá una propuesta de las fechas para realizar las actividades de verificación, supervisión, Pruebas de Conexión y el inicio de operación; además deberá establecer las fechas para la repetición de las Pruebas de Conexión, en caso de que sea necesario.

Artículo 21. Contenido de la Solicitud de Conexión. La Solicitud de Conexión presentada por el Interesado deberá contener, según el tipo de proyecto la siguiente información:

- A. Cronograma de actividades con fechas propuestas para:
 - i. Verificación y supervisión.
 - ii. Pruebas de Conexión.
 - iii. Inicio de operación.
- B. Copia del Contrato de Acceso, Conexión y Uso suscrito previamente con la Empresa Transmisora Titular.
- C. Descripción técnica de las instalaciones, diagramas unifilares de las instalaciones, especificaciones técnicas de equipos, localización exacta y descripción del Punto de Conexión.
- D. Estudios Eléctricos con los parámetros finales de los equipos, de ser necesario.

Artículo 22. Evaluación de la Solicitud de Conexión. Una vez recibida la Solicitud de Conexión con el cronograma de actividades, la Empresa Transmisora Titular revisará y emitirá su dictamen respecto a la puesta en servicio de las instalaciones. La Empresa Transmisora Titular notificará por escrito al Interesado en un plazo de cinco (5) días hábiles, su aprobación con copia al ODS, o en su defecto, observaciones a la información contenida en la solicitud. Para este último caso, el Interesado procederá a entregar la información solicitada, la Empresa Transmisora Titular dispondrá nuevamente de cinco (5) días hábiles para dar su aprobación. En el dictamen se indicará la conformidad con las fechas propuestas por el Interesado para realizar las Pruebas de Conexión indicadas en el cronograma de actividades o, en su defecto, se propondrán fechas alternativas para realizar las actividades correspondientes para que las nuevas instalaciones se conecten a la red de transmisión.

CAPÍTULO III

Verificación, Supervisión y Pruebas de Conexión

Artículo 23. Verificación y Supervisión. Previo a la autorización de la conexión física a la red de transmisión, la Empresa Transmisora Titular deberá realizar las actividades de supervisión y verificación con su propio personal de la ejecución del procedimiento establecido en la presente Norma Técnica por parte del Interesado. En su defecto, la Empresa Transmisora Titular podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias, con cargo al propietario de las nuevas instalaciones. En ambos casos, podrá contar con la participación de personal del ODS para la verificación y supervisión previa aceptación de la conexión. En caso de que el Punto de Conexión sea un nodo de la RTR, se deberá seguir el procedimiento regional.

Artículo 24. Lineamientos a seguir para la supervisión y verificación. El Anexo 1 de la presente Norma Técnica se establecen los lineamientos que deberán cumplir las nuevas instalaciones durante las actividades de supervisión y verificación.

Artículo 25. Responsable de la ejecución de las Pruebas de Conexión. Las pruebas para verificar el funcionamiento de las nuevas instalaciones son responsabilidad del Interesado y se realizan con la finalidad de verificar el adecuado desempeño de todos los sistemas instalados de generación, transformación, transmisión, operación, protección, medición, comunicación y control, según corresponda, que componen las instalaciones. Estas son realizadas en coordinación con la Empresa Transmisora Titular y el ODS.

Artículo 26. Tipos de Pruebas de Conexión. El Interesado, en coordinación con la Empresa Transmisora Titular realizará las siguientes pruebas, según corresponda al tipo de instalación:

- A. **Pruebas de los equipos de protección y medición.** Para garantizar el correcto funcionamiento de las instalaciones es necesario realizar pruebas que simulan las condiciones típicas de una falla, las

condiciones de funcionamiento en condiciones normales, las operaciones de conmutación para garantizar que el sistema de protección funciona correctamente antes de su puesta en servicio. La verificación de estas pruebas y otros requerimientos se encuentran en los Anexos de la presente Norma Técnica.

- B. **Pruebas de comunicación en tiempo real con el ODS.** Estas pruebas se utilizan para asegurar la comunicación entre el ODS y las instalaciones del Interesado una vez estas se encuentren en operación. La verificación de los requerimientos se realiza al Sistema de Control, Supervisión y de Adquisición de Datos (SCADA) y se encuentran los Anexos de la presente Norma Técnica.
- C. Pruebas de control de tensión.
- D. Estudios de coordinación de protecciones.
- E. Pruebas de integración del Control Automático de Generación (AGC), en caso de que aplique.
- F. Pruebas de calibración de los interruptores, en caso de que aplique.
- G. Pruebas de arranque en frío, en caso de que aplique.
- H. Otras pruebas que el ODS considere necesarias solicitar en el marco de la conexión de las instalaciones.

Artículo 27. Compatibilidad de los equipos de telecontrol y telemetría. Para garantizar la compatibilidad y confiabilidad de la operación, el equipo de control, protección, medición y comunicaciones deberá ser compatible con los que cuenta previamente instalados la Empresa Transmisora Titular. El Interesado será responsable de asegurarse que los equipos sean compatibles con los de la Empresa Transmisora Titular. Si al momento de la ejecución de las Prueba de Conexión, se presentan dificultades técnicas de compatibilidad con estos equipos, estas deberán resolverse por parte del Interesado, debiendo desconectar sus instalaciones hasta que solvante el problema de compatibilidad de equipos. De ser necesario, el Interesado deberá ejecutar las obras complementarias, inversiones adicionales o realizar las modificaciones al proyecto que el ODS o la Empresa Transmisora Titular establezcan para garantizar la compatibilidad y confiabilidad de la operación. Los costos en los que incurra la Empresa Transmisora Titular por la repetición de las Pruebas de Conexión serán asumidos por el Interesado.

Artículo 28. Costos de la verificación y supervisión. La ejecución de todas las Pruebas de Conexión serán a cuenta del Interesado.

Artículo 29. Aceptación de la Conexión. Dentro de los treinta (30) días hábiles previos a la fecha de inicio de las Pruebas de Conexión o puesta en servicio, el Interesado deberá solicitar a la Empresa Transmisora Titular que realice las verificaciones correspondientes de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias del Punto de Conexión para comprobar que las mismas cumplen con lo establecido en la presente Norma Técnica. Una vez aceptada la conexión por la Empresa Transmisora Titular se deberá notificar al ODS y este resolverá la autorización dentro de los próximos diez (10) días hábiles de haber sido aceptada. En caso de que el Punto de Conexión sea un nodo de la RTR, se deberá seguir el procedimiento regional.

Artículo 30. Dictamen de inicio de puesta en servicio. El ODS emitirá un dictamen a favor del Interesado indicando que se han llevado a cabo las Pruebas de Conexión de manera satisfactoria y que la instalación podrá operar dentro del régimen de confiabilidad, calidad y seguridad establecido en el marco regulatorio vigente. En caso las Pruebas de Conexión no permitan comprobar la confiabilidad de la conexión y operación de las instalaciones, el Interesado deberá realizar las adecuaciones necesarias para lo cual se deberán repetir todas las Pruebas de Conexión, incluyendo algunas pruebas adicionales que el ODS considere necesarias. Para ello, el Interesado deberá presentar una nueva Solicitud de Conexión a la Empresa Transmisora Titular y seguir el procedimiento establecido en el Artículo 12 de la presente Norma Técnica.

TÍTULO III

Disposiciones Finales

Artículo 31. Conexión en la Red de Transmisión Regional. La presente Norma Técnica no exonera el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la regulación regional, por lo que, para las interconexiones a realizar en instalaciones existentes de la red de transmisión, que de acuerdo a la regulación regional sean definidas como parte de la RTR, se deberá cumplir el procedimiento que la misma establece en forma simultánea, tomando en cuenta la forma y los plazos que indique dicha regulación.

Artículo 32. Contrato tipo de Acceso, Conexión y Uso. Las Empresas Transmisoras Titulares deberán presentar una propuesta del modelo de Contrato de Acceso, Conexión y Uso que firmarán con los Interesados a más tardar sesenta (60) días hábiles luego de la publicación de la presente Norma Técnica.

Artículo 33. Casos no previstos. La CREE resolverá los casos no previstos, tomado en cuenta los principios, las responsabilidades y derechos que establece la presente Norma Técnica para cada una de las partes involucradas.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Artículo 34. Vigencia. La presente Norma Técnica entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

ANEXO 1

LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA LAS ACTIVIDADES DE SUPERVISIÓN Y VERIFICACIÓN

I. Protocolo de Verificación.

1. **Información requerida.** La información que el Interesado en conectar una nueva instalación o una ampliación debe presentar es la siguiente:

Presentar a la Empresa Transmisora Titular con copia al ODS, los diagramas unifilares y parámetros eléctricos necesarios para la modelación de las nuevas instalaciones a integrar al sistema de transmisión, los parámetros eléctricos y especificaciones de los equipos deberán ser los siguientes de acuerdo al tipo de instalación:

A. Información de los conductores:

- i. Distancia de la subestación al Punto de Conexión.
- ii. Distancia del Punto de Conexión a la planta o subestación.
- iii. Distancia de todos los circuitos colectores de la planta (caso fotovoltaico y eólico).
- iv. Calibre de todos los conductores utilizados.
- v. Distancia entre fases, distancia entre fase y neutro y distancia entre conductores al suelo.
- vi. Planimetría de las estructuras más usadas para el tendido de la línea de interconexión.

