APROBACIÓN DE LA NORMATIVA DE OPERACIÓN

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N°. 001-03-2013, Aprobada el 19 de marzo de 2013

Publicada en La Gaceta, Diario Oficial N°. 56 del 1 de Abril del 2013

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS,

CONSIDERANDO

I.

Que dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana, SICA, los Estados de la región manifestaron su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un mercado eléctrico regional competitivo, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales.

II.

Que en ese sentido, los Presidentes de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, suscribieron el 30 de diciembre de 1996, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un **Mercado Eléctrico Regional** (MER) competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. Dicho Tratado ha sufrido dos modificaciones, a través del Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito el 11 de julio de 1997 y del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central del 10 de abril de 2007.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

III.

Que tanto el Tratado Marco como sus dos Protocolos modificatorios, como tratados internacionales fueron firmados por el Poder Ejecutivo y aprobados por la Honorable Asamblea Nacional de la República de Nicaragua, tal y como se desprende de: i) Decreto A.N. No. 1778, “De aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central”, publicado en La Gaceta, Diario Oficial No. 216 del 12 de noviembre de 1997; ii) Decreto A.N. No. 1804, “De aprobación del Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central”, publicado en La Gaceta, Diario Oficial No. 15 del 23 de enero de 1998; y, Decreto A.N. No. 5400, “Decreto de Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central”, publicado en La Gaceta, Diario Oficial No. 123 del 30 de junio de 2008. Por lo cual el Tratado Marco y sus dos Protocolos modificatorios forman parte del ordenamiento jurídico nicaragüense.

IV.

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

V.

Que en comunicación PCD-INE-003-01-2013 del 16 de enero de 2013, el Presidente del Consejo de Dirección del Instituto Nicaragüense de Energía (en adelante INE), Ingeniero José David

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Castillo S., adjuntó la Certificación de Acta No. 01-2013 de Reunión Ordinaria No. 01 del Consejo de Dirección de dicho ente, con fecha 9 de enero de 2013, por medio de la cual se aprobó por unanimidad la propuesta de reforma a la Normativa de Operación para ser enviada al Ministerio de Energía y Minas, para su respectiva aprobación y puesta en vigencia.

VI.

Que la nueva versión de la Normativa de Operación propuesta por el INE al MEM, está basada en la necesidad de armonizar la normativa nacional con la reglamentación regional, incorporando los interfaces necesarios para operar en forma coordinada con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) a entrar en vigencia el 1 de abril de 2013. En su propuesta el INE expresó que previo a la aprobación por parte de su Consejo de Dirección, se dio un proceso de consulta desde el mes de julio de 2011, remitiéndose la propuesta de modificación a la Normativa de Operación a todos los actores del Mercado Eléctrico Nacional, recibiéndose únicamente respuesta por parte del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

VII.

Que la nueva versión de la Normativa de Operación que regirá a partir del 1 de abril de 2013, es una propuesta de modificación total que además de armonizar la normativa nacional con la reglamentación regional, incluye también una actualización conforme a la evolución del subsector eléctrico de Nicaragua en los últimos doce años, ocasionados primordialmente por cambios legislativos, siendo el más importante entre ellos, la aprobación y puesta en vigencia de la Ley No. 612, “Ley de Reforma y Adición a la Ley No. 290, Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo”, publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 20 del 29 de enero de 2007, por medio de la cual se creó al Ministerio de Energía y Minas, como un Ministerio de Estado con las funciones y atribuciones de ente rector y normador

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

del sector energético y minero del país.

VIII.

Que el Ministerio de Energía y Minas, tomando en cuenta que la armonización de la Normativa de Operación con la reglamentación regional debe estar aprobada y entrar en vigencia el 1 de abril de 2013; decidió remitir al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) la propuesta remitida por el INE, a fin de obtener sus consideraciones. Lo anterior, se realizó en base a: i) que de conformidad a la Ley No. 272, “Ley de la Industria Eléctrica” (en adelante LIE), la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), estará a cargo del CNDC, unidad organizativa de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL; ii) que en base al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) el CNDC, en su condición de Operador del Sistema/Operador del Mercado (OM/OS) de Nicaragua, es parte de la estructura institucional del MER, con la atribución de coordinar la operación del sistema eléctrico y la gestión comercial entre los agentes del mercado eléctrico nacional con el Ente Operador Regional (EOR); y, iii) que la LIE establece que la Normativa de Operación será elaborada por el CNDC y aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.

IX.

Que a través de comunicación PE/SMC/0217/03/13 de fecha del 13 de marzo de 2013, el Presidente Ejecutivo de ENATREL remitió las valoraciones, comentarios y sugerencias del CNDC a la Normativa de Operación propuesta por el INE. Posteriormente el MEM a través de la Dirección de Mercado Eléctrico y la Dirección General de Políticas y Planificación Energética realizó una serie de sesiones de trabajo con funcionarios de la Dirección General de Electricidad del INE, con el objetivo de consensuar algunos aspectos de la propuesta de Normativa de Operación.

X.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Que la Normativa de Operación, de conformidad a la LIE, son las normas que establecen los procedimientos y disposiciones para realizar el planeamiento, la coordinación y operación del mercado eléctrico de Nicaragua, a esto debe integrarse actualmente el mercado eléctrico regional, por la vinculación del Tratado Marco y sus dos Protocolos modificatorios en el ordenamiento jurídico nicaragüense. La Normativa de Operación se compone de tres tomos, el Tomo Normas Generales (TNG), el Tomo Normas de Operación Técnica (TOT) y Tomo Normas de Operación Comercial (TOC) y los Anexos Técnicos y Comerciales correspondientes.

XI.

Que de conformidad al artículo 29 bis., de la Ley No. 290, “Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo”, y sus reformas, el Ministerio de Energía y Minas (en adelante MEM), órgano rector y normador del sector energético y minero del país, tiene entre sus funciones y atribuciones la de ***aprobar y poner en vigencia las normas técnicas de la regulación de las actividades de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico a propuesta del Ente Regulador,*** el INE.

POR TANTO

En uso de las facultades conferidas por la Ley No. 290, “Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo” y sus reformas, el Ministro de Energía y Minas,

RESUELVE

PRIMERO (APROBACIÓN). Se aprueba la NORMATIVA DE OPERACIÓN, conformada por los siguientes tomos:

- TOMO DE NORMAS GENERALES (TNG);

- TOMO DE NORMAS DE OPERACIÓN TÉCNICA (TOT); Y,

- TOMO DE NORMAS DE OPERACIÓN COMERCIAL (TOC).

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Y por sus respectivos ANEXOS TÉCNICOS y ANEXOS COMERCIALES.

ANEXOS TÉCNICOS:

- ANEXO TÉCNICO: INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA.
- ANEXO TÉCNICO: SISTEMA DE MEDICIONES EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN.
- ANEXO TÉCNICO: MANTENIMIENTOS.
- ANEXO TÉCNICO: DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA.
- ANEXO TÉCNICO: CONTROL DE TENSIÓN Y REACTIVO.
- ANEXO TÉCNICO: REGULACIÓN DE FRECUENCIA.
- ANEXO TÉCNICO: RESERVA.
- ANEXO TÉCNICO: OPERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS Y EMERGENCIAS.
- ANEXO TÉCNICO: OPTIMIZACIÓN Y PROGRAMACIÓN.
- ANEXO TÉCNICO: DISPONIBILIDAD. ANEXOS COMERCIALES:
- ANEXO COMERCIAL: INFORMACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO.
- ANEXO COMERCIAL: RACIONAMIENTO.
- ANEXO COMERCIAL: COSTOS VARIABLES Y COSTOS DE ARRANQUE TÉRMICOS.
- ANEXO COMERCIAL: SISTEMA DE MEDICIONES COMERCIALES.
- ANEXO COMERCIAL: GENERACIÓN OBLIGADA.
- ANEXO COMERCIAL: DESPACHO Y PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OCASIÓN.
- ANEXO COMERCIAL: COORDINACIÓN DE CONTRATOS.
- ANEXO COMERCIAL: ADMINISTRACIÓN DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES.

SEGUNDO (DEROGACIÓN). Se deroga la **Normativa de Operación** aprobada por el Instituto Nicaragüense de Energía

(INE), conformada por tres tomos: Tomo de Normas Generales (TNG), Tomo de Normas de Operación Técnica (TOT) y Tomo de Normas de Operación Comercial (TOC), aprobada según Resolución No. 014- INE- 1999 y en vigencia desde el 3 de enero del año 2000 según Acuerdo No. 013/99 del 16 de diciembre del año 1999. Deróguese la versión nueva de los Tomos de Normas Generales (TNG), Normas de Operación Técnica (TOT) y Normas de Operación Comercial (TOC), aprobadas en Resolución No. 26-2000 del 09 de noviembre del 2000 y las modificaciones y adiciones realizadas en Resolución No. 07-2003. De igual forma se derogan los Anexos Técnicos y Comerciales de dicha Normativa de Operación.

TERCERO (VIGENCIA). La presente Normativa de Operación, entrará en vigencia el 1 de abril de 2013, sin perjuicio de su posterior publicación de forma completa en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, a los diecinueve días del mes de marzo del año dos mil trece. **(F) EMILIO RAPPACCIOLI B.** Ministro.

NORMATIVA DE OPERACIÓN

Tomo Normas Generales (TNG)

TITULO 1: CONCEPTOS GENERALES

CAPITULO 1.1: Objeto

TNG 1.1.1. La presente normativa establece las reglas de carácter operativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), las reglas de carácter comercial del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN) y las interfaces necesarias para armonizar la presente normativa nacional con la reglamentación regional, necesarias para operar en

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

forma coordinada con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y otras disposiciones regionales de carácter complementario; todo de acuerdo a los criterios y disposiciones establecidas en la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica y sus reformas, que en adelante se denominará la Ley, el Decreto No. 42-98, Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica y sus reformas, que en adelante se denominará el Reglamento de la Ley y los Tratados Internacionales ratificados y aprobados por la República de Nicaragua.

TNG 1.1.2. El Centro Nacional de Despacho de Cargas (CNDC) elaborará los procedimientos de detalle que requiera la implementación de la presente normativa, denominado Anexos Técnicos y Anexos Comerciales. Dichos procedimientos deberán cumplir los criterios y metodologías generales que se establece en esta Normativa y deberán ser presentados al Consejo de Dirección del INE quienes posteriormente los trasladaran al MEM para su aprobación y puesta en vigor.

TNG 1.1.3. Para la programación y la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), y la administración comercial del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua y del Regional, el CNDC deberá cumplir, junto con las disposiciones de la Ley y su Reglamento, con las reglas y procedimientos que se establecen en la presente Normativa y las instructivas dictadas por instancias regionales (CRIE o EOR). Dichas reglas y procedimientos son también de cumplimiento obligatorio para todos los agentes económicos y Grandes Consumidores que participen como agentes del Mercado de Nicaragua y del Regional.

CAPITULO 1.2: Organización de la Normativa

TNG 1.2.1. La Normativa de Operación está conformada por los siguientes tres tomos:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Tomo Normas Generales (TNG).

b) Tomo Normas de Operación Técnica (TOT) y sus Anexos Técnicos.

c) Tomo Normas de Operación Comercial (TOC) y sus Anexos Comerciales.

TNG 1.2.2. El Tomo de Normas Generales, establece el alcance y organización de la Normativa de Operación, la descripción de la organización del mercado de Nicaragua, y las obligaciones y derechos de carácter general para los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua y del Mercado Eléctrico Regional con el CNDC.

TNG 1.2.3. El Tomo Normas de Operación Técnica, establece los criterios y procedimientos generales para la programación, el despacho y la operación integrada del SIN. Las metodologías y procedimientos de detalle se establecerán en los Anexos Técnicos.

TNG 1.2.4. El Tomo Normas de Operación Comercial, establece los criterios y procedimientos generales para las ofertas, la administración de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua y del Mercado Eléctrico Regional, así como la liquidación de los agentes. Las metodologías y procedimientos de detalle se establecerán en los Anexos Comerciales.

TITULO 2: GLOSARIO

CAPITULO 2.1: Definiciones

TNG 2.1.1. Las siguientes definiciones se utilizarán de manera complementaria a los establecidos en la Ley y su Reglamento.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Agente Consumidor: Agente del Mercado que compra a nivel mayorista energía eléctrica para suministrar a un consumo. Incluye a los Distribuidores, los Grandes Consumidores y las exportaciones.

