

(MODIFICACIONES A LA NORMATIVA DE OPERACIONES)

RESOLUCION MINISTERIAL N°. 001-DGERR-001-2020, aprobado el 7 de enero de 2020

Publicada en La Gaceta, Diario Oficial N°. 13 del 22 de enero de 2020

MODIFICACIONES A LA NORMATIVA DE OPERACIÓN EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS,

CONSIDERANDO

I.-

Que en el Mercado Eléctrico Regional (MER), creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, coexisten los mercados nacionales centroamericanos (seis en total) y las transacciones internacionales, basándose el MER en el concepto de un "séptimo" mercado que funciona armónicamente con los mercados o los sistemas nacionales existentes. Por esta razón se hizo necesario desarrollar mecanismos de articulación entre el Mercado Regional y los mercados nacionales, o interfaces, que permitan, en todos los ámbitos de la operación física y comercial de los sistemas, el adecuado funcionamiento del mercado regional.

II.-

Que basados en la necesidad de armonizar la normativa nacional con la reglamentación regional, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a solicitud del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), aprobó a través de Resolución Ministerial No. 001-03-2013, publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 56 del I de abril del año 2013, la Normativa de Operación, la cual en el transcurso del tiempo ha sido modificada con el fin de adecuar su implementación práctica con la realidad del Mercado Eléctrico Regional.

III.-

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) mediante Resolución CRIE 95-2018 de fecha 25 de octubre de 2018, realizó modificaciones al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), en lo referido al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC, haciendo un ajuste regulatorio a los requisitos que deben de cumplir los desarrolladores de proyectos de generación de energía renovable variable. Este ajuste, para el caso de Nicaragua, implica efectuar una modificación en la Normativa de Operación vigente.

IV.-

Que de conformidad al artículo 30 de la Ley No. 290, "Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo", y sus reformas, el Ministerio de Energía y Minas como órgano rector y normador del sector energético y minero del país, tiene entre sus funciones y atribuciones, aprobar y poner en vigencia las normas técnicas de la regulación de las actividades de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico a propuesta del Ente Regulador. En este sentido, en fecha 20 de diciembre de 2019, se recibió comunicación del Instituto Nicaragüense de Energía en la cual se remite para revisión, aprobación y publicación de este Ministerio, una propuesta de modificaciones a la Normativa de Operación de vigente, en la cual se internalizan las disposiciones contenidas en la Resolución CRIE 95-2018 y se proponen reformas y adiciones técnicas necesarias para la seguridad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

POR TANTO:

En uso de las facultades conferidas por la Ley No. 290, "Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo" y sus reformas, y en la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica y sus reformas, su Reglamento y las reformas de este, el Ministro de Energía y Minas,

RESUELVE:

PRIMERO: Modificar el numeral 2.2.2 del Capítulo 2.2 "Sistemas de Recolección de Datos en Tiempo Real" del Título 2. "Información para la Programación de la Operación y el Despacho" del Tomo de Normas de Operación Técnica (TOT) de la Normativa de Operación, el que se leerá de la siguiente manera:

"TOT 2.2.2. Los Agentes del MEMN deben de contratar servicios de comunicación redundantes con el Agente Transmisor correspondiente para cumplir con la obligación de suministrar la información de voz y datos en tiempo real al CNDC. Dichos servicios deben contar con canal dedicado hacia los equipos de comunicación del Agente Transmisor que garanticen las interfaces, ancho de banda y protocolo de comunicación para la transmisión de datos. La base de datos de las señales requeridas por el CNDC se acordará con los Agentes, considerando como mínimas las establecidas en el Anexo Técnico: "Sistema de Mediciones en Tiempo Real para la Operación"

SEGUNDA: Modificar el numeral 4, romano II. "Generalidades" del Anexo Técnico: "Sistema de Mediciones en Tiempo Real para la Operación" de la Normativa de Operación, el que se leerá de la siguiente manera:

"4. En todas las subestaciones troncales del SNT habrán RTUs compatibles en todo aspecto con la estación maestra instalada en el CNDC. El intercambio de datos o señales entre el CNDC y subestaciones o plantas con potencia bruta mayor o igual a 5 MW deberá realizarse a través de una RTU localizada en dicho punto o, de ser autorizado por el CNDC, en otra localización. Estas RTUs estarán conectadas a la estación maestra por medio de un enlace de comunicaciones que deberá ser confiable, dedicado y redundante. Cada Agente será el responsable de proveer todos los equipos y servicios necesarios para el traslado de información hasta el CNDC. "

TERCERA: Modificar el literal c) del romano III.I "Mediciones"; del romano III "Señales Analógicas" del Anexo Técnico: "Sistema de Mediciones en Tiempo Real para la Operación" de la Normativa de Operación, el que se leerá de la siguiente manera:

c) "Estaciones meteorológicas. La información de variables meteorológicas debe de ser enviada en tiempo real a la estación maestra del SCADA del CNDC, a través del canal de comunicación de datos establecido por el Agente Transmisor.

Se deben de suministrar, como mínimo, los siguientes datos: velocidad del viento, humedad, temperatura ambiente e irradiación solar (directa, indirecta, y global). El número de medidores de irradiación solar, dependerá de la topografía y extensión del terreno de la Planta, previo acuerdo con el Agente Transmisor y el CNDC. La estación meteorológica debe cumplir con la norma correspondiente."

CUARTA: Modificar el numeral 1) del romano VI.I "Agentes del Mercado" del romano VI "Limites de Responsabilidad" del Anexo Técnico: "Sistema de Mediciones en Tiempo Real para la Operación" de la Normativa de Operación, el que se leerá de la siguiente manera:

"1. Cada Agente Productor tiene la responsabilidad de instalar en las plantas con potencia bruta mayor o igual a 5 MW las correspondientes RTUs. Opcionalmente, podrá proponer utilizar una RTU ubicada en otra instalación, haciéndose cargo de llevar el intercambio de señales y datos entre la planta y la RTU. El Agente deberá presentar la solicitud al CNDC, con la correspondiente descripción técnica. El CNDC deberá verificar la calidad y viabilidad técnica de la propuesta y deberá aprobarla salvo verificar inconvenientes que lo justifiquen."

QUINTA: Se adiciona al Anexo Técnico "Desempeño Mínimo del Sistema" de la Normativa de Operación, el romano XII "Incorporación al sistema interconectado nacional (SIN) de Generación Solar Fotovoltaica", el que se leerá de la siguiente manera:

XII. Incorporación de Generación Solar Fotovoltaica al SNT.

El presente anexo establece los requisitos mínimos que deben de cumplir los desarrolladores de proyectos de generación mediante Plantas Solares Fotovoltaicas, mayores o iguales a 5 MW. previa ejecución de los estudios de impacto a la red en el que se demuestre el cumplimiento de los CCSD nacionales y regionales, para su interconexión y operación continua en el SNT, sin detrimento de los requisitos adicionales establecidos en el RMER, cuando la planta se interconecte en los nodos de la RTR.

El CNDC revisará en forma periódica la aplicabilidad de estos requerimientos; así mismo, ante cualquier incumplimiento a los requerimientos de interconexión, los desarrolladores de este tipo de proyectos no podrán conectarse al SNT.

XII. 1. Tensión y Frecuencia:

XII. 1.1. Rangos y Técnicas de Control de Tensión

En estado permanente la Planta debe operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones que no excedan de un rango de + 10% a -10% de la tensión nominal en el Punto de Interconexión.

Los tiempos totales de desconexión deben estar de acuerdo al comportamiento establecido para la operación de la Planta ante fallas externas o en el punto de interconexión.

XII. 1.1.a. Factor de Potencia y Curva de Capacidad:

En estado permanente la Planta debe operar con un factor de potencia variable y continuo dentro de un rango ajustable desde 0.90 inductivo hasta 0.90 capacitivo en el Punto de Interconexión.

XII. 1.1.b. Potencia Reactiva:

La Planta debe contar con la opción de operar en modo de potencia reactiva constante, en el Punto de Interconexión, dentro de un rango ajustable de acuerdo a la curva de capacidad.