B. Transformadores de potencia:

- i. Nivel de tensión alta y baja.
- ii. Capacidad nominal y clase de enfriamiento (AO, FA, FOA).
- iii. Grupo vectorial de conexión.
- iv. Impedancia de cortocircuito y potencia a la cual se hizo la prueba por el fabricante o laboratorio.
- v. Porcentaje y número de pasos del cambiador de derivaciones (*tap*) y dónde están ubicados (alta o baja o sin carga o bajo carga).
- vi. Fecha de fabricación.

C. Generadores:

- i. Capacidad nominal, factor de potencia, tipo de conexión a tierra.
- ii. Reactancias sincrónicas de eje de directo (X_d) y de eje de cuadratura (X_q) en p.u.
- iii. Reactancias en secuencia cero y secuencia negativa en p.u.
- iv. Límites de potencia reactiva (máxima y mínima).
- v. Reactancia subtransitoria (X_d'') en p.u.
- vi. Reactancia transitoria (X_d') en p.u.

- vii. Constantes de tiempo T_d'' , T_d' , constantes de tiempo transitorio T_{d0}' , T_{q0}' , constantes de tiempo subtransitorio T_{d0}'' , T_{q0}'' en segundos.
- viii. Cantidad de polos.
2. Haber presentado y obtenido el visto bueno de los estudios de flujos de carga y ajustes de protecciones del Departamento de Estudios Eléctricos y Seguridad Operativa del ODS, siguiendo las recomendaciones de la presente Norma Técnica y la Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transmisión y de Estudios Eléctricos. (esquemas de protección de la red, estudios requeridos y alcance).
 3. Haber realizado las pruebas preliminares operación en frío, ajustes de protección y verificación de las nuevas instalaciones, obteniendo el visto bueno de la Empresa Transmisora Titular.
 4. Haber efectuado pruebas punto a punto de mediciones y estados de forma remota desde el centro de control del ODS y obtener el visto bueno de realizadas las pruebas de conformidad con la instalación y confiabilidad de la comunicación. Los puntos telemedidos desde el centro de control del ODS deberán suministrar datos de potencias activas, reactivas y tensiones. Asimismo, medición horaria de la energía activa y reactiva enviada y recibida, potencias activas y reactivas en el punto de inyección y retiro asignado. Medición de potencias activas y reactivas de la demanda local, servicio propio o demanda interna. Registro en el ODS de los estados (abierto o cerrado) de los interruptores, seccionadores que aíslan las nuevas instalaciones de la red de transmisión, de los interruptores asociados a cada generador o del colector del grupo de generadores cuya potencia nominal sea mayor a 10 MW.
 5. En plantas generadoras que su potencia nominal sea mayor a 8MW deberán de participar en la regulación bajo el control automático de generación (AGC), efectuará pruebas de control remoto desde el ODS con cada una de las unidades generadoras.
 6. Haber efectuado pruebas de comunicación de voz con el ODS y obtener el visto bueno del mismo.
 7. Elaborar y entregar al ODS el manual de procedimientos de operación de los nuevos equipos disponibles para ser operados por el ODS y que formarán parte de la red de transmisión, considerando la coordinación de las maniobras con los elementos de transmisión existentes, operación en isla, o arranque en barra muerta, si aplica.
 8. Presentar la certificación de fábrica de los medidores de energía en el Punto de Conexión.
 9. Si el Punto de Conexión es parte de la RTR, presentar la Solicitud de Conexión aprobada por la CRIE, cumpliendo con los requisitos establecidos en el Libro III de la Transmisión sección 4.5 del RMER.

10. Hacer la solicitud de despeje en los tiempos recomendados por la presente Norma Técnica.

II. Esquemas de Protección en la Red de Transmisión.

1. **Protección de líneas de transmisión.** Las líneas de transmisión del SIN operan en los niveles de tensión de 69 kV, 138 kV y 230 kV. A continuación, se definen los esquemas de protección típicos utilizados en el SIN que tienen las líneas de transmisión.

A. Protección para líneas de transmisión de 230kV.

- i. Protección Primaria. Protección diferencial de línea 87L, con disparo mono/tripolar.
- ii. Protección Secundaria. Protección de distancia monofásica y multifase, con disparo mono/tripolar.
- iii. Protección Secundaria. Protección de sobrecorriente direccional de fase y neutro de tiempo inverso y tiempo definido.
- iv. Protección de falla de interruptor con DTT. En el caso de una configuración con interruptor y medio, deberá aplicarse esta protección con un relevador independiente para el interruptor de enlace.
 - v. Teleprotección POTT, PUTT, etc.
 - vi. Protección de sobre y baja tensión.
 - vii. Protección de sobre y baja frecuencia.
- viii. Esquema recierre trifásico y/o monofásico con verificación de sincronismo.
- ix. Cierre bajo falla.
 - x. Disparo y/o bloqueo por oscilación de potencia donde aplique.
 - xi. Supervisión de bobinas de disparo.
- xii. Protección diferencial de barra (en caso de que aplique).

Además de las anteriores se solicita que los relevadores sean multifuncionales, telesupervisados, con lógicas programables para control y automatización, conectividad Ethernet con protocolos estándar incluyendo IEC61850, compatibles con los relevadores instalados en el SIN y con el sistema SCADA.

Cada terminal de línea, por lo menos, debe tener redundancia de relevadores con protección secundaria, incisos ii y iii.

Los relevadores típicos instalados en SIN son: SEL411L, SEL311L, SEL421, SEL311C. En caso de utilizar relevadores similares o de mejores características se deberá incluir la capacitación del personal a cargo del mantenimiento de estos.

Los equipos de protección y medición deben estar completamente integrados en un concentrador de datos y poder ser gestionados remotamente y desde una interfaz hombre-máquina (HMI) local.

B. Protección para líneas de 138kV.

- i. Protección Primaria. Protección diferencial de línea 87L, con disparo mono/tripolar.
- ii. Protección Secundaria. Protección de distancia monofásica y multifase, con disparo mono/tripolar.
- iii. Protección Secundaria. Protección de sobrecorriente direccional de fase y neutro de tiempo inverso y tiempo definido.
- iv. Protección de falla de interruptor con DTT. En el caso de una configuración con interruptor y medio, deberá aplicarse esta protección con un relevador independiente para el interruptor de enlace.
 - v. Teleprotección POTT, PUTT, etc.
 - vi. Protección de sobre y baja tensión.
 - vii. Protección de sobre y baja frecuencia.
- viii. Esquema recierre trifásico y/o monofásico con verificación de sincronismo.
- ix. Cierre bajo falla.
 - x. Disparo y/o bloqueo por oscilación de potencia donde aplique.
 - xi. Supervisión de bobinas de disparo.
- xii. Protección diferencial de barra (en caso de que aplique).

Además de las anteriores se solicita que los relevadores sean multifuncionales, telesupervisados, con lógicas programables para control y automatización, conectividad Ethernet con protocolos estándar incluyendo IEC61850, compatibles con los relevadores instalados en el SIN y con el sistema SCADA.

Cada terminal de línea, por lo menos, debe tener redundancia de relevadores con protección secundaria, incisos ii y iii.

Los relevadores típicos instalados en SIN son: SEL411L, SEL311L, SEL421, SEL311C. En caso de utilizar relevadores similares o de mejores características se deberá incluir la capacitación del personal a cargo del mantenimiento de estos.

Los equipos de protección y medición deben estar completamente integrados en un concentrador de datos y poder ser gestionados remotamente y desde una HMI local.

C. Protección para líneas de 69kV.

- i. Protección Primaria. Protección diferencial de línea 87L.
- ii. Protección Secundaria. Protección de distancia monofásica y multifase.
- iii. Protección Secundaria. Protección de sobrecorriente direccional de fase y neutro de tiempo inverso y tiempo definido.
- iv. Protección de falla de interruptor con DTT.
 - v. Teleprotección POTT, PUTT, etc.

- vi. Protección de sobre y baja tensión.
- vii. Protección de sobre y baja frecuencia.
- viii. Esquema recierre trifásico y/o monofásico con verificación de sincronismo.
- ix. Cierre bajo falla.
- x. Supervisión de bobinas de disparo.

