ANEXO B

CÓDIGO DE REDES FOTOVOLTAICO

(Texto Unificado)

NORMAS TÉCNICAS, OPERATIVAS Y DE CALIDAD,
PARA LA CONEXIÓN DE LOS
SISTEMAS DE CENTRALES SOLARES Y CENTRALES
SOLARES CON TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA
AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).

Diciembre 2017

Índice

1.1 Introducción.

1.2 Alcance

1.3 Fiscalización del Cumplimiento con el Código de Redes.

1.4 Definiciones.

1.5 Abreviaturas.

A. NORMAS TÉCNICAS.

A.1 Generalidades

A.2 Certificación de las Centrales Solares Fotovoltaicas y sus Componentes.

B. NORMAS OPERATIVAS.

B.1 Tolerancia a las Desviaciones de Frecuencia y Voltaje.

B.1.1 Condiciones Normales de Operación.

B.1.2 Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.

B.2 Respuesta de Frecuencia.

B.3 Capacidades de Potencia Reactiva.

B.4 Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.

B.4.1 Control de Potencia Reactiva (Q).

B.4.2 Control de Factor de Potencia.

B.4.3 Control de Voltaje.

B.5 Normas de Calidad.

B.5.1 Niveles de Armónicas.

B.5.2 Calidad de la Tensión y el Efecto de Parpadeo (Flicker).

B.6 Funciones de Reducción de la Potencia Activa.

B.7 Protecciones y Niveles de Fallas.

B.8 Requisitos de Funciones de Control.

B.9 Señales, Comunicaciones, Control, y Medición.

B.9.1 Señales.

B.9.1.1 Señales desde las Centrales disponibles en el Punto de Conexión.

B.9.1.2 Periodos de Actualización.

B.9.1.3 Señales de Control enviadas por el CND a las Centrales.

B.9.1.4 Pronóstico de los MW de las Centrales.

B.9.1.5 Declaración de Disponibilidad de los MW de las Centrales.

B.9.2 Comunicaciones.

B.9.3 Medición SMEC.

B.10 Pruebas.

B.11 Estudios y Análisis para la Conexión de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica.

C. PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN.

1.1 Introducción.

Una alta penetración de generación eléctrica con energías renovables del tipo intermitente (solar fotovoltaico y eólica), pueden presentar un riesgo para la seguridad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el caso de que estas Centrales de Generación Eléctrica no sean capaces de dar soporte al SIN.

La intermitencia de la radiación solar tiene efectos sobre la calidad de la frecuencia, voltaje y otros problemas eléctricos por lo cual es necesario crear reglas específicas para la conexión de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica al SIN.

En este documento los términos "tensión" y "voltaje" son sinónimos, y se usan ambos.

1.2 Alcance

1.2.1 El alcance de este documento, es el de establecer las condiciones de conexión que son de obligatorio cumplimiento para todos los proyectos de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), conectados a la red pública de distribución de energía eléctrica después del medidor y el interruptor principal que cumpla con las normas establecidas, independientemente de su fecha de instalación y entrada en operación, previstos de tal forma que se garantice la seguridad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional SIN, antes de su entrada en operación.

1.2.2 En este Código de Redes Fotovoltaico se describen los requerimientos específicos y generales necesarios que deben cumplir:

a) Los Agentes del Mercado que cuenten con una Licencia de Generación o Registro de Autogeneración para operar Centrales, en cualquier nivel de tensión, siempre que su capacidad instalada individual o agregada sea mayor de 500 kW.

b) Los Clientes Finales que se acojan al Procedimiento de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias con Centrales que cuenten con una Capacidad Instalada mayor a 2,500 kW.

1.2.3 Este Código de Redes Fotovoltaico, contiene las Normas Técnicas, Operativas y de Calidad, que deben cumplir los propietarios de Centrales de que trata el numeral 1.2.2 para conectarse al SIN, con el fin de mantener la seguridad y confiabilidad en la operación del mismo.

1.2.4 El presente Código de Redes Fotovoltaico, no aplica a los casos siguientes:

a) Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Solar Térmica.

b) La generación conectada al Sistema Interconectado Nacional de los Clientes Finales bajo el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, hasta una Capacidad Instalada de 2,500 kW.

1.2.5 Las Centrales a las cuales les aplica el presente Código de Redes Fotovoltaico que se conecten a las Redes en cualquier nivel de tensión, deberán apoyar a la seguridad y estabilidad del SIN y no deberán desconectarse de la red durante una falla en el mismo, de acuerdo con lo estipulado en este documento.

1.2.6 Los requisitos del presente Código de Redes Fotovoltaico también pueden cumplirse mediante la instalación de equipamiento complementario o adicional, los cuales se considerarán como parte de las Centrales.

1.2.7 La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse a las redes eléctricas de Transmisión o Distribución, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes, y ésta deberá estar determinada mediante un estudio que deberá efectuar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en el caso de conexión a las líneas de Alta Tensión (T y D) y conexión en Media Tensión en una Subestación del Sistema de Transmisión, y por la distribuidora en el caso de conexión a la Media Tensión en redes de distribución.

1.2.8 El Punto de Conexión determina el punto frontera de aplicación de este Código de Redes Fotovoltaico.

1.2.9 Los requerimientos para la conexión de las Centrales al SIN, deberán actualizarse conforme las necesidades del SIN lo requieran, y de acuerdo con los resultados de los estudios del comportamiento del SIN, que deberá realizar ETESA anualmente en coordinación con las empresas distribuidoras.

1.2.10 De ser requerido, de acuerdo con los estudios correspondientes del SIN que realice ETESA o la distribuidora, las Centrales existentes en operación o en construcción o en proyecto, deberán cumplir con cualquier nuevo requisito que se estipule en este documento para las mismas.

1.2.11 Igualmente, las Centrales que se conecten al SIN, deben cumplir con lo estipulado en el Reglamento de Transmisión y en el Reglamento de Operación, y por la Regulación vigente que le aplique, a excepción de los que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, los cuales se regirán por lo dispuesto en dicho Procedimiento.

1.2.12 En los casos en que un mismo requerimiento sea tratado por este Código de Redes Fotovoltaico y el Reglamento de Transmisión y/o el Reglamento de Operación, para las Centrales aplicará prioritariamente lo indicado en este documento.

1.3 Fiscalización del Cumplimiento con el Código de Redes.

ETESA y el CND deberán velar que las Centrales cumplan con todos los requisitos estipulados en este documento antes de entrar en operación comercial y durante su operación comercial.

El CND podrá no autorizar la conexión o solicitar la desconexión del SIN a cualquiera de las Centrales, que incumpla con uno o más de los requerimientos estipulados en este Código de Redes Fotovoltaico, el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación y la Regulación vigente. No obstante, en el momento en el que dicha Central cumpla con todos los requerimientos estipulados en este Código de Redes, el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación y la Regulación vigente, el CND procederá a conectar la Central a la mayor brevedad posible.

Con periodicidad de dos (2) años, La Licenciataria deberá entregar al CND una Declaración Jurada que indique que los equipamientos de la Central se mantienen cumpliendo con los estándares que establece el Código de Redes Fotovoltaico. De no ser entregada se tomará como información pendiente y se comunicará a la ASEP como un incumplimiento a este Código de Redes Fotovoltaico.

