

RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

TRÁMITE: Aprobación de la Norma Operativa N° 17, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Norma Operativa N° 17, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), mediante nota CNDC-0100-10 recibida el 21 de enero de 2010.

VISTOS:

La Resolución Administrativa SSDE N°321/2007 de 23 de octubre de 2007 (emitida por la ex Superintendencia de Electricidad), mediante la cual se aprobó la Norma Operativa N° 17 referente a "Protecciones" del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); la nota CNDC-0100-10 recibida en fecha 21 de enero de 2010, mediante la cual el CNDC remite el proyecto de modificación y actualización de la Norma Operativa N° 17 aprobado el 15 de enero de 2010; el informe AE-DOC N° 085/2010 de 17 de marzo de 2010 emitido por la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad, que efectúa el análisis de la norma señalada; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que, mediante Resolución Administrativa SSDE N° 321/2007 de 23 de octubre de 2007, emitida por la ex Superintendencia de Electricidad, se aprobó la Norma Operativa N° 17 referente a "Protecciones" del CNDC.

Que, el 21 de enero de 2010, el CNDC presentó a la AE la nota CNDC-0100-10 con registro AE N° 616, mediante la cual pone en consideración la modificación y actualización de varias normas operativas, entre otras la Norma Operativa N° 17 relativa a "Protecciones", que conforme señala textualmente la nota de referencia ha sido aprobada la actualización "mediante Resolución CNDC 263/2009-5", en fecha 15 de enero de 2010.

Que, consiguientemente, la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad elaboró el Informe AE-DOC N° 085/2010 de 17 de marzo de 2010, mediante el cual efectuó el análisis del proyecto de la citada Norma Operativa.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que, mediante el Artículo 18 de la Ley de Electricidad N° 1604, se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga, como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

Que, el inciso h) del Artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093, concordante con el inciso n) del Artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC (aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008), establece que, además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, tiene la función de elaborar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406

La Paz, 23 de marzo de 2010

Que, por otra parte, el Artículo 4 del ROME, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia, con copia al Viceministerio correspondiente, para su análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual el ente regulador podrá requerir al CNDC las modificaciones que considere necesarias.

Que, mediante D.S. N° 405 de 20 de enero de 2010, se declara feriado nacional el 22 de enero de 2010, disposición legal que incide en el cómputo correspondiente al término señalado en el párrafo precedente.

Que, el Artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 dispuso, entre otros, la extinción de la Superintendencia de Electricidad. Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 0071, por disposición contenida en el Artículo 3 se determinó la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las ex Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado; por lo que, siendo que las normas expuestas no contradicen a la misma, corresponde su aplicación al presente caso de análisis.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que, una vez recibido el documento que contiene la modificación y actualización de la Norma Operativa N° 17 de parte del CNDC, a través de la nota CNDC-0100-10 presentada el 21 de enero de 2010, la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad emitió el Informe AE-DOC N° 085/2010 de 17 de marzo de 2010, mediante el cual analizó el referido documento, describiendo su estructura y determinando la necesidad de efectuar algunas modificaciones de forma y de fondo a éste.

Que, conforme señala el Informe AE-DOC N° 085/2010, es pertinente hacer notar un error de forma cometido por el CNDC al momento de redactar la nota CNDC-0100-10 y el Acta de Sesión Ordinaria N° 263:

- Con la Nota CNDC 0100-10 informa que en fecha 15 de enero de 2010 se aprobó la actualización de varias Normas Operativas, cita textualmente que se hace "mediante Resolución CNDC 263/2009-5", en ella se percibe error al citar el año de la Resolución (debió ser 263/2010-5) en coherencia con la fecha de celebración de la Sesión Ordinaria N° 263.
- En el Acta de de la Sesión Ordinaria N° 263, se cita Resolución 262/2010-5, se percibe un error en el número de la Resolución, citando una sesión ordinaria anterior es decir la 262 (debió ser Resolución 263/2010-5).

Que, el informe establece que consideradas e incorporadas las modificaciones de forma y de fondo contenidas en el mismo, determina que corresponde aprobar la norma de referencia mediante resolución. Así como dejar sin efecto la Resolución Administrativa SSDE N° 321/2007 de 23 de octubre de 2007, que aprobó la Norma Operativa N° 17 referente a "Protecciones".

