



La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLII TEGUCIGALPA, M.D.C., HONDURAS, C. A.

LUNES 20 DE JULIO DEL 2020. NUM. 35,319

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-079

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE
DISTRITO CENTRAL, A LOS CATORCE
DÍAS DE JULIO DE DOS MIL VEINTE.

RESULTANDO:

Que en fecha 30 de junio de 2020, el Directorio de Comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica realizó la Reunión Extraordinaria CREE-Ex.-077-2020 en la cual acordó emitir, entre otros, los acuerdos CREE-073, CREE-074 y CREE-075, con los que aprobó elementos regulatorios y normativos necesarios para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Nacional.

Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica publicó en el Diario Oficial "La Gaceta" el Acuerdo CREE-073 en fecha 02 de julio de 2020, No.35,301 y en fecha 03 de julio No.35,302 los acuerdos CREE-074 y 075, en los cuales, por un error material, se consignó el "30 de mayo de 2020" como fecha de realización de la reunión extraordinaria CREE-Ex.-077.

SUMARIO

Sección A
Decretos y Acuerdos

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CREE

Acuerdos CREE - 079, CREE-080, CREE-081

A. 1 - 51

AVANCE

A. 52

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que según la Ley de Procedimiento Administrativo los errores de hecho o materiales en los actos administrativos pueden enmendarse en cualquier momento siempre que la misma no altere lo sustancial del acto.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-078-2020 del 14 de julio de 2020, los miembros presentes del Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE, en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1 literal D, 3 primer párrafo, literal I y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica y en aplicación supletoria del artículo 128 de la Ley de Procedimiento Administrativo, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Enmendar los Acuerdos CREE-073, CREE-074 y CREE-075 en el único sentido de consignar en cada uno de los actos administrativos donde se relacionó la fecha

del acta de la Reunión Extraordinaria la que en cada acto administrativo se leerá de la siguiente manera:

“Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-077-2020 del 30 de junio de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo”.

SEGUNDO: Confirmar en todas y cada una de sus demás partes los acuerdos CREE-073, CREE-074 y CREE-075.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

CUARTO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas de la CREE para que procedan a publicar el presente acto administrativo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

QUINTO: Comuníquese y Publíquese.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica **CREE**

ACUERDO CREE-080

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL, A LOS DIECISIETE DÍAS DEL MES DE JULIO DE DOS MIL VEINTE.

RESULTANDO:

Que a partir del 1 de junio de 2019 el Operador del Sistema (ODS) asumió la operación del sistema eléctrico nacional, siendo su función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.

Que el Operador del Sistema tiene la función de la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico regional, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

Que el 7 de julio de 2020 la Junta Directiva del Operador del Sistema remitió mediante oficio No. JD/ODS 35-VII-2020 la propuesta de Norma Técnica de Medición Comercial para consideración de la CREE, la cual fue aprobada mediante acuerdo 03-13-VII-2020 de ese órgano directivo.

Que en la Norma Técnica de Medición Comercial se establecen: i) las condiciones y requerimientos que deberán cumplir los equipos de medición comercial a instalar por los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y las Empresas Transmisoras, tanto los que ya se encuentran autorizados, como los que se autoricen en el futuro ante el ODS; ii) los requerimientos

técnicos para los equipos de medición comercial y sistemas de comunicación, para que puedan pasar a formar parte del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), todo con el objeto de garantizar la disponibilidad e integridad de los datos que se registren y envíen hacia el ODS; y, iii) los procedimientos en caso de falta de medición o inconsistencias por pérdida de enlace o fallas técnicas del sistema de medición.

Que la propuesta de Norma Técnica de Medición Comercial ha sido revisada por las áreas técnicas y la Dirección de Asuntos Jurídicos de la CREE, las cuales propusieron modificaciones en el documento con el fin de ajustarlo a la regulación vigente. Que la Norma Técnica de Medición Comercial es esencial para garantizar que la liquidación de las transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional se realice con la transparencia y la trazabilidad necesaria y para asignar correctamente los costos y beneficios derivados de esas transacciones.

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece dentro de las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que el Reglamento de Operación del Sistema (ODS) y Administración del Mercado Mayorista (ROM) establece que la Norma Técnica de Medición Comercial define los equipos de medición y sistemas de comunicación con el ODS que han de instalar los agentes del mercado y agentes transmisores, las características técnicas de los mismos, pruebas a realizar para su certificación y verificación, y plazos y acciones en casos de falta de medidas.

Que dentro de las funciones que se establecen para el ODS en el ROM está la de mantener un sistema de gestión de la medición comercial que le permita cumplir con sus obligaciones de realizar las liquidaciones de las transacciones económicas y elaborar los informes de funcionamiento del mercado y operación del sistema.

Que de conformidad con el ROM, el ODS tiene dentro de sus funciones desarrollar lo dispuesto en dicho reglamento, en forma de propuestas de normas técnicas, para su aprobación por la CREE.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-079-2020 del 17 de julio de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1 literal A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; Artículo 4, 10 literal W, X, 11 literal C, 112 y demás aplicables del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista; Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar en cada una de sus partes la Norma Técnica de Medición Comercial que forma parte integral del presente acuerdo, la cual entrará en vigor a partir de su publicación.

SEGUNDO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas de la CREE para que procedan a publicar el presente acto administrativo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

CUARTO: El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN COMERCIAL NT-MC

1 INTRODUCCIÓN

La presente Norma Técnica se establecen las condiciones y requerimientos que deberán cumplir los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y las Empresas Transmisoras, tanto los que ya se encuentran autorizados, como los que se autoricen en el futuro ante el ODS. Además, se definen los aspectos técnicos para los equipos de medición y sistemas de comunicación, para que puedan pasar a formar parte del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), todo con el objeto de garantizar la disponibilidad e integridad de los datos que se registren y envíen hacia el ODS. También comprende los procedimientos en caso de falta de medición o inconsistencias por pérdida de enlace o fallas técnicas del sistema de medición.

2 OBJETO

El objeto de la Norma Técnica de Medición Comercial (en adelante, esta Norma Técnica, o NT-MC) es establecer:

- a) los requerimientos técnicos y condiciones mínimas que deben cumplir los equipos de medición y sus sistemas de comunicación asociados para que esa medición esté a disposición del Operador del Sistema (ODS), y que deben instalar los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Empresas Transmisoras por ser necesarios para el correcto funcionamiento del Sistema de Medición Comercial (SIMEC) para el cálculo de precios y liquidaciones de las transacciones comerciales y demás cargos operativos que liquida el ODS;
- b) los procedimientos para la Verificación, Certificación, Intervención y Operación del SIMEC;
- c) las disposiciones para el manejo de la información obtenida de los equipos de medición;
- d) los procedimientos, plazos y acciones a aplicar en casos de falta de medición.

3 ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES.

3.1 ACRÓNIMOS Y SIGLAS.

ANSI	American National Standards Institute (siglas en inglés)
CDM	Concentrador de Mediciones
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
DLMS	Device Language Message Specification (siglas en inglés)
EOR	Ente Operador Regional
IEC	International Electrotechnical Commission (siglas en inglés)
IEEE	Institute of Electric and Electronics Engineers (siglas en inglés)
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SIMEC	Sistema de Medición Comercial
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TC	Transformadores de Corriente
TP	Transformadores de Potencial
TPL	Terminal Portátil de Lectura

3.2 DEFINICIONES.

En adición a las definiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus Reglamentos, para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá por:

Autorización: Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de una empresa o laboratorios de ensayo y metrología para actuar como organismo verificador. Para los efectos de esta norma técnica, el encargado de emitir la autorización a los entes verificadores será el ODS, siendo responsable de la evaluación técnica de los Verificadores de Equipos de Medición, mediante la presentación de certificados de sus equipos patrón y del personal encargado de realizar las pruebas, todo de acuerdo con los estándares internacionales aplicables.

Calibración: Procedimiento para determinar las desviaciones de los valores de medición de un instrumento de medida, al compararlos con los valores de medición de un patrón de referencia o estándar donde establecida esa diferencia se comprueba que cumple con la precisión reglamentada que es requisito que deben cumplir quienes forman parte del SIMEC.

Concentrador de Mediciones: Es el sistema de registro, almacenamiento, procesamiento y transferencia de la información de mediciones comerciales, administrado por el ODS, con la capacidad de recibir la información de los medidores registradores, a través de sistema de medición remoto y automático o en su defecto bajo condiciones excepcionales por medio de envíos de datos de medición autorizados y realizados por los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional. Su función principal es gestionar las comunicaciones hacia los medidores de energía y almacenar los datos crudos recolectados de estos.

Intervención: Procedimiento mediante el cual se puede realizar un mantenimiento, ya sea este correctivo, preventivo

o predictivo, a los componentes del SIMEC que son responsabilidad de un Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora.

Lectura TPL: Es la adquisición local o remota de los datos de medición de un medidor registrado por un Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora, mediante el uso de la Terminal Portátil de Lectura. Este mecanismo se utilizará por excepción y previa autorización del ODS, o ante casos de fuerza mayor o caso fortuito.

Oficialización: Es el proceso realizado por el ODS para la habilitación e inclusión de equipos de medición en el SIMEC y en el registro de medidores del MEN, debiendo previamente el Agente del Mercado Eléctrico Nacional o la Empresa Transmisora realizar la Verificación exitosa de dichos equipos de medición.

Punto de Conexión: Es el punto de conexión eléctrica que permite la transferencia de energía, y que puede ser: (i) en el cual los activos de un usuario o de un generador se conectan a la red de transmisión o a la red de distribución; (ii) el punto de conexión eléctrico entre las redes de Empresas Transmisoras

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

ABOG. THELMA LETICIA NEDA
Gerente General

JORGE ALBERTO RICO SALINAS
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

o Empresas Distribuidoras; (iii) el punto de conexión entre niveles de tensión de una misma Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora.

Punto de Medición: Es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.

Punto Frontera: Para un Agente del Mercado Eléctrico Nacional es el nodo del Sistema Principal de Transmisión que corresponde a sus puntos de entrega o retiro, y compra o venta en el MEN. A nivel del MER, algunos de esos puntos también se clasifican como pertenecientes a la Red de Transmisión Regional, de acuerdo con la definición del EOR y lo que establece el Reglamento del MER, en cuyo caso también son nodos de entrega o retiro (venta o compra) del MER.

Responsable de Equipos de Medición: Es el Agente del MEN o Empresa Transmisora que se encarga de la instalación, operación, mantenimiento y otras actividades de los equipos de medición.

Sistema de Medición Comercial: Conjunto de equipos, programas y sistema de comunicación, que permite medir las transferencias de energía y otros parámetros eléctricos, de manera eficiente, precisa y transparente, con la finalidad de valorar las transacciones de electricidad y demás cargos operativos que liquida el ODS, incluyendo realizar las liquidaciones con base en mediciones confiables y de Calidad.

Telemedición: Es la adquisición de los datos de medición de un medidor registrador de forma remota y su traslado al CDM, mediante la utilización de un sistema de comunicaciones.

Terminal Portátil de Lectura (TPL): Equipo adquirido por el Agente del MEN o Empresa Transmisora, configurado

y autorizado por el ODS, y que contendrá la aplicación de software para la descarga de datos de los medidores registradores ubicados en los Puntos de Medición.

Verificación: Procedimiento por el cual se determina si los componentes del SIMEC que son responsabilidad de los Agentes del MEN o Empresas Transmisoras cumplen con las especificaciones establecidas en esta Norma Técnica.

Verificador de Equipos de Medición: Persona jurídica autorizada por el ODS para realizar la Verificación de los equipos de medición en el MEN.

4 ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Son sujetos de aplicación de esta norma técnica:

- a) el Operador del Sistema (ODS);
- b) los Agentes del MEN;
- c) las Empresas Transmisoras;
- d) cada entidad o empresa que quiera ejercer o ejerza como Verificador de Equipos de Medición en el MEN.

5 COMPONENTES DEL SIMEC.

El SIMEC está conformado por los componentes siguientes:

- a) Los equipos de medición instalados en los Puntos de Medición, con un sistema primario de medición y en paralelo un sistema de respaldo con las mismas características que el sistema primario de medición. Dichos equipos incluyen: cableado, equipo primario con sus respectivos transformadores de corriente y potencial, medidor registrador principal, medidor registrador de respaldo y todo el equipo auxiliar necesario para garantizar la obtención de la medición con la precisión, periodicidad y almacenamiento requeridos de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica.
- b) Los dispositivos y medios de comunicación que permiten la Telemedición por parte del ODS y de cada

Responsable de los Equipos de Medición, de los datos almacenados en los medidores registradores.

c) La Terminal Portátil de Lectura - TPL.

d) El Concentrador de Mediciones.

Ninguno de los equipos mencionados en los literales a, b y c precedentes se considerarán parte del SIMEC si no cuentan con las certificaciones de Verificación exigidas en esta Norma Técnica.

6 PUNTO DE CONEXIÓN Y PUNTO DE MEDICIÓN.

En cada Punto de Conexión de un Agente del MEN o Empresa Transmisora deben existir equipos de medición y equipos de comunicación para la transferencia segura y con calidad de las mediciones al ODS, que cumplan los requerimientos que establece esta Norma Técnica.

7 DERECHOS Y OBLIGACIONES.

7.1 RESPONSABILIDADES Y ATRIBUCIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA.

En el ámbito de esta norma, el ODS tiene las responsabilidades y atribuciones siguientes:

- a) asignar a cada Punto de Medición un código de identificación único, permanente e inequívoco, conforme a normas previamente establecidas y comunicadas por parte del ODS a los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras;
- b) atender las solicitudes de Oficialización de equipos de medición, y autorizar los equipos de medición con base en los resultados de los procesos de Verificación;
- c) organizar, administrar y mantener el registro de medidores del MEN, con la información de cada

Agente del MEN, Empresas Transmisoras, de los Puntos de Medición y factores de ajuste cuando corresponda, de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica, para realizar las liquidaciones del ODS;

- d) contar con un sistema recolector y de almacenamiento de las mediciones comerciales del MEN (el Concentrador de Mediciones) obtenidas de los sistemas de medición de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras, con mecanismos de seguridad para proteger que los valores no sean modificados;
- e) facilitar a todos los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras los mecanismos de acceso a la información de los Puntos de Medición recibidos en el CDM en forma estructurada e individualizada, asignando a cada uno las claves de acceso por nivel de usuario, a la programación y lectura de los equipos de medición, respetando los criterios de confidencialidad y seguridad de la información;
- f) supervisar el correcto funcionamiento del SIMEC y asegurar la integridad de los datos de las mediciones comerciales;
- g) requerir y autorizar la Intervención a los de equipos de medición cuando lo estime necesario;
- h) asegurar la sincronización del reloj interno del medidor registrador en los equipos de medición;
- i) elaborar y ejecutar un plan anual de Verificaciones y pruebas de los equipos de medición y medios de comunicación del SIMEC. Este plan será publicado anualmente bajo los medios correspondientes;

- j) aplicar el procedimiento de validación, cálculo y sustitución de mediciones, de conformidad con lo establecido en el anexo “Procedimiento de Validación, Cálculo y Sustituciones de Mediciones” de esta Norma Técnica, en particular para atender a fallas o problemas detectados por el ODS o informados por Agentes del MEN o Empresas Transmisoras;
- k) enviar al EOR los datos de mediciones para las transacciones en el MER, cumpliendo con lo que establece el RMER;
- l) establecer las guías y procedimientos técnicos de detalle que considere necesarios para implementar esta Norma Técnica, sujeto a que se publiquen en su página web;
- m) mantener archivos con la ficha de control de los equipos de medición, los cuales deberán contener los registros, verificaciones e intervenciones ejecutadas sobre los mismos. El ODS podrá utilizar esta información con el fin de resolver reclamos o auditar el cumplimiento de las especificaciones de los equipos de medición;
- n) informar a la CREE en caso de incumplimiento o falta reiterada, de los procedimientos de medición o manipulación de la información de los medidores de un Agente del MEN o Empresas Transmisoras a sus obligaciones y responsabilidades referidas al SIMEC, de acuerdo con lo que se establece esta Norma Técnica;
- o) incluir en su presupuesto anual los costos incurridos para cumplir sus funciones y contar con los sistemas que requiere el SIMEC para ser recuperado a

través del Cargo por la Operación del Sistema, esto incluye la parte central del SIMEC como ser los concentradores e interfaces en el centro de control y software necesario para hacer la administración de la información y cumplir con lo indicado en esta Norma Técnica.