Cuando se reemplace un equipamiento en la Central, ya sea por razones de daño, por mejoras, por vencimiento de vida útil o por cualquier otra causa, por medio de una nota La Licenciataria deberá entregar al CND una certificación de cumplimiento, emitida por una Empresa Certificadora de reconocida experiencia internacional que estos equipamientos de reemplazo cumplen con los estándares que establece el Código de Redes Fotovoltaico. Esto aplica solo si cambia el modelo o la marca de los nuevos equipos que se van a instalar.

1.4 Definiciones.

Agentes del Mercado. Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones internacionales.

Alta Tensión:
La tensión igual o superior a 115 kV.

Armónicas.
Son componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal ideal de 60 Hz.

Calidad.
Atributo de un sistema eléctrico determinado por la calidad del producto eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la magnitud de la tensión y la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.

Capacidad Instalada.
Corresponde a la potencia instalada en corriente directa antes del inversor y la potencia entregada en corriente alterna después del inversor (MWp/MWac). Para la consideración de los efectos o implicaciones en el Sistema Interconectado Nacional, así como para los diversos límites establecidos en este Código, la Capacidad Instalada estará referida a la potencia entregada en corriente alterna después del inversor (MWac).

Central Solar Fotovoltaica.
Conjunto de Inversores a los cuales se conectan los paneles solares fotovoltaicos productores de electricidad en Corriente Directa (DC), cuyo recurso energético es la radiación solar, la cual es convertida por los inversores en Corriente Alterna (AC) de 60 Hz, la cual se inyecta en las redes de transmisión o distribución eléctrica. Esta central incluye las instalaciones auxiliares para la transformación, control, soporte de red y transporte de la energía hasta el Punto de Conexión.

Centro Nacional de Despacho.
Dependencia de ETESA encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

Efecto de Parpadeo (flicker): Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Frecuencia Nominal (Fn).
Es el valor de frecuencia de 60 Hz interpretado como sesenta ciclos por segundo de la señal de corriente o Tensión.

Media Tensión:
La tensión mayor a 600 V y menor a 115 kV.

Licenciataria. (Ley 37 de 2013)
Persona natural o jurídica titular de una licencia de generación de energía eléctrica, expedida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Protección.
Conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores y equipos necesarios para separar equipo fallido u operando fuera de los límites preestablecidos, o que hacen operar otros dispositivos (válvulas, extintores y alarmas), para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

Potencia Activa Disponible.
Es la potencia activa (MW) medida en el Punto de Conexión que puede producir basado en su disponibilidad y condiciones de la radiación solar.

Potencia Activa Estimada.
Es el máximo valor de la potencia activa (MW), medida en el Punto de Conexión, que por diseño puede suministrar continuamente.

Punto de Conexión.
Es aquel punto en el cual los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica se conectan a la red de transmisión o de distribución.

Sistema SCADA.
Centraliza la Supervisión, Control y Adquisición de Datos recolectados de cada una de las estaciones Terminales remotas (RTU) de las subestaciones a nivelnacional y realiza las funciones de control de la Frecuencia, Voltajes, Control de generación de las unidades e Intercambio de energía basados en un despacho económico.

Sistema Interconectado Nacional.
El conjunto de centrales de generación, líneas y redes de transmisión y distribución de electricidad y sus instalaciones complementarias que se encuentran interconectadas, en un solo sistema a nivel nacional, sin distinción de las personas públicas y privadas a quienes pertenezcan.

1.5 Abreviaturas.

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

CND: Centro Nacional de Despacho

D: Distribución

ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

T: Transmisión

A. NORMAS TÉCNICAS.

A.1 Generalidades.

Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), deberán estar diseñados y construidos de tal forma que cumplan con los requisitos de soporte Dinámico y Estático al SIN durante condiciones normales, así como también en condiciones anormales o de disturbios o fallas.

Los requerimientos operativos para las Centrales que se conecten a las redes de Alta y Media Tensión, deberán incluir todos aquellos elementos que se soliciten en el presente documento que efectúen la tarea de soportar la operación, seguridad y estabilidad del SIN. Este enfoque de integración al SIN de las Centrales, permitirá una mayor penetración de las energías renovables.

En condiciones normales o de estado estable el soporte al SIN deberá proporcionarse contribuyendo al control del voltaje por medio de la inyección o absorción de Potencia Reactiva, y en condiciones de disturbios o estado transitorio el soporte al SIN deberá proporcionarse permaneciendo conectados por medio de tener incorporado la capacidad "Fault-Ride Through" durante fallas.

Igualmente, las Centrales, deberán tener incorporados la capacidad de reducir su inyección de Potencia Activa (kW) al SIN referida a su Punto de Conexión, por medios de control automáticos y en tiempo real.

En la sección "B" de este documento, se especifican en más detalle estos requisitos y otros requisitos adicionales.

A.2 Certificación de las Centrales Solares Fotovoltaicas y sus Componentes.

Las Centrales, deberán contar con Certificaciones de diseño y fabricación. La certificación de diseño deberá contener como mínimo la certificación de cumplimiento emitida por una Empresa certificadora de reconocida experiencia internacional, que cuente con la acreditación por una entidad de reconocimiento internacional UNE-EN ISO/IEC 17025 o que haya realizado este tipo de certificaciones en por lo menos tres (3) parques de generación fotovoltaicos, con tamaños de por lo menos 10 MW/central, y se hayan realizado en los últimos cinco (5) años. Por lo menos una (1) de estas certificaciones debe ser para parques de generación en Latinoamérica. La certificación de fabricación deberá contener como mínimo la certificación de cumplimiento de los estándares y especificaciones que exige el Código de Redes Fotovoltaico, emitida por una Empresa Certificadora de reconocida experiencia internacional y que ésta a su vez cuente con la acreditación por una entidad de reconocimiento internacional. Toda la documentación entregada por La Licenciataria debe ser en idioma español.

Como referencia de los parámetros que especifiquen lo relacionado con requerimientos para las Centrales, se utilizarán como referencia los estándares internacionales de la IEEE (Institute of Electric and Electronic Engineers), de la IEC (International Electrotechnical Commission), y las de otros organismos internacionalmente reconocidos, a la fecha de obtención de la Licencia definitiva.

Las certificaciones solicitadas serán para los Inversores, para los Módulos Fotovoltaicos, y una certificación general de que la Central en su conjunto cumple con todos los requisitos del presente Código de Redes.

Las certificaciones de las Centrales, deberán ser entregadas a ETESA o a la distribuidora, con anterioridad a la fabricación de los mismos.

ETESA o la distribuidora tendrán 30 días calendario para hacer comentarios o aceptar las certificaciones; y después de este período, si no se han pronunciado al respecto, las certificaciones se darán por aceptadas. Lo anterior no libera a La Licenciataria de cumplir con los requerimientos de este Código de Redes Fotovoltaico.

ETESA o la Distribuidora emitirá una nota al CND informando que se cumplió con los requerimientos indicados.

B. NORMAS OPERATIVAS.

Los requerimientos operativos requeridos para los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales) que se conecten a las redes de Alta y Media Tensión del SIN, se establecen para los tipos de conexiones siguientes:

Conexión Tipo-1- Aplica a las Centrales que en su Punto de Conexión inyecten más de 2,500 kW.