Además de las anteriores se solicita que los relevadores sean multifuncionales, telesupervisados, con lógicas programables para control y automatización, conectividad Ethernet con protocolos estándar incluyendo IEC61850, compatibles con los relevadores instalados en el SIN y con el sistema SCADA.

Cada terminal de línea, por lo menos, debe tener redundancia de relevadores con protección secundaria, incisos ii y iii.

Los relevadores típicos instalados en SIN son: SEL411L, SEL311L, SEL421, SEL311C. En caso de utilizar relevadores similares o de mejores características se deberá incluir la capacitación del personal a cargo del mantenimiento de estos.

Los equipos de protección y medición deben estar completamente integrados en un concentrador de datos y poder ser gestionados remotamente y desde una HMI local.

III. Estudio de Coordinación de las Protecciones de Distancia “21” y Sobrecorriente Direccional “67 y 67N”.

La finalidad de este apartado es establecer los lineamientos para la realización de los estudios de coordinación de protecciones, no son lineamientos definitivos y están sujetos a cambios de acuerdo a las consideraciones y necesidades de cada proyecto.

1. Protección de Distancia 21.

Su función en el caso de ser utilizada en líneas de transmisión es proteger el 100% al elemento línea asociada y el 100% de las N líneas de la subestación inmediata hacia adelante a la terminal que se está ajustando y así brindar protección de respaldo a la subestación adyacente.

A. Ajuste de alcance de los relevadores.

- i. Zona 1 y zona 2 son asignadas a proteger la propia línea. Zona 1 al 80% de la propia línea. Zona 2 al 120% de la propia línea y/o al 50% de la línea más corta subsiguiente.
- ii. Zona 3 y superiores asignadas a proteger las N líneas de la subestación inmediata hacia adelante a la terminal que se está definiendo los ajustes. La zona 3 por lo general se utiliza hacia atrás; en la mayoría de los casos sin disparo, para el esquema de teleprotección.

B. Consideraciones en la coordinación.

- i. La terminal que se está coordinando (definiendo ajustes) debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados a la subestación colindante vista hacia delante de dicha terminal.
- ii. La terminal que se está coordinando (definiendo ajustes) debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados de las subestaciones colindantes que están atrás de dicha terminal.
- iii. De requerirse modificar ajustes en las subestaciones existentes, estos nuevos ajustes deben ser coordinados de acuerdo a los incisos i y ii. Lo anterior implica elevar el estudio de coordinación al siguiente nivel de contribución de fallas.

Los ajustes de la zona 2 y superior deben ser coordinados en alcance y en tiempo de operación considerando la superposición del alcance con los relevadores de las subestaciones siguientes.

Los ajustes deberán ser calculados simulando fallas monofásicas y triásicas, y de acuerdo a las impedancias de fallas que resulten de las simulaciones se ajustarán los alcances de las unidades de impedancia monofásicas y multifásica respectivamente.

2. Protección de sobrecorriente direccional, 67 y 67N.

Su función es proteger el elemento asociado y ofrecer respaldo a otros relevadores de las subestaciones subsiguientes. Este relevador en líneas de transmisión es considerada secundaria cuando el elemento a proteger tiene asociado otros relevadores como ser diferencial de línea y de distancia.

A. Ajustes de arranque.

- i. Para sobrecorriente de fase 67. La corriente menor que resulte al utilizar la capacidad térmica del conductor o la máxima carga esperada bajo contingencia por 1.5 veces.
- ii. Para sobrecorriente de neutro 67N. Este ajuste es variable, se pide que se considere un techo del 40% del ajuste de la protección de sobrecorriente de fase 67.

B. Consideraciones en la coordinación.

- i. En primera instancia el estudio de coordinación debe considerar no modificar los ajustes de los elementos existentes
- ii. Debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados a la subestación colindante hacia adelante de la terminal que se está coordinando.
- iii. Debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados de las subestaciones colindantes atrás de la terminal que se está coordinando.
- iv. De no llegarse a encontrar un punto de coordinación considerando el inciso i y se requiera modificar los ajustes existentes, estos nuevos ajustes deben ser coordinados de acuerdo a los

incisos i y iii. Lo anterior implica elevar el estudio de coordinación al siguiente nivel de contribución de fallas.

- v. En el caso de que se eleve el estudio al siguiente nivel de contribución de fallas y no se obtenga a un punto de coordinación adecuado, se considerara la opción de instalar redundancia de protección diferencial de línea sin habilitar la protección de sobrecorriente direccional.

3. Líneas a considerar para la simulación de las fallas.

- A. Líneas nuevas asociadas directamente al proyecto.
- B. Líneas nuevas operativamente que se deriven al seccionar líneas existentes.
- C. Líneas de la subestación colindante a la terminal de la línea que se está coordinando.
- D. Líneas de las subestaciones subsiguientes a la subestación colindante, de ser necesario, en caso de superposición en la operación de la protección.
- E. Nivel siguiente de cobertura al del inciso D de ser necesario.
- F. Lado de baja de los transformadores de potencia en la subestación colindante a la terminal de la línea que se está coordinando.

4. Otras consideraciones generales para el estudio de coordinación.

- A. Los tipos de fallas a ser simuladas son la monofásica y la trifásica como mínimo y de requerirse se pedirá a discreción simular otros tipos fallas.
- B. Los puntos de falla serán en las fronteras (2) de cada línea y en lado de baja de los transformadores cuyo lado de alta esté conectada a la red asociada al estudio.
- C. La coordinación se verificará en el escenario de demanda máxima y demanda mínima.
- D. Si el proyecto de generación es de tipo intermitente, se verificará la coordinación con la planta en servicio y fuera de servicio para cada uno de los escenarios del inciso anterior.
- E. El informe presentará en gráficos las características de la protección de distancia con las fallas simuladas como se indica en el inciso A y B. Esto para cada relevador considerado en el estudio y para fallas en las líneas de la subestación colindante al relevador (terminal de línea) que se está evaluando la coordinación.
- F. El informe presentará en gráficos las características de la protección de sobrecorriente con las fallas simuladas como se indica en el inciso A y B. Esto para cada relevador considerado en el estudio y para fallas en las líneas de la subestación colindante al relevador (terminal de línea) que se está evaluando la coordinación.

La base de datos necesaria para realizar el estudio de coordinación se la proporcionará el ODS a través del Departamento de Estudios Eléctricos y Seguridad Operativa.

IV. Pruebas de los Equipos de Protección y Medición que Deben Realizarse Previo a la Puesta en Operación de una Nueva Instalación o Modificaciones a las Existentes.

Para la realización de las pruebas se deberá de entregar al departamento correspondiente de la Empresa Transmisora Titular y del ODS lo siguiente:

1. Pruebas de comisionamiento de los relevadores de protección.
2. Pruebas típicas a los transformadores para instrumentos utilizados.
3. Pruebas de los esquemas de protección incluyendo solo la terminal local.
4. Pruebas de esquemas de protección asistidos por comunicaciones punto a punto (*end to end*) en caso de líneas de transmisión.
5. Formato de pruebas de los incisos anteriores.
6. Pruebas de certificación de fábrica de la precisión de los medidores de energía.
7. Solicitud de despeje (si aplica).

La documentación de los incisos anteriores debe entregarse con diez (10) días antes de la fecha de la realización de las pruebas y la solicitud de despeje con veinte (20) días antes de la realización de las pruebas, el no cumplimiento de la entrega de la documentación en estos plazos establecerá una reprogramación de la fecha de las pruebas a conveniencia del ODS.

El set de prueba a utilizar debe estar certificado, así como la empresa ejecutora, la fuente típica a utilizar debe ser similar o mejor a la OMICRON CMC 256 o 356.

En caso de que los softwares de los equipos de protección y medición no sean de uso gratuito deberán entregar licencias de ellos para instalar en las computadoras del personal que realiza la gestión de estos.