RESOLUCIÓN AE N° 084/2010, 2 / 25



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 084/2010

TRÁMITE N° 406

La Paz, 23 de marzo de 2010

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que, en mérito a las consideraciones expuestas, se concluye que, en atención a la normativa vigente, corresponde aprobar la Norma Operativa N° 17 remitida por el CNDC a través de la nota CNDC-0100-10 de 21 de enero de 2010, referente a "Protecciones", aprobada mediante Resolución Administrativa SSDE N° 321/2007 de 23 de octubre de 2007, considerando las modificaciones determinadas a través del Informe AE-DOC N° 085/2010 de 17 de marzo de 2010, siendo que no contraviene a las disposiciones legales vigentes, debiendo en consecuencia, dejar sin efecto la mencionada Resolución Administrativa y remitir una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en atención a las consideraciones del Informe AE-DOC N° 085/2010 de 17 de marzo de 2010, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por las disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar la Norma Operativa N° 17, que en Anexo forma parte de la presente Resolución Administrativa, relativa a "Protecciones", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC-0100-10 de 21 de enero de 2010, la cual considera las modificaciones efectuadas mediante Informe AE-DOC N° 085/2010 de 17 de marzo de 2010 emitido por la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad.

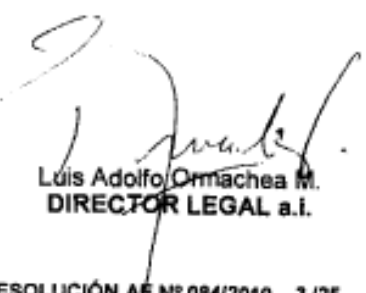
SEGUNDO.- Dejar sin efecto la Resolución Administrativa SSDE N° 321/2007 de 23 de octubre de 2007, emitida por la ex Superintendencia de Electricidad, a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

TERCERO.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

Regístrese, comuníquese y archívese.


Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:


Luis Adolfo Ormachea M.
DIRECTOR LEGAL a.i.

RESOLUCIÓN AE N° 084/2010, 3 / 25



NORMA OPERATIVA N° 17

PROTECCIONES

1. OBJETIVO

Definir condiciones generales que deben cumplir los Agentes del Mercado, para que las protecciones eléctricas de sus instalaciones, permitan la operación coordinada de componentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en casos de fallas.

Definir responsabilidades de los Agentes del mercado en la coordinación de las protecciones.

Determinar la responsabilidad de los distintos Agentes del Mercado en cada Desconexión por falla y despeje de la misma que resulta del análisis de los eventos.

2. BASE LEGAL

Ley N° 1604 de Electricidad, incisos c), d) y e) del Artículo 3, inciso j) del Artículo 29 e incisos b) y c) del Artículo 30. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante D.S. N° 26093, incisos f), g) y m) del Artículo 18. Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (RCLLP) aprobado mediante D.S. N° 24043, inciso a) del Artículo 10 e inciso a) del Artículo 11. Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT) aprobado mediante D.S. N° 24711, Artículos 19 y 20. Decreto Supremo N° 29549 que modifica y complementa el ROME. Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 que entre otras establece la extinción de las Superintendencias y creación de las Autoridades de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

3. CONDICIONES GENERALES

El sistema de protección comprende: los respectivos relés, transformadores de medida (de corriente y/o tensión), sus correspondientes circuitos de control, interruptores, relés auxiliares y medios de comunicaciones asociados a la protección.

Todo Agente propietario de instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución que integren el SIN, está obligado a incorporar equipos de protección y a coordinar la operación de los mismos con los equipos de protección de otros Agentes dentro de su área de influencia de acuerdo a lo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010

TRÁMITE N° 406

La Paz, 23 de marzo de 2010

indicado en el numeral 5.1. En lo que respecta a esta obligación, el CNDC comunicará qué Agentes deben coordinar sus protecciones con otros Agentes.

Cada Agente es responsable de efectuar el mantenimiento de sus sistemas de protección para asegurar su disponibilidad permanente y su correcto funcionamiento.

4. FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

4.1 Barras en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión

La protección de barras puede ser mediante protección dedicada (instantánea) o mediante la protección del extremo remoto de las líneas que confluyen a las respectivas barras (con retardo). La protección de respaldo es mediante la protección del extremo remoto de las líneas que confluyen a las respectivas barras.

Puede o no complementarse con protección contra falla de interruptores.

4.2 Líneas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión

La protección de líneas debe ser mediante protección dedicada: protección principal 1 y protección principal 2 ó protección de respaldo.

En líneas de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI), así como en otras líneas en 115 kV o tensiones mayores, las fallas deben ser despejadas en forma instantánea, cualquiera sea el punto de ubicación de las mismas en el SIN.

La protección debe ser capaz de ver fallas de alta resistencia.

Los sistemas de teleprotección deben contar con un medio de comunicación confiable. Los esquemas de protección por comparación direccional deben ser compatibles cuando se apliquen a sistemas vecinos.

Cuando la protección de barras no sea dedicada, al menos la protección de respaldo debe cumplir con esta función.

Cuando se disponga de facilidades de reconexión automática, ésta puede ser mono y/o trifásica, según sea el caso.

Los relés de distancia que integren los sistemas de protección de líneas con alimentación en cada extremo, deben incorporar unidades de bloqueo por oscilación de potencia. Así mismo, deben incluir facilidades para localización de la falla.



4.3 Transformadores y Autotransformadores

La protección de transformadores y autotransformadores que integran la red de transmisión debe ser mediante protección dedicada: protección principal 1 y protección principal 2 ó protección de respaldo.

4.4 Registro Oscilográfico (Transmisión y Subtransmisión)

Los relés de protección principal que se incorporen al SIN, ya sea en instalaciones nuevas o como reemplazo de instalaciones existentes, deben incorporar facilidades para el registro oscilográfico de los parámetros de falla. Los relés de protección principal existentes que cuenten con estas facilidades tecnológicas, deberán tener permanentemente habilitados estos nuevos requerimientos operativos.

5. COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO DE PROTECCIONES

5.1 Coordinación

El comportamiento de la protección juega un papel preponderante en la propagación de fallas y perturbaciones. Para lograr un despeje selectivo de las mismas; es decir, se retiren de servicio mediante la operación de la protección respectiva, solo la línea o instalación fallada, la respuesta de todo el sistema de protección del SIN debe ser adecuadamente coordinada.

El proceso de selección de características específicas, tales como: tipo de característica de medición de las unidades de distancia, características corriente-tiempo en las unidades de sobrecorriente, el esquema de teleprotección, etc. y su respectiva programación deben ser efectuados por los Agentes aplicando las disposiciones de esta Norma Operativa.

Las Empresas de Transmisión, que conectan la generación a los consumos, son las encargadas de dar los respectivos criterios y lineamientos para la coordinación de protección de sus instalaciones. Las empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados, deberán adecuarse y coordinar la respuesta de su protección con la respectiva protección de la red de transmisión. Todo estudio de protecciones debe ser entregado al CNDC y ser puesto a disposición de todos los Agentes.

Los Agentes tienen la responsabilidad de coordinar sus protecciones teniendo en cuenta los lineamientos anteriores y aplicando los criterios señalados en el Anexo 1 (Criterios Generales de Coordinación) de la presente Norma Operativa.

5.2 Seguimiento

Cada Agente es el responsable de efectuar el seguimiento del comportamiento de la protección de su propiedad y asegurar el correcto funcionamiento de la misma.

Todo cambio y/o reemplazo programado de equipos de protección, debe ser informado por escrito quince (15) días antes a la ejecución de los respectivos trabajos de campo al CNDC. El Agente debe informar los ajustes a ser incorporados en la protección y deben efectuar las pruebas necesarias, además enviar los resultados al CNDC, para verificar su correcta aplicación. Los ajustes incorporados en las protecciones serán verificados en sitio por el CNDC.

El seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección, tanto en condiciones normales como de falla, estará a cargo del CNDC con las atribuciones que se indican a continuación:

- Establecer premisas generales y criterios de coordinación.
- Verificar los ajustes de la protección realizados por los Agentes.
- Revisar los estudios de protección presentados por los Agentes.
- Efectuar el seguimiento del comportamiento de los sistemas de protección de las instalaciones del SIN.
- Establecer la responsabilidad de los Agentes en el origen de la(s) falla(s)
- Establecer la responsabilidad y cumplimiento de las obligaciones de los Agentes en materia de protecciones tanto en el despeje de las fallas como en la reposición del sistema.