7.2 Obligaciones y derechos de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras.

Para que un Agente del MEN sea autorizado para realizar transacciones en el MEN debe contar con los equipos de medición, medios de comunicación y licencias necesarias del fabricante de estos, cumpliendo con todos los requerimientos y la Oficialización que establece esta Norma Técnica, garantizando que, en todo momento, dichos equipos cumplirán los requisitos establecidos en esta normativa.

Los costos del sistema de medición y del sistema de comunicaciones asociados a un Punto de Medición son a cargo del correspondiente Agente del MEN o Empresa Transmisora que califica como Responsable de los Equipos de Medición, incluyendo los costos de mantenimiento, Verificación, reparación y reemplazo.

Los Agentes del MEN y las Empresas Transmisoras tienen las siguientes obligaciones referidas al SIMEC y los puntos de medición en que es Responsable de los Equipos de Medición:

- a) instalar y garantizar que el sistema de medición en cada uno de sus puntos de conexión cumpla con las características y requisitos que establece esta Norma Técnicas;
- b) obtener el certificado de Verificación de los equipos de mediciones y solicitar al ODS su Oficialización;

- c) contar con medios de comunicación desde los Puntos de Medición, con las características y requisitos que establece esta Norma Técnica;
- d) garantizar que sus equipos de medición estén protegidos, y cuentan con sellos que permitan detectar accesos no autorizados y garantizar la seguridad de las mediciones;
- e) garantizar el mantenimiento, reparación, reemplazo, inspección y ensayos o pruebas de sus equipos de medición;
- f) hacer entrega, al ODS, de los accesos totales de los sistemas de medición;
- g) informar inmediatamente al ODS ante fallas, daños u otros problemas en los equipos de medición o comunicaciones que lleven al incumplimiento transitorio de uno o más de los requisitos o procedimientos que establece esta Norma Técnica;
- h) contratar los servicios del verificador que realizará las pruebas, y suministrar la información que requiera el ODS de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica;
- i) mantener los registros de todas las Verificaciones, pruebas y auditorías de los equipos de medición, así como de todas las modificaciones realizadas;
- j) enviar al ODS la solicitud de cambios del SIMEC en sus equipos de medición y puntos de conexión con suficiente anticipación y documentación previo a realizar la modificación, de acuerdo con el formato y medio que defina el ODS, para aprobación de y coordinación con el ODS;

k) cumplir con todas las responsabilidades como Responsable de los Equipos de Medición que le correspondan, de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica;

l) cumplir con los requisitos para el sistema de medición comercial regional que establece el RMER, en caso de estar autorizado también como agente del MER

Cada Agente del MEN y Empresa Transmisora tiene el derecho de acceder a la información de sus Puntos de Medición y mediciones, para lo que el ODS le asignará su clave de acceso por nivel de usuario.

Durante el proceso de Verificación a los dispositivos del SIMEC de propiedad de un Agente del MEN o de una Empresa Transmisora, el ODS podrá exigir la presencia de sus representantes como testigos de las pruebas realizadas, colocación de sellos de seguridad y para el levantamiento de las actas respectivas.

Los costos de viáticos, movilización y alojamiento del personal representante del ODS durante los días que se requieran para la Verificación serán cubiertos por el Agente del MEN o Empresa Transmisora, con condiciones equivalente o mejor al trato que dé el ODS a su personal, la tabla del Reglamento de viáticos y gastos de viaje del personal del ODS servirá como referencia. Los costos de los equipos de medición y de Verificación de los cuales es Responsable una Empresa Transmisora serán reconocidos como partes de sus costos de operación y mantenimiento para el cálculo tarifario del ingreso reconocido a recuperar a través de los peajes de transmisión.

7.2.1 Puntos de conexión y medición en nodos de la RTR.

El equipo de medición de los Agentes del MEN o Empresas de Transmisión conectados a nodos de la RTR debe cumplir

los requerimientos establecidos en esta norma o en el RMER, los que sean más estrictos.

Las Empresas Transmisoras instalarán el equipamiento de medición comercial en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión que el EOR defina como nodo del RTR y que no sea Punto de Medición de un Agente del MEN.

8 REGISTRO DE MEDIDORES Y FACTORES DE AJUSTE.

8.1 Registro de medidores del MEN.

El ODS contará con un registro de medidores del SIMEC, incluyendo las características de estos y los ensayos realizados. El ODS debe organizar, administrar y mantener el registro de medidores del MEN con la información de medidores del SIMEC, con base en su Oficialización inicial y posteriores ensayos y modificaciones, incluyendo la siguiente información:

- a) Para cada Agente del MEN autorizado a realizar transacciones en el mismo:
 - i. los Puntos de Medición, con la nomenclatura que identifica cada punto;
 - ii. para cada Punto de Medición: (i) identificación del Responsable de los Equipos de Medición; (ii) estado actual (por ejemplo, transitorio, en ensayo, oficializado, deshabilitado, etc.); (iii) la última fecha de certificación y de Oficialización; (iv) la localización y datos de los equipos de medición, de preferencia datos georreferenciados; (v) los factores de ajuste cuando así lo requiera, incluyendo el signo de los factores, y la fórmula para calcular la energía en el Punto Frontera, punto de entrega o retiro del mercado correspondiente al Punto de Medición; y, (vi) las fechas de verificaciones y ensayos realizados.

b) Para la Empresa Transmisora:

- i. los Puntos de Medición que le corresponden como Responsable de los Equipos de Medición, incluyendo enlaces regionales, con la nomenclatura que identifica cada punto;
- ii. para cada Punto de Medición: (i) estado actual (transitorio, en ensayo, oficializado, deshabilitado, etc.); (ii) la última fecha de certificación y de Oficialización; (iii) la localización y datos de los equipos de medición, de preferencia datos georreferenciados; (iv) las fechas de verificaciones y ensayos realizados.

El ODS debe actualizar el registro de medidores del MEN cada vez que se realice alguna modificación en los Puntos de Medición registrados, se agreguen nuevos Puntos de Medición, o se eliminen Puntos de Medición registrados.

Los datos en el registro de medidores del MEN asociados a un Punto de Medición podrán ser consultados por los Agentes del MEN o Empresas Transmisoras cuyas transacciones se efectúan en dicho Punto de Medición.

8.2 Factores de ajuste.

Los Agentes del MEN deberán asegurarse de que sus Puntos de Medición coincidan con el respectivo Punto Frontera.

No obstante, lo anterior:

- a) en el caso de un Agente del MEN conectado al Sistema Principal de Transmisión por medio de una línea del Sistema Secundario de Transmisión o por medio de un transformador y que el Punto de Medición esté ubicado en el extremo lejano de la línea de transmisión o en el lado de baja tensión del transformador, respectivamente, el ODS deberá aplicar un factor de ajuste para trasladar la medición al Punto Frontera;

- b) en el caso de una central generadora conectada y con su Punto de Medición en una red de distribución, su Punto Frontera para efectos de la energía producida será en el nodo de alta tensión de la subestación que alimente dicha red, y el factor de ajuste será nulo, de manera que la medición de su producción se reflejará totalmente sin ajuste en el Punto Frontera. Sin embargo, sus consumos siempre serán considerados en su Punto de Medición.

8.3 Cambio en la ubicación de un Punto de Medición.

En caso de que, por algún evento o condición, un Agente del MEN o Empresa Transmisora requiera cambiar la ubicación de un Punto de Medición ya instalado, deberá solicitar previamente la aprobación del ODS con la correspondiente justificación y documentación que lo avala. El ODS podrá solicitar información adicional, y consultará a otros Agentes del MEN o Empresas Transmisoras que tengan interés en el Punto de Medición previo a la aprobación. En caso de existir observaciones de otros Agentes del MEN o Empresas Transmisoras afectados, el ODS derivará la solicitud a la CREE para que en un plazo de quince (15) días calendario después de recibida la solicitud, decida sobre su aprobación, incluyendo la justificación y documentación suministrada por el Agente del MEN y las observaciones de los otros Agentes del MEN o Empresas Transmisoras afectados.

De no surgir observaciones, y el ODS considera el requerimiento técnicamente válido, el ODS informará al Agente del MEN o Empresa Transmisora que solicitó el cambio de ubicación la aprobación del mismo, y realizará los ajustes necesarios en el registro de medidores del MEN.

El Agente del MEN o Empresa Transmisora deberá informar el medio de comunicación asociado a la nueva ubicación del Punto de Medición.

9 Equipos de medición.

Cada Agente del MEN y Empresa Transmisora debe contar con equipos de medición que cumplan con los requisitos que establece esta Norma Técnica en cada uno de sus puntos de conexión para estar autorizado a realizar transacciones en el MEN.

En el informe de Planificación Operativa de Largo Plazo, el ODS debe incluir un anexo de “Mediciones Comerciales y SIMEC” informando, para cada Agente del MEN y las Empresas Transmisoras, el estado del sistema de medición y medio de comunicación en los puntos en que califica como Responsable de los Equipos de Medición. En particular, el anexo informará los casos en que se hayan otorgado excepciones a los requerimientos del SIMEC y su justificación, el estado de avance de los planes de implementación de cada Agente del MEN y las Empresas Transmisoras para cumplir con los requisitos que establece esta Norma Técnica en sus disposiciones transitorias, y las anomalías e incumplimientos identificados durante el mes.

9.1 Empresas Generadoras.

Cada Empresa Generadora debe instalar y contar con el equipo de medición en los puntos de conexión de sus centrales generadoras con el sistema de transmisión (principal o secundario) o con el sistema de distribución, según sea la red a la que se conecta, para medir la energía neta que inyecta la central a la red. Se debe disponer de un medidor registrador bidireccional, con su correspondiente medidor registrador de respaldo.

Adicionalmente, cada central que cuente con unidades cuyo cálculo de costo variable es distinto, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Debe tener instalado equipo de medición en bornes de cada unidad generadora para la medición de la energía

bruta de dicha unidad a los efectos de liquidaciones y ensayos (por ejemplo, medición de generación forzada para su remuneración a costo variable, ensayos de arranque) y/o energía contratada.

- b) Si las instalaciones de la central no permiten establecer el consumo de auxiliares a través del medidor de energía neta, debe instalar la medición en los alimentadores para consumo de auxiliares de la central.
- c) En todos los casos definidos, debe disponer de un medidor registrador bidireccional, con su respaldo.

9.1.1 Excepciones.

Se exceptúa del requerimiento de instalar medición en cada unidad generadora de una central si:

- a) El ODS despacha la central en conjunto, sin despachar por separado cada unidad generadora; y los contratos de la Empresa Generadora comprometen la venta de la central en conjunto, es decir ningún contrato vende energía o potencia de una o más pero no todas las unidades generadoras de la central;
- b) si el ODS establece que no se requiere medición en cada unidad, sustentado en un análisis técnico y operativo de las instalaciones de la central generadora. En el informe de Planificación Operativa de Largo Plazo, el ODS incluirá las excepciones otorgadas en el anexo "Mediciones y SIMEC".

9.2 Empresas Distribuidoras.

La Empresa Distribuidora debe instalar equipos de medición en los puntos de conexión con la Empresa Transmisora. Dichos equipos deben incluir un medidor registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente en cada Punto de Conexión.

9.3 Consumidores Calificados.

Los Consumidores Calificados son responsables de la instalación, Verificación, Oficialización, y mantenimiento de su equipo de medición en cada uno de sus puntos de conexión con la Empresa Distribuidora o la Empresa Transmisora. En las conexiones directas a una Empresa Generadora la responsabilidad podría ser asumida por la Empresa Generadora mediante un acuerdo entre partes e informando al ODS. En ambos casos, los equipos de medición deben disponer de un medidor registrador bidireccional, con su correspondiente respaldo.

El Consumidor Calificado que contrate la totalidad de su suministro con una Empresa Comercializadora, podrá delegar a ésta las actividades referidas al equipo de medición, sujeto a que dicha delegación se incluya en el contrato de suministro y se notifique al ODS junto con la información del contrato de suministro para su autorización como perteneciente al Mercado de Contratos del MEN.

De acuerdo con sus características y en la aplicación de las disposiciones transitorias que establece esta Norma Técnica, el Consumidor Calificado podrá utilizar los equipos de medición que haya suministrado la Empresa Distribuidora a la que está conectado y le provee el servicio de redes de distribución, sujeto a que dichos medidores cumplan con los requisitos que establece para dicho caso esta Norma Técnica.

Cuando el Consumidor Calificado califique también como usuario autoprodutor deberá contar con un equipo de medición bidireccional que permita la medición de la energía inyectada y tomada de la red para cada Periodo de Mercado. Para fines estadísticos y de Verificación, el usuario autoprodutor deberá instalar adicionalmente al equipo de medición, el cual deberá ser instalado de acuerdo con la potencia instalada y los flujos de energía esperados. Estos

equipos de medición deben cumplir con los requisitos fijados en esta Norma Técnica de Medición Comercial.

El dispositivo de medición de la generación para fines estadísticos tendrá la precisión exigida para medición comercial. En el caso de que la red del Consumidor Calificado esté integrada con un Agente Productor, la medición de la generación del usuario autoprodutor ya no se considerará para fines estadísticos y en ese caso se exigirá todos los requisitos de esta norma técnica.

9.4 Conexión entre Empresas Transmisoras.

Se debe instalar equipos de medición en los puntos de conexión entre Empresas Transmisoras, incluyendo medidores registradores bidireccionales, con su correspondiente

respaldo en cada Punto de Conexión. Dichos equipos serán responsabilidad de la Empresa Transmisora que solicita la conexión.

9.5 Enlaces internacionales.

En el Punto Frontera asociado a cada enlace internacional, la Empresa Transmisora propietaria de ese enlace debe instalar los equipos de medición, cumpliendo con los requerimientos del RMER. Dichos equipos deberán disponer de un medidor registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente.

9.6 Responsabilidad de los equipos de medición.

La siguiente tabla establece la responsabilidad por el correcto funcionamiento y mantenimiento de los equipos asociados al Punto de Medición:

Tabla de Responsables de los Equipos de Medición

Conexión	Responsable del Equipo de Medición
Empresa Transmisora – Empresa Generadora	Empresa Generadora
Empresa Transmisora – Empresa Distribuidora	Empresa Distribuidora
Empresa Transmisora – Consumidor Calificado	Consumidor Calificado
Empresa Generadora – Sistema Secundario Transmisión	Empresa Generadora
Empresa Transmisora – Sistema Secundario Transmisión	Empresa Transmisora
Empresa Distribuidora – Empresa Generadora	Empresa Generadora
Empresa Distribuidora – Consumidor Calificado	Consumidor Calificado
Empresa Generadora – Consumidor Calificado	Consumidor Calificado
Nodos de la RTR que no son conexión de Agentes del MEN	Empresa Transmisora
Enlaces internacionales	Empresa Transmisora
Empresa Transmisora – Empresa Transmisora que solicita la conexión	Empresa Transmisora que solicita la conexión

El Responsable de los Equipos de Medición en un Punto de Medición tiene las siguientes responsabilidades:

- a) instalar los equipos de medición y proveer los medios de comunicación para la lectura remota desde el ODS;
- b) cumplir con los procesos de Verificación y Oficialización de los equipos de medición y prestar todas las facilidades para la Intervención y el control de los equipos en caso de requerirlo el ODS;

- c) suscribir con el ODS la licencia de uso del TPL y cumplir con las condiciones establecidas en dicha licencia;
- d) asegurar la disponibilidad y calidad de los medios de comunicación que permitan la lectura remota desde el ODS;
- e) en caso de falla del envío automático de datos, realizar la descarga y enviar al ODS la información obtenida

de los equipos de medición, conforme lo establecido en esta Norma Técnica;

f) atender las solicitudes de las verificaciones planificadas, en los plazos coordinados por y con el ODS;

g) programar y ejecutar un plan periódico de mantenimientos según las recomendaciones de los fabricantes y la Calibración de medidores registradores conforme lo establecido en esta Norma Técnica;

h) mantener archivos con la hoja de vida técnica de los equipos de medición, los cuales deberán contener los registros, verificaciones e intervenciones ejecutadas sobre los equipos. Esta información podrá ser solicitada en cualquier momento por el ODS o la CREE, con el fin de resolver reclamos o auditar el cumplimiento de las especificaciones de los equipos de medición;

i) velar por la integridad de los sellos de seguridad, los parámetros internos de programación en los medidores registradores, así como la información residente en éstos;

j) reportar al ODS cualquier anomalía que observe sobre los equipos de medición, con la documentación necesaria, en un plazo no mayor que veinticuatro (24) horas después de descubierta dicha anomalía;

k) remitir al ODS, en los formatos y medios que establezca el ODS, la información sobre el equipo de medición para la actualización del registro de los equipos de medición existentes o de los que se vayan a instalar;

l) conservar la documentación técnica original del equipo de medición.