Conexión Tipo-2- Aplica a las Centrales que en su Punto de Conexión inyecten 2,500 kW o menos.

Los requerimientos solicitados tienen la tarea de dar soporte a la operación, seguridad y estabilidad del SIN.

B.1 TOLERANCIA A LAS DESVIACIONES DE FRECUENCIA Y VOLTAJE.

Las Centrales deberán ser capaces de soportar desviaciones de frecuencia y voltaje en el Punto de Conexión bajo condiciones de operación normal y de disturbios descritas en este Código de Redes, reduciendo lo menos posible su potencia activa (MW).

También deberán ser capaces de dar soporte a la frecuencia del sistema y la estabilidad del voltaje, de acuerdo con los requerimientos de este Código de Redes.

B.1.1 Condiciones Normales de Operación.

Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.

a) Las Centrales, deberán ser diseñados para que puedan operar dentro del rango de +/- 10% del voltaje nominal del Punto de Conexión.

   El rango continuo requerido de operación del voltaje es: $90\% < V < 110\%$

b) La frecuencia nominal del SIN es de 60 Hz, y las Centrales, deberán ser diseñados para que sean capaces de operar en los tiempos mínimos estipulados dentro de los rangos de frecuencia que se establecen en la Tabla B.1, antes de que actúen las protecciones por Alta o Baja frecuencia.

Tabla B.1 Rangos de operación por Frecuencia

Rango de Frecuencia	Tiempo Mínimo en Operación
Mayor de 61.8 Hz	Disparo Instantáneo
De 61.6 Hz a 61.7 Hz	30 segundos
De 60.6 Hz a 61.5 Hz	3 minutos
De 59.5 Hz a 60.5 Hz	**Operación continua**
De 58.5 Hz a 59.4 Hz	3 minutos
De 57.9 Hz a 58.4 Hz	30 segundos
De 57.4 Hz a 57.8 Hz	7.5 segundos
De 57.2 Hz a 57.3 Hz	45 ciclos
Menor de 57.1 Hz	Disparo Instantáneo

Las protecciones de frecuencia se aplican individualmente por cada Central por Punto de Conexión.

c) En los casos de variaciones súbitas de frecuencia en el SIN, las Centrales se deberán desconectar del SIN, si la frecuencia es mayor de 62.0 Hz por más de 4 segundos, y si la frecuencia es menor de 57.0 Hz por más de 200 ms.

B.1.2 Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.

Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.

a) Las Centrales, deberán ser diseñados para soportar saltos repentinos de fase hasta de 40° en el Punto de Conexión, sin desconectarse ni reducir su potencia activa disponible.

b) Con base en los estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad, se ha identificado el rango de voltaje de operación requerido para operación ante

disturbios o fallas y condiciones de emergencia.

El rango continuo requerido de operación del voltaje es: **90% <v <110%**

Durante los estados post-falla del sistema, el voltaje puede permanecer dentro del rango de + / - 10% por una cantidad de tiempo considerable.

c) Capacidad de "Fault Ride Through" (FRT).

Para garantizar que las Centrales no se disparen o se desconecten durante e inmediatamente después de ocurrida una falla en el SIN, por altos o bajos voltajes, se deben especificar las características para el Bajo Voltaje LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y para el Alto Voltaje HVRT (High Voltaje Ride-Through). Los límites de la característica se han derivado de diversas simulaciones de fallas asegurando que el voltaje actual del sistema permanezca dentro de los límites de LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y HVRT (Low Voltaje Ride-Through) de acuerdo a la Figura B.1.2 para todos los tipos de fallas críticas y contingencias.

La Figura B.1.2 indica que no se permite la desconexión de cualquier Central cuando el voltaje en el Punto de Conexión se mantenga dentro de las líneas roja y azul.

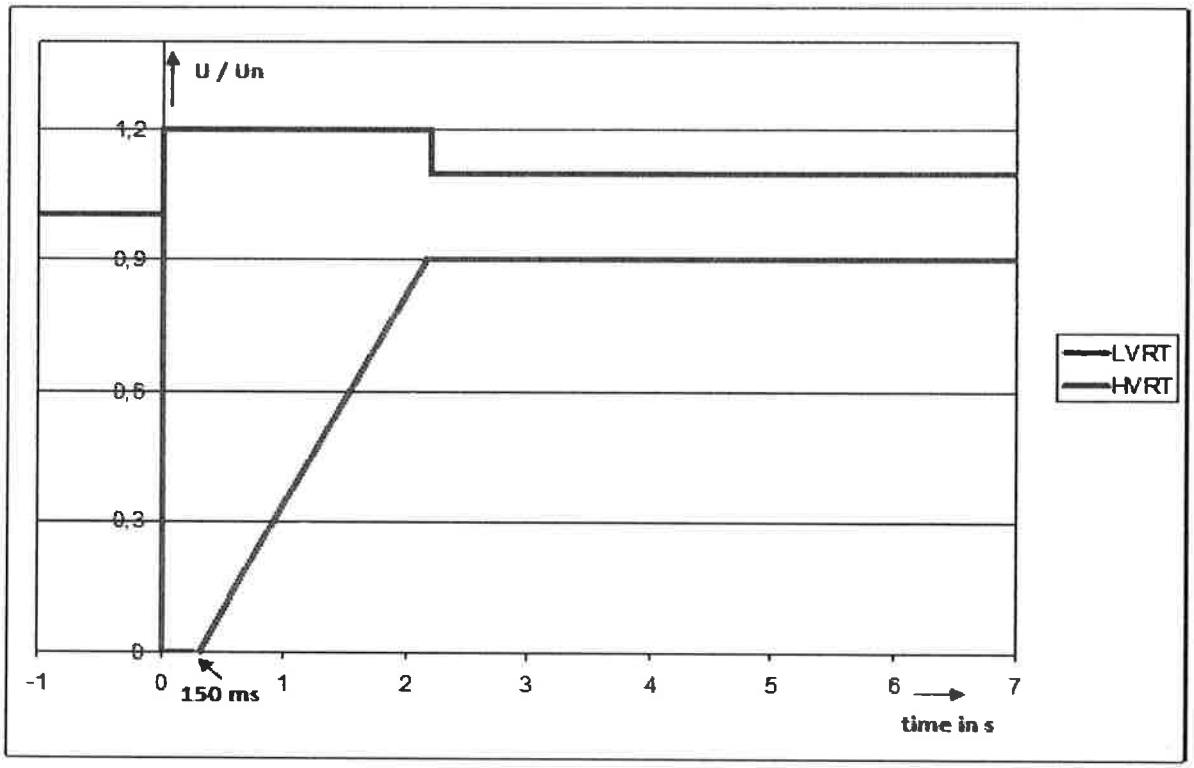

Figura B.1.2: Requerimientos de Alto Voltaje (LVRT) y Bajo Voltaje (HVRT).

En lo que respecta al suministro de Potencia Activa (kW) a la red, se definen los siguientes requisitos:

- Se permite reducir la producción de potencia activa durante las fallas en la red.

- Las Centrales deben ser capaces de suministrar el 100% de la Potencia Activa Disponible a la red después del despeje de una falla, con una rampa máxima de 1 segundo (de 0 a la potencia nominal).