Agente del Mercado: Agente económico o Gran Consumidor que opera comercialmente en el Mercado de Nicaragua o en el Mercado Regional, y que entrega o retira energía eléctrica del Sistema Nacional de Transmisión, o de la red de distribución.

Agente Externo: Empresa autorizada a participar en el Mercado Mayorista o a desarrollar actividades eléctricas en otro país, que acuerda la venta de energía a un Agente del Mercado de Nicaragua a través de un contrato de importación, o la compra de energía de un Agente del Mercado a través de un contrato de exportación.

Agente Productor: Agente del Mercado que vende generación a nivel mayorista ya sea producción propia o de terceros que comercializa. Incluye a los Generadores, los Cogeneradores y los Autoproductores. Las importaciones se considerarán como un Agente Productor.

Arranque en Negro (o Black Start): Capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, generando de forma estable.

Banco de Gestión de Cobranza: Banco designado para cumplir las funciones de gestión de cobranza que se establece en el Tomo Comercial de la presente Normativa.

Capacidad Máxima Exportable: Determina de manera horaria los excedentes de energía que presenta un sistema (área de control) una vez que se ha cubierto la demanda Nacional cumpliendo con

los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM).

Capacidad de Transmisión: Cargabilidad de una línea de Transmisión. Puede estar determinada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída del voltaje que ocurre entre los extremos de envío y recepción, o por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de Estabilidad de Estado Estable).

Consejo de Operación: Conjunto de representantes de los Agentes del Mercado para cada actividad de la Industria Eléctrica, cuya creación y funciones se establecen en la Ley y su Reglamento.

Contrato de exportación: Contrato en que un Agente del Mercado vende para abastecer demanda de otro país, a través los nodos de la RTR habilitados.

Contrato de importación: Contrato en que un Agente del Mercado compra generación de otro país, a través de los nodos de la RTR habilitados.

Contrato Interno: Contrato que compromete generación ubicada en Nicaragua para el consumo de una demanda ubicada en Nicaragua o para su comercialización por un Generador ubicado en Nicaragua.

Contrato PPA: Contrato en que la parte vendedora se compromete a vender a la parte compradora energía que se genere en las unidades generadoras que se identifican en el contrato y que son propiedad de la parte vendedora. Los contratos PPA preexistentes al inicio del Mercado serán administrados por el CNDC como Contratos de Generación, salvo que las partes acuerden convertirlo en un Contrato de Suministro.

Contrato de Suministro: Contrato mediante el cual un Agente Consumidor acuerda con un Agente Productor las condiciones futuras de compra y venta de energía y/o potencia.

Contrato de Generación: Contrato mediante el cual un Agente Productor (la parte compradora) acuerda con otro Agente Productor (la parte vendedora) la compra de potencia disponible y/o energía generada asociada, para su comercialización, o contrato PPA preexistentes en que ambas partes son agentes del Mercado.

Costo de Racionamiento: Costo que se asigna al racionamiento forzado, programado o imprevisto.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM): Conjunto de parámetros técnicos a mantener en la operación del SIN para garantizar un nivel de desempeño mínimo en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional asociado a la continuidad y confiabilidad, en condición normal y en condición de emergencia. Dichos parámetros surgen de estudios técnicos y económicos que los avalan y de acuerdos regionales sobre la calidad a compartir entre países interconectados.

Criterio de seguridad en el abastecimiento: Criterio que debe emplear el CNDC para la autorización de mantenimientos, para que la indisponibilidad prevista con los mantenimientos programados garantice el abastecimiento de la demanda con calidad con una determinada probabilidad.

Demanda Flexible: Demanda de un Agente Consumidor que se oferta como voluntariamente dispuesta a reducir la energía que retira de la red en función del precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Demanda Máxima de Generación: Dentro de un período dado, es el requerimiento promedio de capacidad de generación para cubrir la demanda del SIN en el correspondiente período con el nivel de reserva rodante establecido por los CCSDM, para la condición de operación vigente en el período.

Despacho Económico: Administración de los recursos de generación ofertados y de la capacidad de transmisión e interconexiones internacionales disponible para realizar el cubrimiento de los requerimientos de demanda de energía eléctrica local y en interconexiones internacionales, minimizando el costo de abastecimiento asociado dentro de las prioridades que definen los CCSDM.

Desvío de Control: Es la diferencia entre la medición Oficial calculada en el nodo Frontera de una pareja de países y el intercambio programado en el mismo nodo.

Energía de emergencia: Energía no programada que retira el sistema de un país en una interconexión internacional ante una contingencia imprevista.

Energía no despachable: Energía proveniente de un generador no despachable.

Estatismo: Porcentaje de cambio en la frecuencia (Df=60 Hz corresponde a 100%) requerido para que el gobernador responda con un cambio de potencia igual a uno (1) por unidad (P.U.).

Falla: Modificación accidental o inesperada de un elemento eléctrico del sistema (por ejemplo generador, línea de transmisión o interruptor), que trae como consecuencia un comportamiento no deseado respecto a los CCDSM

Generación Eólica: Producción de electricidad por medio de la

utilización de la energía del viento.

Generación Hidroeléctrica a filo de agua: Producción de electricidad por medio de utilización de la Energía hidráulica sin embalse que permita el almacenamiento o regulación estacional de caudales.

Generación Obligada: Para una hora, energía obligada a generar para cubrir una demanda debido a restricciones técnico operativas que se
definen en esta Normativa, a pesar de existir generación disponible ofertada más económica.

Grupo Generador a Despachar: Conjunto de una o más unidades generadoras ubicadas en una misma planta de un Generador que son consideradas como un único grupo productor a los efectos del despacho y las transacciones en el Mercado de Ocasión, de acuerdo a lo establecido en la presente Normativa.

Generador Despachable: Es la unidad generadora que tiene la capacidad de mantener, incrementar o disminuir la potencia de inyección al sistema eléctrico y estar fuera de servicio o en servicio según sea requerido por el operador del sistema

Generador no despachable: Generador que no cuenta con la característica de despachable, por ejemplo: plantas hidráulicas a filo de agua, generación eólica, etc.

Exportación de ocasión: Operación de exportación de oportunidad que se realiza en el Mercado de Ocasión.

Importación de ocasión: Operación de importación de oportunidad que se realiza en el Mercado de Ocasión.

Máxima potencia contratable: Máxima potencia que un agente

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Productor puede vender en el Mercado de Contratos.

Mantenimiento de Emergencia: Todo trabajo en que a causa de una situación inesperada el equipo de un Agente no pueda continuar en servicio sin que sufra un daño mayor, o que involucre peligro a personas o a bienes, tanto propios como a terceros.

Mantenimiento Mayor: Todo trabajo programado de mantenimiento correctivo o preventivo en el cual un equipo de un Agente esté indisponible por un período mayor que 15 días.

Mantenimiento Menor: Todo trabajo programado de mantenimiento correctivo o preventivo en el cual un equipo de un Agente esté indisponible por un período menor que 15 días.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Mercado Mayorista: Conjunto de operaciones que se realizan en el Mercado de Ocasión y Mercado de Contratos del mercado eléctrico de Nicaragua.

Obligación de Garantía de Suministro: Compromiso de cada agente Consumidor a contar con potencia para respaldar su suministro de acuerdo a los criterios que establece el Reglamento y los procedimientos que define esta Normativa.

Ofertas de Inyección de Energía: Es la intención de llevar a cabo una transacción que involucre inyección de energía de otro Mercado a la red Nacional. Esta inyección de energía se considera como un generador virtual ubicado en el punto de inyección.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Ofertas de Retiro de Energía: Es la intención de llevar a cabo una transacción que involucre retiro de energía de otro Mercado desde la red Nacional. Este retiro de energía se considera como una demanda virtual ubicada en el punto de retiro.

Operador del Sistema y administrador del Mercado: Es el organismo de un país, responsable de coordinar los intercambios en los nodos de la RTR habilitados y las operaciones de importación y exportación. En el caso del Mercado Eléctrico de Nicaragua, dicho organismo se refiere al CNDC.

Operación en Emergencia: Condición del SIN cuándo opera fuera de los parámetros correspondientes a los CCSDM normal, y en que el CNDC está autorizado a operar con los CCSDM para emergencias.

Operación Normal: Condición del SIN cuando se cumplen todos los parámetros correspondientes a los CCSDM normal.

Pago máximo de Transmisión Regional: Es el monto máximo en $/ MWh que está dispuesto a pagar el Agente que en la parte contractual asume el cargo de transmisión.

Período Anual: Período de tiempo que comprende un año calendario, comenzando un minuto antes de la hora 00:01 (hora oficial de la República de Nicaragua) de cada día primero del mes de enero de un año calendario y terminando un minuto después de la hora 23:59 (hora oficial de la República de Nicaragua) de cada treinta y uno de diciembre subsiguiente de ese mismo año calendario.

Período Estacional: Cada período semestral en que se divide el año. Existen dos períodos estacionales: Verano (desde diciembre a mayo), que se caracteriza por ser el período sin lluvias significativas, e Invierno (desde junio a noviembre) que se

caracteriza por ser el período de mayores lluvias.

Porteo: Actividad de importación - exportación de energía realizada por el CNDC a través del SNT para satisfacer transacciones entre dos países.

Potencia Disponible: Potencia que una unidad generadora puede entregar al sistema, teniendo en cuenta la potencia instalada, restricciones de la unidad y/o central y los consumos internos propios. En el caso de un Autoproductor o Cogenerador, es la potencia que oferta al Mercado.

Potencia Efectiva: Máxima capacidad de generación de un Grupo Generador a Despachar (GGD), dada por su potencia de chapa salvo restricciones permanentes que limiten su máxima potencia generable por debajo de dicho valor en cuyo caso está dado por la potencia correspondiente a dicha limitación.

Potencia Máxima Operativa: Máxima potencia que un Grupo Generador a Despachar (GGD) podría entregar al sistema en un plazo máximo, definido como requerimiento para la reserva rodante en el correspondiente Anexo Técnico, de requerir el CNDC máxima generación. Se calcula teniendo en cuenta la potencia disponible, y las restricciones operativas y de transmisión que pueden limitar dicha entrega.

Precio Nodal: Es el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía en dicho nodo

Programación Anual: Programación indicativa de la operación y precios, para cada Período Anual.

Programación Semanal: Programación de una semana, para administrar el uso previsto del agua y mantenimientos menores, así como previsiones de Arranque y Parada de unidades térmicas.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Racionamiento Forzado: Condición en que, dada la oferta disponible, no es posible abastecer toda demanda restante luego del retiro voluntario de la demanda flexible, y es necesario aplicar reducciones forzadas para mantener al sistema dentro de los Criterios de Calidad y Seguridad en emergencias.

Reducción voluntaria de demanda: Corresponde a la oferta de Demanda Flexible que es aceptada por el despacho dado el precio en el Mercado de Ocasión y que, en consecuencia, reduce su retiro de energía de la red.

Regulación de frecuencia bajo AGC: Regulación automática que compensa el Error de Control de Área. Se realiza desde el CNDC a través de un Control Automático de Generación.

Regulación Primaria de Frecuencia: Regulación automática rápida que se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permite modificar en forma automática la generación de la unidad. Su objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo ante las variaciones normales en la oferta y la demanda.

Reserva Rodante: Reserva rotando en caliente requerida para mantener la operatividad y confiabilidad del SIN dentro de los CCSDM, cuyo objeto es mantener en tiempo real el equilibro entre generación y consumo y al mismo tiempo las interconexiones internacionales en los intercambios programados.

Servicios Auxiliares: Servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, dentro de los CCSDM.

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional: Es el Sistema Nacional de Transmisión más el Sistema Interconectado Nacional,

de acuerdo a la definición que establece la Ley para estos dos Sistemas, cuya operación coordina el CNDC. No incluye a los sistemas aislados. En lo que hace a la presente Normativa, toda referencia al SIN se entiende que abarca al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países miembros del MER.

Unidad Racionamiento: Unidad generadora virtual utilizada en la programación y el despacho, que identifica las condiciones previstas de Racionamiento Forzado y el nivel de racionamiento programado.