En caso de que los equipos de medición estén dentro de instalaciones de Empresas Transmisoras, el Responsable de la Medición podrá contratar con la Empresa Transmisora el mantenimiento de los equipos de medición.

10 VERIFICACIÓN Y OFICIALIZACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Para la Verificación de los equipos de medición del SIMEC se utilizarán medidores patrones. Las Verificaciones serán realizadas por empresas especializadas debidamente autorizadas que mantengan sus equipos patrones calibrados por laboratorios de certificación internacional de reconocido prestigio, para garantizar la calidad y la efectiva trazabilidad de los equipos de medición que certifican.

10.1 Verificador de Equipos de Medición.

Cada persona jurídica que quiera ejercer como Verificador de Equipos de Medición deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a) disponer de los equipos necesarios y del personal capacitado, certificados para realizar labores de Verificación de los equipos del SIMEC;
- b) contar con la Autorización del ODS que lo califica como Verificador de equipos de medición;
- c) no ser parte de un mismo grupo económico con Agentes del MEN o con Empresas Transmisoras.

10.1.1 Funciones del Verificador de Equipos de Medición.

El Verificador de Equipos de Medición tiene las funciones siguientes:

- a) verificar los medidores registradores;
- b) intervenir los medidores registradores;
- c) analizar las funciones del sistema de medición;
- d) implementar medidas de seguridad y realizar el sellado

de equipos de medición en presencia o con autorización escrita y con los sellos suministrados por el personal del ODS;

- e) verificar y entregar el certificado de Verificación al Responsable de los Equipos de Medición y al ODS.

10.1.1 Pruebas de rutina a realizar en la Verificación.

El verificador someterá el equipo de medición como mínimo a las siguientes pruebas de rutina:

- a) Se debe llevar a cabo una Verificación en sitio para confirmar si la energía medida por un medidor en un determinado período de tiempo es almacenada correctamente por el registrador de datos del medidor. El ODS registrará como una falla o salida de servicio todo error detectado como resultado de esta prueba.
- b) Revisión en el Punto de Medición: La energía activa y reactiva registrada por un medidor deberán ser comparadas con las medidas por un equipo de prueba de precisión igual o superior a la del medidor e instalado en paralelo al mismo, o utilizando otro mecanismo aprobado por el ODS.
- c) Revisión de transformadores de medida: Como mínimo se utilizará la prueba de relación de transformación y precisión para probar la correcta operación de los transformadores de medida.

El ODS podrá requerir a los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras otro tipo de pruebas que se estimen pertinentes para propósitos de auditoría.

10.2 Oficialización de equipos de medición.

Para ser autorizado por el ODS a realizar transacciones en el

MEN, el Agente del MEN debe previamente oficializar sus equipos de medición y medios de comunicación de este en cada Punto de Conexión.

Las Empresas Transmisoras son responsables de solicitar y obtener la Oficialización de los equipos de medición asociados a enlaces internacionales.

El proceso para oficializar equipos de medición en un Punto de Medición de un Agente del MEN o en un enlace internacional o en otro Punto de Medición que es responsabilidad de una Empresa Transmisora, es el siguiente:

- a) El Responsable de los equipos de medición para el Punto de Medición debe solicitar a un Verificador de Equipos de Medición autorizado por el ODS la Verificación de que los equipos cumplen con los requisitos definidos en el anexo “Especificaciones para los Equipos de Medición y Sistemas de Comunicaciones” de esta Norma Técnica.
- b) El Verificador de Equipos de Medición realiza la Verificación de los requisitos y, de comprobar el cumplimiento de todos los requisitos, otorga el certificado de Verificación y procede al sellado de los equipos.
- c) Con el certificado de Verificación, el Responsable de los Equipos de Medición debe solicitar al ODS la Oficialización de los equipos, o la confirmación de que se ha efectuado la Verificación periódica.
- d) Dentro de cinco (5) días hábiles contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud presentada por el Responsable de los Equipos de Medición, el ODS comprobará la certificación para otorgar la

Oficialización de los equipos de medición, o podrá solicitar información adicional de ser necesario.

e) Una vez comprobado, el ODS comunicará al Responsable de los Equipos de Medición sobre la Oficialización de los equipos de medición.

f) El ODS podrá negar la Oficialización de los equipos de medición si no se cumple lo dispuesto en esta norma técnica. Cuando el ODS niegue el registro de un equipo de medición, notificará del hecho al Agente del MEN solicitante indicando los motivos de la negativa.

10.3 Plan de verificaciones.

El ODS elaborará un plan anual de verificaciones de los equipos de medición de los Agentes del MEN y de las Empresas Transmisoras. El ODS informará el plan inicial para el siguiente año en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al mes de noviembre. El ODS podrá ajustar el plan de verificaciones durante el año, siempre que el cambio sea notificado con una anticipación no menor a un mes. En cada Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo el ODS incluirá en el anexo “Medidores y SIMEC” el plan de verificaciones vigente.

La frecuencia de Verificación para los equipos de medición a los cuales es responsable el Agente del MEN o Empresa Transmisora, será de dos (2) años. La Oficialización emitida tendrá un tiempo de validez de dos (2) años a partir de su fecha de emisión.

Los equipos de medición también deben ser verificados por el ODS cuando por cualquier causa se hayan violentado los sellos de seguridad, o se detectaren cambios en los parámetros internos de programación en los medidores registradores,

con los gastos a cargo de los Responsables de los Equipos de Medición.

Adicionalmente, el ODS deberá realizar en los Puntos de Medición del RTR las inspecciones y pruebas que requiere el RMER, con los gastos a cargo de los Responsables de los Equipos de Medición.

10.4 Procedimiento de Verificación y visitas de control.

El ODS notificará al Responsable de los Equipos de Medición, la realización de una Verificación planificada, con una anticipación no menor a diez (10) días hábiles. Recibida esta notificación, el Responsable de los Equipos de Medición debe coordinar todas las acciones y actividades necesarias para realizar la Verificación. Así mismo el Responsable de los Equipos de Medición deberá:

- a) entregar al ODS el certificado de cumplimiento de la Verificación por parte del Verificador de Equipos de Medición a más tardar en diez (10) días después de realizada la prueba debidamente firmado por el verificador y el Responsable de los Equipos de Medición; o,
- b) en caso de que la Verificación no fuese exitosa, entregar el informe del verificador sobre los problemas detectados y el plan de acción para las correcciones.

El ODS podrá realizar, sin previo aviso, visitas de control no planificadas a las instalaciones donde están equipos de medición, con la finalidad de verificar que se mantenga las medidas de seguridad de los equipos de medición. Estas actividades estarán incluidas en el presupuesto anual del ODS, sin embargo, si producto de esta auditoría se comprueba incumplimiento de la normativa, los costos incurridos en la visita de control realizada por el ODS serán trasladados al Responsable del Equipo de Medición auditado.

El ODS pondrá a disposición del Responsable del Equipo de Medición los resultados de toda auditoría realizada, incluyendo el resultado de las visitas de control no planificadas.

10.5 Resultado de la Verificación y requerimiento de Intervención.

Los resultados de la Verificación de un Punto de Medición serán enviados al ODS por el Verificador de Equipos de Medición, con copia al Responsable del Equipo de Medición. Si el resultado de la Verificación de un Punto de Medición es exitoso, el ODS ratificará la Oficialización de los equipos de medición.

Si el resultado de la Verificación es con observaciones del Verificador de Equipos de Medición por incumplimientos, el Responsable de los Equipos de Medición informará al ODS las observaciones. El ODS establecerá el alcance de la Intervención requerida con base en las observaciones, definiendo un plazo para su ejecución dentro de los siguientes veinte (20) días calendarios para mantener la Oficialización de sus equipos de medición.

Si dentro de dicho plazo, el Responsable de los Equipos de Medición cumple con los requerimientos en esta Norma Técnica, el ODS ratificará la Oficialización, de lo contrario no se oficializará el mismo, entretanto el Agente del MEN no podrá realizar transacciones.

11 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.

11.1 Protocolos de comunicación.

Cada Agente del MEN y Empresa Transmisora es responsable ante el ODS por la instalación y el mantenimiento de los medios de comunicación que decida utilizar para enviar y acceder al sistema de información del ODS. El Agente del MEN y Empresa Transmisora es libre de contratar a un tercero

para ejercer esta función, aunque esto no evita que siga siendo responsable ante el ODS.

A partir de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, los nuevos sistemas de medición que implementen los Agentes del MEN o las Empresas Transmisoras deberán cumplir con el protocolo de comunicación IEC-870-5-102, o DMLS (IEC 61334-4-41), IEC-61850 o ANSI C12.18, C12.19, C12.21, C12.22 u otros protocolos que estén disponibles en el CDM instalado en el ODS. El ODS incluirá la información de los protocolos disponibles en el CDM en el anexo “Medidores y SIMEC” del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo.

No obstante, los Responsables de los Equipos de Medición podrán proponer al ODS, el desarrollo de nuevos protocolos de comunicación bajo su entera responsabilidad. El ODS aceptará la propuesta, siempre que el Responsable de los Equipos de Medición demuestre la funcionalidad de tal protocolo en el CDM y que cubra la totalidad de los costos de ingeniería que demanden al ODS para ajustar las características del CDM y del software específico utilizado en la TPL, cuyo desarrollo será un requisito previo a la aceptación del cambio del protocolo de comunicación del sistema de medición.

11.2 Sistema del ODS.

El ODS podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir. En tales casos, informará con la suficiente anticipación a los Agentes del MEN y a las Empresas Transmisoras de las modificaciones que cada uno debe ir incorporando a su sistema a fin de que ellos puedan efectuar las adaptaciones que sean necesarias en sus propios equipos y sistemas.

12 DESCARGA Y ENVÍO DE LA INFORMACIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDICIÓN.

El procedimiento normal de descarga y envío de la información en los medidores desde el Punto de Medición al ODS será automático mediante medios de comunicación, permitiéndose en condiciones especiales utilizar como medio alternativo la descarga local con Lectura TPL, misma que cada Agente del MEN o Empresas Transmisoras debe hacer llegar al ODS en forma oportuna y completa.

12.1 Descarga automática y excepciones.

La información de los Puntos de Medición será recolectada y almacenada en el CDM del ODS.

La recolección de las mediciones desde un Punto de Medición debe ser automática por vía electrónica al CDM, con las siguientes excepciones:

- a) el ODS ha dictaminado que hay inviabilidad técnica en un Punto de Medición para el envío remoto de forma automática de la información registrada en el medidor comercial, debiendo el ODS identificar estas excepciones e integrarlas en el anexo Medidores y SIMEC del Informe Planificación Operativa de Largo Plazo;
- b) por fallas del enlace de comunicación que no permitan enviar la información durante por lo menos cuarenta y ocho (48) horas continuas, debiendo el Responsable de los Equipos de Medición en el Punto de Medición informar inmediatamente al ODS de la falla en el medio de comunicaciones y remitir los registros por otra vía y en forma diaria;
- c) por fallas o indisponibilidad en el CDM por razones técnicas atribuibles al ODS.

12.2 Descarga manual y Lecturas TPL.

En caso de no ser posible el envío automático de la información en los medidores, de acuerdo con los casos que se listan en el artículo anterior y en las disposiciones transitorias, como medio alternativo el Agente del MEN o Empresas Transmisoras que es Responsable de los Equipos de Medición en el Punto de Medición debe descargar los archivos de mediciones a partir de Lecturas TPL y enviar / publicar diariamente en el portal de internet del CDM del ODS dentro de las 09:00 horas del día posterior al de la operación. El Responsable de los Equipos de Medición debe continuar realizando esta tarea cada día mientras no se disponga de la comunicación electrónica (protocolaria) para la descarga automática entre el equipo de medición y el sistema CDM del ODS.

Los archivos de Lecturas TPL a ser remitidos al ODS no deben ser modificados en ninguna circunstancia. Cualquier modificación en los mismos llevará a que los archivos no sean aceptados en el CDM instalado en el ODS.

Cuando el Responsable de los Equipos de Medición no haya remitido dentro de los plazos que establece esta Norma Técnica la Lectura TPL en el CDM, el Responsable de los Equipos de Medición deberá cubrir los costos del servicio del ODS para obtener las mediciones requeridas. Dichos costos serán determinados por el ODS anualmente con el costo unitario del servicio en USD/Lectura TPL y serán informados en el anexo "Medidores y SIMEC" del informe de Planificación Operativa de Largo Plazo.

Cuando el portal del CDM no se encuentre disponible por razones técnicas atribuibles al ODS, los costos de las lecturas remotas estarán a cargo del ODS.

El proceso de Telemedición con intervención manual realizado por el Responsable de los Equipos de Medición en el Punto

de Medición se aplicará también a requerimiento del ODS con fines de auditoria, para verificar la Lectura TPL publicada por el Responsable de los Equipos de Medición, en el portal del CDM. El ODS decidirá a su discreción dichas auditorias. Cuando un Agente del MEN o Empresa Transmisora use el mecanismo de lectura TPL por más de un mes de forma consecutiva, esta acción se catalogará como un incumplimiento que será notificado a la CREE.

12.3 Datos para liquidaciones.

Las liquidaciones del mercado realizadas por el ODS tendrán como información base las mediciones obtenidas del SIMEC y la información en el registro de medidores del MEN, con las correcciones y sustituciones que establece esta Norma Técnica.

La información para la liquidación de las transacciones y los cargos que liquida el ODS está asociada al Punto Frontera, Puntos de Medición y los correspondientes factores de ajuste y determinada por el ODS mediante la aplicación del procedimiento de validación, cálculo y sustitución de mediciones conforme a lo detallado en el anexo “Procedimiento de Validación, Cálculo y Sustituciones de Mediciones” de esta Norma Técnica.

El ODS debe enviar al EOR la información de medición comercial en los enlaces regionales del SIN con la periodicidad y requerimientos que establece el RMER.

13 FALLAS DE FUNCIONAMIENTO O ERRORES DE MEDICIÓN.

13.1 Equipos de medición.

Cuando un Responsable de los Equipos de Medición detecte fallas, indisponibilidad o problemas de funcionamiento para

los equipos de medición que impliquen que se deje de registrar (condición de datos faltantes), o detecten registros erróneos, debe informar al ODS de manera inmediata.

Cuando el ODS detecte falla de funcionamiento de un equipo de medición que causen datos faltantes o errores de medición, informará al Responsable de los Equipos de Medición la falla o problemas detectados.

Identificada la falla, el Responsable de los Equipos de Medición debe proceder a la Intervención sobre los equipos de medición para resolverla, previa autorización y coordinación con el ODS. El ODS establecerá la necesidad de realizar una Verificación posterior sobre los equipos y lo comunicará al Responsable de los Equipos de Medición.

Si la falla es en un Punto de Medición de la RTR, el ODS debe aplicar lo dispuesto en el RMER.

Si las fallas no requieren el reemplazo de los equipos asociados al Punto de Medición, el Responsable de los Equipos de Medición tendrá un plazo máximo de cuarenta y ocho (48) horas para resolverlas.

Si las fallas requieren la sustitución temporal o definitiva de una parte o la totalidad del equipo de medición, los plazos máximos para la Oficialización, previa Verificación de los equipos, serán los siguientes:

- a) para el equipo primario o transformadores de medida será de ciento ochenta (180) días;
- b) para el medidor registrador será de ciento veinte (120) días;
- c) para cualquier otro equipamiento será de sesenta (60) días.

Las fallas en los equipos de medición que causen registros erróneos habilitan al ODS a realizar estimaciones en las

mediciones de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica. Durante el periodo desde que se detecta la falla hasta que se soluciona y/o se reemplazan equipos dañados de ser necesario, el equipo de medición quedará excluido del SIMEC. Para el Punto de Medición, a los efectos de la liquidación el ODS debe utilizar la información obtenida mediante la aplicación del procedimiento que establece el anexo “Procedimiento de Validación, Cálculo y Sustituciones de Mediciones” de esta Norma Técnica.