Se ha considerado un tiempo mínimo de 150 ms para especificar la característica de Bajo Voltaje LVRT (Low Voltaje Ride-Through), de acuerdo a la Figura B.1.2 Este valor es suficiente para garantizar que la Central no se dispare ante la ocurrencia de fallas en el SIN, mientras que al mismo tiempo se encuentra por encima del tiempo de despeje de falla de diseño de 100 ms.

Ambos tiempos de despeje de falla y tiempo de recuperación del voltaje de la característica de Bajo Voltaje LVRT (Figura B.1.2) se basan en los tiempos de despeje de falla y las excursiones permisibles especificada para el SIN.

d) Soporte de Corriente Reactiva durante Fallas en el SIN.

Las Centrales deberán tener la capacidad de proporcionar una alta corriente reactiva durante fallas en el SIN de tal manera de soportar la tensión en el Punto de Conexión.

La corriente de falla reactiva se calcula (de acuerdo con las normas europeas) en función de la desviación de tensión (Figura B.1.3, K = 2). La corriente indicada en la Figura B.1.3 representa un incremento de corriente que tiene que ser añadida a la corriente de pre-falla. Se establece el valor de $-\Delta U_{min}$ en 0.9 y la $-\Delta U_{max}$ en 1.1.

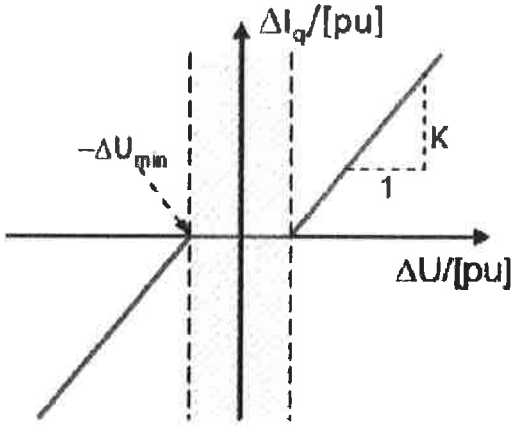

Figura B.1.3: Cálculo de la Corriente reactiva de Falla.

B.2 RESPUESTA DE FRECUENCIA.

Los requerimientos estipulados por esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 solamente En los casos de desviaciones en la frecuencia del SIN, las Centrales, deberán ser diseñados para ser capaces de suministrar una respuesta potencia - frecuencia en orden de estabilizar la frecuencia del SIN. La precisión del medidor para la frecuencia del SIN deberá ser de por lo menos +/- 10mHz.

Las Centrales, deberán ser diseñadas para ser capaces de suministrar una respuesta potencia-frecuencia similar a la de la Figura B.2, para 60 Hz, la cual muestra los requerimientos de potencia ante condiciones de sobrefrecuencia, deberá ser presentada por La Licenciataria al CND para su aprobación.

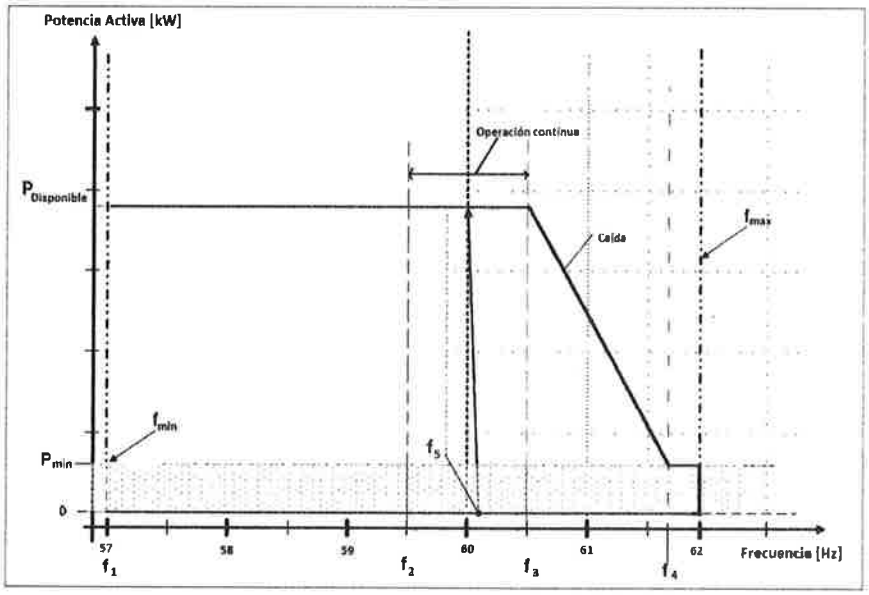

Figura B.2: Requisitos de Respuesta de Frecuencia

B.3 CAPACIDADES DE POTENCIA REACTIVA.

Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.

a) Las Centrales, para que contribuyan al balance de Potencia Reactiva y regulación de voltaje en el Punto de Conexión, deberán ser diseñados con la capacidad de operar en los modos de control siguientes:

1. Modo de control de Voltaje
2. Modo de control de Factor de Potencia
3. Modo de control de Potencia reactiva (Q o MVAR)

El modo de operación del control actual (uno de los tres), así como el punto de operación deberán ser establecidos por el CND o por el CND en coordinación con la distribuidora cuando la Central se conecte a la distribuidora.

b) Las Centrales, para que participen en el control de voltaje, deberán ser diseñados para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado (+/- 0.95) disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. Ver Figura B.3.1.

c) Las Centrales, deberán ser diseñados para que el punto de operación pueda ser cualquiera dentro del área enmarcada de las Figuras B.3.1 y B.3.2.

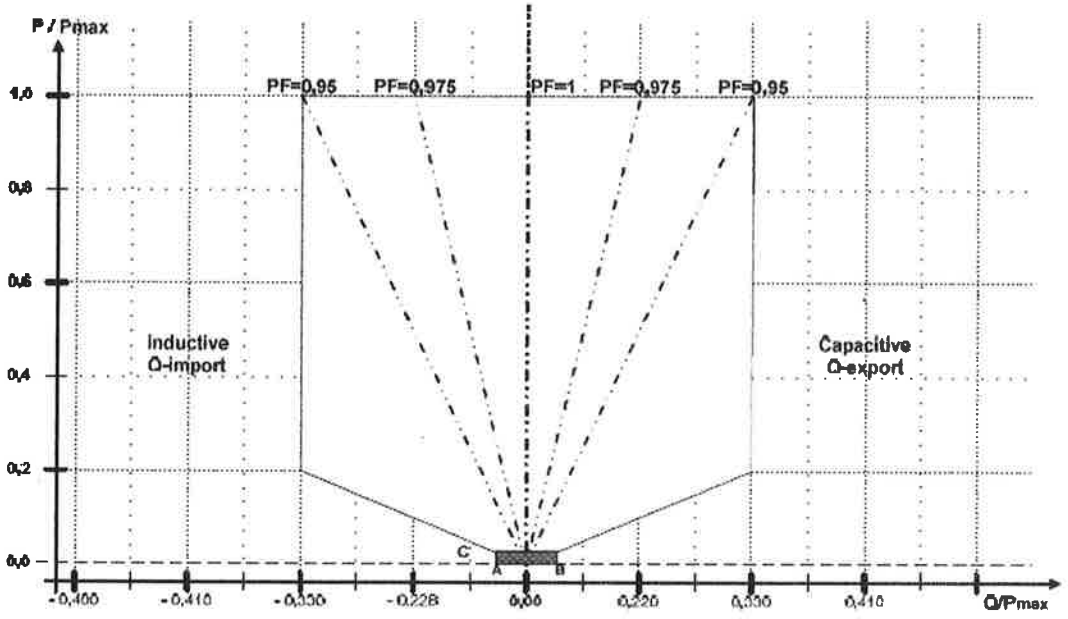

Figura B.3.1: Requisitos para la Potencia Reactiva

Con referencia a la Figura B.3.1, los puntos A, B, y C corresponden a valores de 5% y -5% de la Potencia Activa Estimada.