XII. 1.1. c. Control de Tensión:

La Planta Solar Fotovoltaica debe contar con los equipos necesarios para operar en cualquiera de los siguientes modos de control:

- i. Control de voltaje mediante inyección de potencia reactiva.*
- ii. Salida de potencia reactiva fija.*
- iii. Regulación del voltaje según el control de voltaje local.*
- iv. Relación de salida de potencia reactiva fija a salida de potencia activa.*
- v. Factor de potencia fijo.*

Los criterios operativos para el control de tensión, potencia reactiva, así como condiciones operativas especiales serán coordinados con el CNDC.

XII. 1.2. Frecuencia

La Planta debe operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado a la Tabla 2.

XII. 1.2.a. Control Primario de Frecuencia

La Planta debe proveer una respuesta primaria de frecuencia con característica de regulación inversamente proporcional a la desviación de frecuencia respecto de la nominal, ajustada entre el 1 % al 10 % de su potencia nominal.

La Planta debe contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con una banda muerta intencional de ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.

La Planta deberá contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético de tamaño adecuado, de acuerdo a los resultados de los estudios, que le permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponde.

A efectos de cumplir con la reserva rodante de regulación primaria, necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia, tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias, la Planta deberá garantizar una reserva del 5% de la

potencia instantánea de la planta.

XII. 1.2.b. Rampa de Potencia Activa Ajustable

El control de rampas para subir o bajar potencia activa es requerido para realizar transiciones suavizadas de un estado operativo a otro de la potencia activa de la Planta.

La Planta debe de ejecutar acciones de subir/bajar su potencia activa a una rampa ajustable de 1% al 5% de su capacidad nominal por minuto. Este límite aplica para las rampas de potencia activa tanto para subir como para bajar. Este límite se debe mantener independientemente de las condiciones de irradiación solar.

XII. 1.2.c. Sistema de Almacenamiento de Energía

En base a los resultados de los estudios técnicos correspondientes realizados por el desarrollador del proyecto, la Planta debe contar con un sistema de almacenamiento de energía que provea las características de regulación para subir y bajar potencia activa ante variaciones de la frecuencia o efectos de sombra que afecten las aportaciones de potencia de la Planta. El dimensionamiento y tiempos de actuación serán determinados en el estudio de impacto a la red.

Los criterios operativos para el control de potencia activa, así como sus rampas de carga y condiciones operativas especiales serán coordinados con el CNDC. La estrategia de control a utilizarse será definida por el CNDC.

Se determinarán los mejores ajustes que benefician la operación del SNT en el estudio de impacto a la red.

XII. 2. Equipo de protección y seccionamiento

El equipo de desconexión en el lado del Punto de Conexión de la Planta y en el Punto de Interconexión con el SNT debe ser de operación automática ante fallas. Se debe de contar con un sistema de protecciones redundante entre el Punto de Interconexión y la Planta, dependiendo de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el desarrollador del proyecto ante requerimiento del Agente Transmisor y del CNDC.

La topología de la subestación de maniobras debe ser tal que asegure la continuidad, flexibilidad, seguridad y confiabilidad de la operación, la topología que cumpla con estas características será determinada por el Agente Transmisor y el CNDC de acuerdo al Punto de Interconexión en el estudio de impacto a la red.

XII. 2.1. Protecciones de Subestación y Punto de Conexión.

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de transmisión de enlace y equipos auxiliares deben estar instalados en tableros de control y protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación que el Agente Transmisor indique.

XII. 2.2. Protecciones para la Planta.

Para la protección de la Planta, se deben utilizar re levadores digitales compatibles con los utilizados en el Punto de Interconexión, la alimentación a éstos debe ser redundante, mediante bancos de baterías independientes.

Para propósitos de control ante emergencias del SNT, el desarrollador del proyecto debe poner a disposición del Agente Transmisor en el Punto de Interconexión, la infraestructura necesaria para la implementación de los esquemas remedia/es.

XII. 3. Estación meteorológica.

El desarrollador de proyecto debe instalar una estación meteorológica capaz de monitorear variables de interés que inciden en el comportamiento de la generación Solar Fotovoltaica, tal y como se especifica en el Anexo Técnico: Sistema de mediciones en Tiempo Real para la Operación; III. Señales Analógicas; III. I. Mediciones.