En el anexo “Medidores y SIMEC” del informe Planificación Operativa de Largo Plazo, el ODS identificará los equipos de medición excluidos por fallas, la fecha en que se detectó la falla, los plazos máximos establecidos en que se deben resolver y si se ha superado dicho plazo.

El ODS notificará al Responsable de los Equipos de Medición si se superan los plazos establecidos sin que se haya resuelto la falla o completado la Verificación de ser necesario, requiriendo que informe dentro de un plazo no mayor que tres (3) días calendarios los motivos del retraso y el plazo adicional justificado previsto para corregir la falla. El ODS notificará a la CREE, con copia al Responsable de los Equipos de Medición, sobre la condición de incumplimiento en los plazos de resolución de fallas, incluyendo la descripción de la detección y alcance de la falla del equipo de medición y la información suministrada por el Responsable de los Equipos de Medición explicando los motivos del retraso. La CREE decidirá las sanciones, de corresponder y si el ODS debe deshabilitar la autorización para realizar transacciones en el MEN.

13.2 Medios de comunicación.

Ante fallas o disminución en la calidad de los medios de comunicación, que no permitan al Responsable de los Equipos

de Medición y/o al ODS ejecutar la Telemedición diaria, el Responsable de los Equipos de Medición tendrá un plazo máximo de cuatro (4) días calendario para resolver este inconveniente.

14 INCUMPLIMIENTOS.

En el caso que el ODS identifique que un Agente del MEN o Empresa Transmisora incumple con lo establecido en esta Norma Técnica, el ODS presentará un informe a la CREE, con copia a dicho Agente del MEN o Empresa Transmisora, notificando sobre las anormalidades e incumplimientos.

15 DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

15.1 Regularización de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras.

Todo Agente del MEN y Empresas Transmisoras que a la fecha de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica no tenga instalado y oficializado sus requerimientos de SIMEC en sus Puntos de Medición tendrá un plazo de hasta seis (6) meses para normalizar su situación en los términos que establece esta Norma Técnica y sus anexos. Para ello, dentro de un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, los Agentes del MEN y las Empresas Transmisoras deben enviar al ODS su plan para la Oficialización de sus equipos de medición y equipos de comunicación que requiere esta Norma Técnica y sus anexos. El ODS es el responsable de supervisar la implementación de dicho plan, por lo que está facultado para requerir informes de avance incluyendo informes sobre el motivo de cualquier retraso y las medidas tomadas para resolverlo. Para las Empresas Distribuidoras, el ODS podrá autorizar a solicitud de estas una ampliación de hasta veinticuatro (24) meses con base en justificaciones fundamentadas. El ODS deberá informar a la CREE de esta ampliación de plazo.

Las Empresas Transmisoras deben cumplir con la Oficialización de los Puntos de Medición de los que son responsables dentro de un plazo de veinticuatro (24) meses a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta Norma Técnica. Para ello, dentro de un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, las Empresas Transmisoras deben enviar al ODS su plan para la Oficialización de los puntos en que son Responsables de los Equipos de Medición. El ODS es el responsable de supervisar la implementación de dicho plan y debe requerir informes mensuales de avance a las Empresas Transmisoras, incluyendo también el motivo de cualquier retraso y las medidas tomadas para resolverlo. El ODS informará en el anexo “Medidores y SIMEC” del informe Planificación Operativa de Largo Plazo el estado de implementación de la regularización de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras y cumplimiento de los plazos establecidos para esta transición.

15.2 Envío diario de mediciones.

Durante un periodo transitorio de doce (12) meses a partir de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, los responsables de Puntos de Medición que resulten con excepciones al envío automático de datos de medidores al CDM del ODS contarán con un plazo máximo de cuarenta y ocho (48) horas para publicar las mediciones de cada día en el portal del CDM.

15.3 Equipos y procedimientos del ODS.

El ODS tendrá un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la publicación de esta norma para implementar un CDM que cumpla con esta norma y tendrá seis (6) meses para contar con uno que cubra parcialmente la función principal encomendada por esta norma.

El ODS elaborará y publicará en su página web los procedimientos (o guías) iniciales que requiera para la

aplicación de esta Norma Técnica en un plazo máximo de tres (3) meses a partir de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica.

El ODS podrá ajustar y completar estos procedimientos y guías cuando lo considere necesario, con base en los resultados y necesidad de clarificaciones detectados en la implementación. Cada ajuste y cambio que realice el ODS será comunicado a todos los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras.

15.4 Proceso de difusión.

Dentro de los dos (2) meses a partir de la aprobación de esta Norma Técnica, el ODS iniciará un proceso de difusión de las actividades y responsabilidades que deberá asumir cada interesado en desarrollar la actividad de Verificador de Equipos de Medición del SIMEC en el MEN. Este proceso de difusión se realizará durante un periodo no menor que doce (12) meses.

15.5 Verificación e Intervención por parte del ODS.

Durante la transición inicial a partir de la vigencia de la presente Norma Técnica, el ODS está autorizado para aplicar los procedimientos de Verificación e Intervención sobre equipos de medición hasta que estén autorizados los Verificadores de Equipos de Medición y los equipos de medición sean certificados por ellos.

ANEXO: ESPECIFICACIONES PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN Y SISTEMAS DE COMUNICACIONES

1 OBJETO

El objeto del anexo Especificaciones para los Equipos de Medición y Sistemas de Comunicaciones, en adelante este anexo, es establecer las especificaciones y estándares que deben cumplir los equipos de medición del SIMEC y los medios de comunicación.

2 MAGNITUDES A REGISTRAR Y ALMACENAR EN MEMORIA.

En todos los casos, el SIMEC incluirá, al menos, las funciones de registro de las siguientes magnitudes:

- a) registro acumulado de energía activa y reactiva entregada y/o recibida;
- b) potencia activa y reactiva máxima entregada y/o recibida;
- c) potencia activa entregada y/o recibida instantánea;
- d) factor de potencia instantáneo;
- e) voltaje instantáneo entre fases;
- f) corriente instantánea de fases.

2.1.1 Puntos de conexión y medición en nodos de la RTR.

Adicionalmente, el SIMEC deberá almacenar las siguientes magnitudes para períodos de integración de 15 minutos:

- a) energía activa entregada y/o recibida;
- b) energía reactiva entregada y/o recibida;
- c) potencia activa y reactiva máxima entregada y/o recibida.

3 ESPECIFICACIONES PARA LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Un equipo de medición del SIMEC debe cumplir como mínimo con los requisitos que establece este anexo, pudiendo tener características más amplias o exigentes.

Adicionalmente, los equipos de medición incluirán las funciones de registro de los parámetros de calidad establecidos y aplicables en las Normas Técnicas de Calidad.

3.1 Equipamiento Primario.

El equipamiento primario consta de transformadores de corriente y de potencial, uno en cada fase, requeridos para efectuar la medición en baja tensión. Deben disponer de un circuito secundario para uso exclusivo de la medición comercial y cumplir con los requisitos que define este anexo.

3.1.1 Uso exclusivo de transformadores de tensión y de corriente.

Los transformadores de medida deben tener un devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medición; esto no significa que los transformadores deben tener un solo devanado. Los transformadores de medida pueden tener varios devanados, siempre que exista un devanado de uso exclusivo para la conexión de los equipos del sistema de medición, es decir, el devanado donde se conecte la medición debe ser independiente del devanado donde se conecten las protecciones y por tanto, el devanado exclusivo para el sistema de medición debe tener la clase de exactitud requerida para el tipo de punto de medición, la capacidad de potencia nominal (burden) de acuerdo con los equipos del sistema de medida a conectar, entre otras características señaladas en esta norma técnica.

3.1.2 Transformador de corriente (TC).

Los transformadores de corriente deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- a) La precisión del TC debe ser 0.3% o mejor, según la norma IEC 185, 186, 044-1 o ANSI/IEEE C57.13.
- b) La corriente de trabajo debe estar entre el 20% y 100% de la corriente primaria nominal, para carga y generación convencional. Para generación renovable eólica y fotovoltaica se exige TC de rango extendido dado a que su comportamiento abarca todo el rango de medidas de 2 al 100% de su capacidad.
- c) La suma de las potencias de consumo de los equipos de medición instalados en los transformadores no debe superar la potencia nominal del bobinado secundario del transformador, con la carga en voltamperios.

- d) El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del Punto de Medición.
- e) Deben estar disponibles los protocolos certificados de ensayos en fábrica y en sitio, con las curvas de los errores de relación y ángulo de fase correspondientes a la corriente secundaria, en incrementos de 0.5 amperios para equipos de relación secundaria de 5 amperios y de 0.1 amperios para equipos de relación secundaria de 1 amperios.
- f) La placa de características debe ser visible y de fácil lectura permanente.
- g) Los bornes deben ser fácilmente visibles e identificables.
- h) Los TC deben disponer de terminales de puesta a tierra y de caja de tomas de los arrollamientos secundarios con los seguros correspondientes.
- i) Caja de bornes asegurables con sello aprobados por el ODS.
- j) Se deberá utilizar el devanado secundario del TC con la relación de transformación óptima y de acuerdo con el rango esperado de corriente primaria, debiendo poseer la mejor exactitud el devanado donde se estime que el medidor operará.

3.1.3 Transformador de potencial (TP).

Los transformadores de potencial deben de cumplir los siguientes requisitos:

- a) La precisión debe ser de 0.3% o mejor, según la norma IEC 185, 186, 044-1 o ANSI/IEEE C57.13.

- b) El voltaje máximo de trabajo debe estar entre el 110% y 120 % del voltaje primario nominal.
- c) La suma de las potencias de consumo de los equipos de medición instalados en los transformadores no debe superar la potencia nominal del bobinado secundario del transformador, con la carga en voltamperios.
- d) El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del Punto de Medición.
- e) Deben estar disponibles los protocolos certificados de ensayos en fábrica y en sitio, con la curva de error de relación y ángulo de fase, la curva se formará entre más menos el 20% de su voltaje nominal y en pasos de 5%.
- f) La placa de características debe ser visible y de fácil lectura permanente.
- g) Los bornes deben ser fácilmente visibles e identificables.
- h) Los TP deben disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios con los seguros correspondientes y de terminales de puesta a tierra.

3.2 Medidor registrador.

Todos los medidores deben disponer de registradores integrados que obtengan y almacenen los valores a registrar para que, periódicamente, sean extraídos y enviados al ODS. Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables compatibles con el período de mercado definido en el ROM.

El medidor registrador debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Medir voltaje y frecuencia, ser bidireccional en los cuatro cuadrantes de energía activa y reactiva, corriente.
- b) Número de elementos: tres (3) para los sistemas a cuatro (4) hilos, que se instalarán en los puntos de medida, esto es tomando señales de las tres (3) fases. Por lo tanto, se instalarán tres (3) transformadores de potencial y tres (3) transformadores de corriente en cada Punto de Medición.
- c) La corriente máxima de trabajo se establecerá según la norma ANSI/IEEE o según normas equivalentes.
- d) La frecuencia de trabajo será de sesenta (60) hertz.
- e) Los medidores registradores deberán disponer de diez (10) o más canales de almacenamiento de información.
- f) La precisión para la medición de energía activa y reactiva será del 0.2 % o mejor.
- g) La capacidad de almacenamiento será en períodos de tiempo de por lo menos quince (15) minutos, con posibilidad de almacenar la información de eventos relacionados con el Punto de Medición (registros de calidad de energía).
- h) El burden de corriente debe corresponder a la clase del equipo y debe estar especificado en el manual del fabricante.
- i) El burden de potencial debe corresponder a la clase del equipo y debe estar especificado en el manual del

fabricante con las variaciones correspondientes en sus rangos.

- j) La protección contra sobrevoltaje debe cumplir con la norma ANSI/IEEE o IEC.
- k) Las borneras de prueba de corrientes debe ser cortocircuitables y estar instaladas antes de los medidores registradores, con los seguros correspondientes.
- l) La caja del medidor se encuentre físicamente asegurada, cerrada y sellada por medio de dispositivos aprobados por el ODS.
- m) Los indicadores visuales deben al menos tener disponibles la potencia instantánea, corriente, voltaje, factor de potencia y frecuencia.
- n) El sistema de registro en memoria no volátil tendrá una capacidad de almacenamiento de la información de, como mínimo, sesenta y cinco (65) días corridos, con un módulo de memoria masiva no volátil, de conformidad con la Norma ANSI/IEEE C12.16, para un período de integración de 15 minutos.
- o) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la presencia y la inalterabilidad de estos ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberá contar con baterías de siete (7) días de duración como mínimo, u otro sistema no volátil de alimentación independiente.
- p) Para fines de programación y lectura local o remota, deberá disponer de las siguientes vías de comunicación:

módem incorporado o externo con interfaz Ethernet, cabezal óptico o tarjeta para lectura local, que permita la comunicación remota desde el CDM del ODS y la lectura local.

- q) La velocidad de transmisión de datos no debe ser menor a trescientos (300) bit/s.
- r) La referencia de tiempo será con su reloj interno, independiente de la frecuencia de la red y sincronizable con GPS y formato IRIG-B local o remotamente, siempre y cuando la latencia de las comunicaciones sea inferior a 5 segundos. El tiempo del reloj de cada equipo de medición corresponderá a la hora oficial de Honduras.
- s) El equipo deberá contar con cuatro (4) relés KYZ y al menos dos (2) salidas de instrumentación auxiliar.
- t) Debe estar disponible los protocolos certificados de ensayos en fábrica y en sitio. Se excluyen de este requisito los equipos que han estado operando por más de 10 años.
- u) El equipo debe permitir la programación de contraseñas de usuario para la administración de la información almacenada.
- v) El equipo debe tener bitácora de eventos que garanticen el registro de eventos, configuración, ingresos, modificación de parámetros y cualquier evento que pueda modificar los resultados de la medición. Esta bitácora de estos eventos debe por lo menos tener garantizado 1 año de registros en condiciones normales

y ser auditable de forma local y remota.

4 MEDIOS DE COMUNICACIÓN.

Todos los medidores registradores deben disponer de un medio de comunicación con calidad tal que garantice en cualquier instante la lectura remota desde el ODS, así como de Lecturas TPL a cargo del Responsable de los Equipos de Medición. La calidad se determinará con base en las siguientes condiciones:

- a) cuando los datos obtenidos mediante una lectura local corresponden con los recibidos en el CDM;
- b) cuando para efectos de obtener una lectura remota desde el ODS, el número de reintentos desde el CDM con los dispositivos de comunicación con el medidor registrador no es superior a dos (2).

5 PROTECCIÓN DE DATOS.

La protección de los datos debe cubrir tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de claves y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques ante datos defectuosos.

ANEXO: PROCEDIMIENTO DE VALIDACIÓN, CÁLCULO Y SUSTITUCIÓN DE MEDICIONES

1 OBJETO

El objeto del anexo Procedimiento de Validación, Cálculo y Sustitución de Mediciones, en adelante este anexo, es definir los procedimientos de validación, cálculo y sustitución de mediciones que debe aplicar el ODS en los procesos diarios y mensuales de mediciones del SIMEC.

2 TIPOS DE MEDICIONES.

Los tipos de mediciones se diferencian y clasifican de acuerdo con el modo y técnica de obtención del dato en el Punto de Medición. La siguiente tabla lista los tipos de mediciones, en orden de mayor a menor prioridad de uso.