CAPITULO 2.2: Nomenclaturas

AGC = Control Automático de Generación.

AM = Agente del Mercado.

BGC = Banco de Gestión de Cobranza.

CNDC = Centro Nacional de Despacho de Carga.

CCSDM = Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo

CVT = Cargo Variable de Transmisión.

CRIE = Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

ENATREL = Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

ENEL = Empresa Nicaragüense de Electricidad.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

EPR = Empresa Propietaria de la Red.

EOR = Ente Operador Regional.

GGD = Grupo Generador a Despachar.

INE = Instituto Nicaragüense de Energía.

MOR = Mercado de Ocasión Regional.

MC = Mercado de Contratos.

MEM = Ministerio de Energía y Minas.

MER = Mercado Eléctrico Regional

OS&M = Operador del Sistema y administrador del Mercado de un país.

OS/OM = Operador del Sistema/Operador del Mercado

RMER = Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

RTU = Unidad Terminal Remota

SEN = Sistema Eléctrico Nacional.

SER = Sistema Eléctrico Regional.

SNT = Sistema Nacional de Transmisión.

SIN = Sistema Interconectado Nacional.

TNG = Tomo Normas Generales.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC = Tomo Normas de Operación Comercial.

TOT = Tomo Normas de Operación Técnica.

RTR = Red de Transmisión Regional

SIMEC = Sistema de Medición Comercial

SIMECR = Sistema de Medición Comercial Regional

SIEPAC = Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

TITULO 3: AGENTES DEL MERCADO.

CAPITULO 3.1: OBJETO

TNG 3.1.1. El objeto de las reglas para los Agentes del Mercado es establecer los procedimientos para que un agente económico o un Gran Consumidor se convierta en Agente del Mercado, y establecer sus derechos y obligaciones.

TNG 3.1.2 Toda notificación del CNDC a un Agente del Mercado debe ser enviada a su representante legal. A su vez, toda nota elevada al CNDC por un Agente del Mercado sólo será aceptada si está firmada por su representante legal.

CAPITULO 3.2: INGRESO

TNG 3.2.1. Un agente económico o Gran Consumidor podrá participar en el Mercado Mayorista de Nicaragua en la medida que se convierta en Agente del Mercado cumpliendo los requisitos y obligaciones definidos en la presente Normativa.

TNG 3.2.2. Un agente económico o Gran Consumidor que quiera convertirse en Agente del Mercado debe cumplir los siguientes

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

requisitos:

a) De tratarse de un Agente económico, contar con una licencia o concesión que lo habilita a desarrollar su actividad eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Concesiones y Licencias Eléctricas.

b) De tratarse de un Gran Consumidor, constancia emitida por INE de contar con una demanda de potencia que lo habilita a operar en el Mercado Mayorista como Gran Consumidor, y contar con un acuerdo con un Agente Productor que se convertirá en un Contrato de Suministro o Contrato de Generación al autorizarse su ingreso como Agente del Mercado. Dicho contrato deberá cubrir por lo menos el porcentaje de su demanda que está obligado a contratar.

c) De corresponder a una nueva carga o planta generadora que se conecta al SIN, contar con la autorización de acceso a la red nacional, cumpliendo con los procedimientos indicados en la Normativa de Transporte.

d) De corresponder a una nueva carga o planta generadora que se conecta al SIN en un nodo perteneciente a la RTR, contar con la autorización de acceso a la RTR, cumpliendo con los procedimientos indicados en el RMER.

e) De corresponder a una nueva carga o planta generadora que se conecta al SIN aunque no sea en un nodo perteneciente a la RTR, y que por su demanda o capacidad a instalar afecte la operación del SER, contar con la autorización de acceso a la RTR, cumpliendo con los procedimientos indicados en el RMER.

f) Contar con los sistemas de medición, comunicaciones y enlace de datos que correspondan según lo definidos en los Anexos Técnicos y Comerciales correspondientes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

g) Constituir una garantía bancaria en efectivo, cheque de gerencia, carta de crédito de un Banco de primera línea o seguro de caución, como resguardo financiero de sus incumplimientos de pago por transacciones en el Mercado de Ocasión local y transacciones de servicios que se identifican en el Tomo Normas de Operación Comercial. Así mismo, constituir las garantías bancarias que establecen las autoridades regionales, y que se identifican en el Tomo Normas de Operación Comercial

h) Contar con una cuenta bancaria para la administración comercial de las transacciones económicas del Mercado, de acuerdo a lo indicado en el Tomo Normas de Operación Comercial.

i) Acreditar debidamente ante el CNDC a su representante legal.

TNG 3.2.3. En tanto el Consejo de Operación no defina el Banco encargado de la cobranza (BGC), un Agente económico o Gran Consumidor podrá convertirse en Agente sin cumplir los requisitos indicados en el ítem g) y h) del artículo anterior. Una vez designado el BGC, dentro de los dos meses subsiguientes los agentes deberán cumplir los dos requisitos indicados o perderán su habilitación como agentes.

TNG 3.2.4. El Gran Consumidor deberá cumplir con el requisito de Obligación de Garantía de Suministro mediante contratos o perderá su habilitación de Agente otorgada por el CNDC.

TNG 3.2.5 Un Agente económico o Gran Consumidor que quiera operar en el sistema y participar en el Mercado Eléctrico de Nicaragua, debe presentar una solicitud ante el CNDC con una anticipación no menor que noventa (90) días.

TNG 3.2.6 La solicitud, debe presentarse en forma de declaración notarial jurada firmada por el representante legal de la empresa, e incluir como mínimo:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Identificación de la entidad solicitante (agente económico o Gran Consumidor), incluyendo domicilio legal, nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud.

b) De tratarse de un Agente económico, identificación de la o las licencias y/o concesiones que lo habilitan, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Concesiones y Licencias Eléctricas.

c) De tratarse de un Gran Consumidor, identificación de su demanda de potencia que lo habilita a operar en el Mercado Mayorista como Gran Consumidor y la carta de intención certificada de un Agente Productor de un Contrato de Suministro entre las partes, condicional a su habilitación como Agente del Mercado.

d) La información que se indica en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”.

e) La información que se indica en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”.

f) Constancia del cumplimiento de los requisitos de acceso a la red nacional de conectar nuevo equipamiento o carga al sistema, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Transporte.

g) Autorización de acceso a la RTR.

h) Fecha requerida para comenzar a operar como Agente del Mercado, y fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar o cargas a conectar, en los casos que corresponda.

i) Identificación de las garantías bancarias y cuenta bancaria requerida para las transacciones económicas del mercado

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

nacional, regional, y cualquier otra que requiera las autoridades competentes.

TNG 3.2.7. Para los casos indicados en que se habilita no cumplir con los requisitos indicados en el ítem i) del artículo anterior, el Agente deberá indicar esta condición en la solicitud y la información correspondiente deberá ser suministrada con posterioridad, dentro de los plazos en que entran en vigencia la obligación de cumplir con el requisito indicado.

TNG 3.2.8. El CNDC debe verificar que el solicitante suministre toda la información y constancias establecidas en el artículo anterior y cumpla con los requisitos definidos en este Tomo de la Normativa. De cumplir los requisitos indicados, el CNDC debe autorizar el ingreso del Agente del Mercado en la fecha requerida.

TNG 3.2.9. Dentro de un plazo no mayor de veinte días hábiles de presentada la solicitud, el CNDC debe notificar al solicitante, al MEM y al INE la aceptación o rechazo de la solicitud. En caso de rechazo, la notificación debe incluir el motivo que lo justifica.

TNG 3.2.10. Ante un rechazo, el Agente del Mercado deberá completar los requerimientos faltantes y/o realizar las correcciones necesarias a la información suministrada antes de presentar una nueva solicitud de ingreso.

TNG 3.2.11. Al ingresar el Agente del Mercado, el CNDC tiene la responsabilidad de asignar el código para su identificación. El CNDC empleará dicho código en sus Informe y bases de datos. Cada Agente del Mercado se compromete a emplear dicho código en el intercambio de información que realice con el CNDC.

CAPITULO 3.3: MODIFICACIONES

TNG 3.3.1 Un Agente del Mercado debe notificar al CNDC toda

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

modificación a la información técnica y comercial suministrada, con fecha anterior en no menos de 15 días hábiles a la entrada en vigencia del cambio.

TNG 3.3.2 La notificación de cambios, debe presentarse en forma de declaración notarial jurada firmada por el representante legal de la empresa, e incluir como mínimo:

a) Identificación del Agente del Mercado.

b) Identificación del nuevo domicilio legal y/o nombre y apellido del representante legal, de solicitar su modificación.

c) De ingresar nuevo equipamiento o conectar nuevas cargas, constancia de cumplimiento de los requisitos de acceso a la red nacional, fecha de ingreso previsto y, de corresponder, identificación de la licencia o concesión que lo habilita.

d) De ingresar una nueva carga o planta generadora que se conecta al SIN en un nodo perteneciente a la RTR, contar con la autorización de acceso a la RTR, cumpliendo con los procedimientos indicados en el RMER.

e) De ingresar una nueva carga o planta generadora que se conecta al SIN aunque no sea en un nodo perteneciente a la RTR, y que por su demanda o capacidad a instalar afecte la operación del SER, contar con la autorización de acceso a la RTR, cumpliendo con los procedimientos indicados en el RMER.

f) De retirar equipamiento o carga del sistema, identificación de las mismas y las fechas previstas de salida.

g) De modificar datos del Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”, identificación de la información que se modifica y el motivo que lo justifica.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

h) De modificar datos del Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”, identificación de la información que se modifica y el motivo que lo justifica.

i) Identificación de los cambios a las garantías bancarias y/o cuenta bancaria, de solicitar su modificación.

TNG 3.3.3. El CNDC debe analizar la solicitud de cambios. El CNDC deberá aceptar las modificaciones informadas si el Agente del Mercado presenta la solicitud con las características indicadas y dicha información cumple con las características definidas.

TNG 3.3.4. En un plazo no mayor que 10 días hábiles, el CNDC debe notificar al Agente del Mercado, al MEM y al INE la aceptación o rechazo de la solicitud. En caso de rechazo, la notificación debe incluir el motivo que lo justifica.

TNG 3.3.5. Ante un rechazo, el Agente del Mercado deberá realizar las correcciones que correspondan antes de reiterar la solicitud de modificación.

CAPITULO 3.4: PÉRDIDA DE LA HABILITACIÓN DE AGENTE:

TNG 3.4.1. La pérdida de la licencia o concesión que habilita a un Agente económico a realizar su actividad eléctrica conlleva la pérdida automática de su habilitación como Agente del Mercado, lo que deberá ser notificado al CNDC por el MEM.

TNG 3.4.2. El INE notificará al CNDC cuando aplique a un Gran Consumidor la penalidad de la pérdida de su habilitación.

CAPITULO 3.5: DERECHOS Y OBLIGACIONES.

TNG 3.5.1. Cada Agente del Mercado asume las siguientes

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

obligaciones:

a) Cumplir con la Normativa de Operación y con el RMER.

b) Reconocer la autoridad operativa del CNDC, aceptando sus instrucciones dentro de las normas establecidas en la Normativa de Operación, en especial las referidas a los CCSDM y despacho económico.

c) Suministrar al CNDC, en tiempo y forma, información fidedigna.

d) Participar, en lo que le sea aplicable, de la conformación y mantenimiento de los distintos sistemas dedicados a la operación integrada confiable y segura de la red eléctrica.

e) Cumplir con los programas de reducción forzada de demanda ante condición de racionamiento.

f) Cumplir con las obligaciones de pago que surjan de su participación y transacciones en el Mercado local y en el MER.

g) Aceptar y permitir auditorías técnicas en la medida que hubieran sido informadas con anticipación no menor de cinco (5) días hábiles, y aprobadas por el CNDC o dispuestas por el INE.

TNG 3.5.2 Cada Agente del Mercado tiene los siguientes derechos.

a) Contar con los servicios de operación integrada y administración del Mercado del CNDC, con trato no discriminatorio.

b) Participar, por medio de sus representantes, en el Consejo de Operación del CNDC.

c) Participar en la programación y coordinación de los mantenimientos en representación de los equipos de su propiedad,

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

y disponer bajo su responsabilidad y con causa fundada la indisponibilidad forzada de los mismos.

d) Participar en el Mercado de Contratos y Mercado de Ocasión.

e) Recibir los Informes que elabore el CNDC, de acuerdo a lo establecido en esta Normativa.

f) Libre acceso a las bases de datos que organice el CNDC, de acuerdo a lo establecido en esta Normativa.

g) Realizar reclamos fundados sobre los resultados que surjan de la operación del sistema y administración comercial del Mercado.