XII. 4. Operación Dinámica de la Planta ante fallas externas o en el Punto de Interconexión

La Planta debe tener la capacidad de permanecer conectada al SNT ante fallas externas. La Planta durante el tiempo máximo de liberación de la falla debe soportar el abatimiento de la tensión ocasionado por la misma (hueco de tensión). Durante este periodo la Planta debe disminuir la potencia activa y aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior a la liberación de la falla, la Planta debe aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos de acuerdo a la nueva condición operativa, así como, regresar al modo de control que se tenía previo a la falla.

La Planta debe restablecer al menos el 0. 90 p. u. de la magnitud de la potencia activa que se encontraba generando al instante previo a la falla en un tiempo menor o igual a 500 ms después de haber alcanzado la magnitud de 0. 95 p. u. en la tensión de secuencia positiva medido en el punto de interconexión.

Una vez liberada la falla, la Planta recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo del inicio de la falla con la participación de todos los elementos conectados al SNT, ante esta perturbación la planta de generación no debe dispararse.

En la imagen anterior se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el Punto de Interconexión y fallas externas que debe soportar la Planta o grupo de plantas sin desconectarse de la red eléctrica.

La Planta Solar Fotovoltaica debe proporcionar el soporte dinámico necesario durante la caída de tensión, proporcionando corriente reactiva adicional en el punto de interconexión. Bajo esta condición, el control dinámico de tensión debe ser activado ante la ocurrencia de caídas de tensión mayores al 10% de la tensión nominal. Este control dinámico de tensión debe garantizar que la corriente reactiva de la Planta en el Punto de Interconexión tenga una contribución de al menos el 2% de su corriente nominal por cada por ciento de caída de tensión. En caso de ser necesario, la Planta fotovoltaica debe tener la capacidad de proporcionar hasta el 100% de su corriente nominal como corriente reactiva.

Dónde:

k: Característica de control de voltaje

IB: Corriente reactiva

IN: Corriente nominal

V- Voltaje Instantáneo durante el disturbio

VN: Voltaje nominal

Ante esta condición la Planta Solar Fotovoltaica debe tener la capacidad de suministrar la potencia reactiva requerida antes de 20 ms. Una vez alcanzado el 90% de la tensión nominal en el punto de interconexión se debe mantener el control dinámico de tensión durante al menos 500 ms.

En ningún caso, la aportación de potencia reactiva de la Planta debe originar voltajes por encima del 10% en ninguna de las fases.

Finalizada la actuación del control dinámico de tensión y de acuerdo a la nueva condición operativa, la Planta debe regresar al modo de control que se tenía previo a la falla.

Si la falla se origina en el interior de la Planta, de manera que el sistema de protecciones no asegure la continuidad de la operación, la Planta debe desconectarse inmediatamente del SNT Cuando el sistema de protecciones permita aislar la falla y mantener la continuidad de la operación a capacidad efectiva o capacidad reducida, la Planta no debe desconectarse.

La Planta debe permanecer conectada y operando durante y después de ocurrida una falla liberada de forma normal por la protección primaria o la protección de respaldo en el Punto de Interconexión, o por protecciones externas.

XII. 5 Pruebas a los equipos

El desarrollador del proyecto debe realizar y presentar al CNDC las pruebas y certificaciones de los equipos y paneles de generación fotovoltaicos, tomando principalmente como referencia a las normas IEC/ANSIIEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

XII. 6 Estudios

Los estudios, como herramienta de planificación, determinan el impacto que tendrá la interconexión de una Planta Solar Fotovoltaica con el SNT Estos estudios se centran en los efectos que dicha Planta tendrá en la operación, la seguridad y confiabilidad del SNT

El CNDC coordinará el suministro de los términos de referencia (TDR), las bases de datos y escenarios a ser considerados por los desarrolladores de los proyectos fotovoltaicos en el desarrollo de los estudios de impacto en la operación en el SNT

SEXTA: *La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia partir de su publicación en La Gaceta, Diario Oficial. Dado en la ciudad de Managua, a los siete días del mes de enero del año 2020. (f) **Salvador Mansell Castrillo. Ministerio de Energía y Minas.***