Tabla Tipos de Mediciones

Prioridad	Tipo	Descripción
1	M1	Medición procedente de la lectura remota del medidor registrador principal, a través del CDM instalado en el ODS
2	M2	Medición procedente de la lectura remota del medidor registrador de respaldo, a través del CDM instalado en el ODS
3	M3	Medición procedente de la lectura del medidor registrador principal enviada al ODS por el Responsable de los Equipos de Medición, a través de archivos de Lectura TPL
4	M4	Medición procedente de la lectura del medidor registrador de respaldo enviada al ODS por el Responsable de los Equipos de Medición, a través de archivos de Lectura TPL
5	M5	Medición procedente de los pulsos emitidos por el medidor registrador principal o de respaldo o de otro mecanismo independiente obtenida a través del Sistema Supervisor en Tiempo Real instalado en el ODS (SCADA, directa o mediante cierres de medición de nodo)
6	M6	Medición procedente de estimaciones del CDM del ODS, sobre la base de información histórica o proveniente de los datos operativos, registrados por los operadores de la sala de control del ODS debidamente convalidados

3 MEDICIONES VÁLIDAS PARA LAS LIQUIDACIONES DEL ODS.

3.1 Responsabilidades del Responsable de los Equipos de Medición.

El Responsable de los Equipos de Medición es responsable de mantener el sistema de comunicación en los Puntos de Medición velando por el funcionamiento del sistema de medición remoto tal que permita el tipo de lecturas M1 y M2. Cuando se detecte que no es posible o no funciona correctamente el sistema de lectura remoto (o sea, no es posible el tipo de medición M1 ni el M2), el Responsable de los Equipos de Medición debe enviar diariamente lecturas tipo M3 y M4, en los plazos que establece esta Norma Técnica. En caso de que no se reciban los registros del Responsable de los Equipos de Medición dentro de los plazos establecidos, el ODS podrá enviar personal a hacer las lecturas directamente al sitio y aplicar los costos que correspondan. El Responsable de los Equipos de Medición tiene la obligación de pagar al ODS los costos causados por su incumplimiento.

3.2 Responsabilidad del ODS.

Para realizar las liquidaciones, el ODS debe utilizar para cada Punto de Medición las mediciones de acuerdo con el siguiente orden de prioridad:

- c) utilizar tipo M1, salvo datos faltantes o de existir registros inválidos para el periodo a liquidar;
- d) de no poder utilizarse M1, utilizar tipo M2, salvo datos faltantes o de existir registros inválidos para el periodo a liquidar;
- e) de no poder utilizarse M2, utilizar tipo M3, salvo datos faltantes o de existir registros inválidos para el periodo a liquidar;
- f) de no poder utilizarse M3, utilizar tipo M4, salvo datos faltantes o de existir registros inválidos para el periodo a liquidar.

Sin perjuicio de lo anterior, todas las mediciones serán sometidas a un proceso de validación que verifique su autenticidad y consistencia.

3.3 Procedimiento de validación, cálculo y sustitución de mediciones.

3.3.1 Validación.

El ODS realizará el siguiente procedimiento para la validación de mediciones:

- a) Identificará la fuente del tipo de medición más prioritaria del Punto de Medición en función de su disponibilidad.
- b) Obtendrá las mediciones de cada uno de los períodos del Punto de Medición asociado a dicha fuente.
- c) Realizará una validación basado en calificadores de las propias mediciones, para cada registro en períodos de quince (15) minutos, debiendo considerarse que una medición no es válida cuando:
 - i. el registro es inexistente; o,
 - ii. el medidor registrador le asignó al registro una bandera de nulidad o anormalidad.

3.3.2 Sustitución.

El ODS solamente modificará toda o parte de las lecturas de medición comerciales (con propósitos de liquidaciones) ante datos faltantes o cuando la validación basada en calificadores indique que toda o que parte de una medición es inválida.

En caso de que la validación de mediciones indica que corresponde sustituir mediciones, el ODS seguirá el siguiente procedimiento:

- a) El ODS reemplazará registros de medición de M1 con los correspondientes de M2, siempre que estos últimos existan y sean válidos.
- b) El ODS reemplazará registros de medición de M2 con los correspondientes de M3, siempre que estos últimos existan y sean válidos.

c) El ODS reemplazará registros de medición de M3 con los correspondientes de M4, siempre que estos últimos existan y sean válidos.

d) Si los registros de mediciones de M1, M2, M3 y M4 no existen (dato faltante) o se califican como inválidos, el ODS reemplazará con los registros correspondientes provenientes de M5 o de M6 en ese orden, siempre que éstos existan y sean válidos, o sea información validada para el caso de M6.

e) Si llegando a esta instancia no se dispone de manera completa de los registros del Punto de Medición, el ODS determinará en base a la información histórica, de acuerdo con lo siguiente:

- i. Si el número de períodos de integración consecutivos a sustituir es menor o igual a tres (3), se debe utilizar como valores estimados la media aritmética para cada una de las magnitudes y período de integración de las mediciones correspondientes a los períodos de integración anterior y posterior a los que se dispone.
- ii. De existir más de tres (3) períodos de integración consecutivos sin medición, se aplicará el procedimiento de cálculo estimado de la medición que establece este anexo.

3.4 Cálculo Estimado de la Medición.

Cuando el ODS deba calcular estimaciones para la medición, utilizará información histórica de los registros de mediciones válidos. No se incluirán para el cálculo mediciones estimadas previamente y a los efectos del cálculo estimado de medición se considerarán a las mediciones estimadas como datos faltantes (falta de medición).

El ODS realizará el cálculo estimado de una medición para un mes con el siguiente procedimiento:

a) Se calculará la media aritmética (x) y desviación típica (s) de una muestra de mediciones de la misma magnitud y periodo, eliminando los valores máximo y mínimo de dicha muestra. En el caso de que se repita el valor máximo en la muestra, sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas. Análogamente, en caso de que se repita el valor mínimo en las muestras, sólo se eliminará para el cálculo de la media y desviación típica una de ellas.

b) El tamaño de la muestra será de seis (6) mediciones obtenidas de acuerdo con los siguientes criterios:

- i. La muestra estará conformada por seis (6) mediciones del mismo día tipo, entendiéndose por día tipo a los días más próximos del mismo mes de la estimación e incluyendo días laborables, sábado, domingo o feriados nacionales.
- ii. Si del criterio anterior, la muestra resulta con menos de seis (6) mediciones, se añadirán los días tipo más próximos de igual temporada, hasta alcanzar seis (6) mediciones.
- iii. Si de la utilización de los dos criterios anteriores la muestra todavía resulta con menos de 6 mediciones, se utilizarán los días tipo más próximos del mes anterior al que es necesario realizar la estimación.

c) Se determinan los extremos de distribución de la muestra calculada suponiendo una distribución normal:

$$\text{Muestra máxima} = x + 2 * s$$

$$\text{Muestra mínima} = x - 2 * s$$

Donde: x es la media aritmética; y s es la desviación típica

d) El valor de medición estimado a utilizar se calculará como la media aritmética de la muestra total (sin eliminar valores máximos y mínimos) pero considerando solamente los valores que entren dentro de los extremos (máximo y mínimo) de la distribución normal determinada en el punto anterior.

3.5 Informe de mediciones y administración de observaciones.

3.5.1 Informe Inicial de Mediciones.

Al final del proceso de validación y sustitución de datos, el ODS habrá obtenido de manera integral la curva de mediciones de cada Punto de Medición y Punto Frontera para el periodo a liquidar, con los correspondientes indicadores de tipo de medición y validez.

El ODS elaborará el “Informe Inicial de Mediciones” con las mediciones previstas para la siguiente liquidación y los indicadores. El ODS enviará el informe a los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras para que envíen sus observaciones dentro de los plazos que establece la Norma Técnica de Liquidaciones.

3.5.2 Observaciones e Informe Final.

Los Agentes del MEN o Empresas Transmisoras Responsables de Equipos de Medición podrán, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de notificación del informe inicial, conciliar con el ODS, efectuando las observaciones y solicitudes que consideren pertinentes respecto a las modificaciones de las mediciones asignadas a sus Puntos Frontera en el Informe Inicial de Mediciones, con la correspondiente justificación e información que lo fundamenta y con los medios y formatos que requiera el ODS.

Toda observación que no cuente con la fundamentación que la justifique, o que se envíe con posterioridad al plazo indicado en el presente párrafo, no será tomada en cuenta en esta etapa.

El ODS debe analizar las observaciones recibidas que incluyan la información que las fundamenta. El ODS podrá requerir clarificaciones o información adicional para completar su análisis y decidir si procede realizar modificaciones (sustitución parcial o total) a los registros de mediciones en el Informe Inicial de Mediciones. El ODS debe informar a cada Agente del MEN o Empresa Transmisora que realizó observaciones:

- a) si la solicitud fue rechazada por faltar la justificación e información que la fundamenta;
- b) si la solicitud de modificación fue aceptada total o parcialmente y las mediciones para liquidaciones fueron modificadas de acuerdo con las observaciones;
- c) si la solicitud fundamentada fue denegada indicando el motivo del rechazo.

El ODS realizará los ajustes que correspondan luego del análisis y decisión de las observaciones recibidas para establecer las mediciones a utilizar en la siguiente liquidación. El ODS elaborará la versión final del “Informe Final de Mediciones” con los datos resultantes luego de la validación y sustitución de acuerdo con esta Norma Técnica y observaciones aceptadas, con los indicadores de validación y sustitución. Un anexo del informe incluirá un resumen de las observaciones recibidas, identificando las que fueron aceptadas y las que fueron rechazadas.

El ODS realizará las liquidaciones con las mediciones resultantes que se reflejan en el Informe Final de Mediciones.

3.5.3 Reclamos al Informe Final de Mediciones.

Cuando un Agente del MEN o Empresa Transmisora se considere afectada por los resultados contenidos en el Informe Final de Mediciones, podrá impugnarlo ante el órgano jerárquico superior.

La impugnación deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) la identificación del Punto de Medición;
- b) la descripción de la observación, incluyendo modificaciones solicitadas a las mediciones;
- c) un informe técnico que fundamente la observación y la validez de la modificación solicitada, con toda la documentación de sustento necesaria.

El ODS se reserva la posibilidad de coordinar una Verificación de los equipos de medición asociados.

El ODS evaluará los argumentos recibidos, pudiendo requerir clarificaciones o información adicional. Con base en dicho análisis, el ODS decidirá si acepta efectuar las modificaciones solicitadas según la impugnación realizada y notificará el resultado al solicitante. En caso de no estar satisfecho con la decisión, el solicitante podrá presentar un recurso ante la CREE impugnando la resolución del ODS.

Cualquier cambio a la información de medición que resulte de la impugnación al Informe Final de Mediciones se tendrá en cuenta como un ajuste en las liquidaciones del mes subsiguiente, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Liquidaciones.

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-081

**COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL,
A LOS DIECISIETE DÍAS DEL MES DE JULIO DE DOS
MIL VEINTE.**

RESULTANDO:

Que a partir del 1 de junio de 2019 el Operador del Sistema (ODS) asumió la operación del sistema eléctrico nacional, siendo su función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.

Que el Operador del Sistema tiene la función de la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico regional, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

Que el 7 de julio de 2020 la Junta Directiva del Operador del Sistema remitió mediante oficio No. JD/ODS 35-VII-2020 la propuesta de Norma Técnica de Contratos para consideración de la CREE, la cual fue aprobada mediante el acuerdo 04-13-VII-2020 de ese órgano directivo.

Que en la Norma Técnica de Contratos se establece: i) los tipos de contratos en el Mercado de Contratos del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), describiendo sus características y requisitos; ii) los procedimientos, intercambio de información y plazos para que los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional declaren al Operador del Sistema (ODS) sus contratos, y

para su validación y registro por el ODS; y, iii) los criterios, requerimientos y metodología para calcular la demanda contratada y la generación contratada (energía y potencia firme) a los efectos de las transacciones de energía de corto plazo en el Mercado de Oportunidad, los desvíos de potencia firme y la administración de racionamiento programado.

Que la propuesta de Norma Técnica de Contratos ha sido revisada por las áreas técnicas y la Dirección de Asuntos Jurídicos de la CREE, las cuales propusieron modificaciones en el documento con el fin de ajustarlo a la regulación vigente. Que la Norma Técnica de Contratos es esencial para garantizar que la participación de los agentes de mercado lleve a cabo sus transacciones con la trazabilidad pertinente, proveyendo adicionalmente provee insumos esenciales para el proceso de liquidación que debe llevar a cabo el Operador del Sistema.

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante el Decreto No. 61-2020, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 5 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece dentro de las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que el Reglamento de Operación del Sistema (ODS) y Administración del Mercado Mayorista (ROM) establece que la Norma Técnica de Contratos define los procedimientos y plazos para la notificación de los contratos por los agentes al ODS y su correspondiente validación. Esta norma definirá también los tipos de contratos que los agentes tendrán permitido suscribir en lo relativo a la definición de la energía contratada, duración y otras condiciones.

Que para efecto del proceso de liquidación del Mercado Eléctrico Nacional, todos los agentes del mercado deberán informar al ODS de todos los contratos que tengan suscritos en el tiempo y la forma que se determine la Norma Técnica de Contratos.

Que de conformidad con el ROM, el ODS tiene dentro de sus funciones desarrollar lo dispuesto en dicho reglamento, en forma de propuestas de normas técnicas, para su aprobación por la CREE.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-079-2020 del 17 de julio de 2020, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1 literal A y B, 3 primer párrafo, literal F romano III, I, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; Artículo 4, 11 literal C, 101 y demás aplicables del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista; Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar en cada una de sus partes la Norma Técnica de Contratos que forma parte integral del presente acuerdo, la cual entrará en vigor a partir de su publicación.

SEGUNDO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas de la CREE para que procedan a publicar el presente acto administrativo en el Diario Oficial “La Gaceta”.

CUARTO: El presente acuerdo es de ejecución inmediata.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

NORMA TÉCNICA DE CONTRATOS**1 OBJETO DE LA NORMA.**

El objeto de la presente Norma Técnica de Contratos es:

- a) establecer los procedimientos, intercambio de información y plazos para que los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional suministren información sobre sus contratos y modificaciones para su verificación y registro ante el Operador del Sistema (ODS);

- b) identificar algunos tipos de contrato que se pueden celebrar en el Mercado de Contratos;

- c) establecer los criterios y metodologías para calcular la demanda contratada y la generación contratada (energía y potencia firme) a los efectos de las transacciones de energía de corto plazo en el Mercado de Oportunidad, los desvíos de potencia firme y la administración de racionamientos programados.

2 ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES.**2.1 Acrónimos y Siglas**

CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MC	Mercado de Contratos
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MO	Mercado de Oportunidad
ODS	Operador del Sistema y del Mercado Eléctrico
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SIN	Sistema Interconectado Nacional

2.2 Definiciones.

En adición a las definiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus Reglamentos, para los efectos de esta Norma Técnica, se entenderá por:

Agentes Compradores: Son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que compran potencia y/o energía eléctrica para su consumo propio o el de sus clientes o Usuarios. Pudiendo ser una Empresa Distribuidora, una Empresa Comercializadora, así como un Consumidor Calificado que haya optado por realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional.

Agentes Productores: Son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que producen electricidad para su venta en el

Mercado Eléctrico Nacional, estos son las Empresas Generadoras.

Contrato Firme Regional: Es el contrato entre agentes del MER que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, y que debe tener asociado derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro, de acuerdo con lo que establece el RMER.

Contrato Preexistente: Es un contrato de compra de capacidad y energía que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenga a la entrada en vigencia de la Ley General de la Industria Eléctrica, cuyo tratamiento se establece en el Título XI “Disposiciones Transitorias”, literal B del artículo 28 de la LGIE.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo:

Es el conjunto de requerimientos técnicos y operacionales mínimos que se deben mantener en la planificación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y en la Programación Semanal, coordinación, Despacho Económico y operación en tiempo real del SIN. Los CCSDM se definen para condición de Operación Normal (CCSDM normal), para Estado de Alerta, y para Estado de Emergencia (CCSDM emergencia).

Mercado de Contratos: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactadas entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

Mercado de Oportunidad: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo, no contempladas en el Mercado de Contratos.

Periodo de Mercado: Intervalo mínimo de tiempo para el cual se calculan los precios en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión en el Mercado de Oportunidad. Este período será horario.

Potencia Firme Contratada: Potencia comprometida en contratos suscritos por Agentes Compradores con Empresas Generadoras para cubrir los Requerimientos de Potencia Firme, o por Empresas Generadoras con otras similares para atender sus compromisos contractuales de potencia firme.

3 ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Son sujetos de aplicación de esta Norma Técnica:

- a) el Operador del Sistema (ODS);
- b) los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional autorizados a realizar transacciones en el MEN.

Adicional a lo establecido en el RMER, esta Norma Técnica aplica a los Contratos Firmes Regionales en que una de las partes es Agente del Mercado Eléctrico Nacional.