CAPITULO 3.6: INCUMPLIMIENTOS.

TNG 3.6.1. El incumplimiento de un Agente del Mercado a las reglas definidas en esta Normativa será objeto de penalización teniendo en cuenta la gravedad del incumplimiento, de acuerdo a las normas que para tal efecto definan el MEM y/o la CRIE en la regulación que corresponda.

TNG 3.6.2. Al detectar el CNDC que un Agente del Mercado tiene un incumplimiento respecto de esta Normativa, deberá hacer un llamado de atención a dicho agente y requerir que, de acuerdo a las obligaciones que asumió, modifique su comportamiento. El agente podrá presentar el motivo del incumplimiento.

TNG 3.6.3. El CNDC debe informar al Consejo de Operación los incumplimientos que se registren a la presente Normativa.

TNG 3.6.4. De acuerdo a la gravedad y/o reiteración de los incumplimientos, el CNDC deberá notificar al INE de la condición registrada, para que analice y decida las penalidades que correspondan. Se considerará incumplimiento grave a todo aquel

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

que afecte la seguridad del sistema o afecte significativamente los precios del Mercado o su despacho.

TNG 3.6.5. El INE y/o la CRIE aplicarán de acuerdo a la regulación correspondiente las penalidades a aplicar, que podrán llegar a la desconexión del equipamiento de conexión al sistema del Agente del Mercado. El MEM decidirá en dependencia de la gravedad del incumplimiento, si aplica la pérdida de licencia o concesión en caso de un Agente económico; en caso de un Gran Consumidor, el CNDC decidirá si aplica la pérdida de la habilitación como Agente del Mercado.

CAPITULO 3.7: CONSEJO DE OPERACIÓN.

TNG 3.7.1. La función del Consejo de Operación de vigilar la correcta operación del SIN consistirá en verificar que el CNDC, en su condición de organismo responsable de la operación técnica y comercial del Mercado Mayorista, y que los Agentes de dicho mercado cumplan la presente Normativa de Operación.

TNG 3.7.2. El CNDC no aportará otros recursos para el funcionamiento del Consejo de Operación más que el apoyo administrativa prevista en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

TNG 3.7.3. Con el objeto que el Consejo de Operación pueda cumplir sus funciones, el Gerente del CNDC participará en las reuniones ordinarias y extraordinarias del Consejo de Operación en calidad de oidor e informante de la actividad del CNDC.

TNG 3.7.4. Los Agentes de Mercado podrán presentar quejas ante el Consejo de Operación relacionadas con la forma en que el CNDC haya ejercido las funciones técnicas y comerciales respecto de lo establecido en la Normativa de Operación.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TNG 3.7.5. Ante la presentación de una queja, el Consejo de Operación podrá solicitar al CNDC que informe, en un plazo no mayor a 10 días hábiles, las razones que motivaron tales decisiones y cómo se fundamentan en las Normativas. En un plazo no mayor a 20 días hábiles de recibida la queja, el Consejo de Operación producirá un dictamen técnico sobre la queja, en el que incluirá lo informado por el CNDC. Dicho dictamen se remitirá al agente que presentara la queja, y se hará público a todos los agentes del Mercado. De considerarlo conveniente el agente, lo remitirá al INE.

TNG 3.7.6. El Consejo de Operación podrá solicitar al CNDC información adicional a la establecida en esta Normativa si existe motivo que lo justifica y si no es información comercial confidencial de un agente. La información adicional deberá ser solicitada por nota del Presidente del Consejo de Operación al Gerente del CNDC, indicando el detalle de la información requerida y el motivo que lo justifica. El CNDC enviará la información requerida al Presidente del Consejo de Operación.

TNG 3.7.7.Con el objeto de cumplir sus funciones y el tratamiento de algún tema en particular, el Consejo de Operación podrá acordar la formación de Grupos de Trabajo con delegados de los agentes para el análisis del tema e incluso elaboración de un Informe al respecto. La participación en estos Grupos de Trabajo será voluntaria y el CNDC tendrá el derecho, pero no la obligación, de participar en la medida que el tema involucre la Normativa de Operación y sus Anexos y/o criterios y metodologías para su implementación. En particular, para la presentación de propuestas de ajustes a esta Normativa y/o sus Anexos así como desarrollo de nuevos Anexos, se podrá conformar un Grupo de Trabajo en que deberá participar personal del CNDC con conocimiento de la materia particular a proponer modificar o a desarrollar su Anexo.

TNG 3.7.8. El Consejo de Operación responderá a las consultas

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

que le formule el CNDC en los casos en que éste lo requiera. Sin embargo, dado que la Ley y su Reglamento asignan al CNDC la obligación de operar conforme la Normativa de Operación, el resultado de una consulta o la decisión del Consejo de Operación no será vinculante para el CNDC si es contraria a lo establecido en esta Normativa.

TNG 3.7.9. El INE tendrá facultad para revocar cualquier disposición establecida en el Reglamento Interno del Consejo de Operación que contradiga lo dispuesto en las Leyes de la Nación, el Reglamento o las Normativas.

TNG 3.7.10. El mecanismo de arbitraje previsto en el Reglamento a la Ley, aplicará exclusivamente en casos de controversias entre miembros de Consejo de Operación.

TITULO 4: INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

CAPITULO 4.1: ORGANISMOS COORDINADORES.

TNG 4.1.1. El CNDC es el responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de las interconexiones internacionales en Nicaragua.

TNG 4.1.2. Cada país interconectado identificará al Operador del Sistema y administrador del Mercado (OS&M) responsable de la coordinación operativa y administración comercial de cada interconexión internacional.

TNG 4.1.3. El Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la coordinación de la operación del sistema de transmisión regional y administración del mercado regional, a través de los OS&M (CNDC en el caso de Nicaragua), de acuerdo a la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

TITULO 5: BASES DE DATOS E INFORMES.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 5.1: RESPONSABILIDAD DEL CNDC.

TNG 5.1.1. El CNDC es el responsable de recopilar y verificar la información requerida para la programación y operación del sistema, el análisis de los resultados de la operación técnica y la administración comercial del Mercado.

TNG 5.1.2. El CNDC es el responsable de la organización y mantenimiento de las bases de datos con la información requerida para el cumplimiento de sus funciones operativas y comerciales y de poner en acceso abierto la información.

TNG 5.1.3. De existir datos faltantes, el CNDC es el responsable de completarlos, de acuerdo a los criterios que establece la presente Normativa. El agente causante de un dato faltante no podrá reclamar sobre los datos asumidos por el CNDC.

CAPITULO 5.2: ACCESO A LA INFORMACIÓN.

TNG 5.2.1. La información técnica y comercial identificada en cada Anexo Técnico y Anexo Comercial de esta Normativa, así como las bases de datos que utilice el CNDC para los procedimientos y metodologías que resultan de la presente Normativa serán de libre acceso a cada Agente del Mercado, el MEM y el INE.

TNG 5.2.2. La información técnica identificada en el correspondiente Anexo Técnico y la información comercial no confidencial identificada en el Anexo Comercial de esta Normativa serán de conocimiento público a través de internet. El Consejo de Operación establecerá el precio en que se suministrará a personas que no son agentes la información impresa o en medio digital.

CAPITULO 5.3: RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

TNG 5.3.1. El CNDC tiene la responsabilidad de recopilar la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

información que suministren los agentes, de acuerdo a lo establecido en la presente Normativa, y detectar las condiciones de datos faltantes.

TNG 5.3.2. El CNDC debe completar los datos faltantes para contar con todos los datos requeridos para cumplir los procedimientos y metodologías que define la presente Normativa. En ningún caso el incumplimiento de un agente en el suministro de información lo habilita a no realizar algunas de las funciones o procedimientos definidos en la presente Normativa y el RMER.

TNG 5.3.3. El CNDC deberá informar en sus Informes las condiciones registradas de datos faltantes, identificando el o los agentes responsables del incumplimiento.

CAPITULO 5.4: VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

TNG 5.4.1. El CNDC tiene la responsabilidad de verificar el comportamiento de los sistemas de medición para detectar posibles fallas en los medidores.

TNG 5.4.2. El CNDC debe verificar la información que suministra cada Agente del Mercado. De detectar que un dato suministrado por un Agente del Mercado no se ajusta al comportamiento histórico y/ o la realidad registrada, o es incompatible con otros datos suministrados por el mismo Agente o el conjunto de Agentes del Mercado o respecto de valores obtenidos por pronósticos estimativos propios del CNDC con los modelos autorizados, debe identificarlo como dato a verificar.

TNG 5.4.3. El CNDC informará a cada Agente del Mercado los datos a verificar, indicando el motivo que lo justifica, y solicitará clarificaciones y/o modificaciones. En caso de justificarlo en previsiones propias, deberá informar dichas previsiones y sus hipótesis de cálculo.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TNG 5.4.4. En todos los casos en que el CNDC identifique un dato a verificar, debe buscar acordar con el correspondiente Agente del Mercado el valor a utilizar para representar las características del sistema y la realidad futura con la mejor calidad de información posible. De no lograr un acuerdo con el agente, el CNDC deberá definir el valor a utilizar con los criterios y/o procedimientos que se establecen en esta Normativa, e informar al agente el o los datos modificados y el motivo que lo justifica.

TNG 5.4.5. El Agente del Mercado podrá objetar el dato modificado y, en ese caso, de verificarse posteriormente que el cambio realizado por el CNDC no se ajustó a las condiciones reales, el CNDC no podrá modificar el dato suministrado por el agente durante un período de doce meses.

CAPITULO 5.5: INFORMES TÉCNICOS Y COMERCIALES.

TNG 5.5.1. El CNDC debe elaborar los informes necesarios para poner en conocimiento el comportamiento real y previsto del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, la evolución real y prevista de la oferta y la demanda, y los resultados de las transacciones comerciales. En particular, debe realizar los Informes que indica esta Normativa, e incluir en los informes que correspondan las condiciones de emergencia y racionamiento registradas, los motivos y sus consecuencias.

TNG 5.5.2. Los Informes técnicos y comerciales que elabore el CNDC serán suministrados a cada Agente del Mercado. A su vez, el CNDC debe suministrar al MEM y al INE los informes que se identifican en la presente Normativa y el RMER.

TNG 5.5.3. En cada Informe, el CNDC deberá identificar la información suministrada por cada Agente del Mercado, así como toda modificación a la misma y el motivo, y la información que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

resulta de evaluaciones propias.

TNG 5.5.4. El CNDC debe elaborar un Informe para la programación semanal, para el despacho diario y para el post despacho. Cada uno de estos incluirá una sección técnica y una sección comercial.

TNG 5.5.5 El CNDC debe elaborar un **Informe Mensual** al finalizar cada mes que debe enviar a cada Agente del Mercado, al MEM y al INE antes del día quince (15) de cada mes. Este informe incluirá un resumen de las condiciones y resultados registrados en el mes, tanto en lo operativo como en lo comercial.

TNG 5.5.6. El CNDC debe elaborar **Informe Anual** al finalizar cada año que incluirá un resumen de las condiciones y resultados registrados en el año en la programación y operación del sistema y en la administración del mercado y enviarlo a cada Agente del Mercado, al MEM y al INE.

TNG 5.5.7. En tanto un Informe no incluya información comercial de tipo confidencial, podrá ser entregado por el CNDC para conocimiento público. El Consejo de Operación establecerá el precio de cada tipo de Informe.

TITULO 6: TRANSPARENCIA.
CAPITULO 6.1: Funciones del CNDC.

TNG 6.1.1. El CNDC debe cumplir sus responsabilidades referidas a la programación, operación y despacho, y la administración comercial del Mercado con trato no discriminatorio a cada Agente del Mercado y dentro de los procedimientos, derechos y obligaciones que establece esta Normativa y el RMER.