El seguimiento del comportamiento de la protección, a ser realizado por el CNDC, será fundamental especialmente para la elaboración de su Informe Final de Falla, el cual debe contener el respectivo análisis de la falla, tomando en cuenta su Informe Preliminar, los datos contenidos en los Informes Preliminares y Finales de falla emitidos por los respectivos Agentes, los datos del sistema Scada y de los registradores de eventos.

El CNDC podrá convocar, cuando así lo requiera, a los Agentes involucrados en las fallas con el fin de profundizar su análisis y podrá requerir datos complementarios que deberán ser entregados dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la solicitud. Estas reuniones del CNDC con los Agentes involucrados en las fallas, deberán incluir un representante de la AE.

En su Informe Final de Falla, el CNDC establecerá la responsabilidad en la desconexión de instalaciones de los distintos Agentes del Mercado, particularmente en lo que respecta al origen y despeje de cada falla y la respectiva restitución del sistema, en base a los registros del propio CNDC y a la información que los Agentes del Mercado involucrados remitan al CNDC hasta horas 18:30 del quinto





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
C O Z P A R A T O D O S

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406**

La Paz, 23 de marzo de 2010

día hábil siguiente al día en que se registró la falla. En casos de desacuerdo de alguno de los Agentes involucrados con la determinación de responsabilidad establecida por el CNDC, el Agente del Mercado afectado podrá efectuar una representación ante el CNDC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la recepción del Informe del CNDC. Si el CNDC admite la observación del Agente del Mercado afectado, elaborará en un plazo máximo de 10 días hábiles, un nuevo Informe que sustituya al anterior y pondrá en conocimiento de los Agentes de Mercado y de la AE. En caso de persistir el desacuerdo, la AE definirá la responsabilidad de los Agentes del Mercado involucrados en base a toda la información disponible y cualquier otra adicional o complementaria que lo solicite.

Los Informes Preliminares y Finales de Falla deberán cumplir los plazos estipulados en el Artículo 19 del Reglamento de Calidad de Transmisión.

Como resultado del seguimiento de las protecciones, el CNDC adicionalmente tiene las siguientes funciones y atribuciones:

- Informar a los Agentes involucrados en una falla sus recomendaciones y definir los plazos correspondientes para su cumplimiento, con copia a la AE.
- Efectuar un seguimiento de todos los casos que requieran la intervención de los Agentes para superar los problemas.
- Organizar y actualizar la base de datos del sistema de protecciones y sus ajustes, y poner a disposición de los Agentes y de la AE.

Los ajustes de las protecciones para la base de datos, deberán ser enviados por los agentes utilizando las planillas que figuran en el Anexo 2.

6. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez aprobada por la AE.

7. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la AE de acuerdo a procedimiento vigente.

ANEXO 1 A LA NORMA OPERATIVA N° 17
CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Estos criterios son generales, sin embargo, pueden presentarse casos especiales donde se deben aplicar criterios particulares en función de las características y los esquemas de protección aplicados.

Para lograr un despeje selectivo de las fallas, es decir se retire de servicio, mediante la operación de la protección respectiva, solo la línea o instalación fallada, la respuesta de todo el sistema de protecciones del SIN debe ser adecuadamente coordinada. Debido a que en el SIN se tiene una gran diversidad de equipos de protección instalados, de diferente tecnología y características operativas, lograr una óptima coordinación en la respuesta de los mismos constituye una tarea muy difícil; sin embargo, a fin de aproximarnos a este objetivo es aconsejable seguir ciertos criterios de ajuste comunes en todas las áreas del SIN.

1. Protección de Distancia

1.1. Impedancia

- **Zona 1**

Debe ser ajustada entre el 80 % y 90% de la impedancia de la línea, el 20% a 10% de margen, cubre probables errores en: determinación de la impedancia de la línea, en los transformadores de medida (CT's y PT's), la influencia de la resistencia de falla, el propio relé, etc.; los relés de nueva tecnología permiten el margen menor. De este modo esta zona no verá fallas más allá de la línea protegida.