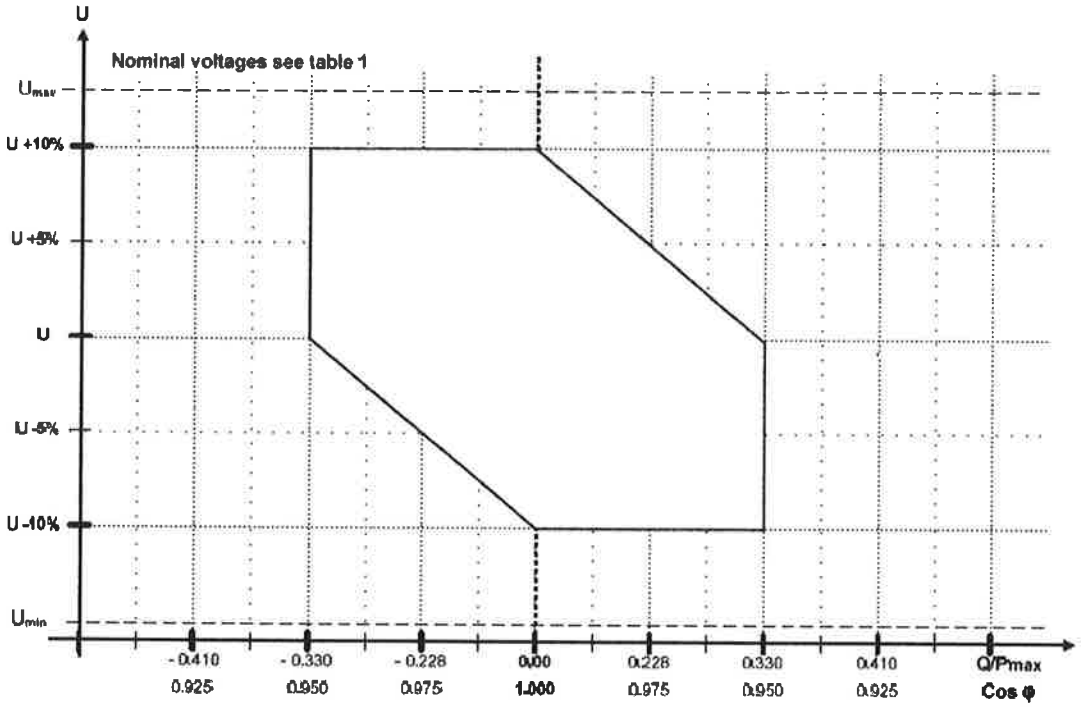

Figura B.3.2: Requisitos para el Control de Voltaje

d) El suministro de la potencia reactiva se efectuará únicamente mientras la central inyecte potencia activa a la red, o sea que no se le requerirá suministro de potencia reactiva durante la noche.

B.4 FUNCIONES DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA.

a) Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.

b) Las Centrales deberán estar equipados con funciones de control de Potencia Reactiva capaces de controlar la Potencia Reactiva suministrada por las Centrales en el Punto de Conexión, como también como una función de control de voltaje, capaz de controlar el voltaje en el Punto de Conexión, por medio de ordenes utilizando puntos de ajuste y gradientes.

c) Las funciones de control de Potencia Reactiva y voltaje serán mutuamente exclusivas, lo que significa que sólo una de las 3 funciones abajo mencionadas podrá ser activada a la vez.

c.1 Control de voltaje

c.2 Control de Factor de Potencia

c.3 Control de la "Q" o "MVAR"

d) Los ajustes para la función de control y parámetro de aplicación para las funciones de Potencia Reactiva y control de voltaje, deberán ser determinados por el CND o la distribuidora e implementadas por las Centrales por Punto de Conexión.

B.4.1 Control de Potencia Reactiva (Q).

a) El control "Q" es una función de control que deberá controlar la inyección y absorción de la Potencia Reactiva en el Punto de Conexión, independientemente de la Potencia Activa y el voltaje. Esta función de control se ilustra en la Figura B.4.1 como una línea vertical.

b) Sí el punto de ajuste del control "Q" requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.

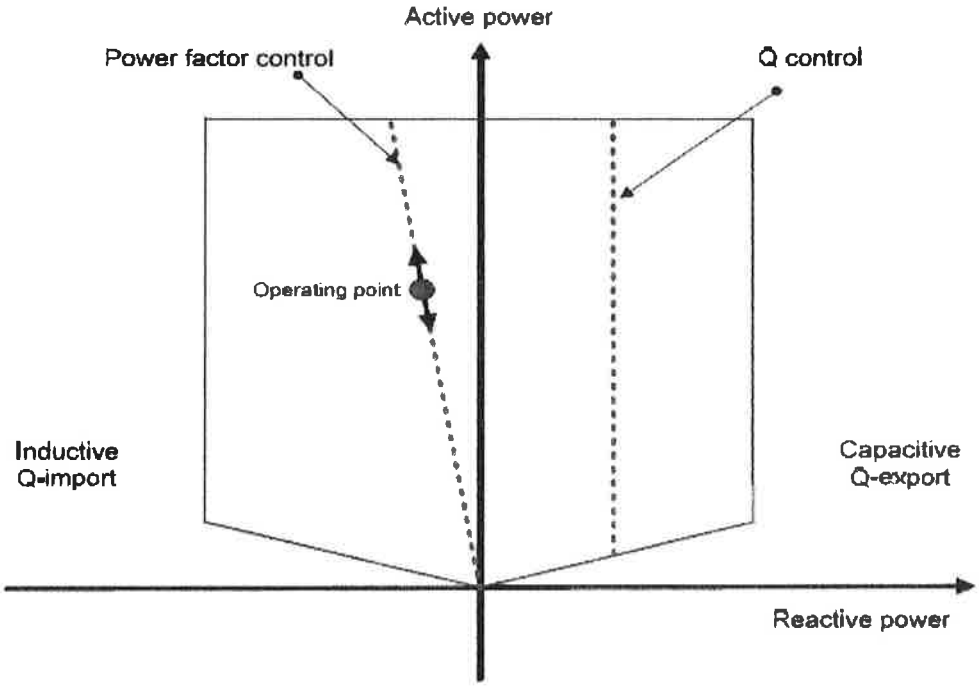

Figura B.4.1: Funciones de Control de Potencia Reactiva

B.4.2 Control de Factor de Potencia.

a) El control del Factor de Potencia es una función de control que deberá controlar la Potencia Reactiva proporcionalmente a la Potencia Activa en el Punto de Conexión. Esta función de control se ilustra en la Figura B.4.1 como una línea con una gradiente constante.+

b) Sí el punto de ajuste del Factor de Potencia requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.