En los anexos se presentan los formatos de pruebas para los relés SEL311L y SEL421, dichos formatos aplican para la mayoría de los tipos de relé diferencial de línea y de distancia digitales, en el caso particular al proyecto remitirse al personal encargado del mantenimiento de las protecciones.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 2 REQUISITOS A CUMPLIR PREVIO A LA ENTRADA EN OPERACIÓN

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Garantía de Cumplimiento de Contrato de Acceso, Conexión y Uso vigente en tiempo y forma (si aplica).				
2	Contrato de Operación publicado en La Gaceta (si aplica).				
3	Licencia Ambiental vigente en tiempo y forma.				
4	Cumplimiento de la fecha programada de inicio de operación.				
5	Cumplimiento de las condiciones de conexión pactadas en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso.				
6	Permiso de Interconexión extendido por la CRIE (si aplica).				
7	Que se han cumplido las pruebas que garantizan que los equipos de las instalaciones pueden proveer al SIN en forma segura la potencia y energía eléctrica (si aplica).				
8	Certificación del sistema de medición comercial (si aplica).				
9	Revisión de cumplimiento de aspectos contractuales como ser, representantes legales, cesión, venta total de acciones, entrega en tiempo y forma de cronograma de construcción, entrega en tiempo y forma de informes, etc. (si aplica)				
10	Autorización, permiso o concesión para actividades de transmisión o la constancia que está gestionando la misma (si aplica)				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 3

PROTOCOLOS DE PRUEBAS DE RECEPCIÓN DE UNIDAD DE CONTROL DE SUBESTACIÓN

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Arranque en frío.				
1.1	Debe simularse falla en la alimentación. La unidad de control de subestación (UCS) debe reiniciarse con todos los servicios y canales de comunicación.				
2	Se entrega el software necesario para configuración (y licencias).				
3	Comunicación con ODS en DNP 3 TCP/IP.				
3.1	Se logra enlazar el equipo.				
3.2	Desconectar canal de comunicaciones.				
3.3	¿Se pierden las comunicaciones?				
3.4	Reconectar el canal de comunicaciones con ODS.				
3.5	¿Se logran restablecer las comunicaciones?				
3.6	Pruebas de comunicación con IEDs.				
3.7	¿Se pierden las comunicaciones?				
3.8	Reconectar el canal de comunicaciones con el IED.				
3.9	¿Se logran restablecer las comunicaciones?				
3.10	Redundancia UCS.				
4	Pruebas de sincronización vía GPS				
4.1	Verificar que la hora de la UCS coincida con la del GPS.				
4.2	Desconectar GPS.				
4.3	Establecer hora de UCS manualmente.				
4.4	Reconectar GPS.				
4.5	Verificar que la hora de la UCS cambia de manera automática a la del GPS.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

5	Pruebas de señalización (según lista de señales de la S/E)				
5.1	Verificar estado de interruptores.				
5.2	Verificar estado de seccionadoras.				
5.3	Verificar estado de recierres.				
5.4	Verificar estado de perillas local/remoto.				
5.5	Verificar estado de indicaciones generales.				
5.6	Verificar alarmas de protecciones según esquemas de Empresa Transmisora u ODS (abajo mencionados).				
6	Pruebas de mediciones hacia ODS (Según lista de señales de la S/E)				
6.1	Verificar mediciones de distintos elementos.				
6.2	Se deben probar al 50% y al 100% en rango positivo.				
6.3	Se deben probar al 50% y al 100% en rango negativo (si aplica).				
7	Pruebas de controles hacia ODS (según lista de señales de la S/E)				
7.1	Verificar los controles sobre interruptores desde ODS.				
7.2	Verificar los controles sobre seccionadoras desde ODS.				
7.3	Verificar los controles habilitados sobre otros elementos (si aplica).				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 4 PROTOCOLOS DE PRUEBAS DE RECEPCIÓN DE INTERFAZ HOMBRE-MÁQUINA (HMI)

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Arranque en frío.				
1.1	La HMI debe reiniciar en la pantalla principal de manera automática y con todas sus comunicaciones en servicio.				
1.2	Características de los equipos según lo especificado: teclado, UPS, inversor.				
2	Verificación de interfaz gráfica.				
2.1	Verificar diagrama unifilar general.				
2.2	Verificar diagrama unifilar por bahía.				
2.3	Verificar alarmas.				
2.4	Verificar diagrama de comunicaciones con IEDs.				
2.5	Verificar diagrama de mediciones.				
2.6	Verificar que todos los botones de interfaz funcionen correctamente				
3	Pruebas de comunicación con IEDs.				
3.1	¿Se pierden las comunicaciones?				
3.2	Reconectar el canal de comunicaciones con el IED				
3.3	¿Se logran restablecer las comunicaciones?				
4	Prueba de sincronización vía GPS.				
4.1	Verificar hora de la UCS coincida con la del GPS.				
4.2	Desconectar GPS.				
4.3	Establecer hora de UCS manualmente.				
4.4	Reconectar GPS.				
4.5	Verificar que la hora de la UCS cambia de manera automática a la del GPS.				
5	Pruebas de señalización (según lista de señales de la S/E).				
5.1	Verificar estado de interruptores.				
5.2	Verificar estado de seccionadoras.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

5.3	Verificar estado de recierres.				
5.4	Verificar estado de perillas local/remoto.				
5.5	Verificar estado de indicaciones generales.				
5.6	Verificar alarmas de protecciones en el centro de control de ODS.				
6	Pruebas de mediciones hacia ODS (según lista de señales de la S/E).				
6.1	Verificar mediciones de distintos elementos.				
6.2	Se deben probar al 50% y al 100% en rango positivo.				
6.3	Se deben probar al 50% y al 100% en rango negativo (si aplica).				
7	Pruebas de controles hacia centro de despacho de ODS (según lista de señales de la S/E).				
7.1	Verificar los controles sobre interruptores desde el centro de control del ODS.				
7.2	Verificar los controles sobre seccionadoras desde el centro de control del ODS.				
7.3	Verificar los controles habilitados sobre otros elementos (si aplica).				
8	Verificación de software.				
8.1	Se tienen todas las licencias necesarias para operación y configuración de la HMI.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 5 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
A. Para 230 kV					
1	Protección Primaria.				
1.1	Protección diferencial de línea 87L, con disparo mono/tripolar.				
2	Protección Secundaria.				
2.1	Protección de distancia monofásica y multifase, con disparo mono/tripolar.				
2.2	Protección de sobrecorriente direccional de fase y neutro de tiempo inverso y tiempo definido.				
2.3	Teleprotección POTT, PUTT, etc.				
2.4	Protección de sobre y baja tensión.				
2.5	Protección de sobre y baja frecuencia.				
2.6	Esquema recierre trifásico y/o monofásico con verificación de sincronismo.				
2.7	Cierre bajo falla.				
2.8	Disparo y/o bloqueo por oscilación de potencia donde aplique.				
2.9	Supervisión de bobinas de disparo.				
2.10	Protección diferencial de barra (en caso de que aplique)				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
B. Para 138 kV					
1	Protección Primaria.				
1.1	Protección diferencial de línea 87L, con disparo mono/tripolar.				
2	Protección Secundaria.				
2.1	Protección de distancia monofásica y multifase, con disparo mono/tripolar.				
2.2	Protección de sobrecorriente direccional de fase y neutro de tiempo inverso y tiempo definido.				
2.3	Protección de falla de interruptor con DTT.				
2.4	En el caso de una configuración con interruptor y medio, deberá aplicarse esta protección con un relevador independiente para el interruptor de enlace (por ejemplo, SEL451).				
2.5	Teleprotección POTT, PUTT, etc.				
2.6	Protección de sobre y baja tensión.				
2.7	Protección de sobre y baja frecuencia.				
2.8	Esquema recierre trifásico y/o monofásico con verificación de sincronismo.				
2.9	Cierre bajo falla.				
2.10	Disparo y/o bloqueo por oscilación de potencia donde aplique.				
2.11	Supervisión de bobinas de disparo.				
2.12	Protección diferencial de barra (en caso de que aplique).				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
C. Para 69 kV					
1	Protección Primaria.				
1.1	Protección diferencial de línea 87L.				
2	Protección Secundaria.				
2.1	Protección de distancia monofásica y multifase.				
2.2	Protección de sobrecorriente direccional de fase y neutro de tiempo inverso y tiempo definido.				
2.3	Protección de falla de interruptor con DTT.				
2.4	Teleprotección POTT, PUTT, etc.				
2.5	Protección de sobre y baja tensión.				
2.6	Protección de sobre y baja frecuencia.				
2.7	Esquema recierre trifásico y/o monofásico con verificación de sincronismo.				
2.8	Cierre bajo falla.				
2.9	Supervisión de bobinas de disparo.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 6 PROTECCIONES DE DISTANCIA 21

No.	Protección de distancia 21	Cumple	No Cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
Objetivo. En el caso de ser utilizada en líneas de transmisión, proteger el 100% al elemento línea asociada y el 100% de las “N” líneas de la subestación inmediata hacia adelante a la terminal que se está ajustando y así brindar protección de respaldo a la subestación adyacente.					
Ajuste de alcance de los relevadores.					
1	Zona 1 y zona 2 son asignadas a proteger la propia línea. Zona 1 al 80% de la propia línea. Zona 2 al 120% de la propia línea y/o al 50% de la línea más corta subsiguiente.				
2	Zona 3 y superiores asignadas a proteger las N líneas de la subestación inmediata hacia adelante a la terminal que se está definiendo los ajustes. La zona 3 por lo general se utiliza hacia atrás; en la mayoría de los casos sin disparo, para el esquema de teleprotección.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 7 CONSIDERACIONES EN LA COORDINACIÓN