4 CARACTERÍSTICAS Y REQUISITOS PARA EL MERCADO DE CONTRATOS.**4.1 Características generales y objetivos.**

Los contratos celebrados en el Mercado de Contratos (MC) serán bilaterales. En cualquier caso, las Empresas Distribuidoras sólo podrán comprar potencia firme y/o energía mediante contratos que resulten de licitaciones públicas internacionales.

Los beneficios principales del MC son:

- a) en cuanto al abastecimiento de energía, se adquieren compromisos contractuales que protegen a una o ambas partes de la volatilidad de precios de la energía en el Mercado de Oportunidad;
- b) en cuanto al abastecimiento de potencia, se cubren obligaciones de compra y permite respaldar potencia firme para proteger la garantía de suministro en el SIN; y,
- c) se crean condiciones que permiten el financiamiento de centrales generadoras al asegurar un flujo estable de ingresos para las Empresas Generadoras.

Todo Agente Comprador puede comprar potencia firme o energía mediante contratos en el MEN con Agentes Productores, o en el MER si está habilitado para hacerlo. Adicionalmente, los Consumidores Calificados pueden comprar por medio de contratos con Empresas Comercializadoras y con Empresas Distribuidoras.

Cada Agente Productor puede vender potencia firme y energía mediante contratos a Agentes Compradores; vender o comprar mediante contratos a otros Agentes Productores como respaldo de sus compromisos contractuales; o vender o comprar mediante contratos en el MER, de conformidad con lo que establece el RMER.

4.2 Requisitos y restricciones.

4.2.1 Requisitos y restricciones generales.

La duración y demás condiciones de los contratos de una Empresa Distribuidora para suministrar la demanda de sus Usuarios deben cumplir con lo establecido en la LGIE y su Reglamento, así como las demás reglamentaciones que emita la CREE para esos efectos.

En ocasiones, las transacciones que ocurran en virtud de un contrato podrán implicar realizar transacciones de energía y/o potencia en el Mercado de Oportunidad. En esos casos, se requiere que las partes contratantes cumplan con los requisitos establecidos para ese tipo de transacciones en la regulación aplicable.

Se reputará como contrato perteneciente al MC aquel que cumpla con todos los requisitos y restricciones que establece esta Norma Técnica, o cuando se trate de un Contrato Preexistente.

Cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional autorizado por el ODS a realizar transacciones en el MEN tiene la obligación de declarar sus contratos al ODS suministrando la información requerida para su administración en el MEN. El ODS es el responsable de verificar que la información declarada y suministrada cumple todos los requisitos y restricciones que establece esta Norma Técnica, así como de inscribir la información relevante del mismo en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada.

La energía o potencia firme vendida en un Contrato Firme Regional no podrá volver a venderse en otro contrato, sea en el MEN o en el MER.

4.2.2 Requisitos y restricciones a los contratos para venta de energía.

Todo contrato para venta de energía y potencia firmado a partir de la vigencia de la LGIE es un compromiso comercial

que no puede incluir condiciones que impongan restricciones al despacho económico o a la operación estable y segura del SIN. Esta restricción incluye que un contrato firmado posterior a la vigencia de la LGIE con generación renovable u otra tecnología no puede contener la obligación de pagar energía que no fue generada al ser limitada por el ODS según su orden de despacho, por restricciones de la red de transmisión o aplicación de los CCSDM, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Programación de la Operación.

El ODS realizará la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal y el despacho económico sin tener en cuenta los compromisos acordados en contratos del MEN, excepto para Contratos Firmes Regionales cuyos intercambios se coordinarán con el EOR de acuerdo con lo que establece el RMER.

Para la Planificación Operativa de Largo Plazo y la Programación Semanal de los Contratos Firmes Regionales el ODS considerará la energía firme contratada por Periodo de Mercado. El Agente del Mercado Eléctrico Nacional que es parte del Contrato Firme Regional debe suministrar al ODS, para cada día del predespacho, la información referente a la energía declarada para dicho contrato para cada hora del día siguiente, que no podrá ser mayor que la correspondiente energía firme contratada. El ODS enviará la información declarada al EOR para su validación y consistencia con la declaración de la otra parte del contrato.

Para su administración e interacción con el Mercado de Oportunidad, cada contrato de compra-venta de energía debe contener los valores, fórmulas o procedimiento para que el ODS pueda determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada para cada Periodo de Mercado durante la duración del contrato, identificando los nodos de inyección y de retiro que correspondan.

4.2.3 Requisitos y restricciones a contratos para venta de Potencia Firme.

Con independencia de la duración de un contrato, la Potencia Firme Contratada podrá variar cada mes.

Un Agente Productor solamente puede vender potencia firme correspondiente a generación propia y la comprada en contratos de respaldo con otro Agente Productor que no la tenga comprometida en contratos vigentes. Asimismo, un Agente Productor podrá vender a agentes del MER situados fuera del SIN mediante Contratos Firmes Regionales, sujeto a que la energía firme contratada tenga la autorización del ODS. En el caso de un Contrato Firme Regional el ODS empleará la metodología y procedimiento de cálculo contenido en la Norma Técnica de Potencia Firme a efecto de convertir la compra de energía firme en una compra de potencia firme según como se reconoce en el MEN.

La Empresa Comercializadora no podrá vender más potencia firme que la que ha comprado en contratos cuya información esté inscrita en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada.

El Consumidor Calificado podrá cubrir su obligación de contratar su Requerimiento de Potencia Firme con uno o más contratos en el MEN o en el MER.

La Empresa Distribuidora puede vender potencia firme a Consumidores Calificados que han optado por ser Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, únicamente si cuenta con excedentes de Potencia Firme Contratada que resultan después de cubrir su obligación con sus Usuarios, sean estos Consumidores Calificados o no, y tomando en cuenta el margen de reserva que esté vigente. El ODS verificará este excedente cada doce (12) meses, por lo que la duración máxima permitida para un contrato de venta de potencia firme de la Empresa Distribuidora a un Consumidor Calificado que sea Agente del MEN es de doce (12) meses, pudiendo el contrato incluir una cláusula de renovación sujeto a que la Empresa Distribuidora continúe teniendo dicho excedente.

Para su administración e interacción con los desvíos de potencia mensuales, cada contrato que incluye la compraventa de potencia firme debe establecer los valores, fórmulas o procedimiento para que el ODS pueda determinar de manera inequívoca la cantidad de Potencia Firme Contratada para cada mes durante la duración del contrato.

4.3 Cargos por uso de redes y otros cargos.

Sin perjuicio de los demás cargos que los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional deben pagar de conformidad con la LGIE y sus reglamentos, se deberá atender el ingreso variable de transmisión y otros cargos según las reglas siguientes:

4.3.1 Ingreso Variable de Transmisión.

Todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional deben pagar el Ingreso Variable de Transmisión en función de la metodología establecida en el Reglamento de Tarifas.

Todas las compras y ventas en el Mercado de Oportunidad tienen implícitas en los precios nodales de la energía el ingreso variable por transmisión.

La energía vendida por contratos debe pagar de manera explícita el ingreso variable de transmisión. Las partes en los contratos del MC tienen libertad de acordar el responsable del pago del ingreso variable de transmisión con las siguientes excepciones:

- a) Para los Contratos Preexistentes se asignará a la Empresa Distribuidora, que es la parte compradora, el pago del ingreso variable de transmisión que corresponde al contrato.
- b) Para los Contratos Firmes Regionales, el ingreso variable de transmisión se asignará a la parte que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional.
- c) Las Empresas Comercializadoras deben pagar el ingreso variable de transmisión correspondiente a cada uno de sus contratos de abastecimiento de venta al Consumidor

Calificado, siempre y cuando la Empresa Comercializadora sea el único suministrador del Consumidor Calificado, en caso contrario será responsabilidad del Consumidor Calificado.

- d) En todo otro caso, el contrato debe acordar la asignación del ingreso variable de transmisión entre las partes, y se debe informar al solicitar el registro como contrato del MEN. Si las partes no informan el criterio de asignación, el ODS debe asignar la mitad a la parte vendedora y la otra mitad a la parte compradora.

Junto con las liquidaciones de cada mes, el ODS debe calcular para cada contrato del MC que vende energía el ingreso variable de transmisión, y asignarlo entre las partes de acuerdo con lo indicado en esta Norma Técnica.

4.3.2 Peajes y otros cargos.

Los cargos por operación del sistema, peajes, cargo por Servicios Complementarios, y los cargos del MER son independientes de los contratos. Los cargos antes relacionados se asignarán de acuerdo con lo que establece el RGLIE, el ROM, la Norma Técnica de Liquidaciones y la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

En un contrato de abastecimiento se podrá acordar la forma y la parte contratante que se encargará de pagar cada uno de los cargos mencionados en el párrafo anterior, sujeto a incluir dicho acuerdo en la información relevante de su contrato a declarar al ODS. En particular, un Consumidor Calificado podrá acordar que la parte vendedora pague los cargos que correspondan al Consumidor Calificado. En caso de que la parte vendedora sea una Empresa Comercializadora, será responsabilidad de dicha empresa el pago de estos cargos si es el único suministrador del Consumidor Calificado, en caso contrario, será responsabilidad del Consumidor Calificado.

El ODS tendrá en cuenta dicho acuerdo incluido en el contrato al realizar las liquidaciones del MEN. Sin embargo, el ODS puede notificar que el acuerdo deja de ser válido en el MEN

si la parte vendedora incumple con los montos y plazos de pago de dichos cargos.

4.4 Reporte de Mercado de Contratos.

El Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo contendrá una sección o anexo de Mercado de Contratos, en la cual el ODS informará como mínimo lo siguiente:

- a) detalle mensual, para cada Agente Productor, de la potencia firme total vendida en contratos (indicando las unidades y/o centrales generadoras comprometidas) y la potencia firme total comprada en contratos con otro Agente Productor (indicando las unidades y/o centrales generadoras que lo respaldan);
- b) detalle mensual, para cada Empresa Comercializadora y Empresa Distribuidora, de la potencia firme máxima contratada y la potencia firme total vendida en contratos;
- c) detalle mensual de la Demanda Firme contratada, identificando, cuando corresponda, si hay compras de energía firme en Contratos Firmes Regionales;
- d) detalle mensual del Requerimiento de Potencia Firme de cada Agente Comprador y el total de los agentes;
- e) los contratos vigentes según su tipo o modalidad;
- f) la potencia firme disponible de las Empresas Distribuidoras para la venta a Consumidores Calificados que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

5 ATRIBUCIONES, RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES.

En adición a lo que establece la LGIE y su reglamentación, el ODS y los Agentes del MEN tendrán las atribuciones, responsabilidades y obligaciones establecidas en la presente Norma Técnica.

5.1 Operador del Sistema.

El ODS debe llevar un Registro de Potencia Firme y Energía Contratada con toda la información requerida para la administración de los contratos en el MEN, para la implementación de esta Norma Técnica y otras normas técnicas vigentes.

El ODS tiene las siguientes atribuciones, responsabilidades y obligaciones:

- a) verificar que toda información que declare y suministren los Agentes del MEN en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada cumple con las características y requisitos establecidos en esta Norma Técnica y en lo que corresponda el RMER;
- b) inscribir la información relevante sobre los contratos y mantener actualizado el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada;
- c) guardar confidencialidad sobre la información suministrada por los Agentes del MEN que sea calificada como confidencial por razones de competencia, para lo cual el ODS suscribirá un acuerdo de confidencialidad con cada Agente del MEN de quien reciba información calificada como tal, según el formato de acuerdo que emita el ODS para tal efecto;
- d) calcular para cada Agente Comprador del MEN la potencia firme y energía contratada de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en esta Norma Técnica;
- e) calcular la potencia firme y energía vendida y la potencia firme comprada en contratos por cada Agente Productor, de acuerdo con los criterios y procedimientos que establece esta Norma Técnica;
- f) requerir información relevante del contrato o contratos suscritos entre Agentes del MEN para verificar o contrastar la misma con la información que ya cuente en su registro o archivos;
- g) requerir a las Empresas Distribuidoras copia de los contratos de compra de energía y potencia firme, incluyendo los Contratos Preexistentes, con el objetivo de realizar el cálculo del costo base de generación a utilizar para el cálculo de tarifas a usuarios finales de las Empresas Distribuidoras y obtener la información requerida para la programación de la operación del sistema y del mercado, según lo establecido en la LGIE y el procedimiento que establece el Reglamento de Tarifas;
- h) requerir la copia o información relevante de los Contratos Firms Regionales suscritos por Agentes del MEN para verificar e informar al EOR la información que le corresponde según el RMER;
- i) requerir, para los contratos suscritos entre Consumidores Calificados con Empresas Generadoras o con Empresas Comercializadoras, la información técnica y comercial de los parámetros que el ODS requiera para la programación de la operación del sistema y del mercado, misma que se proveerá mediante declaración jurada de tales Agentes del MEN;
- j) formular la plantilla o formulario necesario para requerir los datos y demás información relevante para la operación del mercado;
- k) rechazar la inscripción en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada que un Agente del MEN solicite, si la solicitud incumple con uno o más de los requisitos o vulnera alguna restricción establecida en la presente

Norma Técnica, y rechazar la declaración de información relevante de un Contrato Firme Regional que no cumpla con los requisitos en el RMER y lo que establece esta Norma Técnica;

- l) coordinar con el EOR los Contratos Firmes Regionales.

5.2 Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

Cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional autorizado a realizar transacciones en el MEN tiene las siguientes obligaciones y responsabilidades referidas a los contratos y al Mercado de Contratos del MEN:

- a) informar al ODS cada nuevo contrato del MEN o Contrato Firme Regional del que es parte, previo a su entrada en vigencia, de acuerdo con los procedimientos y plazos que establece esta Norma Técnica;
- b) solicitar la inscripción en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada de toda modificación realizada a un contrato del que es parte, previo a la entrada en vigencia de dicha modificación, de acuerdo con los procedimientos y plazos que establece esta Norma Técnica;
- c) informar inmediatamente al ODS cuando se termine, cancele, finalice o rescinda un contrato del que es parte, y solicitar la inscripción de ese hecho en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada;
- d) entregar copia de partes relevantes de sus contratos en el MC, cuando lo requiera el ODS para verificar el cumplimiento de los requisitos y condiciones que establece esta Norma Técnica, debiendo el requerimiento del ODS incluir solamente las partes del contrato correspondientes a la información a verificar.

Además, las Empresas Distribuidoras deberán suministrar copia de cada nuevo contrato resultante de procesos de licitación pública internacional competitiva dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a la suscripción del mismo.

6 REGISTRO DE POTENCIA FIRME Y ENERGÍA CONTRATADA.

6.1 Objeto y alcance.

Cierta información contenida en los contratos que se celebren en el Mercado de Contratos (MC) debe inscribirse en el registro que para esos efectos llevará el ODS.

El objeto del Registro de Potencia Firme y Energía Contratada es:

- a) llevar un registro de la Potencia Firme Contratada, para evaluar el cumplimiento de las obligaciones de los Agentes Compradores y verificar el cumplimiento de las restricciones de los Agentes Productores;
- b) coordinar las transacciones en el Mercado de Oportunidad y los Desvíos de Potencia Firme de cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional, con respecto a aquellas transacciones que el ODS liquida en el MEN;
- c) conocer la cantidad y frecuencia de compras de cada Agente del MEN en el Mercado de Oportunidad y los pagos por Desvíos de Potencia Firme, a efecto de cuantificar el monto requerido como garantía para cada Agente del MEN.

6.2 Contenido.

Para ello, el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada incluirá como mínimo la información siguiente:

- a) Un código o número identificador del registro asignado por el ODS al inscribir la información correspondiente.