TNG 6.1.2. Para ello, deberá realizar sus funciones como si fuera independiente de la empresa de transmisión. Su relación con la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

empresa de transmisión en cuanto a intercambio de información y cumplimiento de obligaciones debe ser el mismo que con los restantes agentes del Mercado.

TNG 6.1.3. La empresa de transmisión deberá suministrar al CNDC la información que se indica en esta Normativa con los procedimientos, plazos y formatos que se establecen en esta Normativa, RMER y Anexos asociados.

CAPITULO 6.2: METODOLOGÍAS, MODELOS Y DATOS.

TNG 6.2.1. Las metodologías de detalle y modelos que utilice el CNDC para los cálculos de programaciones, despacho, parámetros de calidad y restricciones, transacciones comerciales y precios deben ser descritos en procedimientos técnicos, de acceso abierto a cada Agente del Mercado, al MEM y al INE.

TNG 6.2.2. El CNDC suministrará al Agente del Mercado que lo requiera la descripción y manual de uso de los modelos vigentes autorizados.

TNG 6.2.3. El CNDC no podrá realizar modificaciones a un modelo autorizado sin requerir previamente su aprobación por el Consejo de Operación. Toda solicitud de modificación debe ser elevada al Consejo de Operación con la correspondiente descripción y justificación.

TNG 6.2.4. Ante condiciones de conflicto, un agente podrá requerir al INE, o el INE por iniciativa propia podrá solicitar la auditoría de un modelo o metodología para verificar que se ajusta a lo indicado en la presente Normativa y sus Anexos.

TNG 6.2.5. Cuando el CNDC modifique un dato suministrado por un Agente del Mercado, debe poner en conocimiento el valor suministrado, la modificación realizada y su justificación.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 6.3: DESEMPEÑO DE LA NORMATIVA DE OPERACIÓN.

TNG 6.3.1. El CNDC debe informar al Consejo de Operación:

a) Los inconvenientes detectados en la implementación y aplicación de la Normativa de Operación y Anexos Técnicos y Comerciales;

b) Las excepciones que haya otorgado a algún Agente del Mercado referidas a lo que establece la Normativa, identificando el agente y el motivo de la excepción;

c) Los incumplimientos detectados para cada Agente del Mercado a la Normativa de Operación.

d) Los inconvenientes detectados en la aplicación del RMER, o instructivas dictadas por instancias regionales (CRIE o EOR), con relación lo indicado en la presente Normativa y sus Anexos.

TNG 6.3.2. Trimestralmente, el CNDC debe elevar al Consejo de Operación un **Informe de la Normativa de Operación**. En dicho informe el CNDC debe incluir:,:

a) Los criterios aplicados en la implementación de detalle de la Normativa de Operación y sus Anexos.

b) Desempeño de la Normativa, identificando los inconvenientes detectados en su aplicación y posibles distorsiones en el comportamiento del Mercado e incluyendo, cuando corresponda, las conclusiones de su tratamiento en el Consejo de Operación.

c) Conflictos que se hayan presentado con uno o más Agentes del Mercado referidos a interpretación y/o aplicación de la Normativa

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

de operación.

d) Identificación de cada excepción referida a lo establecido en la Normativa de Operación, identificando el o los agentes, duración de la excepción y el motivo;

e) Los incumplimientos graves o reiterados detectados en un Agente del Mercado.

f) Los inconvenientes detectados en la aplicación del RMER, o instructivas dictadas por instancias regionales (CRIE o EOR), con relación a lo indicado en la presente Normativa y sus Anexos.

TNG 6.3.3. El Consejo de Operación debe elevar el Informe de la Normativa de Operación al MEM y al INE en un plazo no mayor que treinta (30) días calendarios después de su recepción, pudiendo agregar un anexo con observaciones y comentarios propios.

CAPITULO 6.4: AJUSTES A LA NORMATIVA DE OPERACIÓN.

TNG 6.4.1. Toda modificación a la Normativa de Operación debe justificarse en completar vacíos regulatorios o realizar mejoras y/o adecuaciones necesarias para cumplir con los principios definidos en la Ley y su Reglamento y/o cambios en el Mercado o el sistema y/o adecuación a los compromisos que surgen en el marco regional.

TNG 6.4.2 Una propuesta de modificación de la Normativa podrá ser iniciada por:

a) Un Agente del Mercado o conjunto de Agentes del Mercado, en base a su experiencia en el cumplimiento de la Normativa;

b) El CNDC en base a su experiencia en la aplicación de la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Normativa y del RMER o instructivas dictadas por instancias regionales (CRIE o EOR);

c) El MEM o el INE, en cumplimiento del marco legal regulatorio.

TNG 6.4.3. Excepto las propuestas iniciadas por el MEM o el INE, toda propuesta de modificación debe ser elevada al Consejo de Operación. El Consejo de Operación debe analizar cada propuesta y, de ser aceptada, elevarla al INE.

TNG 6.4.4. Las propuestas elevadas al INE por el Consejo de Operación, deben ser por escrito e incluir como mínimo:

a) La identificación del o los iniciadores de la propuesta;

b) La identificación del ajuste requerido y el motivo que lo justifica;

c) La descripción de los procedimientos y/o metodologías a utilizar

d) La descripción del modo en que el ajuste propuesto resuelve los problemas identificados y/o crea condiciones mejores que las vigentes;

e) La identificación de los capítulos y/o artículos a modificar o eliminar o agregar.

TNG 6.4.5 El INE podrá proponer al MEM una modificación a la Normativa de Operación, justificada en:

a) Inconvenientes detectados en la aplicación de la Normativa;

b) Distorsiones detectados en el comportamiento del Mercado;

c) Propuestas elevadas por el Consejo de Operación;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

d) Problemas detectados por el CNDC en su Informe de la Normativa de Operación;

e) Adecuaciones necesarias que surgen de los compromisos en el marco regional.

TNG 6.4.6 Para cada propuesta de modificación que surja de iniciativa propia o sea elevada por el Consejo de Operación, el INE realizará el siguiente procedimiento de consultas.

a) El INE enviará la propuesta a cada Agente del Mercado, incluyendo las modificaciones en estudio y su justificación.

b) Cada Agente del Mercado contará con un plazo no mayor que treinta (30) días calendarios para enviar sus observaciones y/o modificaciones a la propuesta.

c) Finalizado el período de recepción de comentarios de los agentes, el INE analizará las observaciones que reciba de los agentes y las evaluará con la restante información que disponga dentro de un período de análisis no mayor que treinta (30) días calendarios. Excepcionalmente, por motivos justificados, este período de análisis se podrá ampliar a un máximo de 60 días calendarios.

d) Finalizado el período de análisis, decidirá si resulta o no justificada la propuesta de modificación. De considerar necesario y conveniente modificar la propuesta inicial, realizará una segunda ronda de consultas con la propuesta modificada. Esta nueva consulta se realizará con las mismas características que los de la primera ronda de consultas, pero los plazos se reducirán a la mitad de los términos establecidos.

TNG 6.4.7. Finalizado el procedimiento de consultas, el INE decidirá la necesidad o no de remitir la propuesta de modificación

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

al MEM en un plazo no mayor que treinta (30) días calendarios.

TNG 6.4.8. De considerar necesaria y justificada la modificación, el MEM autorizará el cambio y publicará la modificación en La Gaceta, Diario Oficial a fin de que sea del conocimiento de todos los Agentes del Mercado y otros operadores del subsector eléctrico, sean públicos, privados o mixtos. Al mismo tiempo, requerirá al CNDC el desarrollo de la reglamentación correspondiente a la modificación, indicándole el plazo, la descripción de detalle de los cambios a realizar, procedimientos y metodologías a emplear y toda otra información relevante para llevar a cabo su desarrollo.

TNG 6.4.9. Dentro del plazo indicado por el MEM, el CNDC deberá elevar al INE la reglamentación asociada a la modificación autorizada. Si la modificación implica la necesidad de realizar cambios en los Anexos Técnicos y/o Anexos Comerciales, el CNDC debe incluir estos cambios en los Anexos.

TNG 6.4.10. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días hábiles de recibida la reglamentación elaborada por el CNDC, el INE la analizará y verificará si se ajusta al objeto y características de la modificación propuesta. De considerarlo necesario y con la correspondiente justificación, el INE podrá requerir al CNDC cambios a la metodología de implementación y/o al texto reglamentario para que cumpla con la modificación autorizada, estableciendo el plazo para su presentación. Una vez completado este proceso, el INE lo remitirá al MEM para su consideración y aprobación.

TNG 6.4.11. Una vez aprobada, publicada y puesta en vigencia por el MEM las modificaciones a la Normativa de Operación, el CNDC es el responsable, en el caso que la publicación no sea consolidada, de producir dentro de un plazo de sesenta (60) días calendarios, el nuevo texto completo de la Normativa de Operación

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

y suministrarlo al INE, MEM, a los agentes del Mercado y otros operadores del subsector eléctrico, sean públicos, privados o mixtos.

CAPITULO 6.5: AJUSTES A LOS ANEXOS DE LA NORMATIVA DE OPERACIÓN.

TNG 6.5.1. Se entiende por ajustes a los Anexos de la Normativa de Operación a la modificación o eliminación de un Anexo Técnico o Comercial vigente o al agregado de un nuevo Anexo Técnico o Comercial.

TNG 6.5.2. Los ajustes a los Anexos que se deban a modificaciones a la Normativa de Operación se realizarán de acuerdo a lo establecido en el capítulo anterior.

TNG 6.5.3. Los ajustes a los Anexos que no surjan de modificaciones a la Normativa de Operación serán propuestos por el CNDC al Consejo de Operación y aprobados por dicho Comité. En caso de conflicto para su aprobación en el Consejo de Operación, serán elevados al INE que decidirá en instancia última. Las modificaciones aprobadas serán desarrolladas por el CNDC y requerirán para su entrada en vigencia la autorización del MEM. El procedimiento de autorización del MEM será similar a la aprobación del desarrollo por el CNDC de la reglamentación correspondiente a una modificación a la Normativa de Operación que se estableció en el capítulo anterior.

TNG 6.5.4. Todo ajuste a los Anexos debe justificarse en completar vacíos o realizar mejoras y/o adecuaciones necesarias para cumplir con los procedimientos y criterios establecidos en la Normativa de Operación.

TNG 6.5.5. Una propuesta de ajuste a los Anexos cuando no se modifica la Normativa de Operación podrá ser iniciada por:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Un Agente del Mercado o conjunto de Agentes del Mercado;

b) El CNDC.

TNG 6.5.6. Toda propuesta de ajuste a los Anexos en las condiciones indicadas en el artículo anterior debe ser elevada al Consejo de Operación por escrito e incluir como mínimo:

a) La identificación del o los iniciadores de la propuesta;

b) La identificación del ajuste requerido y el motivo que lo justifica;

c) La descripción de los procedimientos y/o metodologías a utilizar;

d) La descripción del modo en que el ajuste propuesto resuelve los problemas identificados y/o crea condiciones mejores que las vigentes;

e) La identificación de los Anexos a modificar o eliminar o agregar.

TNG 6.5.7. En cada reunión, el Consejo de Operación debe analizar las propuestas de ajustes a los Anexos que haya recibido. Para ello empleará el procedimiento que se defina en su Reglamento Interno, que deberá incluir un procedimiento de puesta en conocimiento y/o consultas a los Agentes del Mercado.

TNG 6.5.8 Finalizado el procedimiento de puesta en conocimiento y/ o consultas, el Consejo de Operación decidirá en un plazo no mayor que cuarenta y cinco (45) días calendarios la necesidad o no de implementar el ajuste propuesto.

TNG 6.5.9. De considerar necesaria y justificado el ajuste, el Consejo de Operación aprobará el cambio e informará a los Agentes del Mercado, al MEM y al INE, indicando el alcance del

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

ajuste y su justificación. Al mismo tiempo, requerirá al CNDC el desarrollo de los cambios que correspondan a los Anexos indicándole el plazo, la descripción de detalle de los cambios a realizar, procedimientos y metodologías a emplear y toda otra información relevante.

TNG 6.5.10. Dentro del plazo indicado, el CNDC deberá elevar al Consejo de Operación los cambios a los Anexos que requieren el ajuste aprobado por el Consejo de Operación.