No.	Consideraciones en la coordinación	Cumple	No Cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	La terminal que se está coordinando (definiendo ajustes) debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados a la subestación colindante vista hacia delante de dicha terminal.				
2	La terminal que se está coordinando (definiendo ajustes) debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados de las subestaciones colindantes que están atrás de dicha terminal.				
3	De requerirse modificar ajustes en las subestaciones existentes, estos nuevos ajustes deben ser coordinados de acuerdo a los incisos 1 y 2. Lo anterior implica elevar el estudio de coordinación al siguiente nivel de contribución de fallas.				
4	Los ajustes de la zona 2 y superior deben ser coordinados en alcance y en tiempo de operación considerando la superposición del alcance con los relevadores de las subestaciones siguientes.				
5	Los ajustes deberán ser calculados simulando fallas monofásicas y trifásicas, y de acuerdo a las impedancias de fallas que resulten de las simulaciones se ajustarán los alcances de las unidades de impedancia monofásicas y multifásica respectivamente.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 8 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

No	Ajustes de arranque	Cumple	No Cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
A. Para sobrecorriente de fase 67.					
1	La corriente menor que resulte al utilizar la capacidad térmica del conductor o la máxima carga esperada bajo contingencia por 1.5 veces.				
B. Para sobrecorriente de neutro 67N.					
2	Este ajuste es variable, se pide que se considere un techo del 40% del ajuste de la protección de sobrecorriente de fase 67.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 9 CONSIDERACIONES EN LA COORDINACIÓN

No.	Operación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
A. Coordinación					
1	En primera instancia el estudio de coordinación debe considerar no modificar los ajustes de los elementos existentes.				
2	Debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados a la subestación colindante hacia adelante de la terminal que se está coordinando.				
3	Debe ser coordinada con los relevadores de todos los elementos asociados de las subestaciones colindante atrás de la terminal que se está coordinando.				
4	De no llegarse a encontrar un punto de coordinación considerando el inciso 1 y se requiera modificar los ajustes existentes, estos nuevos ajustes deben ser coordinados de acuerdo a los incisos 2 y 3. Lo anterior implica elevar el estudio de coordinación al siguiente nivel de contribución de fallas.				
5	En el caso de que se eleve el estudio al siguiente nivel de contribución de fallas y no se obtenga a un punto de coordinación adecuado, se considerara la opción de instalar redundancia de protección diferencial de línea sin habilitar la protección de sobrecorriente direccional.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 10 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LÍNEAS PARA SIMULACIÓN DE FALLAS

No.	Líneas a considerar para la simulación de fallas	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Líneas nuevas asociadas directamente al proyecto.				
2	Líneas nuevas operativamente que se deriven al seccionar líneas existentes.				
3	Líneas de la subestación colindante a la terminal de la línea que se está coordinando.				
4	Líneas de las subestaciones subsiguientes a la subestación colindante, de ser necesario, en caso de superposición en la operación de la protección.				
5	Nivel siguiente de cobertura al del inciso 4 de ser necesario.				
6	Lado de baja de los transformadores de potencia en la subestación colindante a la terminal de la línea que se está coordinando.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 11 OTRAS CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN

No.	Otras consideraciones generales para el estudio de coordinación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Los tipos de fallas a ser simuladas son la monofásica y la trifásica como mínimo y de requerirse se pedirá a discreción simular otros tipos fallas.				
2	Los puntos de falla serán en las fronteras (2) de cada línea y en lado de baja de los transformadores cuyo lado de alta esté conectada a la red asociada al estudio.				
3	La coordinación se verificará en el escenario de demanda máxima y demanda mínima.				
4	Si el proyecto de generación es de tipo intermitente, se verificará la coordinación con la planta en servicio y fuera de servicio para cada uno de los escenarios del inciso anterior.				
5	El informe presentará en gráficos las características de la protección de distancia con las fallas simuladas como se indica en el inciso 1 y 2. Esto para cada relevador considerado en el estudio y para fallas en las líneas de la subestación colindante al relevador (terminal de línea) que se está evaluando la coordinación.				
6	El informe presentará en gráficos las características de la protección de sobrecorriente con las fallas simuladas como se indica en el inciso 1 y 2. Esto para cada relevador considerado en el estudio y para fallas en las líneas de la subestación colindante al relevador (terminal de línea) que se está evaluando la coordinación.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 12
PRUEBAS DE EQUIPOS DE COMUNICACIÓN QUE DEBEN REALIZAR PREVIO A
LA ENTRADA DE UNA NUEVA INSTALACIÓN

No.	Pruebas de equipos de comunicación	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
A. Para Líneas de 69, 138 y 230 kV					
En el caso de nuevas líneas de transmisión entrando a subestaciones de la Empresa Transmisora Titular, o en líneas de transmisión ya existentes donde se conecta una nueva subestación, es necesario lo siguiente:					
1	Suscripción del Contrato de Servicios de Comunicaciones utilizando las facilidades de la Empresa Transmisora Titular o bien incluir este aspecto en el Contrato de Acceso, Conexión y Uso a suscribir entre las partes.				
2	Para líneas nuevas, instalar cable de guarda tipo OPGW, con al menos 24 hilos de fibra óptica tipo G652. En el caso de subestaciones nuevas que partan el <i>backbone</i> de fibra óptica de la Empresa Transmisora Titular, el cable OPGW a ser instalado en las llegadas de esa línea a la nueva subestación deber ser con 24 hilos de fibra óptica tipo G655 y 12 hilos de fibras tipo G652; en este caso se recomienda que las fibras de esos cables sean idénticas o muy similares técnicamente a las de los cables OPGW utilizados por la Empresa Transmisora Titular.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

3	Los terminales ópticos a ser instalados en nuevas subestaciones deben ser compatibles con los utilizados por la Empresa Transmisora Titular. El detalle de los requerimientos de servicios de voz, datos Ethernet, teleprotección de distancia vía contactos, esquemas de protección diferencial de línea vía protocolo C.3794, Segmentos LAN y gestión remota desde los servidores de gestión de ODS deben ser aprobados y revisados por la Unidad de Operación en Tiempo Real de ODS.				
4	Las cajas de empalme de fibras ópticas a ser instaladas en líneas nuevas o en el caso de reemplazo de hilos de guarda convencionales de acero por cables de guarda tipo OPGW deben ser de lámina gruesa (al menos 10mm de grosor), tipo domo, con reportes de pruebas de hermeticidad, resistencia al impacto, pruebas de resistencia a corrosión emitidas por laboratorios reconocidas y que cumplan estándares internacionales.				
5	Todo nuevo nodo de comunicaciones equipado con terminal óptico compatible con las de la Empresa Transmisora Titular debe ser integrado a los servidores de gestión del ODS, instalados en el centro de control de este.				
6	Para proyectos que impliquen la instalación de nuevos equipos con tecnología superior a la existente, se requerirá de capacitación en fábrica y local. Los equipos a ser instalados deben ser 100% compatible con la plataforma óptica de ODS.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

7	Los gabinetes para alojar los equipos ópticos deben ser similares a los utilizados por la Empresa Transmisora Titular, equipados con térmicos, termostato, higrómetro, lámpara, switch de puerta, barra de tierra, gomas de acceso, etc. Con fines de estandarizar, los distribuidores ópticos (ODF) deben ser equipados con conectores tipo SC.				
---	--	--	--	--	--



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 13
PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN QUE DEBEN REALIZARSE
PREVIO A LA PUESTA EN OPERACIÓN DE UNA NUEVA INSTALACIÓN O MODIFICACIÓN
DE LAS EXISTENTES

No.	Equipos de protección y medición	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Pruebas de comisionamiento de los relevadores de protección.				
2	Pruebas típicas a los transformadores para instrumentos utilizados.				
3	Pruebas de los esquemas de protección incluyendo solo la terminal local.				
4	Pruebas de esquemas de protección asistidos por comunicaciones (END TO END) en caso de líneas de transmisión.				
5	Formato de pruebas de los incisos anteriores.				
6	Pruebas de certificación de fábrica de la precisión de los medidores de energía.				
7	Solicitud de Despeje (si aplica).				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 14

Subestación
Equipo: SEL 311L

Caso 1 – Falla Monofásica fase A a tierra al 5% de Terminal A	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
1- Verificar apertura monobásica fase A por operación diferencial 311L.	
2- Verificar recierre de interruptor fase A en ms.	
Función de distancia 21/21N	
3- Verificar pickup 21Nen 2da zona del relé 311L.	
4- Verificar NO DISPARO INSTANTANEO de la fase A y/o Trifásica por operación de la función 21N en 2da zona del relé 311L.	
5- Verificar recierre de interruptor fase A en ms.	
Observaciones:	