- b) Las partes que han contratado potencia firme o energía, con identificación del Agente del Mercado Eléctrico Nacional que es la parte compradora y el que es la parte vendedora, y en el caso de un Contrato Firme Regional, identificar el Agente del Mercado Eléctrico Nacional y el agente del MER.
- c) Identificación de unidades o centrales generadoras del Agente Productor comprometidas como potencia firme.
- d) Los nodos de compra y de venta (nodos del Sistema Principal de Transmisión en que se determinan los precios del Mercado de Oportunidad) o nodo de inyección y retiro de la RTR en caso de que se trate de un Contrato Firme Regional.
- e) Tipo de contrato, de acuerdo con los tipos que define esta Norma Técnica, o si es un Contrato Firme Regional.
- f) La duración del contrato, indicando la fecha de inicio y finalización, así como lo dispuesto para su rescisión o renovación.
- g) Si el contrato incluye la compra-venta de potencia firme, se deberá indicar el perfil de Potencia Firme Contratada durante el periodo de suministro bajo el contrato, ya sea como valores o como fórmulas u otro mecanismo para su cálculo.
- h) Para Contratos Firmes Regionales, la energía firme contratada, desagregada a nivel mensual.
- i) Si el contrato incluye la compra-venta de energía, se debe indicar el perfil definido para la energía contratada para cada Periodo de Mercado durante la vigencia del contrato, ya sea como valores o como fórmulas u otro mecanismo

para su cálculo. Si se define más de un nodo de retiro en que se toma energía de la red, se debe indicar el perfil de energía en cada uno de esos nodos.

- j) Si en el contrato se acuerda una condición de requerimiento a la venta de energía, como en el caso de una condición de riesgo de déficit o racionamiento programado, se deberá informar al ODS dicha condición. Con dicha información el ODS determinará en la Programación Semanal y Predespacho si dicha condición está prevista para cada Periodo de Mercado en el cual se vende energía. Luego de la operación en tiempo real, el ODS determinará si se vendió energía a la parte compradora en cada Periodo de Mercado.
- k) Identificación de la parte contratante responsable del pago de los cargos por operación del sistema, peajes por uso de redes, cargos por Servicios Complementarios y en su caso, cargos del MER.
- l) Para cada Agente Productor o Empresa Comercializadora, la potencia firme total vendida en contratos del MEN y la energía firme vendida en Contratos Firmes Regionales.
- m) Para cada Agente Comprador, la potencia firme total comprada mediante contratos con Agentes del MEN y la energía firme comprada mediante Contratos Firmes Regionales.

6.3 Información a suministrar.

6.3.1 Contratos entre Agentes del MEN.

De acuerdo con el tipo de contrato y lo que establece esta Norma Técnica, una de las partes del contrato debe informar y proporcionar al ODS, además de la información contenida en la sección anterior, la información técnica requerida para su evaluación y registro siguiente:

- a) Documentos mediante los cuales cada parte contratante confirme de manera oficial, que la información suministrada es veraz y correcta. Con excepción de los Contratos Preexistentes, el ODS no aceptará ninguna declaración de contratos que no cuente con el documento de confirmación de ambas partes.
- b) Copia de secciones del contrato que se relacionen con la información que deben suministrar al ODS, incluyendo sus definiciones. En caso de requerirlo, el ODS solicitará la información necesaria para verificar el cumplimiento de las restricciones a la potencia firme contratada y energía.

La información solicitada por el ODS deberá suministrarse en el formulario que éste proporcione para tal efecto, y en el se indicará la información relevante que debe suministrarse y demás requisitos según la modalidad de contrato. El ODS verificará si la información declarada y suministrada se encuentra completa y apegada a los requisitos y restricciones contenidos en la presente Norma Técnica. Una vez hecho el análisis, el ODS comunicará al solicitante su decisión. Si corresponde, el ODS permitirá la subsanación de la solicitud presentada inicialmente. De no ser subsanable, el solicitante deberá presentar una nueva solicitud atendiendo las razones que el ODS expuso para rechazar la solicitud original, sin perjuicio de impugnar las decisiones del ODS de conformidad con la LGIE y su Reglamento.

En caso de un contrato de respaldo, el Agente Productor que es la parte vendedora debe declarar al ODS cada nuevo contrato de respaldo, así como cualquier modificación que las partes acuerden a un contrato de respaldo en el Registro de Potencia Firme y Energía, para su validación y registro como perteneciente al Mercado de Contratos, con una anticipación no menor que diez (10) días previos a la entrada en vigencia del contrato o de la modificación según corresponda. En casos

que se someta a inscripción información sobre contratos que se relacionen de forma directa con una indisponibilidad forzada, la anticipación para declarar dicha información al ODS no deberá ser menor que tres (03) días previos a la entrada en vigencia del contrato.

En el caso de los contratos de abastecimiento, las Empresas Distribuidoras y los Consumidores Calificados deben declarar al ODS cada nuevo contrato, así como cualquier modificación que las partes acuerden al contrato, para su validación y registro como perteneciente al Mercado de Contratos, con una anticipación no menor que treinta (30) días calendario previos a la entrada en vigencia del contrato o de la modificación, según corresponda. El objetivo de los plazos de anticipación es asegurar el tiempo suficiente para aclaraciones y/o correcciones a la declaración del contrato de manera que se pueda completar el proceso y el ODS inscriba la información en el registro antes de la fecha de inicio del contrato.

6.3.2 Contratos Firmes Regionales.

Cuando un Agente del MEN solicita el registro de información contenida en un Contrato Firme Regional del que es parte, debe proporcionar y declarar al ODS la información requerida en el RMER, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- a) identificación del solicitante;
- b) si el contrato es de importación o de exportación;
- c) identificación del agente del MER con el que contrató y el país en que se localiza, junto con una declaración en que el agente del MER confirme la veracidad de toda la información suministrada al ODS por el Agente del Mercado Eléctrico Nacional;
- d) los nodos de inyección y retiro de la RTR estipulados en el contrato;

- e) fecha de inicio y duración del contrato;
- f) energía firme contratada, que corresponde a la máxima energía comprometida en un período de mercado del MER durante la duración del contrato, desagregada a nivel mensual;
- g) documentación que avala que la cantidad de energía firme declarada para el contrato ha sido autorizada por el ODS, con base en criterios regionales establecidos por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica de acuerdo con lo que establece el RMER;
- h) documentación que demuestra que se cuenta con los derechos de transmisión requeridos para el contrato en los nodos de inyección y de retiro estipulados, con identificación de la parte que tiene dichos derechos;
- i) informar la parte contratante que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales para cada período de mercado del MER asociados al Contrato Firme Regional.

Cuando se trate de Contratos Firmes Regionales, la responsabilidad de suministro de información y registro con el ODS es del Agente del Mercado Eléctrico Nacional.

El ODS debe verificar que la información declarada y suministrada cumple con esta Norma Técnica y el RMER. En caso de inconsistencia, el ODS informará al Agente del MEN pudiendo solicitar clarificaciones y subsanar su solicitud y en su caso, podrá requerir que se presente una nueva solicitud corrigiendo las inconsistencias. El ODS no informará el Contrato Firme Regional al EOR en tanto no cuente con una solicitud que cumpla con todos los requisitos.

Una vez que verifique el cumplimiento de los requisitos, el ODS informará la declaración de Contrato Firme Regional

al EOR, pero solamente lo ingresará al Registro de Potencia Firme y Energía Contratada luego que lo autorice el EOR.

6.3.3 Modificación o terminación de contratos.

Las partes tienen la obligación de informar toda modificación a sus contratos, previo a que las misma entre en vigencia, a efecto de que el ODS valide y actualice el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada. En la declaración de modificación, el agente informante debe incluir el código identificador del registro del contrato.

En caso de terminación o rescisión de un contrato es obligación de las partes notificar inmediatamente al ODS. El ODS tendrá en cuenta dicha situación a partir del primer día hábil posterior a recibir la notificación e identificará en el registro que el contrato ha terminado o se ha rescindido.

7 TIPOS DE CONTRATOS.

Un contrato en el MC entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional es un acuerdo entre dos partes (una parte que compra y una parte que vende) por el que se comprometen a:

- a) entregar una determinada cantidad de energía y/o potencia firme, ya sea con generación propia, comprada a terceros o mediante compras en el Mercado de Oportunidad de acuerdo con el tipo de contrato y que la parte compradora debe pagar pudiendo también vender los excedentes que no requiera;
- b) entregar y recibir la energía en nodos específicos llamados de inyección y retiro, respectivamente;
- c) entregar en un determinado plazo de entrega o vigencia.

En el MC se pueden acordar contratos para la compra-venta de energía y potencia firme, solamente de energía, o solamente de potencia firme.

7.1 Tipos generales de contrato.

De acuerdo con el tipo de agente involucrado en el contrato y la modalidad de compra-venta, se podrán celebrar contratos cuyo objeto principal sean los siguientes:

- a) contratos para abastecimiento de energía y/o potencia firme a un Agente Comprador;
- b) contratos para respaldar las obligaciones comprometidas de los Agentes Productores en sus contratos de abastecimiento;
- c) Contratos Firmes Regionales, cumpliendo con las características y requisitos que establece el RMER y esta Norma Técnica.

La clasificación de tipos de contratos que hace esta Norma Técnica es a los efectos de diferenciar la función y partes, distintas asignaciones de riesgo, así como clarificar los requisitos a cumplir.

Cada tipo de contrato, de acuerdo con la modalidad con que se definen las cantidades transadas, establece un mecanismo para compartir riesgos.

Las Empresas Comercializadoras podrán suscribir cualquiera de las modalidades de los contratos de abastecimiento o sus combinaciones, según se ajuste a sus intereses y actividades, en los términos que disponen las secciones siguientes.

7.2 Contratos de Abastecimiento.

La compra de energía será bajo una de las siguientes modalidades generales de contrato:

- a) compra lo generado;
- b) compra lo demandado;
- c) compra lo contratado.

La contratación de potencia firme será bajo la modalidad de contrato con seguridad de suministro.

7.2.1 Compra lo generado.

Tipo de contrato en el cual se pacta una obligación de pago del total de la cantidad de energía generada por un Agente Productor o puesta a disposición por una Empresa Comercializadora.

El contrato permite al Agente Productor o Empresa Comercializadora establecer el precio al que vende su energía, protegiéndose de la volatilidad de precios en el Mercado de Oportunidad.

El contrato representa para el Agente Comprador seguridad de precio, pero no de cantidades de energía, asumiendo el riesgo de despacho del Agente Productor y de vender en el Mercado de Oportunidad si debido a la energía real generada la compra de energía por contrato es mayor que la energía que retira de la red.

7.2.2 Compra lo demandado.

Tipo de contrato en el que el Agente Comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando este sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada. Si el consumo es superior, la diferencia es liquidada al precio del Mercado de Oportunidad.

El Contrato de Abastecimiento con energía tipo Compra lo Demandado establece la venta de un Agente Productor o Empresa Comercializadora para cubrir la totalidad o una parte de la energía que retira el Agente Comprador, independientemente de la energía entregada por el Agente Productor o puesta a disposición por la Empresa Comercializadora.

El contrato permite al Agente Comprador establecer el precio al que compra su energía, protegiéndose de la volatilidad

de precios en el Mercado de Oportunidad. Si el Agente Comprador compra la totalidad de su energía demandada mediante este tipo de contratos, resultará sin compras ni ventas en el Mercado de Oportunidad durante la duración de dichos contratos.

El contrato otorga certeza de precio para el Agente Productor o Empresa Comercializadora, pero no de cantidades de energía, asumiendo el riesgo de demanda del Agente Comprador, el riesgo de restricciones de transmisión, y el de disponibilidad de tener que comprar en el Mercado de Oportunidad si la energía real entregada es menor que la resultante energía a vender en el contrato de acuerdo con la energía que retira de la red la parte compradora.

7.2.3 Compra lo contratado.

Tipo de contrato en el que el Agente Comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia la paga el Agente Comprador al precio del Mercado de Oportunidad. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al Agente Comprador al precio del Mercado de Oportunidad.

El Contrato de Abastecimiento con energía tipo Compra lo Contratado establece la obligación de la parte vendedora de entregar, pero no de generar y el derecho a cobrar cada Periodo de Mercado la energía contratada al precio del contrato, pudiendo cumplir con generación propia, generación contratada de terceros o compras en el Mercado de Oportunidad.

El Contrato de Abastecimiento con energía tipo Compra lo Contratado establece la obligación de la parte compradora de pagar para cada Periodo de Mercado la energía contratada al precio del contrato, salvo que no se entregue la energía

comprometida en condiciones de déficit o racionamiento o fuerza mayor, independientemente de la energía que retira de la red y el derecho a vender sobrantes en el Mercado de Oportunidad.

7.2.4 Contrato con seguridad de suministro.

Tipo de contrato por el cual se puede contratar potencia firme que incluye el compromiso de la parte vendedora de asegurar el suministro de la parte compradora, con una compensación en caso de que a la parte compradora le apliquen racionamiento programado en el Predespacho o redespacho del ODS y el Agente Productor no cuente con la disponibilidad para suministrar la potencia firme comprometida.

La parte vendedora garantiza la disponibilidad de la Potencia Firme Contratada en periodos de riesgo de déficit o racionamiento programado con generación propia y/o con compra de potencia firme en contratos de respaldo.

El contrato con seguridad de suministro puede incluir la compra de energía, la cual no puede ser mayor que la equivalente a la que pueda ser suministrada por la Potencia Firme Contratada en cada Período de Mercado.

Si un Agente Productor o Empresa Comercializadora incumple sus obligaciones con seguridad de suministro en más de un contrato de este tipo, el ODS asignará la energía entregada entre sus contratos con seguridad de suministro proporcionalmente a la potencia firme contratada en cada uno de ellos.

No se considerará que un Agente Productor o Empresa Comercializadora incumple su compromiso contractual de garantía de suministro si no se pueda abastecer la demanda por decisiones del ODS debido a restricciones de transmisión, fallas en el Sistema Interconectado Nacional, o para mantener los CCSDM.

7.3 Contratos de respaldo.

Los contratos de respaldo se acuerdan entre Agentes Productores. Su objetivo es que un Agente Productor venda potencia firme y opcionalmente también energía, para que la parte compradora la pueda utilizar para respaldar sus propios contratos de abastecimiento o sus combinaciones. La parte compradora asume la obligación de pagar a la parte vendedora la Potencia Firme Contratada.

Adicionalmente, el contrato puede incluir la venta de energía asociada a la potencia firme contratada.

Los Agentes Productores deberán informar al ODS lo siguiente:

- a) las unidades y/o centrales generadoras de la parte vendedora que se comprometen para la generación y venta de la Potencia Firme Contrada y los correspondientes nodos de inyección;
- b) la potencia firme (en porcentaje o en megavatios) de las unidades y/o centrales generadoras que se está contratando, indicando la Potencia Firme Contratada para cada mes;
- c) si el contrato incluye la venta de energía asociada a la Potencia Firme Contratada durante toda la duración del contrato o solamente ante condiciones en que se requiera la venta de energía y la modalidad o fórmula con que se determina la energía asociada contratada.

7.4 Combinación de modalidades de contratos.

Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional pueden utilizar la combinación de las distintas modalidades de contratos de abastecimiento y/o contratos de respaldo que les resulte más conveniente según las restricciones definidas en la presente norma.

Algunas combinaciones podrán resultar en las modalidades siguientes:

7.4.1 Contratos de energía generada.

En esta modalidad de contrato se tendrá solamente un precio de energía. El Agente Productor debe indicar el perfil de generación estimado, el cual podría variar por hora, mes y año. El Agente Productor deberá entregar su perfil estimado y el Agente Comprador reconocerá la energía de dicho perfil.

7.4.2 Contratos de opción de compra de energía.

En esta modalidad de contrato se tendrá un precio de potencia y un precio de energía. La energía será comprada a dicho precio, siempre y cuando sea necesaria en ese momento y dicho precio sea inferior al precio del Mercado de Oportunidad, es decir no existe obligación por parte del Agente Comprador en comprar la energía de este contrato, pero si a remunerar la potencia establecida en el contrato.

7.4.3 Contratos de diferencia con curva de carga.

En esta modalidad de contrato se acuerda un precio de potencia para el cubrimiento de la demanda firme del Agente Comprador durante toda la vigencia del contrato. Adicionalmente, el Agente Productor compromete el suministro de una demanda de energía definida como una curva de demanda horaria a lo largo del período de vigencia del contrato.

7.4.4 Contratos de sólo potencia.

En esta modalidad de contrato se acuerda un precio de potencia para el cubrimiento de la demanda firme durante toda la vigencia del contrato.

8 POTENCIA FIRME MÁXIMA CONTRATABLE.

Se entiende por potencia firme máxima contractable aquella disponibilidad de potencia firme que tienen los agentes para venta en contratos.

La información en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada se utilizará para el cálculo y actualización de la potencia firme máxima contratable.