TNG 6.5.11. Dentro de un plazo no mayor que cuarenta y cinco (45) días calendarios de recibidos los Anexos elaborados por el CNDC, el Consejo de Operación, deberá analizarlos y verificar que cumple el objeto y características del ajuste aprobado. De considerarlo necesario y con la correspondiente justificación, podrá requerir al CNDC cambios a los mismos, estableciendo el plazo máximo para su presentación.

TNG 6.5.12. Una vez aprobadas por el Consejo de Operación las modificaciones, las elevará al INE, el que podrá requerir cambios de verificar que existen inconsistencias o incompatibilidades con lo que establece la Normativa de Operación y el RMER. Una vez aprobados los ajustes, el INE los remitirá al MEM para su aprobación y puesta en vigencia.

TNG 6.5.13. Una vez aprobada, publicada y puesta en vigencia por el MEM el ajuste a los Anexos, el CNDC es el responsable, en el caso que la publicación no sea consolidada, de producir dentro de un plazo de sesenta (60) días calendarios, el nuevo texto completo de la Normativa de Operación y suministrarlo al INE, MEM y a los agentes del Mercado.

NORMATIVA DE OPERACIÓN

TOMO NORMAS DE OPERACIÓN TÉCNICA (TOT)

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TITULO 1: DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO 1.1: OBJETO.

TOT 1.1.1. La presente normativa establece las reglas y procedimientos generales de carácter operativo para la programación, el despacho, la coordinación y la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el objetivo de lograr la seguridad, continuidad y calidad del servicio eléctrico al menor costo de operación, basado en lo dispuesto en la Ley y su Reglamento, y el Tomo Normas Generales de la presente Normativa. Además se definen las metodologías y/o procedimientos de detalle relacionados al MER, considerando lo establecido en la reglamentación regional, y que inciden en la presente Normativa.

TOT 1.1.2. Las metodologías y procedimientos de detalle que complementan la presente normativa serán desarrollados por el CNDC mediante Anexos Técnicos. Dichos Anexos y sus modificaciones requieren para su implementación la autorización mediante los procedimientos que al efecto se establece en el Tomo Normas Generales (TNG) de la presente normativa.

CAPITULO 1.2: FUNCIONES DEL CNDC.

TOT 1.2.1. Corresponde al CNDC la función de operar centralizadamente el Sistema Interconectado Nacional (SIN) manteniendo el nivel de desempeño requerido por los CCSDM, de acuerdo lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento y a las normas y procedimientos definidos en la presente Normativa y sus Anexos Técnicos.

TOT 1.2.2. El CNDC realizará la programación y el despacho de los recursos disponibles de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en la Ley, su Reglamento, en la presente Normativa y en

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

sus Anexos Técnicos, buscando minimizar el costo de abastecimiento dentro de las prioridades definidas por los CCSDM.

TITULO 2: INFORMACIÓN. PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y EL DESPACHO

CAPITULO 2.1: RESPONSABILIDADES

TOT 2.1.1. Cada Agente del Mercado tiene la obligación de suministrar en tiempo y forma información fidedigna al CNDC para que éste pueda realizar una correcta programación de la operación manteniendo los parámetros correspondientes a los CCSDM, y optimizar la programación de los recursos disponibles y el despacho económico.

TOT 2.1.2. El CNDC es el responsable de acordar con cada Agente del Mercado la nomenclatura a emplear para identificar cada uno de los equipos que opere. El Agente del Mercado se compromete a emplear dicha nomenclatura en el intercambio de información con el CNDC.

TOT 2.1.3. El CNDC es el responsable de definir la nomenclatura a emplear para identificar cada nodo de conexión a la red de transmisión. Cada Agente del Mercado está obligado a emplear dicha nomenclatura en el intercambio de información con el CNDC.

TOT 2.1.4. El CNDC limitará la generación con característica no despachable a un máximo tal que la operación del SIN cumpla con los límites técnicos establecidos por los CCSDM.

CAPITULO 2.2: SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL.

TOT 2.2.1. El CNDC tomará los datos para la operación en tiempo real de acuerdo a los requisitos y características definidos por el Anexo Técnico: “Sistema de Mediciones en Tiempo Real para la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Operación”. Los datos serán recolectados a través del Sistema de Control Supervisorio (SCADA) con que cuenta el CNDC.

TOT 2.2.2. Los Agentes del MEMN deben de contratar los servicios de comunicación con el Agente Transmisor correspondiente para cumplir con la obligación de suministrar la información de voz y datos en tiempo real al CNDC.

TOT 2.2.3. En los casos que los Agentes hagan uso de las RTU propiedad de la Empresa Nacional de Transmisión, estos Agentes deben de contratar dichos servicios con la Empresa Nacional de Transmisión.

CAPITULO 2.3: RUPO GENERADOR A DESPACHAR.

TOT 2.3.1. Cada Grupo Generador a Despachar (GGD) estará configurado por una o más unidades. Los datos técnicos y comerciales de cada GGD deberán reflejar los datos técnicos y comerciales de las unidades que incluye.

TOT 2.3.2. Cada Generador podrá solicitar al CNDC un agrupamiento de sus unidades generadoras en un Grupo Generador a Despachar (GGD). El CNDC autorizará la solicitud en la medida que se cumplan todas las siguientes condiciones:

a) Se trata de una central hidroeléctrica y el Generador requiere como GGD al conjunto de grupos de la central, o se trata de unidades térmicas ubicadas en una misma planta que también comparten el mismo punto de conexión.

c) El considerar a las unidades agrupadas en el despacho no afecta la programación de la operación del sistema en lo que hace los CCSDM.

TOT 2.3.3. Para cada GGD autorizado, el Generador y el CNDC

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

acordarán la nomenclatura a asignar.

TOT 2.3.4. Cada importación se considerará para la programación y el despacho como un grupo generador a despachar con su nodo de conexión y entrega en la interconexión internacional, al que el CNDC asignará una nomenclatura particular.

CAPITULO 2.4: INFORMACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

TOT 2.4.1. Para que el CNDC pueda cumplir con su función de programación, operación y supervisión integrada del Sistema Interconectado Nacional dentro de los CCSDM, los agentes deben suministrar la información técnica que se identifica en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”, con las características que se indican en dicho Anexo y con la correspondiente documentación que avala su validez.

TOT 2.4.2. La información técnica será organizada por el CNDC en bases de datos de acceso abierto a los Agentes del Mercado.

TOT 2.4.3. Un Agente del Mercado deberá informar toda modificación a la información técnica suministrada, con la documentación que avala dicha modificación. En este caso, el Agente del Mercado deberá informar la modificación a la información técnica suministrada con una anticipación no menor que la indicada en el Anexo Técnico: “Información técnica del sistema”.

TOT 2.4.4. De identificar el CNDC un dato técnico del sistema suministrado por un Agente del Mercado como dato a verificar y no lograr un acuerdo al respecto con dicho Agente, el CNDC debe utilizar el valor suministrado pero podrá requerir un ensayo para verificar su validez. De detectar en el ensayo que la información suministrada era incorrecta, el costo del ensayo será a cargo del

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

agente y el CNDC pasará a utilizar el valor resultante del ensayo hasta que el agente demuestre mediante un nuevo ensayo, a su cargo, un valor distinto.

CAPITULO 2.5: DATOS DE GENERACIÓN.

TOT 2.5.1. Cada Agente Productor tiene la obligación de informar al CNDC los datos de generación. En el caso de un Autoproductor o un Cogenerador, debe informar los datos de la generación que oferta vender al Mercado.

TOT 2.5.2. El Distribuidor que cuente con unidades generadoras propias tendrá las mismas obligaciones y deberá suministrar la información correspondiente a las mismas que un Agente Productor.

TOT 2.5.3. Cada Agente Productor debe suministrar junto con la Información Técnica del Sistema las restricciones técnicas y operativas que afectan su despacho, tal como se indica en el correspondiente Anexo Técnico.

TOT 2.5.4. Cada Agente Productor debe informar al CNDC la disponibilidad por GGD, y toda otra información que sea relevante para el despacho diario, la programación semanal y la Programación Anual, con los plazos y características que se establecen en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”.

TOT 2.5.5. Junto con la información para la Programación Anual y de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos, cada Agente Productor debe informar al CNDC:

a) Sus solicitudes de mantenimientos mayores;

b) Otras limitaciones a la potencia generable, indicando el motivo.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 2.5.6. Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la programación semanal y de acuerdo a las características que se establecen en los Anexos Técnicos, cada agente Productor debe informar al CNDC la previsión de generación para la semana siguiente indicando:

a) Solicitudes de mantenimientos menores y/o preventivos;

b) Potencia disponible prevista para cada día, incluyendo el motivo de limitaciones a la potencia generable.

TOT 2.5.7. Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario y de acuerdo a las características que se establecen en los Anexos Técnicos, cada agente Productor debe informar al CNDC sus datos de generación para el día siguiente indicando:

a) Cualquier modificación a la información suministrada como previsión de oferta semanal;

b) Hora de entrada y/o salida de servicio de unidades generadoras por mantenimientos.

TOT 2.5.8. Durante la operación en tiempo real, cada agente Productor debe informar al CNDC cualquier modificación que surja a la información diaria suministrada. Adicionalmente, en caso de fallas o limitaciones en un equipo, debe informar la restricción al CNDC indicando su duración prevista, y cuando dicha restricción o limitación finaliza.

TOT 2.5.9. El CNDC tiene la responsabilidad del seguimiento de la disponibilidad. El CNDC deberá determinar la disponibilidad de las unidades generadoras e informar a los agentes en el predespacho y post despacho la disponibilidad prevista y la real. Asimismo, en el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Informe Mensual y Anual, el CNDC deberá incluir la evolución del comportamiento de la disponibilidad, total y por Generador.

TOT 2.5.10. Para verificar la disponibilidad, el CNDC podrá auditar los registros de la planta y realizar pruebas sorpresivas de arranque o incremento de carga, a iniciativa propia, del MEM o del INE, en caso de un Generador que vende por contratos a una Empresa de Distribución, a requerimiento de dicha empresa. Si en un ensayo el agente no logra alcanzar la potencia que informó como disponible, se aplicará la reducción en su disponibilidad a partir del día posterior al último día que generó una potencia mayor, ya sea en la operación o en un ensayo. La reducción en la disponibilidad se deberá mantener reducida hasta que el Generador informe al CNDC el modo en que resolvió el problema y demuestre generando o mediante un nuevo ensayo, con la supervisión de personal designado por el CNDC, que puede alcanzar una potencia mayor.

TOT 2.5.11. Para la determinación de la disponibilidad, el CNDC tendrá en cuenta los mantenimientos realizados, la disponibilidad informada, la indisponibilidad y limitaciones registradas en la operación real y los resultados de las auditorías y pruebas que realice en su función de seguimiento de la disponibilidad.

CAPITULO 2.6: INFORMACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN.

TOT 2.6.1. La empresa de transmisión debe informar al CNDC la capacidad de transmisión indicando disponibilidad de equipamiento, y toda otra información relevante para la programación y la operación del sistema.

TOT 2.6.2. Junto con la información para la Programación Anual, la empresa de transmisión debe informar sus solicitudes de mantenimientos mayores, de acuerdo a los plazos y características

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

que se establecen en los Anexos Técnicos.

TOT 2.6.3. Para la programación semanal, la empresa de transmisión debe informar al CNDC sus solicitudes de mantenimientos menores y/o preventivos, y cualquier limitación a su capacidad de transmisión, de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos.

TOT 2.6.4. Para el despacho diario, la empresa de transmisión debe informar al CNDC cualquier modificación a la información suministrada para la programación semanal, de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos.

TOT 2.6.5. En la operación real, la empresa de transmisión debe informar al CNDC las indisponibilidades imprevistas y emergencias que surjan en su equipamiento, así como los plazos previstos para su solución.

CAPITULO 2.7: DATOS DE DEMANDA.

TOT 2.7.1. La demanda prevista que se utilice para la programación y el despacho debe representar la mejor información disponible, procurando garantizar que la programación que realice el CNDC cumpla su objetivo de minimizar el costo de abastecimiento; minimizar racionamientos y vertimientos, y cumplir con los CCSDM.

TOT 2.7.2. Cada agente Consumidor debe suministrar al CNDC las demanda previstas en cada nodo en que se conecta a la red, de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos, que refleje su mejor conocimiento sobre su demanda probable a nivel diario, semanal, mensual o anual, según corresponda.