B.4.3 Control de Voltaje.

a) El control de voltaje es una función de control que controla el voltaje en el Punto de Conexión.

b) Si el punto de ajuste del voltaje requiere ser cambiado por el CND o la distribuidora, este cambio deberá ser iniciado dentro de los 3 segundos y completado antes de 30 segundos, después de recibida la orden de modificación del punto de ajuste.

c) La precisión del punto de ajuste del voltaje deberá estar dentro de un +/- 1.0% del voltaje nominal, y la precisión del control realizado no deberá desviarse en más de +/- 2.5% de la inyección o absorción de la Potencia Reactiva requerida de acuerdo a las características de "droop" definidas en la Figura B.4.3. El CND o la distribuidora podrá aceptar características de "droop" que sean similares o equivalentes a las definidas por la Figura B.4.3.

d) Las Centrales individuales deberán ser capaces de realizar el control dentro de su rango dinámico y límite de voltaje, con el "droop" configurado como se muestra en el Figura B.4.3. En este contexto, "droop" es el cambio de voltaje (p.u.) causado por un cambio en la Potencia Reactiva (p.u.).

e) La coordinación completa de voltajes deberá ser efectuada por las Centrales con el CND o la distribuidora y aprobada por quién corresponda.

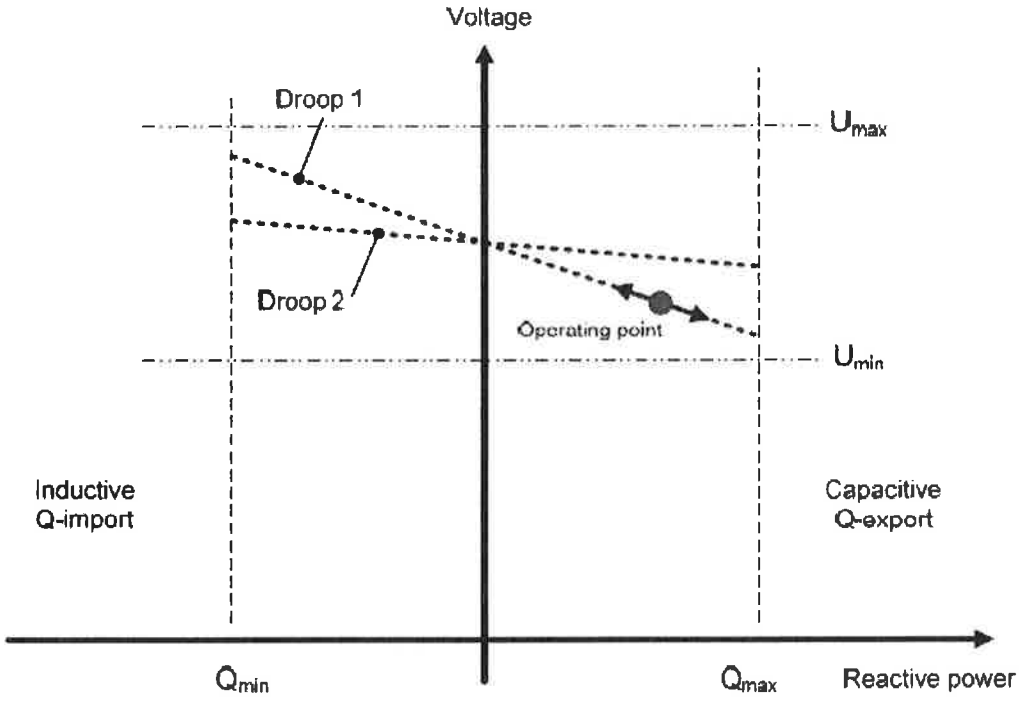

Figura B.4.3: Control de Voltaje

B.4 NORMAS DE CALIDAD.

a) Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.

b) Para las Centrales se establecen los límites permisibles de inyección de Armónicas y de Efecto de Parpadeo (Flicker), en el Punto de Conexión.

B.5.1 Niveles de Armónicas.

Para evitar inyección de armónicas al SIN o a la red de distribución por parte de los inversores y equipos asociados al funcionamiento de las Centrales, se deberán instalar filtros. Los niveles de distorsión debidas a Tensiones Armónicas deben cumplir lo especificado en las normas IEC 61400-21 e IEC 61400-3-6 Niveles de Armónicas en la Tensión.

Los límites de niveles de armónicas en la Tensión en porcentaje de la magnitud de la tensión nominal se describen en la tabla B.5.1 de acuerdo a las normas IEC- 61400-21 e IEC-61000-3-6.

Tabla B.5.1 Valores de niveles de Armónicos en la Tensión.

Orden de la armónica	Nivel de armónicas en % de la tensión nominal
2	1,5
3	2,0
4	1,0
5	2,0
6	0.5
7	2.0
8	0.2
9	1.0
10	0.2
11	1.5
13	1.5
15	0.3
17	1.0
19	1.0
23	0.7
25	0.7
29	0.6
31	0.56
35	0.50
37	0.47
47	0.37
49	0.36
THD	**3,0**

THD = Distorsión Armónica Total.

B.5.2 Calidad de la Tensión y el Efecto de Parpadeo (Flicker).

Las Centrales pueden afectar la calidad de tensión del SIN o la red de distribución por Efecto de Parpadeo (Flicker), por ello, las mismas deben mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, del cual se define que:

Factor de severidad de corta duración < 0.35	Para diez minutos.
Factor de severidad de larga duración < 0.25	Para dos horas.

B.6 FUNCIONES DE REDUCCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA.

a) Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y la Conexión Tipo-2.

b) Las Centrales, por razones de seguridad del SIN, deberán tener la capacidad de reducir su inyección de Potencia Activa al SIN, referida a su Punto de Conexión.

c) El CND a su criterio y por razones de seguridad del SIN, podrá y deberá limitar, temporalmente, la inyección de Potencia Activa o desconectar la totalidad de las Centrales, en los casos que se describen a continuación, pero sin limitarse a los mismo.

1. En caso de riesgo de una operación insegura del SIN,
2. En caso de riesgo debido a una congestión en el SIN.
3. En caso de riesgo debido a la formación de una Isla no solicitada por el CND,
4. En caso de riesgo por una inestabilidad en el SIN de tipo estático o dinámico,
5. En caso de riesgo por un SIN inestable debido a un aumento de la frecuencia.

d) Las Centrales deberán tener la capacidad de: (i) operar las Centrales a niveles reducidos, sí la Potencia Activa ha sido reducida por instrucción del CND por razones de seguridad del SIN; (ii) sí han recibido una instrucción por telemetría indicando el punto de ajuste de la reducción en MW del CND.

e) En operación normal, las Centrales deberán tener la capacidad de reducir su Potencia Activa en el Punto de Conexión, en escalones de 10% o menores, de su Potencia Activa Estimada.

f) En operación de contingencia o fallas, las Centrales deberán tener la capacidad de ajustarse a cualquier nivel de reducción de Potencia Activa que le indique el CND, independientemente del punto o modo de operación de las Centrales. El CND no intervendrá en el control de las Centrales individuales, sólo le indicará al operador de las Centrales, por medio de una señal enviada por telemetría, el punto de reducción al cual deberá ajustarse.

g) Las Centrales deberán estar equipadas con funciones de reducción de la Potencia Activa, por ejemplo, funciones de control suplementarias. Estas funciones de reducción serán usadas para impedir desbalances en el SIN o la sobrecarga de los sistemas de Transmisión y Distribución en relación a la reconfiguración de los sistemas de Transmisión y Distribución en situaciones críticas o inestables o similares.