8.1.1 Potencia firme máxima contratable de un Agente Productor.

A los efectos de la administración del MEN, se define para cada mes la potencia firme máxima contratable de un Agente Productor como:

- a) la suma de la potencia firme de sus unidades y centrales generadoras,
- b) más la potencia firme que compra de otros Agentes Productores mediante contratos del MC y del MER,
- c) menos la potencia firme que vende en contratos del MC y del MER.

8.1.2 Potencia firme contratable de una Empresa Comercializadora.

A los efectos de la administración del MEN, se define para cada mes la potencia firme máxima contratable de una Empresa Comercializadora como:

- a) la suma de la potencia firme que compra de Agentes Productores mediante contratos en el MC y en el MER,
- b) menos la potencia firme que vende en contratos del MC y del MER a Consumidores Calificados.

8.1.3 Potencia firme máxima contratable de una Empresa Distribuidora.

A los efectos de la administración del MEN, se define para cada mes la potencia firme máxima contratable de una Empresa Distribuidora como:

- a) el excedente de potencia firme comprada en contratos respecto a su obligación como Agente Comprador de contratar el Requerimiento de Potencia Firme de sus Usuarios, que haya sido autorizado por la CREE,
- b) menos la potencia firme que vende en contratos del MC a Consumidores Calificados.

9 CURVAS DE ENERGÍA CONTRATADA.

El ODS debe determinar la curva de energía comprada en contratos (prevista y real) de cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional para cada Periodo de Mercado, a efecto de la administración de los faltantes o sobrantes de energía de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y del racionamiento forzado ocurrido en el MEN.

9.1.1 Curvas de contratos de compra lo generado.

Para cada contrato de abastecimiento compra lo generado, el ODS calculará dos curvas de energía contratada:

- a) la energía contratada prevista, en la Programación Semanal y Predespacho con la generación prevista del Agente Productor que es la parte vendedora;
- b) la energía contratada real, con los resultados de la operación en tiempo real y las mediciones de la parte vendedora.

9.1.2 Curvas de contratos de compra lo demandado.

Para cada contrato de abastecimiento compra lo demandado, el ODS calculará dos curvas de energía contratada:

- a) la energía contratada prevista, en la Programación Semanal y Predespacho con la demanda prevista para la parte compradora;

b) la energía contratada real, con los resultados de la operación en tiempo real y las mediciones de la parte compradora.

9.1.3 Curvas de contratos de compra lo contratado.

Para cada contrato de abastecimiento compra lo contratado, la curva de energía contratada estará dada por las cantidades de energía contratadas.

9.1.4 Curvas de contratos de respaldo que incluyen energía.

Para cada contrato de respaldo que incluye venta de energía, el ODS calculará dos curvas de energía contratada:

- a) la energía contratada prevista, en la Programación Semanal y Predespacho con base en la generación prevista de la parte vendedora;
- b) la energía contratada real, con los resultados de la operación en tiempo real y las mediciones de la parte vendedora.

9.1.5 Curvas de contratos firmes regionales.

Para cada Contrato Firme Regional, el ODS considerará las curvas de energía contratada siguientes:

- a) la energía firme contratada que se declara para la autorización del contrato, a utilizar como energía prevista en la Planificación Operativa de Largo Plazo y en la Programación Semanal;
- b) para el Predespacho, la energía diaria declarada por las partes y que aprueba el EOR en el predespacho regional;

- c) la energía real del contrato, con los resultados de la operación en tiempo real y las mediciones en los nodos de la RTR que corresponden al contrato.

10 ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS ANTE RACIONAMIENTO PROGRAMADO.

El ODS excluirá de aplicar racionamiento programado por déficit de generación al consumo de las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados que son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que tengan cubierta su demanda con contratos de abastecimiento con garantía de suministro siempre que los Agentes Productores o Empresas Comercializadoras cuenten con la disponibilidad necesaria de potencia para cubrir todos sus contratos, ya sea con generación propia o comprada en contratos de respaldo, o de abastecimiento en el caso de Empresas Comercializadoras, que hayan sido requeridos para generar. En el caso anterior, el ODS debe priorizar el abastecimiento de la demanda cubierta por contratos con garantía de suministro siempre y cuando la Empresa Comercializadora o el Agente Productor hayan hecho efectiva la entrega de la energía comprometida en dicho contrato.

El ODS debe asignar el racionamiento en primer lugar a la energía requerida por las Empresa Distribuidora y Consumidores Calificados que son Agentes del Mercado Eléctrico Nacional que no tengan su demanda cubierta con contratos, de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica. En el caso de Consumidores Calificados que tengan sólo una parte de su demanda cubierta con contratos de seguridad de suministro, el ODS les requerirá disminuir su demanda hasta el valor que tengan cubierta con dichos contratos, estando sujetos a una desconexión total en caso de no cumplir con

ese requerimiento de manera oportuna. El ODS procurará dar aviso con tiempo suficiente para que se atiendan esas instrucciones.

El racionamiento requerido para un Período de Mercado se asignará proporcionalmente a la demanda de energía prevista sin contratos, procurando no superar el máximo de 30% de la demanda prevista para el comprador sin respaldo de Potencia Firme.

En caso de congestión de la red de transmisión que obligue el racionamiento forzado en partes del SIN, el ODS administrará la asignación de dicho racionamiento con el mismo criterio de prioridad a la energía cubierta por contratos, pero incluyendo solamente la energía contratada que la parte vendedora puede entregar teniendo en cuenta las restricciones de transmisión si la generación está ubicada en una zona distinta que la parte compradora.

Cuando el Agente Productor por falta de generación propia resulte previsto como comprador en el Mercado de Oportunidad y el ODS programe racionamiento, tanto el Agente Productor como el Agente Comprador serán tratados en igualdad de condiciones. Su participación en el programa de cortes por racionamiento será proporcional a su compra (faltante para cubrir sus contratos) dentro de la compra total en el Mercado de Oportunidad. La restricción por aplicar a cada una de las demandas que tienen contratos con Agentes Productores o Empresas Comercializadoras con falta de disponibilidad se repartirá en forma proporcional a la potencia firme de dichos contratos, salvo que dichos agentes apliquen un criterio distinto por requerimiento particular.

El ODS elaborará una guía con el detalle de la asignación del racionamiento forzado ante una condición de déficit en todo el SIN, o en una zona con congestión, teniendo en cuenta los contratos. Esta guía se elaborará en un plazo no mayor a 3 meses después de la aprobación de la presente norma.

11 ADMINISTRACIÓN DE SOBANTES Y FALTANTES.

El ODS calculará los sobrantes o faltantes para cada uno de los Agentes Productores y Empresas Comercializadoras como las diferencias que resulten entre la sumatoria entre la energía generada y comprada a otros Agentes Productores y la energía vendida en contratos y las diferencias entre la potencia firme que totaliza en generación propia y compras en contratos y la potencia firme vendida en contratos.

11.1 Energía.

El ODS realizará el cálculo de sobrantes y faltantes de energía con base en la información del Registro de Potencia Firme y Energía Contratada y las mediciones comerciales de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

11.1.1 Agente Productor.

La energía generada por un Agente Productor puede resultar con una entrega distinta a la energía total vendida en contratos debido al Despacho Económico, a la coordinación con el predespacho regional, a los CCSDM y a la operación en tiempo real.

- a) Si en un Período de Mercado un Agente Productor o Empresa Comercializadora entrega en el nodo de inyección más energía que la vendida en contratos, dicho agente venderá sus sobrantes en el Mercado de Oportunidad al precio nodal del nodo de inyección.

- b) Si en un Periodo de Mercado un Agente Productor o Empresa Comercializadora entrega en el nodo de inyección menos energía que la vendida en contratos, dicho agente cubrirá su compromiso contractual comprando el faltante en el Mercado de Oportunidad al precio de los nodos de retiro correspondientes.

11.1.2 Agente Comprador.

La energía que retira un Agente Comprador de la red en el Sistema Principal de Transmisión puede resultar distinta a la energía total comprada por contratos.

- a) Si en un Periodo de Mercado un Agente Comprador retira menos energía que la total comprada por contratos, venderá el sobrante en el Mercado de Oportunidad al precio de los nodos de inyección, excepto en condiciones de racionamiento o que la oferta de generación sea mayor que la demanda que recibirá una administración especial de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica.
- b) Si en un Periodo de Mercado un Agente Comprador retira más energía que la total comprada por contratos, dicho agente comprará el faltante no contratado en el Mercado de Oportunidad al precio de los nodos de retiro correspondientes.

11.2 Potencia Firme.

11.2.1 Agente Productor.

Un Agente Productor o Empresa Comercializadora puede resultar con una cantidad de potencia firme disponible distinta a la vendida en sus contratos. En estos casos:

- a) El Agente Productor o Empresa Comercializadora podrá vender sus sobrantes a otros Agentes Productores o Empresas Comercializadoras y obtener un pago adicional como resultado de las transacciones por desvíos de potencia firme de acuerdo con lo que establece el ROM y la Norma Técnica de Potencia Firme, siempre y cuando la suma de la capacidad de generación propia y la comprada como respaldo sea mayor a la potencia firme vendida en contratos.

- b) El Agente Productor o Empresa Comercializadora podrá comprar sus faltantes mediante contratos con otros Agentes Productores o Empresas Comercializadoras que tengan excedentes o podrá comprar sus faltantes por desvíos de potencia firme, de acuerdo con lo que establece el ROM y la Norma Técnica de Potencia Firme.

11.2.2 Agente Comprador.

Como resultado de la demanda máxima real y condiciones en el SIN, el requerimiento de potencia de un Agente Comprador puede ser distinto a la potencia firme total contratada:

- a) Si el requerimiento de potencia de un Agente Comprador resulta mayor que la potencia firme total comprada en un mes mediante contratos, incluyendo la energía firme comprada en un Contrato Firme Regional, deberá comprar el faltante mediante transacciones por desvíos de potencia firme, de acuerdo con lo que establece el ROM y la Norma Técnica de Potencia Firme.
- b) Si el requerimiento de potencia de un Agente Comprador resulta menor que la potencia firme total comprada en un

mes mediante contratos, obtendrá una remuneración por el sobrante en concepto por desvíos de potencia firme, de acuerdo con lo que establece el ROM y la Norma Técnica de Potencia Firme.

12 BALANCE DE ENERGÍA.

12.1 Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados.

El ODS calculará el balance entre la energía retirada en los nodos de retiro y la energía contratada de cada Empresa Distribuidora y Consumidor Calificado para cada Período de Mercado de acuerdo con lo siguiente:

- a) **Predespacho:** el balance se calculará como la previsión de la energía comprada por contratos menos el consumo previsto (energía que prevista que retira de la red de acuerdo con los pronósticos de demanda).
- b) **Posdespacho:** el balance se calculará como la suma de la energía comprada en contratos menos la energía que retira en los nodos de retiro como resultado de la operación en tiempo real.

Ante una condición prevista de déficit por falta de generación, por restricciones de transmisión, o por CCSDM, y no se pueda abastecer toda la demanda de una Empresa Distribuidora o un Consumidor Calificado, los sobrantes de la contraparte vendedora se considerarán para venta en el Mercado de Oportunidad, siempre que la energía contratada haya sido efectivamente generada e inyectada a la red.

12.2 Empresa Generadora.

Para cada Agente Productor el ODS calculará el balance entre la energía inyectada en los nodos de inyección y la energía

contratada en cada Período de Mercado de acuerdo con lo siguiente:

- a) **Predespacho:** el balance se calculará como la suma de la energía generada prevista en el nodo de inyección, más la energía prevista contratada en contratos de respaldo en que es la parte compradora, menos la energía contratada prevista en los contratos y la energía prevista o declarada en ventas en Contratos Firmes Regionales (si aplica).
- b) **Posdespacho:** el balance se calculará como la suma de la energía generada según la operación en tiempo real, más la energía que compra en contratos de respaldo, menos la energía que vende en sus contratos.

La energía inyectada por un Agente Productor como Generación Forzada será liquidada por el ODS como el suministro de servicios complementarios.

Ante una condición prevista de déficit por restricciones de transmisión o por CCSDM, a los efectos del cálculo del balance se limitará la energía contratada total a la energía entregada (prevista o real, según corresponda) si dicha generación resulta menor que la comprometida en contratos.

12.2.3 Empresa Comercializadora.

Para cada Empresa Comercializadora, el ODS calculará su balance de energía de acuerdo con lo siguiente:

- a) **Predespacho:** el balance se calculará como la suma de la energía comprada en sus contratos menos la suma

de la energía prevista en los contratos en los cuales es la parte vendedora.

- b) Posdespacho:** el balance se calculará como la suma de la energía comprada en sus contratos menos la suma de la energía contratada efectiva mediante contratos en los cuales es la parte vendedora.

Ante una condición prevista de déficit, por falta de generación por restricciones de transmisión o por CCSDM a los efectos del cálculo del balance se utilizará la energía comprada a los Agentes Productores y la energía vendida (prevista o real según corresponda) a los Consumidores Calificados.

13 DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS PREEXISTENTES.

Los Contratos Preexistentes continuarán sin cambio alguno hasta el vencimiento de su plazo, cuando terminarán. A efecto de que el ODS administre los mismos dentro de la operación del mercado, se atenderán las reglas siguientes:

- a) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) debe enviar al ODS la declaración y copia de todos sus Contratos Preexistentes.
- b) Si se modifica un Contrato Preexistente y/o se acuerda con la ENEE que parte de la potencia y energía contratada se puede vender a un tercero, se deberá informar al ODS dicha modificación, proporcionando al ODS el número de registro que identifica la inscripción y la información de energía y potencia contratada luego de la modificación o acuerdo.

- c) En el caso que se acuerde una venta a terceros, la misma debe ser acordada bajo una modalidad contractual de las que establece la presente Norma Técnica y al contrato le aplicará todo lo que corresponde según dicha norma.
- d) La potencia vendida por una Empresa Generadora en Contratos Preexistentes se considerará potencia firme a los efectos de contabilizar la potencia firme máxima contratable de dicha Empresa Generadora, en ese sentido, la potencia firme máxima contratable será cero para una Empresa Generadora que haya vendido toda su potencia a la ENEE en Contratos Preexistentes.
- e) La potencia firme máxima contratable de una Empresa Generadora que vende parte de su potencia en Contratos Preexistentes se calcula como la potencia firme máxima generada o respaldada de la Empresa Generadora, menos la sumatoria de la potencia vendida en el Contrato Preexistente y la potencia firme que venda a otros Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.
- f) La Empresa Generadora no podrá vender la potencia firme vendida a la ENEE mediante un Contrato Preexistente a otros agentes mediante contratos en el MC o en el MER, por lo que a dicho contrato no le aplican desvíos de potencia firme. Si la ENEE acuerda con el Agente Productor reducir la potencia que contrata, el ODS lo tendrá en cuenta en el cálculo de la potencia firme máxima contratable una vez que la ENEE informe y envíe la declaración de modificación del contrato al ODS.
- g) La Empresa Generadora no podrá vender la potencia firme comprometida en Contratos Preexistentes como energía firme en Contratos Firme Regionales.

Avance

Próxima Edición

1) Pendiente Proxima Edición...

CENTROS DE DISTRIBUCIÓN:

TEGUCIGALPA	SAN PEDRO SULA
Col. Miraflores Sur, Centro Cívico Gubernamental, contiguo al Poder Judicial.	Salida a Puerto Cortés, Centro Comercial, "Los Castaños", Teléfono: 2552-2699.

La Gaceta está a la vanguardia de la tecnología, ahora ofreciendo a sus clientes el servicio en versión digital a nivel nacional e internacional en su página web www.lagaceta.hn

Para mayor información llamar al Tel.: 2230-1339 o al correo: gacetadigitalhn@gmail.com

Contamos con:

- Servicio de consulta en línea.

El Diario Oficial La Gaceta circula de lunes a sábado

Tels.: 2230-1120, 2230-4957, 2230-1339

Suscripciones:

Nombre: _____

Dirección: _____

Teléfono: _____

Empresa: _____

Dirección Oficina: _____

Teléfono Oficina: _____

Remita sus datos a: Empresa Nacional de Artes Gráficas

precio unitario: Lps. 15.00

Suscripción Físico y Digital Lps. 2,000.00 anual, seis meses Lps. 1,000.00

Empresa Nacional de Artes Gráficas
(E.N.A.G.)
Colonia Miraflores Sur, Centro Cívico Gubernamental