TOT 2.7.3. Junto con sus proyecciones de demanda, el Agente del

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Mercado debe incluir las hipótesis consideradas y cualquier observación que considere relevante sobre las posibilidades de desvíos en la demanda proyectada. En particular el agente Distribuidor, deberá informar cuando la demanda se reduce por trabajos programados en la red de distribución.

TOT 2.7.4. Cada Distribuidor deberá informar su demanda total, prevista y registrada. Salvo unidades generadoras menores que 5 MW, no podrá suministrar como datos de demanda el valor neto que resulta de descontar de su demanda, prevista o real, la cubierta por generación propia.

TOT 2.7.5. Al conectarse un nuevo consumo o acordarse un nuevo contrato de exportación, el correspondiente agente Consumidor debe suministrar al CNDC las proyecciones de demanda, de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos.

TOT 2.7.6. Junto con la información para la Programación Anual, cada agente Consumidor debe suministrar al CNDC sus pronósticos de demanda requerida y de reducción ofertada por demanda flexible y toda otra información que sea necesaria para la coordinación del mantenimiento, estudios de la red, y programación y despacho que debe realizar el CNDC, de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos y el RMER.

TOT 2.7.7. Junto con la información para la Programación Semanal y el despacho diario, cada agente Consumidor debe suministrar al CNDC las previsiones de demanda diaria y cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados, de acuerdo a los plazos y características que se establecen en los Anexos Técnicos y el RMER.

CAPITULO 2.8: PRONÓSTICOS DE DEMANDA.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 2.8.1. Dada las funciones del CNDC de realizar la programación económica y la coordinación de la operación, es su responsabilidad realizar pronósticos estimativos de demanda mensual, semanal y diario. Para ello, deberá contar con modelos de pronósticos de demanda. Al entrar en operación el Mercado, el CNDC utilizará los modelos que cuente para pronósticos de demanda. De verificar que algún modelo no satisface los requisitos de pronósticos propios, deberá realizar las modificaciones necesarias o reemplazarlo por un modelo adecuado.

TOT 2.8.2. Las estimaciones de demanda que realice el CNDC tendrán como objeto contar con valores referenciales para completar datos faltantes, para identificar los datos a verificar dentro de la información que suministren los agentes y realizar ajustes a los mismos cuando corresponda, de acuerdo a lo establecido en el Tomo Normas Generales de esta Normativa.

TOT 2.8.3. Para la Programación Anual, el CNDC deberá requerir del MEM sus proyecciones de demanda de largo plazo, y de los Agentes Consumidores sus pronósticos de demanda para el período definido en el correspondiente Anexo Técnico.

TOT 2.8.4. Si en la información de demanda suministrada por los Agentes del Mercado existen datos faltantes, el CNDC debe completar la información con estimaciones propias, utilizando los modelos con que cuente, y/o el comportamiento histórico observado y/o los valores registrados y/o la información suministrada por el MEM.

TOT 2.8.5. En sus informes, el CNDC deberá identificar los datos de demanda que no fueron suministrados y que fueron estimados por el CNDC.

TOT 2.8.6. Al realizar la Programación Anual, programación

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

semanal y despacho diario, el CNDC totalizará la información de demanda suministrada por cada Agente Consumidor para verificar las desviaciones que resultan respecto de sus estimaciones propias de demanda y/o del comportamiento histórico. Ante desvíos significativos, deberá identificar los datos a verificar dentro de la información suministrada por los Agentes y cumplir el procedimiento establecido al respecto en el Tomo Normas Generales de esta Normativa.

TOT 2.8.7. El CNDC debe considerar como dato a verificar la información suministrada por un Agente Consumidor que resulte incompatible respecto de los datos históricos registrados o del conjunto de información, o con desvíos significativos y no justificados respecto de las estimaciones propias del CNDC.

TOT 2.8.8. Para aquellos datos a verificar que no logre acordar con el Agente del Mercado el valor a utilizar, el CNDC debe utilizar el valor que considere mejor represente la realidad probable, en base a sus estimaciones propias y comportamiento histórico e informar al Agente Consumidor involucrado la demanda adoptada y su justificación.

CAPITULO 2.9: PERÍODOS TÍPICOS.

TOT 2.9.1 Dentro de los plazos y características que definen los Anexos Técnicos, los agentes deben enviar al CNDC la información necesaria para realizar la programación de la semana siguiente, denominada programación semanal.

TOT 2.9.2. A los efectos de la programación, se considera como primera semana de un mes a la primera semana en la que por lo menos cuatro días pertenecen a dicho mes, y como última semana de un mes a la última semana en la que por lo menos cuatro días pertenecen a dicho mes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 2.9.3. Se considera la semana dividida en tres tipos de días: días hábiles o laborables, días semilaborables y días feriados.

TOT 2.9.4. Dentro de los plazos y características que definen los Anexos Técnicos, los agentes deben suministrar al CNDC la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente, denominado despacho diario.

TITULO 3: DESEMPEÑO MINIMO DEL SISTEMA.

CAPITULO 3.1: OBJETO.

TOT 3.1.1. En las reglas para el desempeño mínimo se establecen las obligaciones referidas a mantener los CCSDM.

CAPITULO 3.2: RESPONSABILIDADES.

TOT 3.2.1. El CNDC, de acuerdo a las normas y procedimientos que se definen en la presente Normativa y sus Anexos Técnicos y el RMER, debe determinar las restricciones a aplicar en la programación y operación del sistema, y programar y asignar los Servicios Auxiliares necesarios.

TOT 3.2.2. Mantener el nivel de desempeño mínimo asociado a los CCSDM es una obligación compartida entre el CNDC y los Agentes del Mercado, y forma parte de sus costos.

TOT 3.2.3. El CNDC supervisará el mantenimiento de los CCSDM en el Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo a los parámetros que se definen en esta Normativa y sus Anexos Técnicos, así como el riesgo que introducen los equipamientos y maniobras de los Agentes.

TOT 3.2.4. El CNDC deberá llevar el registro de las maniobras que requiera a los Agentes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 3.3: PARAMETROS DE CALIDAD

TOT 3.3.1. Los parámetros de desempeño mínimo que reflejan la calidad y seguridad de la operación de la red de transmisión son: el nivel de voltaje, la frecuencia, el Error de Control de Área y el nivel de reserva.

TOT 3.3.2. Los CCSDM definirán las consignas a mantener en los parámetros definidos, para condición normal y en emergencias.

TOT 3.3.3. Los parámetros de desempeño a emplear en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) deberán ser compatibles con los establecidos en el Tratado Marco del MER y sus Protocolos, así como en el LIBRO III, ANEXO H, del RMER.

TOT 3.3.4. Los CCSDM que aplique el CNDC deben estar justificados técnica y económicamente por estudios que cumplan los requisitos establecidos en el Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo” y lo establecido en el RMER. Dichos estudios determinarán el rango de los parámetros de desempeño mínimo y las restricciones a la operación del sistema, y deben ser aprobados por la CRIE lo referente a la RTR y el INE lo referente al resto del SEN.

TOT 3.3.5. En tanto se realicen los estudios necesarios, se definirán como CCSDM los vigentes en el CNDC.

TOT 3.3.6. Uno o más agentes podrán realizar una presentación ante el CNDC requiriendo niveles de desempeño superiores al mínimo establecido, ya sea para el sistema en conjunto o para un área en particular. La solicitud deberá incluir los estudios que avalan el requerimiento y demostrar que los sobrecostos en la operación y el despacho son menores que los beneficios que produciría.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 3.3.7. El CNDC evaluará la solicitud y podrá realizar estudios para verificar la validez de los resultados. De comprobar que el beneficio que produce la mejora en la calidad y seguridad del sistema y/o del área es mayor que los sobrecostos que genera, elevará la solicitud y el estudio al Consejo de Operación para su aprobación. En caso de aprobarse la solicitud, se definirá el nuevo nivel de desempeño mínimo, respecto del cual todos los agentes y el CNDC quedan obligados.

TOT 3.3.8. De implementarse un cambio en los CCSDM que requieran modificaciones o ajustes en equipamiento, se establecerá un período transitorio para su entrada en vigencia que permita a los Agentes y/ o al CNDC tomar las medidas necesarias para su implementación.

TOT 3.3.9. En la operación en tiempo real, el CNDC debe realizar todas las acciones que sean necesarias para mantener los CCSDM. Para ello, cada Agente está obligado a poner a disposición todo su equipamiento disponible.

CAPITULO 3.4: EQUIPOS DE PROTECCION

TOT 3.4.1. Los equipos de protección deben cumplir con los requerimientos técnicos y de coordinación que se indiquen en esta Normativa y en el Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo”.

TOT 3.4.2. Es responsabilidad de cada Agente del Mercado conectado a la red de Transmisión Nacional y Regional, instalar a su costo los equipos de protección necesarios para proteger sus equipos contra fallas ocasionadas dentro de sus instalaciones o provenientes del sistema de transmisión.

TOT 3.4.3. Es responsabilidad de cada Agente del Mercado conectado a la red de Transmisión Nacional y Regional, disponer de los equipos necesarios para evitar que las fallas en sus

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

instalaciones se propaguen al sistema de transmisión.

TOT 3.4.4 La empresa de transmisión debe instalar los equipos de protección necesarios para aislar las fallas dentro de su sistema y evitar que se propaguen dentro de su sistema o a las instalaciones de los Agentes locales y regionales.

TOT 3.4.5 En base a la información suministrada por los agentes y la información propia del sistema de transmisión, la empresa de transmisión deberá llevar a cabo los estudios para la coordinación de las protecciones del Sistema Interconectado Nacional y presentar dichos estudios para su evaluación por el CNDC. El CNDC podrá requerir, con la correspondiente justificación, modificaciones al esquema de ajustes de protecciones propuestos y/o un nuevo estudio. Una vez acordado con la empresa de transmisión, el CNDC elevará el esquema propuesto y los estudios junto con sus observaciones al Consejo de Operación para su aprobación.

TOT 3.4.6. La coordinación de las protecciones de las Interconexiones Internacionales las coordinará el EOR por intermedio de las empresas de transmisión y de los OS/OM.

CAPITULO 3.5: DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGAS.

TOT 3.5.1. El sistema debe contar con esquemas de desconexión automática de cargas, por baja frecuencia y por bajo voltaje, para mantener los CCSDM nacional y regional

TOT 3.5.2. Cada Distribuidor debe aportar a la seguridad y calidad del sistema participando en los esquemas de desconexión automática de cargas, por baja frecuencia y por bajo voltaje.

TOT 3.5.3. Cada Distribuidor debe informar al CNDC las cargas que pueden ser incorporadas al esquema de desconexión de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

cargas por baja frecuencia y por bajo voltaje.

TOT 3.5.4. Antes del comienzo de cada año, el CNDC realizará estudios para determinar los requerimientos de desconexión de cargas y acordar los correspondientes esquemas de desconexión automática de cargas para el año siguiente.

TOT 3.5.5. Con los resultados de los estudios, el CNDC coordinará con los agentes los esquemas de desconexión a implementar el año siguiente, acordando la carga a desconectar en cada etapa de desconexión y su localización. De no surgir modificaciones significativas, podrá acordar mantener el esquema vigente en el año en curso e informar al EOR.

TOT 3.5.6. De surgir en el transcurso de un año cambios significativos en las características de la red o la demanda, el CNDC podrá realizar un estudio adicional y ajustar los esquemas vigentes.

TOT 3.5.7. El CNDC informará los esquemas de desconexión automática de cargas vigentes, por baja frecuencia y por bajo voltaje, indicando para cada Agente la carga incluida y la etapa en que se ubica su disparo. El esquema establecido es de cumplimiento obligatorio.

TOT 3.5.8. Durante la operación en tiempo real, cada Agente debe informar cada vez que actúe el esquema de desconexión de cargas, indicando la carga desconectada y el vínculo correspondiente. En caso de desconexión automática de carga, no podrá reconectarla sin previa autorización del CNDC.

TOT 3.5.9. Durante la operación en tiempo real, el CNDC debe informar a los Agentes, al MEM y al INE, cada vez que actúe el esquema de desconexión automática de carga, indicando la carga desconectada y el vínculo correspondiente. En caso de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

desconexión automática de carga, debe informar al EOR conforme el RMER.