- **Zona 2**

Debe ser ajustada al menos un 20% mayor a la impedancia de la línea protegida, sin embargo, no debe sobrepasar el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Se trata de asegurar que la zona 2 vea fallas en toda la extensión de la línea. Se debe tener en cuenta el efecto de: subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.

- **Zona 3**

Debe ser ajustada al menos para que vea toda la línea protegida más toda la impedancia de la línea adyacente más larga. Se debe tener en cuenta el efecto de subalcance que introduce la alimentación intermedia de corrientes de falla.





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010

TRÁMITE N° 406

La Paz, 23 de marzo de 2010

En el caso de los esquemas de bloqueo por comparación direccional e híbridos, la zona o unidad que mire hacia atrás para detectar fallas externas, debe ser ajustada para cubrir la línea más larga o al menos sobrepasar el ajuste de zona 1 de esta línea.

1.2. Tiempo

- Zona 1

La zona 1 no requiere un retardo de tiempo intencional en su operación, se puede decir que la misma debe operar en forma instantánea.

- Zona 2

La Zona 2 trabajando como respaldo de la zona 1 en un esquema convencional de distancia, y como protección principal para el último 10% a 20% de la línea y de las barras de la subestación respectiva, debería tener como retardo intencional el menor tiempo posible, compatible con requerimientos de tiempo de apertura de interruptores, tiempo de extinción del arco, margen de error en equipos contadores de tiempo, sobretodo en relés de tipo electromecánicos. Tiempo comprendido entre 250 a 300 mseg.

Por otra parte, en las áreas de la red, donde se tiene lógica contra falla de interruptores, puesto que ésta considera un tiempo de 200 a 250 mseg para determinar si el interruptor ha respondido o no en forma correcta e iniciar transferencia de disparo a interruptores adyacentes, la zona 2 debería esperar y permitir que ésta operación se lleve a cabo antes de disparar interruptores remotos. Tiempo comprendido entre 420 a 500 mseg.

En el caso de los relés que forman parte del esquema de bloqueo por comparación direccional, con operación acelerada de la zona 2, ésta debe tener un mínimo retardo de tiempo intencional para permitir la llegada de la señal de bloqueo en caso de que la falla sea externa a la línea protegida. Éste retardo debe considerar el tiempo que toma la detección de falla e iniciar la emisión de la respectiva señal de bloqueo, más el tiempo que tarda en llegar al otro extremo. Tiempo comprendido entre 30 y 60 mseg.

- Zona 3

Esta zona trabaja como respaldo de la zona 2 de la propia línea, de la subestación remota y de sus líneas adyacentes, en algunos casos puede trabajar como respaldo para transformadores de potencia incluyendo, en su zona de protección, toda la impedancia del mismo, por lo tanto puede trabajar como respaldo de la protección de media tensión (fallas en barras de media tensión o próximas a ellas)

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

que está constituida generalmente por relés de sobrecorriente. Los tiempos de retardo deben estar en el orden de los 800 a 1200 milisegundos.

2. Protección de sobrecorriente

La respuesta de la protección de sobrecorriente depende de la magnitud de la corriente de falla, es decir, el tiempo de operación, es diferente conforme cambia el despacho de unidades en el SIN para satisfacer la demanda, o conforme cambia la configuración de la red. Tiene, además, fundamental importancia, la distribución de corrientes de falla especialmente la de secuencia cero, que debido a que el SIN es un sistema rigidamente puesto a tierra y se dispone de una gran cantidad de transformadores de tres arrollamientos (Ynynd) y autotransformadores con delta terciario, una falla en alguna parte de la red, produce flujo de esta corriente, en gran parte de la misma. En principio, para tener en cuenta estos aspectos, la coordinación de este tipo de relés se la realiza teniendo en cuenta dos condiciones extremas de generación: máxima y mínima.

Otro aspecto importante a considerar es que este tipo de protección (sobrecorriente de fase) en la mayoría de los casos cumple la doble función de protección de sobrecarga y protección de cortocircuito, la primera influye en la selección del Tap (corriente de arranque) y la segunda en selección del Dial (tiempo de respuesta). Así mismo, normalmente se dispone de una unidad de sobrecorriente de tiempo y de una unidad de sobrecorriente instantánea.