Caso 2 – Falla monofásica fase B a tierra al 50% de Terminal A	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
6- Verificar apertura monobásica fase B por operación diferencial 311L.	
7- Verificar cierre de interruptor fase B en ms.	
Función de distancia 21/21N	
8- Verificar apertura de la fase B por operación de la protección de distancia 311L en zona 1.	
9- Verificar recierre de interruptor fase B en ms.	
Observaciones:	



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Caso 3 – Falla monofásica fase C a tierra al 5% de Terminal B	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
10- Verificar apertura monobásica fase C por operación diferencial 311L.	
11- Verificar cierre de interruptor fase C en ms.	
Función de distancia 21/21N	
12- Verificar apertura de la fase C por operación de la protección de distancia 311L en zona 1.	
13- Verificar recierre de interruptor fase C en ms.	
Observaciones:	

Caso 4 – Falla trifásica al 50% de la línea	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
14- Verificar apertura trifásica definitiva por operación de la función diferencial de línea 311L.	
15- Verificar que NO halla arranque de la función de recierre en los relevadores 311L y 421.	
Función de distancia 21/21N	
16- Verificar apertura trifásica definitiva por la operación protección de distancia 311L en zona 1.	
17- Verificar que NO halla arranque de la función de recierre en los relevadores 311L y 421.	
Observaciones:	

Caso 5 - Falla monofásica fase A a tierra al 1% del Terminal A.	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
18- Verificar la NO operación de la función diferencial de línea 311L.	
Función de distancia 21/21N	
19- Verificar Pickup 21N en zona 2 del relé 311L.	
20- Verificar apertura trifásica definitiva NO INSTANTANEA del interruptor por operación de la protección de distancia en zona 2 del relé 311L.	
21- Verificar que NO haya arranque de la función de recierre en los en los relevadores 311Ly 421.	
Observaciones:	



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Caso 6 – Falla monofásica fase B a tierra al 1% detrás del Terminal B	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
22- Verificar la NO operación de la función diferencial de línea 311L.	
Función de distancia 21/21N	
23- Verificar arranque de la zona hacia atrás.	
24- Verificar NO operación del interruptor.	
Observaciones:	

Caso 7 – Falla monofásica de alta impedancia fase C a tierra al 50%	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
25- Verificar operación en instantáneo de interruptor.	
Función de distancia 21/21N	
26- Verificar Apertura trifásica definitiva por operación de la función de protección 21N en zona 2.	
Observaciones:	

Caso 8 – Falla bifásica entre las fases A y B al 50% de la línea.	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
27- Verificar apertura trifásica definitiva por operación de la función diferencial de línea 311L.	
28- Verificar que NO haya arranque de la función de Recierre en los relevadores en la zona 1.	
Función de distancia 21/21N	
29- Verificar apertura trifásica definitiva por la operación de protección de distancia 311L en la zona 1.	
30- Verificar que NO haya arranque de la función de Recierre en los relevadores 311L y 421.	
Observaciones	



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Caso 9 – Falla evolutiva primero una falla monofásica de la fase A a tierra, luego de 150ms se presentará una falla de fase B a tierra	
Función diferencial de línea 87L	Estado SI NO
31- Verificar apertura de la fase A	
32- Verificar comienzo de ciclo de recierre	
33- Apertura trifásica definitiva del interruptor por falla en fase B	
34- Verificar cancelación del ciclo de recierre	
Observaciones	

Notas:

1. La operatividad del relevador será aceptada si todas las verificaciones son aprobadas.
2. Si alguna verificación no aplica (NA), la misma debe ser justificada.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 15

Subestación

Equipo: SEL 421

Caso 1 – Falla monofásica fase A a tierra al 5% de Terminal A 25 km Función de distancia 21/21N	
Función de distancia 21/21N	Estado SI NO
1- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21N en zona 2) hacia el rete 421 ubicado en Terminal A.	
2- Verificar recepción de señal permisiva por comunicación proveniente del relé 421 ubicado en Terminal A.	
3- Verificar apertura monofásica Instantánea de la fase A por operación de la protección de distancia en 2da zona del relé 421 con Recepción de POTT.	
4- Verificar recierre de interruptor fase A en ms.	
Observaciones:	

Caso 2 – Falla monofásica fase B a tierra al 50% de Terminal A	
Función de distancia 21/21N	Estado SI NO
5- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21N en zona 1/2) hacia el relé 421 ubicado en Terminal A.	
6- Verificar recepción de señal permisiva por comunicación proveniente del relé 421 ubicado en Terminal A.	
7- Verificar apertura monofásica de la fase B por operación de la protección de distancia 421 en zona 1.	
8- Verificar recierre de interruptor fase B en ms.	
Observaciones:	

Caso 3 – Falla monofásica fase C a tierra al 5% de Terminal B	
Función diferencial de la línea 87L	Estado SI NO
9- Verificar apertura monobásica fase C por operación diferencial 311L.	
10- Verificar cierre de interruptor fase C en ms.	



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Función de distancia 21/21N	
11- Verificar apertura de la fase C por operación de la protección de distancia 311L en zona 1.	
12- Verificar recierre de interruptor fase B en ms.	
Observaciones:	

Caso 4 – Falla trifásica al 50% de la Línea

Función de distancia 21/21N	Estado SI NO
13- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21 en 1ra zona) hacia el relé 421 ubicado en Terminal A.	
14- Verificar recepción de señal permisiva por comunicación proveniente del relé 421 ubicado en Terminal A.	
15- Verificar Apertura trifásicas definitiva por la operación de protección de distancia 421 en la 1ra zona.	
Observaciones	

Caso 5 – Falla monofásica fase A a tierra al 1% detrás de Terminal A

Función de distancia 21/21N.	Estado SI NO
16- Verificar arranque de la segunda zona.	
17- Verificar recepción de señal permisiva desde los relés de Terminal A.	
18- Verificar no recepción de señal permisiva desde los relés de Terminal A.	
19- Verificar operación en segunda zona después del tiempo de retardo de esta zona.	
Observaciones	



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Caso 6 – Falla monofásica fase B a tierra al 1% detrás del Terminal B	
Función de distancia 21/21N.	Estado SI NO
20- Verificar arranque de la zona hacia atrás.	
21- Verificar envío de señal permisiva por comunicación hacia relés de Terminal A.	
22- Verificar no disparo en zona 3 hacia atrás.	
Observaciones	

Caso 7 – Falla monofásica de alta impedancia fase C a tierra al 50%	
Función de distancia 21/21N	Estado SI NO
23- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21/pickup 67N de relé en terminal B hacia el relé 421 ubicado en Terminal A.	
24- Verificar recepción de señal permisiva por comunicación proveniente del relé 421(pickup 21/pickup 67N) ubicado en Terminal A.	
25- Verificar recierre de interruptor fase C en ms.	
26- Verificar Apertura trifásicas del interruptor por la función direccional de tierra 67N en ms.	
Observaciones	

Caso 8 – Falla bifásica entre las fases A y B al 50% de la línea	
Función de distancia 21/21N	Estado SI NO
27- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21 en 1ra/2da zona) hacia el relé 421 ubicado en Terminal A.	
28- Verificar recepción de señal permisiva (pickup 21 en 1ra/2da zona) ubicado en Terminal A.	
29- Verificar Apertura trifásicas definitiva por la operación de protección de distancia 421 en zona 1.	
Observaciones	



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Caso 9 – Falla evolutiva primero una falla monofásica de la fase A a tierra, luego de 150 ms se presentará una falla de la fase B a tierra	
Función de distancia 21/21N	Estado SI NO
30- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21 en 1ra/2da zona) hacia el relé 421 ubicado en Terminal A.	
31- Verificar recepción de señal permisiva por comunicación proveniente del relé 421 ubicado en Terminal A.	
32- Verificar Apertura monofásica de la fase A por operación de la protección de distancia por 421 en zona 1.	
33- Verificar inicio de proceso de recierre.	
Al presentarse la 2da falla	
34- Verificar envío de señal permisiva (pickup 21 en 1ra/2da zona) hacia el relé 421 ubicado en Terminal A.	
35- Verificar recepción de señal permisiva por comunicación proveniente del relé 421 ubicado en Terminal A.	
36- Verificar apertura trifásica por la operación de la protección de distancia por 421 en zona 1.	
37- Verificar inicio de proceso de recierre.	
Observaciones	

Notas:

1. La operatividad del relevador será aceptada si todas las verificaciones son aprobadas.
2. Si alguna verificación no aplica (NA), la misma debe ser justificada.
3. La RTR es actualizada una vez al año y en este sentido, se deberán de exigir los estudios de acuerdo a la regulación regional.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ANEXO 16 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