B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.

a) Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y la Conexión Tipo-2.

b) Las funciones de los sistemas de protecciones de las Centrales, deberán proteger las Centrales y asegurar la estabilidad de los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica a los que se conecten. Como mínimo, deberán instalar sistemas de protección para cada inversor, transformador elevador, líneas de media tensión, transformador principal y auxiliar, líneas de alta tensión de conexión, interruptores, en las barras principales, etc.

c) Las Centrales deberán estar dimensionadas y equipadas con las funciones de protección necesarias, de tal forma que las Centrales estén protegidas contra daños debidos a fallas e incidencias que ocurran en el SIN.

d) Las Centrales deberán estar equipadas con detección efectiva de "Operación en Isla" en todas las configuraciones del sistema y con capacidad de descontinuar la generación de potencia en esa condición en menos de 3 segundos. La "Operación en Isla" de las Centrales con parte del sistema de Transmisión o Distribución no será permitido, a menos que el CND o la distribuidora así lo requieran.

e) El CND o la distribuidora podrán solicitar el cambio de valores o ajustes en los sistemas de protección de las Centrales, antes y después de su inicio de operaciones, en razón de que los mismos sean de importancia para la operación de los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica. Más sin embargo, estos cambios no deben exponer a las Centrales a impactos negativos desde los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica, que las aparte de los requisitos de diseño.

f) Las Centrales deberán tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el Punto de Conexión sin desconectarse del SIN, debido a la disminución del voltaje por la falla y su recuperación a un nivel estable de post falla, manteniendo su equipo de compensación de potencia reactiva conectado.

g) La coordinación de los esquemas de protección debe incluir la no competencia con los esquemas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tales como lo son la desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. También debe considerarse en los tiempos establecidos en la Tabla B.1, los tiempos asociados a los tiempos de los esquemas de recierre con que cuentan las líneas de transmisión a nivel de 230 kV.

h) El equipo requerido de protecciones para la Subestación de las Centrales y el tramo de línea con la que se interconectan al SIN, deberá cumplir con lo especificado para el proyecto y aprobado por el CND, ETESA, y la distribuidora en caso que se conecte a ésta.

i) Sus ajustes serán verificados mediante pruebas en sitio por ETESA o la distribuidora. Los valores de ajuste y el reporte de pruebas deberán ser entregados al CND, ETESA o la distribuidora al término de las mismas, así como los diagramas unifilares de protección, las memorias de los cálculos de ajuste y el diagrama unifilar de la subestación principal y de las Centrales.

j) Las Centrales deberán proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y a los Agentes del Mercado ubicados después del Punto de Conexión, para lo cual deberán coordinarse con los especialistas de protecciones del CND, ETESA o la distribuidora.

k) Los ajustes de los sistemas de protección de las Líneas de Conexión, deben ser coordinados y supervisados por el CND, ETESA o la distribuidora.

B.8 REQUISITOS DE FUNCIONES DE CONTROL.

a) Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y la Conexión Tipo-2.

b) Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (Centrales), deberán estar equipados con las funciones de control que se indican a continuación:

- Control de Frecuencia (Conexión Tipo-1, solamente)
- Control de Reducción de Potencia Activa
- Control de Potencia Reactiva "Q"
- Control de Factor de Potencia
- Control de Voltaje

El propósito de estas varias funciones de control, es la de asegurar el control y supervisión de la generación de las Centrales.

c) Los sistemas de control de las Centrales, deberán ser capaces de controlar la velocidad de rampa (ramp rate) de su salida de Potencia Activa con una velocidad máxima de rampa que le será establecida por el CND.

d) Estos ajustes de velocidad de rampa, deberán poder aplicarse a todos los rangos de operación, incluyendo la velocidad de rampa positiva durante el arranque, velocidad de rampa positiva solamente durante operación normal y velocidad de rampa negativa durante el apagado controlado. Estos no deberán aplicarse a la regulación de frecuencia.

e) Las Centrales no deberán realizar ninguna respuesta de frecuencia o función de control de voltaje, sin haber sido instruidos específicamente a estos respectos por el CND y /o la distribuidora.

B.9 SEÑALES, COMUNICACIONES, CONTROL, y MEDICIÓN.

Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (Centrales), deberán contratar, instalar, poner en servicio y mantener por su cuenta, un canal de comunicación dedicado para voz y datos, principal y otro de respaldo incluyendo los equipos de comunicación, programas (Hardware, Software) e interfaces necesarias, desde el Sistema de Control de las Centrales hacia las instalaciones que el CND o la distribuidora le indique.

B.9.1 Señales.

Todas las señales de las Centrales, deberán estar disponibles en el Punto de Conexión.

Los requisitos para el intercambio de señales entre las Centrales y el CND y/o la distribuidora, se describen a continuación:

B.9.1.1 Señales desde las Centrales disponibles en el Punto de Conexión.

Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y la Conexión Tipo-2.

Las señales desde las Centrales al CND y/o distribuidora, deberán separarse en una cantidad de grupos lógicos dependiendo de su funcionalidad. Se deberá aplicar, como mínimo, la lista de grupos de señales siguiente:

a) Señales de tipo General.
b) Señales de la Disponibilidad Estimada de las Centrales.
c) Señales de los Datos de los MW de Reducción de Potencia Activa.
d) Señales de los ajustes del Sistema de Respuesta de Frecuencia.
e) Señales de los Datos Meteorológicos de las Centrales.

A continuación, se desarrollan en más detalle las señales requeridas:

a) Señales de tipo General.
Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:

1. Potencia Activa (MW) actual saliendo del Punto de Conexión.
2. Capacidad de rampa de la Potencia Activa de toda la Central.
3. Inyección o absorción de Potencia Reactiva (+/-MVAR) en el Punto de Conexión.
4. Límites del rango superior e inferior de la Potencia reactiva.
5. Factor de Potencia.

6. Voltaje de salida.
7. Punto de ajuste de los MW.
8. Punto de ajuste de los MVAR
9. Punto de ajuste del voltaje.

b) Señales de Estimados de Disponibilidad de las Centrales.

Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:

1. MW disponibles y pronóstico de MW para las próximas 6 horas, actualizados cada hora en la hora.
2. MVAR disponibles y pronóstico de MVAR para las próximas 6 horas, actualizados cada hora en la hora.

c) Señales de Reducción de los MW de la Central.

Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:

1. Indicación del estado de la facilidad de reducción de los MW de la Central (ON/OFF). Este es un punto controlado por el CND en su posición de ON u OFF. Cuando ajustado en ON la Central deberá iniciar la reducción en base al valor del punto de ajuste de la reducción.
2. Retroalimentación digital del progreso de la reducción.
3. Valor del punto de ajuste de la reducción en MW de la Central.

En el evento de una reducción, el CND pulsará hacía abajo el valor del punto de ajuste de la reducción. La respuesta de la Central al cambio de valor de la reducción será seguida por el cambio correspondiente del valor de MW. Esto proporcionará la retroalimentación de que la Central está respondiendo a la petición de reducción.

d) Señales de Ajustes al Sistema de Respuesta de Frecuencia.

Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:

- Indicación del estado del modo del sistema de Respuesta de Frecuencia.

e) Señales de la Data Meteorológica de la Central.

Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:

1. Temperatura del aire.
2. Presión del aire.
3. Radiación solar.

Las señales de la data meteorológica deberán provenir de un mástil meteorológico dedicado instalado dentro del sitio de ubicación de la Central, o deberán provenir de una fuente con igual o mejor precisión que lo anterior.

B.9.1.2 Periodos de Actualización.

Las señales deberán ser actualizadas en los periodos siguientes:

a) Señales Análogas, cada 4 segundos.
b) Señales Digitales, cada 2 segundos.
c) Data Meteorológica, cada 2 minutos.

B.9.1.3 Señales de Control enviadas por el CND a las Centrales.

Las señales de control abajo descritas, deberán ser enviadas desde el CND y/o la distribuidora a las Centrales. Las centrales deberán ser capaces de recibir estas señales y de actuar de acuerdo a estas.

a) Control de Potencia Activa.

1. Una señal de punto de ajuste de control de Potencia Activa, deberá ser enviada por el CND al sistema de control de las Centrales. Este punto de ajuste deberá definir la salida máxima permitida de la Potencia Activa desde las Centrales. El sistema de control de las Centrales deberá ser capaz de recibir esta señal y actuar de acuerdo a la misma para lograr el cambio deseado en la salida de la Potencia Activa.

2. Este valor será controlado por pulsos de subida o bajada.

3. Las Centrales deberán hacer posible para el CND que remotamente active/desactive la función de control de Potencia Activa en el sistema de control de las Centrales.

b) Facilidad de apertura del Interruptor de Circuito (Circuit Breaker) en el Punto de Conexión.

Las Centrales deberán instalar en el Punto de Conexión, un Interruptor de Circuito (Circuit Breaker) que facilite la desconexión remota de las Centrales. Deberá ser posible que el CND envié una señal de apertura al Interruptor de Circuito del Punto de Conexión, y también el CND podrá solicitar a la Distribuidora la apertura del Interruptor de Circuito cuando la Central esté conectada en las redes de distribución.

B.9.1.4 Pronóstico de los MW de las Centrales.

Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y la Conexión Tipo-2.

Las centrales deberán calcular y enviar al CND pronósticos de la producción de MW horarios, para el día siguiente y para la semana siguiente.

Los pronósticos deberán ser enviados por las Centrales. Estos pronósticos deberán ser enviados a las 10:00 a.m. diariamente, para las próximas 24 horas y 7 días para cada periodo de tiempo de 1 hora, por medio de una interface electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND, cuyos requisitos serán definidos por parte del CND.

B.9.1.5 Declaración de Disponibilidad de los MW de las Centrales.

Las Centrales deberán suministrar al CND declaraciones de disponibilidad de los MW de las Centrales, cada vez que ocurran cambios en la Disponibilidad de MW o se anticipen van a ocurrir. Estas declaraciones deberán ser enviadas por medio de una interface electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND, cuyos requisitos serán definidos por parte del CND.

B.9.2 Comunicaciones.

a) Las Centrales deberán contar con sistemas de comunicaciones adecuados para transmitir la información requerida por el CND y/o la distribuidora de acuerdo a sus especificaciones y protocolos para monitoreo, medición y control en caso de emergencia. Los equipos de medición deben registrar y transmitir al SCADA en tiempo real y/o servidor de datos del CND las variables que el CND les requiera.

b) Las facilidades en las Centrales para la Reducción de Potencia Activa y Regulación de Voltaje, deberán ser probadas una vez al mes. Estas pruebas deben ser funcionales y no deberán interrumpir el funcionamiento normal de las Centrales.

B.9.3 Medición SMEC.

Los medidores para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) de las Centrales, deberán cumplir con lo indicado en el Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales vigentes, con excepción de las Centrales que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, a los cuales les aplicará en materia de medición lo dispuesto en dicho procedimiento.

B.10 PRUEBAS.

Las pruebas de los equipos que componen la subestación y línea de conexión, y de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (Centrales), deberán de documentarse.

Dichas pruebas incluyen entre otras:

- Ajuste y operación correcta de protecciones. (en campo)
- Equipos de comunicación y medición. (en campo)
- Prueba en fábrica del hueco de tensión y certificación de fábrica de cumplimiento con este Código.
- Medición en campo del contenido de armónicas.

Las pruebas de la Central son un hito previo al inicio de operación comercial de la Central.

El número de pruebas y su realización serán de acuerdo a los procedimientos que establezca ETESA o la distribuidora.

La Licenciataria de las Centrales deberá presentar a ETESA y al CND, o a la distribuidora los resultados de las pruebas que demuestren el cumplimiento de lo especificado por este Código de Redes Fotovoltaico.

B.11 ESTUDIOS Y ANÁLISIS PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS DE CENTRALES SOLARES Y CENTRALES SOLARES CON TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.

Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 solamente.

Antes de la entrada en operación de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (Centrales), ETESA y el CND realizarán una serie de estudios que evalúen los efectos de su conexión al SIN. Para este fin, La Licenciataria de las Centrales deberán proporcionar a ETESA y al CND todos los parámetros y bases de datos que estos le soliciten para la realización satisfactoria de estos estudios.

Además de lo indicado por el Reglamento de Operación, a continuación se lista como mínimo, la información y parámetros requeridos para la representación de las Centrales en los modelos de simulación de ETESA y el CND.

Tipos de Estudios:

- Corto Circuito
- Flujos de Potencia
- Análisis de Contingencias
- Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- Estabilidad de Tensión
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos
- Coordinación de Protecciones

En cuanto a la información a suministrar relacionada a las Centrales, para su respectivo modelado, la misma deberá estar ceñida a los modelos típicos según las normas IEEE, que permitan a ETESA y al CND modelar las Centrales en sus simulaciones.

En caso de que se utilice otra tecnología y modelos dinámicos adicionales a los definidos, se deberá proporcionar toda la información necesaria para que ETESA y el CND puedan modelar las Centrales para realizar los estudios y análisis necesarios para la conexión del mismo al SIN.

C. PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN.

ETESA, el CND, o cualquier Agente del Mercado conectado al Sistema de Transmisión, podrá hacer una Solicitud de Modificación al presente Código de Redes Fotovoltaico. La Solicitud de Modificación deberá estar debidamente sustentada.

En el caso de que la Solicitud de Modificación provenga de un Agente del Mercado, la misma se deberá solicitar primeramente ante el CND y ETESA, quienes deberán analizarla y remitir cada uno un informe a la ASEP con su opinión a más tardar 30 días calendarios después de recibida la solicitud.

Cuando la solicitud de modificación provenga de ETESA o el CND, la misma deberá ser remitida a la ASEP para su análisis. En todo caso, la ASEP analizará la propuesta de modificación en un plazo no mayor de 30 días calendarios y comunicará al solicitante su decisión. De considerar la ASEP que la Solicitud de Modificación procede, se efectuará una Consulta Pública para recibir comentarios a la propuesta de modificación.

La ASEP podrá hacer modificaciones al presente Código de Redes Fotovoltaico, para lo cual efectuará una Consulta Pública para recibir comentarios a la propuesta de modificación.