Se debe notar que la protección de sobrecorriente de generadores y/o transformadores se constituye en protección de respaldo de la protección del sistema de transmisión y/o de distribuidores adyacentes y deben ser adecuadamente coordinadas con éstas.

En general se pueden adoptar los siguientes criterios:

- Las unidades instantáneas no deben operar nunca para fallas en el extremo remoto de la línea protegida, bajo ninguna condición de operación del sistema. Normalmente se ajusta al 70% de la corriente de falla en el extremo remoto en condiciones de mínima generación.
- Los tiempos de coordinación entre relés consecutivos, siguiendo el flujo de corriente de falla, depende, en principio, del tipo y tecnología del relé y oscila normalmente entre 150 y 500 mseg.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
L P Z PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

ANEXO 2 A LA NORMA OPERATIVA N° 17

FORMULARIOS DE AJUSTES DE PROTECCIONES.

- P001.- Ajustes protección distancia y protección sobrecorriente de línea.
- P002.- Ajustes protección de falla interruptor.
- P003.- Ajustes protección de diferencial de líneas.
- P004.- Ajustes protección de sobrecorriente.
- P005.- Ajustes reconexión automática y verificación de sincronismo.
- P006.- Ajustes protección de bajo y sobre voltaje.
- P007.- Ajustes protección de diferencial de barras.
- P008.- Ajustes protección de diferencial de transformadores.
- P009.- Ajustes protección de diferencial de reactores.
- P010.- Ajustes protección de sobrecorriente con retención y/o restricción de voltaje.
- P011.- Ajustes protección de potencia inversa.
- P012.- Ajustes protección de pérdida de excitación.
- P013.- Ajustes protección de baja y sobre frecuencia.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010, 12 /25



Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

Agentes		Bases de la línea (Número preliminar)						
Subestación	Componente	R1(20)	R2(20)					
Interrupción por distancia		R1(20)	R2(20)					
AJUSTES PROTECCION DE DISTANCIA								
Función	Descripción del cable		Alcance de zona (Distancia mínima)		Tiempo de operación	Temperatura		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo	%		2(20)	1(20)	
Relación CT + Relación PT + Relación PTT + Relación PTT	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)
AJUSTES PROTECCION DE SOBRECORRIENTE								
Función	Descripción del cable		Alcance		Tiempo Definito o Instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante	Tipo	Relación CT + Relación PT + Relación PTT + Relación PTT	DM² (A)	Temperatura		Polímetro
Relación CT + Relación PT + Relación PTT + Relación PTT	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)	(M)	
COMENTARIOS								

3

Agente		Subestación		Componente		Interruptor que dispara				
Función	Descripción del rolé		Relación CT's (A)		Ajustes		Tiempo Definido e Instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante	Tipo	(A)	TAP (A)	DUAL	Curva	Norma		TAP (A)
COMENTARIOS										





Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)		Datos de la línea (valores promedio)	
RT (Ω)	X _L (Ω)	RM(Ω)	X _M (Ω)	RT (Ω)	X _L (Ω)	RM(Ω)	X _M (Ω)	RT (Ω)	X _L (Ω)	RM(Ω)	X _M (Ω)	RT (Ω)	X _L (Ω)	RM(Ω)	X _M (Ω)

Función	Descripción del mal		Relación CT (A)	Relación PT's (V)	AJUSTES					Observaciones		
	Función	Fabricante			Tipo	Varios 1 (A)	Varios 2 (A)	Etap 1 (N)	Etap 2 (N)		Si No Resping (A)	

COMENTARIOS

Función	Descripción del relé		Relación CT's (A)	Ajustes			Tiempo definido o instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante		Tipo	TAP (A)	DIAL	Curva	Norma		TAP (A)
Agente										
Subestación										
Componente										
Interrupción que dispersa										
COMENTARIOS										