No.	Requisitos que deben cumplir los sistemas de medición comercial	Cumple	No cumple	Responsable de verificar cumplimiento	Observaciones
1	Características del equipo de medición				
1.1	Sujeto a lo dispuesto en el numeral 1.2, en cada nodo de la red de transmisión donde se realicen transacciones en el MEN se deberá:				
	a) Contar con dos (2) medidores, uno (1) de, los cuales será designado como medidor principal y otro como respaldo, los cuales cumplirán con las características establecidas en este numeral y la precisión establecida en el literal c.				
	b) Contar con transformadores de corriente y potencial, que cumplan con las características establecidas en este numeral y la clase de precisión establecida en el literal c, los cuales pueden ser compartidos o independientes para cada medidor.				
	c) Cumplir con la precisión requerida para los equipos de medición que será de 0.2 para instrumentos, para la carga +C9:C9 nominal conectada en los secundarios, de 0.3, de los medidores de estado sólido y con el porcentaje de error para los transformadores de acuerdo a las normas ANSI C12.1-2008, ANSI C12.20-2010, ANSI C57.13-1993 (R2003) y ANSI C57.13.6 TM-2005.				
	d) Cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en el numeral 7.				
	e) Tener la capacidad de registrar datos de medición en intervalos de tiempo iguales o menores al periodo de mercado.				
	f) Tener la capacidad de almacenar datos de medición de cada periodo de mercado; como mínimo treinta y cinco (35) días.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

	<p>g) Para cada instalación será obligatorio presentar el cálculo de la carga en VA, que será ANSI C57.13 para la exactitud requerida; el rango de carga de los transformadores de instrumentación especificado en la Norma Técnica de Medición Comercial. Con el cálculo se adjuntarán datos garantizados por carga conectada a los transformadores de corriente y potencial, asociados a los fabricantes de los equipos que estarán conectados a la cadena de medición (medidores, graficadores, cables, etc.).</p>				
	<p>h) Cumplir que la carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) esté comprendida dentro de los límites inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo en lo estipulado en la norma ANSI C57.13</p>				
	<p>i) Cumplir que el valor nominal del circuito primario del TC sea el valor más cercano a la capacidad de transmisión del elemento medio.</p>				
	<p>j) Utilizar transformadores de corriente con multirrelación, debiendo poseer la mejor exactitud el devanado donde se estime que el medidor operará normalmente.</p>				
	<p>k) Cumplir que el equipo de medición cuente con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificar en el lugar y/o replazo sin afectar los elementos restantes.</p>				
	<p>l) Cumplir con todos los otros requisitos establecidos en esta Norma Técnica o en la Norma Técnica de Medición Comercial.</p>				
1.2	<p>Un equipo de medición podrá tener características más exigentes en cuanto a la clase de precisión y a otros requisitos establecidos en el numeral 1.1.</p>				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

1.3	Ningún equipo de medición podrá ser parte del sistema de medición comercial a menos que:				
	a) Haya sido registrado ante el ODS de acuerdo con los procedimientos descritos en el numeral 4.				
	b) Los equipos de comunicación que sean parte de este hayan superado con éxito las pruebas punto a punto entre el ODS y el punto de medición.				
1.4	En los casos que se pretenda utilizar transformadores de medida de un equipo de medición para propósitos adicionales a los de recolección, registro y almacenamiento de datos de medición, el Agente del MEN propietario del equipo de medición podrá:				
	a) Conectar el transformador de medida al medidor principal como se indique en la información de registro correspondiente.				
	b) Operar el transformador de medida dentro de los límites nominales de carga para la clase de precisión indicada en el numeral 1.1.				
2	Características del medidor.				
2.1	Cada medidor será multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16-1991 o su versión vigente, con módulo de comunicación (modem interno o externo, LAN, etc.), módulo de entrada y salida y con alimentación independiente.				
2.2	Todos los medidores deberán disponer de registros integrados, los cuales obtendrán y almacenarán los valores a registrar, para que periódicamente sean extraídos en forma remota por el ODS.				
2.3	Los registros integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en periodos programables compatibles con el periodo de mercado definido en el RLGIE o en el RMER.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

2.4	El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto, mediante la utilización de enlaces de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un modem y la funcionalidad de comunicación requerida con el grado de protección adecuado. Adicionalmente deberá ser posible realizar la extracción local de datos, en caso de que el procedimiento no pueda ser aplicado, la cual estará a cargo de cada Agente del MEN.				
2.5	Como referencia de tiempo, los registradores utilizarán sincronización externa vía GPS.				
2.6	La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria masiva no volátil, claves y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos				
2.7	El registrador se ajustará a las siguientes características:				
	a) El periodo de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de un (1) minuto hasta una (1) hora, en intervalos que contemplen todos los submúltiplos de sesenta (60) minutos.				
	b) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de treinta y cinco (35) días como mínimo, con diez (10) o más canales activos y un periodo de integración fijado por el ODS que inicialmente será de quince (15) minutos				
	c) La asignación de las variables (o parámetros eléctricos a registrar) para el sistema de medición comercial será definida por el ODS en cumplimiento de la Norma Técnica de Medición Comercial.				
	d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de estos ante fallas de alimentación del equipo o externa, para lo				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

	cual deberá contar con batería de siete (7) días de duración como mínimo u otro sistema no volátil de alimentación independiente				
	e) El equipo deberá permitir la lectura remota de los datos, para lo cual dispondrá de puertos de acceso y la lectura remota y contar con un módulo de comunicación con velocidad de transmisión de treientos (300) bps o mayor.				
3	Punto de medición y factores de ajuste.				
3.1	El Agente del MEN deberá asegurar que los medidores se encuentran instalados en el nodo de la red de transmisión donde se realizan las transacciones en el MEN.				
3.2	No obstante, lo indicado en el numeral anterior, cuando el equipo de medición este ubicado en el lado de baja tensión del transformador o en un nodo en el cual está conectado a través de una línea de transmisión a un nodo del Sistema Secundario de Transmisión, el ODS deberá utilizar un factor de ajuste para trasladar la medición al nodo del Sistema Principal de Transmisión habilitado.				
4	Registro de equipos de medición.				
4.1	Los equipos de medición que se utilizarán para obtener los datos de las medidas de las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la red de transmisión para propósitos de la conciliación de transacciones en el MEN deberán ser registrados ante el ODS de acuerdo con lo dispuesto en este numeral 4.				
4.2	El ODS establecerá los procedimientos a seguir por los Agentes del MEN para el registro de los equipos de medición que se encuentran ubicados en los nodos de la red de transmisión habilitados para realizar transacciones en el MEN. La información del registro de los equipos de medición deberá ser actualizada por el agente respectivo cada vez que sufra algún cambio.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

4.3	El ODS garantizará que el registro contenga como mínimo la siguiente información y cualquier otra información que considere necesaria:				
	a) Nombre, identificación e información de contacto del Agente del MEN propietario.				
	b) El punto de medición definido para el equipo de medición.				
	c) El nombre y la designación operativa de la instalación en la cual se encuentra localizado el punto de medición.				
	d) Localización geográfica y dentro del SIN del equipo de medición y de cada uno de sus medidores si existen varios por punto de medición.				
	e) Una tabla totalizadora indicando: (i) los medidores a ser sumados cuando se requiera y el signo de la sumatoria y (ii) la información correspondiente a cada medidor, con el detalle suficiente para permitir la suma, los factores de ajuste y los factores de corrección.				
	f) El identificador único asignado por el ODS al equipo de medición para su localización en la Base de datos nacional.				
	g) Las unidades de medida utilizadas para medir el flujo de energía en el equipo de medición.				
	h) Los factores de ajuste y de corrección a ser aplicados, incluyendo el signo de los factores.				
	i) La documentación de soporte de los factores anteriores, incluyendo los resultados de cálculos de ingeniería y estudios de flujo de potencia.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

4.4	La documentación requerida para el registro del equipo de medición deberá llevar la firma de una persona autorizada por el Agente del MEN y con el visto bueno del ODS.				
4.5	El ODS negará el registro de un equipo de medición cuando el equipo de medición no cumpla con los requisitos establecidos en el ROM y en la Norma Técnica de Medición Comercial.				
4.6	Cuando el ODS niegue el registro de un equipo de medición, según lo previsto en el numeral anterior, notificará del hecho al Agente del MEN solicitante indicando los motivos de la negativa.				
4.7	El ODS incluirá en el registro de medidores los resultados de todas las pruebas indicadas en la sección 5, y cualquier modificación realizada al equipo de medición.				
4.8	Los datos incluidos en el registro de medidores, con respecto a un equipo de medición, podrán ser consultados por:				
	a) El ODS, bajo cuya supervisión se encuentre dicho equipo de medición.				
	b) El Agente del MEN cuyas cantidades de conciliación estén determinadas por los datos de dicho equipo de medición.				
	c) El Agente del MEN propietario del equipo de medición.				
5	Pruebas y auditorías a equipos de medición.				
5.1	Cada Agente del MEN será responsable de que cada uno de sus equipos de medición sea inspeccionado y probado de acuerdo con los requisitos establecidos en el numeral 5.3. Cada Agente del MEN suministrará al ODS resultados de las pruebas realizadas.				
5.2	El ODS revisará los resultados de todas las pruebas realizadas en cumplimiento de lo dispuesto en esta sección 5.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

5.3	Después de efectuar la revisión anterior, el ODS podrá ordenar la realización de una auditoría al equipo de medición con el fin de evaluar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación nacional. El Agente del MEN garantizará que el auditor del ODS (o de la CREE) tenga acceso al equipo de medición para los propósitos de la auditoría, siempre que el ODS le haya notificado de la misma con una anticipación no inferior a cinco (5) días hábiles. La notificación de la auditoría deberá especificar:				
	a) El propósito específico de la auditoría y sus alcances indicado claramente los trabajos a realizar.				
	b) El nombre de la persona o empresa que efectuará la auditoría.				
	c) La fecha y la hora de inicio de la auditoría.				
5.4	El ODS podrá realizar revisiones extraordinarias a un equipo de medición, con el propósito de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación nacional. El Agente del MEN propietario del equipo de medición garantizará que el personal designado por el ODS tenga acceso a los equipos para efectos de estas revisiones.				
5.5	El ODS, tan pronto como sea posible, pondrá a disposición del Agente del MEN propietario de un equipo de medición los resultados de toda auditoría realizada.				
5.6	El ODS, tan pronto como sea posible, pondrá a disposición de cualquier Agente del MEN cuyas cantidades de conciliación dependan de los datos del equipo de medición auditado, los resultados de las pruebas realizadas.				
5.7	Los costos y gastos asociados con las pruebas, auditorías e inspecciones realizadas a cualquier equipo de medición, distintas a las que se refiere el numeral 5.1, deberán ser pagados por la entidad o el Agente del MEN que las haya solicitado, excepto en el caso en que dichas pruebas, auditorías o inspecciones muestren que el equipo de medición no cumple con los requisitos establecidos regulatoriamente, caso				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

	en el cual el Agente del MEN propietario del equipo de medición asumirá los costos y gastos incurridos				
	El ODS verificará que cada equipo de medición bajo su supervisión sea sometido como mínimo a las siguientes pruebas de rutina:				
	a) Verificación en sitio: Se debe llevar a cabo una verificación en sitio para confirmar si la energía medida por un medidor en un determinado período de tiempo es almacenada correctamente por el registrador de datos del medidor. El ODS registrará como una falla o salida de servicio todo error detectado como resultado de esta prueba.				
5.8	b) Revisión en el punto de medición: Las energías activa y reactiva registradas por un medidor deberán ser comparadas con las medidas por un equipo de prueba de precisión igual o superior a la del medidor e instalado en paralelo al mismo, o utilizando otro mecanismo aprobado por el ODS.				
	c) Revisión de transformadores de medida: Como mínimo se utilizará la prueba de relación de transformación, saturación y precisión para probar la correcta operación de los transformadores de medida.				
5.9	Cada Agente del MEN realizará las pruebas de rutina a las que se refiere el numeral 5.8 por lo menos una (1) vez en cada período sucesivo de veinticuatro (24) meses, a partir de la fecha de registro del equipo de medición.				
5.10	Cada Agente del MEN llevará a cabo cualquier otro tipo de prueba, incluyendo pruebas de relación de transformación, saturación, aislamiento y verificación de la precisión, cuando lo requiera el ODS.				
6	Funcionamiento de los equipos de medición.				
6.1	Los Agentes del MEN propietarios de equipos de medición registrados garantizarán que los datos de medición estén a disposición del ODS, por período de mercado, de acuerdo con los siguientes requisitos:				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

	a) El 100% de los datos de medición estarán a disposición el día siguiente al día en el cual ocurre la transacción.				
	b) El 100% de los intentos del ODS de transferir los datos de medición a los centros de recolección de medidas deberán ser exitosos en el primer intento.				
	Cuando un Agente del MEN note que uno de sus equipos de medición registrados ha salido de servicio, está defectuoso o presenta mal funcionamiento, notificará al ODS de la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento del equipo durante el primer día hábil siguiente a la detección del caso. Además:				
6.2	a) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento esté relacionado con cualquier componente del equipo de medición distinto a un transformador de medida, el Agente del MEN garantizará que el equipo de medición o el componente defectuoso sea reemplazado o reparado en un plazo no mayor a quince (15) días a partir de la fecha de notificación a la que hace referencia el presente numeral, o en un período de tiempo mayor acordado con el ODS, el cual no podrá superar los quince (15) días adicionales.				
	b) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento esté relacionada con un transformador de medida, el Agente del MEN garantizará que este sea reemplazado en un plazo no mayor a ciento veinte (120) días a partir de la fecha de notificación a la que hace referencia el presente numeral, o en un período de tiempo mayor acordado con el ODS, el cual no podrá superar los ciento veinte (120) días adicionales.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

	Cuando el ODS se dé cuenta, por medios distintos a la notificación a la cual se refiere el presente numeral, que un equipo de medición ha salido de servicio, está defectuoso o presenta mal funcionamiento, el ODS:				
	a) Emitirá un reporte de daño para dicho equipo de medición y notificará al Agente del MEN propietario del equipo de medición sobre su salida de servicio, defecto o mal funcionamiento.				
6.3	b) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento está relacionado con cualquier componente del equipo de medición distinto a un transformador de medida, dará instrucciones al Agente del MEN para garantizar que el equipo de medición o el componente defectuoso sea reemplazado o reparado en un plazo no mayor a quince (15) días contados a partir de la fecha de notificación a la que se refiere el literal a), o en un período de tiempo mayor acordado con el ODS, el cual no podrá superar los quince (15) días adicionales.				
	c) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento está relacionada con un transformador de medida, el ODS dará instrucciones al Agente del MEN para que garantice que el transformador sea reemplazado en un plazo no mayor a ciento veinte (120) días a partir de la fecha de notificación a la que se refiere el presente numeral, o en un período de tiempo mayor acordado con el ODS , el cual no podrá superar los ciento veinte (120) días adicionales.				
6.4	Cuando ocurra una salida de servicio, defecto o mal funcionamiento de un equipo de medición, el ODS estimará los datos de medición hasta la fecha en que se corrija la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento del equipo de medición.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

6.5	Cuando por la aplicación de alguna de las disposiciones establecidas en este Anexo se requiera estimar datos de medidas para realizar la conciliación de las transacciones en el MEN, se utilizará la siguiente información en orden de prioridad:				
	a) El medidor de respaldo.				
	b) El balance de carga considerando las características técnicas de la red de transmisión y la lectura de medidores en otros nodos de la red de transmisión, siempre que estos estén certificados.				
6.6	Tiempo del Medidor:				
	a) El tiempo del reloj de cada equipo de medición corresponderá a la hora oficial de Honduras.				
	b) El Agente del MEN propietario del equipo de medición o el ODS sincronizará el reloj de cada medidor a través del equipo GPS instalado.				
	c) El ODS o Agente del MEN, es responsable por el mantenimiento de la hora del medidor dentro de un rango de \pm un (1) minuto cada mes.				
7	Seguridad de los equipos y datos de medición.				
7.1	Cada Agente del MEN propietario de equipos de medición registrados en el sistema de medición comercial garantizará que:				
	a) Sus equipos de medición estén protegidos contra el acceso de personas distintas al ODS.				
	b) Todos los circuitos y sistemas de almacenamiento y procesamiento de información de sus equipos de medición estén protegidos por medio de sellos u otros dispositivos aprobados por el ODS.				



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

	c) La caja del medidor se encuentre físicamente asegurada, cerrada con llave y sellada por medio de dispositivos aprobados por el ODS, de manera que se pueda detectar.				
7.2	El ODS mantendrá confidenciales todos los registros de claves de acceso electrónico a los datos de medición.				
7.3	<p>Modificaciones a Equipos, Parámetros y Configuración de Medida:</p> <p>El ODS autorizará modificaciones a los equipos, parámetros y configuración de cualquiera de los equipos de medición bajo su supervisión, las cuales puedan afectar la recolección, seguridad o precisión de cualquiera de los datos almacenados en los equipos, siempre que se realicen (i) obteniendo una lectura final antes de efectuar las modificaciones, (ii) garantizando que los datos de medición almacenados en el equipo puedan ser transferidos a la base de datos nacional antes de efectuar las modificaciones, y (iii) obteniendo una lectura inicial una vez se han efectuado las modificaciones.</p>				