Función		Descripción del real		Tensión Secundaria de Líneas (V)	Tensión Secundaria de Barras (V)	Ajustes (Valores secundarios)						Observaciones	
						BU (V)	Dr (%)	Dr (°)	LV - BM	LM - BV	LV - BV		
Función	Fabricante	Tipo	Nº de Intentos	Tón - 1 (s)	Tón - 2 (s)	Tón - 3 (s)	El Recuento (s)	Tipo de Recuento					

Función		Descripción del real		Ajustes						Observaciones
				Tón - 1 (s)	Tón - 2 (s)	Tón - 3 (s)	El Recuento (s)	Tipo de Recuento		
Función	Fabricante	Tipo	Nº de Intentos	Tón - 1 (s)	Tón - 2 (s)	Tón - 3 (s)	El Recuento (s)	Tipo de Recuento		

COMENTARIOS



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
 La Paz, 23 de marzo de 2010

Función	Descripción del relé			Relación PT's (V)	Ajustes				Tiempo Definido o Instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante	Tipo		TAP (V)	DIAL	Curva	Norma	TAP (V)	Tiempo (Seg)		

COMENTARIOS





Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

Función	Descripción del más			Relación CT's (AT) (A)	Relación CT's (BT) (A)	Relación CT's (BT) (B)	Aperturas			Tiempo definido o instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo				Pick Up (A)	Stop 1 (N)	Stop 2 (N)	Pick Up (A)	Tiempo (seg)	
Agente												
Subestación												
Componente												
Interruptor que dispara												

COMENTARIOS

3



DATOS DEL TRANSFORMADOR											
Agente											
Subestación											
Componente											
Interruptor que dispone											
	Si (N/A) O (N/A) O (N/A) (N/A)	Marcas									
	Tensión Primaria (kV)	Modelo									
	Tensión Secund. (kV)	Año Fabricación									
	Tensión Terciario (kV)	N° de Serie									
	Reg. de Tensión alcanza (N)										
	Reg. de Tensión carga (N)										
COMENTARIOS											

Handwritten signature



Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

DATOS DEL REACTOR										
Agencia		Subestación		Componente		Interrupción que dispara		Marca Modelo Año Fabricación		
Si (SI/NO/NA) Tensión Presión (kV) N° de Serie		Si (SI/NO/NA) Tensión Presión (kV) N° de Serie		Si (SI/NO/NA) Tensión Presión (kV) N° de Serie		Si (SI/NO/NA) Tensión Presión (kV) N° de Serie		Si (SI/NO/NA) Tensión Presión (kV) N° de Serie		
Función	Descripción del red		Relación CT's (AT) (A)	Relación CT's (BT) (A)	Relación CT's (BT) (A)	Ajustes		Tiempo Definido o Instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante				Tipo	Pick Up (V)	Drop 1 (V)	Drop 2 (V)	
COMENTARIOS										

5

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
 La Paz, 23 de marzo de 2010

Función	Descripción del well		Relación CT's (A)		Relación PT's (V)		Alarma		Tiempo Definido e Instantáneo		Observaciones	
	Función	Fabricante	Tipo	CT's (A)	PT's (V)	DAL	Carve	Norma	Restricción	TAP (A)		Tempo(seg)
Alarma												
Subestación												
Componente												
Interruptor que disparo												

COMENTARIOS





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
L U Z P A R A T O D O S

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

Función	Descripción del mlé			Relación CT's (A)	Relación PT's (V)	Ajustes		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo			Potencia de Disparo (N)	Tiempo (seg)	
Agente								
Central								
Unidad Generadora								
Interruptor que dispara								
COMENTARIOS								

23



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

Función	Descripción del red			Relación CT's (A)	Relación PT's (V)	Ajustes Característica 1			Ajustes Característica 2			Observaciones	
	Función	Fabricante	Tipo			Offset XdU2 (ohms)	Dínamo (ohms)	Tiempo (seg)	Offset X'U2 (ohms)	Dínamo (ohms)	Tiempo (seg)		
Agencia Central													
Unidad Generadora													
Interruptor que dispara													
COMENTARIOS													

Handwritten signature



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 084/2010
TRÁMITE N° 406
La Paz, 23 de marzo de 2010

Función	Descripción del relé			Ajustes		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo	Frecuencia (Hz)	Tiempo (seg)	
Agente						
Subestación						
Alimentador						
Interrupción que dispara						
COMENTARIOS						