CAPITULO 3.6: ESTUDIOS DEL SISTEMA.

TOT 3.6.1. El CNDC debe analizar el comportamiento previsto de la red nacional y la RTR local, en función de las condiciones probables de operación, para detectar posibles inconvenientes. En particular, realizará estudios de estabilidad para identificar necesidades de equipos de control asociados a mantener los CCSDM. Los estudios de la red nacional serán presentados al Consejo de Operación para su aprobación.

TOT 3.6.2. Cuando de dichos estudios resulte justificado la instalación de equipo de control, el CNDC deberá informar a la empresa de transmisión y/o Agente Productor según corresponda para que lleve a cabo su instalación y ajuste, con el informe y estudio que lo justifica.

CAPITULO 3.7: CONDICIÓN DE EMERGENCIA

TOT 3.7.1. Ante una condición de emergencia en el SIN, el CNDC deberá tomar las medidas necesarias para proteger la seguridad de la red nacional y RTR local y restablecer lo antes posible la condición normal, utilizando los recursos disponibles de los Agentes y tomando el control de todos los equipos que sean necesarios para resolver la emergencia. El Anexo Técnico: “Operación ante Contingencias y Emergencias” de esta Normativa y el RMER establecen las normas a aplicar para ello.

TOT 3.7.2. El CNDC debe informar a los Agentes y al EOR cuando el sistema se encuentra en Condición de Emergencia. Con los medios de comunicación que cuente disponible y de acuerdo a los procedimientos y criterios que se establecen en los Anexos Técnicos de esta Normativa y del RMER. El CNDC ordenará a

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

cada Agente las maniobras a realizar para llevar al sistema nuevamente a la condición normal. El CNDC deberá llevar el registro de las maniobras requeridas.

TITULO 4: COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS.

CAPITULO 4.1: OBJETO

TOT 4.1.1. Establecer las reglas y los procedimientos para la coordinación, programación y ejecución de mantenimientos.

CAPITULO 4.2: RESPONSABILIDADES

TOT 4.2.1. El CNDC es el responsable de la coordinación de los mantenimientos del equipamiento de generación y de transmisión de acuerdo a los criterios y procedimientos que se definen en esta Normativa y en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y el RMER.

TOT 4.2.2. Cada Generador y Transmisor debe participar en la programación y coordinación de los mantenimientos de acuerdo a los plazos y procedimientos que define esta Normativa y sus Anexos Técnicos y en el RMER, así como cumplir con los períodos programados para su realización.

CAPITULO 4.3: CRITERIOS DE SEGURIDAD EN EL ABASTECIMIENTO.

TOT 4.3.1. El CNDC debe analizar los pedidos de mantenimiento de los Generadores y Transportista en conjunto y evaluar su efecto sobre la operación programada, teniendo en cuenta los CCSDM y el Criterio
de Seguridad en el Abastecimiento que se define en esta Normativa y en RMER.

TOT 4.3.2. Dentro de los CCSDM y el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento, el CNDC debe definir los programas de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

mantenimiento utilizando como objetivo optimizar el costo total de operación y minimizar el riesgo de restricciones al abastecimiento. Para ello, debe coordinar con los Agentes del Mercado las modificaciones necesarias a sus solicitudes y con el EOR en los casos que sea necesario.

TOT 4.3.3. Para la coordinación y programación de mantenimientos mayores el CNDC deberá utilizar el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo. Para la coordinación y programación de mantenimientos menores el CNDC deberá utilizar el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Corto Plazo.

TOT 4.3.4. El CNDC debe utilizar como Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo el satisfacer la demanda con calidad dentro de una determinada probabilidad, de acuerdo al procedimiento que se define en esta Normativa y sus Anexos Técnicos.

TOT 4.3.5. Para realizar la evaluación del Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo, el CNDC debe utilizar el modelo de optimización y programación de la operación autorizado para la Programación Anual y adicionalmente, de considerarlo necesario, modelos de confiabilidad, de acuerdo a los procedimientos definidos en el Anexo Técnico: “Mantenimientos”.

TOT 4.3.6. Para esta evaluación el CNDC debe definir las condiciones posibles ante distintas hipótesis de oferta y de demanda. Para ello utilizará:

a) La información de generación y demanda de la Base de Datos de la Programación Anual;

b) Estimaciones propias de posibles desvíos en la demanda prevista.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 4.3.7. Para las hipótesis de crecimiento de demanda considerará como mínimo tres casos: demanda más probable, que corresponderá a la demanda de la Base de Datos de la Programación Anual, demanda alta y demanda baja.

TOT 4.3.8. Para las hipótesis de oferta tendrá en cuenta escenarios de posibles indisponibilidades por ingreso de nuevas unidades generadoras y prolongación de mantenimientos, y aleatorios de hidrologías.

TOT 4.3.9. El Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo se considerarán cumplidos si para cada semana del período en que se analiza los mantenimientos mayores el riesgo de energía no abastecida o incumplimiento en el nivel de reserva requerida por los CCSDM, es menor o igual que una probabilidad establecida, denominada probabilidad de seguridad de abastecimiento. Dicha probabilidad se define en un 5%.

TOT 4.3.10. El CNDC podrá requerir modificar la probabilidad de seguridad de abastecimiento, justificándolo con un estudio económico que demuestre su conveniencia. El estudio deberá ser elevado a la aprobación del Consejo de Operación. De ser aprobado, se elevará al INE para su análisis y posteriormente lo remitirá al MEM para que autorice o rechace la modificación.

TOT 4.3.11. Para las condiciones previstas de generación y demanda en la semana involucrada, el CNDC debe utilizar como Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Corto Plazo para la coordinación y autorización de mantenimientos menores, que la disponibilidad sea suficiente para cubrir la demanda horaria proyectada con el nivel requerido de reserva.

CAPITULO 4.4: PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS MAYORES.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 4.4.1. El CNDC coordinará las solicitudes de mantenimientos mayores y definirá el Programa Anual de Mantenimientos (PAM).

TOT 4.4.2. Dentro de los plazos y con las características definidas en el Anexo Técnico: “Mantenimientos”, cada Agente del Mercado debe informar al CNDC sus solicitudes de Mantenimientos Mayores. Todo Mantenimiento Mayor que no sea informado dentro de los plazos y con las características indicados no será incluido en el PAM.

TOT 4.4.3.Dentro de los plazos que define el Anexo Técnico: “Mantenimientos”, el CNDC debe elaborar y enviar a cada Agente del Mercado la versión preliminar del PAM cumpliendo el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo procurando respetar las solicitudes recibidas. El CNDC incluirá como adjunto la identificación de las solicitudes modificadas y la justificación del cambio realizado.

TOT 4.4.4. El CNDC coordinará con los agentes que correspondan los ajustes realizados, mediante reuniones e intercambios de propuestas. En caso que para alguna solicitud no se logre un acuerdo, el CNDC deberá proponer la fecha más conveniente para el correspondiente Criterio de Seguridad en el Abastecimiento. El Agente del Mercado deberá aceptar la fecha propuesta o cancelar la correspondiente solicitud de Mantenimiento Mayor.

TOT 4.4.5. Dentro de los plazos que define el Anexo Técnico: “Mantenimientos”, el CNDC informará a cada Agente del Mercado el PAM autorizado.

TOT 4.4.6. Junto con los resultados de cada Programación Semanal, el CNDC informará los mantenimientos mayores previstos para dicha semana.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 4.5: AJUSTES A MANTENIMIENTOS MAYORES PROGRAMADOS.

TOT 4.5.1. Un Agente del Mercado podrá solicitar ajustes a un Mantenimiento Mayor del PAM si notifica el pedido al CNDC con una anticipación no menor a un mes a la fecha de inicio prevista para el mantenimiento con un formato similar al correspondiente a la solicitud de mantenimiento, que se establece en el Anexo Técnico: “Mantenimientos”.

TOT 4.5.2. El CNDC no podrá autorizar un ajuste al PAM si de dicha modificación resulta que no se cumple el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo, salvo motivos excepcionales debidamente justificados.

TOT 4.5.3. En caso que se presenten uno o más pedidos de ajustes y que estas modificaciones llevarían a vulnerar el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo, el CNDC deberá coordinar con los Agentes que correspondan cambios a las fechas requeridas. De no poder llegar a un acuerdo sobre los cambios a realizar, el CNDC debe proponer las fechas más convenientes de acuerdo al criterio de seguridad en el abastecimiento. Un agente podrá rechazar la modificación a la fecha propuesta y cancelar la solicitud de Mantenimiento Mayor.

TOT 4.5.4. A lo largo del año, el CNDC realizará el seguimiento del PAM para verificar que, ante las variaciones que surjan en los pronósticos de generación y demanda, se continúa cumpliendo el Criterio de Seguridad de Abastecimiento de Mediano Plazo. Las proyecciones de generación y demanda se realizarán con condiciones posibles ante distintas hipótesis de oferta y de demanda, con características similares que las definidas para la programación inicial del PAM.

TOT 4.5.5. Si el CNDC verifica para las nuevas previsiones de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

oferta y demanda el PAM vigente que se vulnera el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Mediano Plazo, deberá informar a los agentes cuyos mantenimientos programados llevan a esta condición y solicitar los ajustes necesarios. En caso de no llegar a un acuerdo con un agente afectado, el CNDC propondrá la fecha más conveniente teniendo en cuenta el correspondiente criterio de seguridad en el abastecimiento. El agente podrá rechazar la fecha propuesta por el CNDC y cancelar el correspondiente Mantenimiento Mayor.

TOT 4.5.6. Junto con los resultados de la programación semanal de la última semana de cada mes, el CNDC informará a los agentes las modificaciones aceptadas a los Mantenimientos Mayores, la justificación de las mismas, el nuevo PAM, y una lista de los Mantenimientos Mayores programados para el mes siguiente.

TOT 4.5.7. Ante una condición de emergencia y/o de riesgo de racionamiento forzado, el CNDC buscará coordinar cuando sea posible la suspensión de mantenimientos mayores que aún no se hayan iniciado, con la correspondiente justificación. En el caso de mantenimientos en el Sistema Nacional de Transmisión, el CNDC podrá requerir ajustes a las fechas programadas, indicando el motivo que lo justifica.

CAPITULO 4.6: PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS MENORES.

TOT 4.6.1. Cada Agente del Mercado debe informar sus solicitudes de mantenimientos menores que se inicien una semana junto con los datos para la Programación Semanal de dicha semana, de acuerdo a lo definido en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER. Ante condiciones especiales y con la correspondiente justificación técnica, un Agente del Mercado podrá solicitar un mantenimiento menor que no fue requerido en la Programación

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Semanal junto con los datos para el despacho diario.

TOT 4.6.2. En base a las solicitudes de mantenimiento menores y el PAM vigente, el CNDC coordinará los requerimientos de mantenimientos menores teniendo en cuenta las previsiones de oferta y demanda de energía y potencia. El CNDC determinará la programación del mantenimiento semanal y diario de forma tal que se cumpla con el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Corto Plazo y de minimizar el sobrecosto que resulte en el despacho económico.

TOT 4.6.3. El CNDC informará a cada agente la autorización o rechazo de la solicitud de mantenimiento menor dentro del plazo indicado en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER. De ser rechazada, el CNDC deberá informar el motivo que lo justifica. De ser autorizada, el CNDC podrá incluir las observaciones pertinentes que fueran necesarias.

TOT 4.6.4. Junto con los resultados de cada predespacho, el CNDC informará a los Agentes los mantenimientos, mayores y menores, previstos para dicho día, y al EOR cuando se afecten instalaciones pertenecientes a la RTR.

TOT 4.6.5. El Agente del Mercado podrá cancelar o suspender un mantenimiento menor autorizado, debiendo informar al CNDC con una antelación no menor a 8 horas.

TOT 4.6.6. El CNDC puede solicitar la cancelación o suspensión de un mantenimiento menor autorizado cuando se modifiquen las condiciones previstas de generación y/o demanda y su ejecución no permitiría cumplir el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de Corto Plazo. u: En este caso el CNDC informará al agente involucrado, junto con el motivo que lo justifica, con una antelación no menor que veinticuatro (24) horas antes a la fecha y hora previstas de inicio del mantenimiento. El CNDC podrá informar con

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

un preaviso menor si surge una condición de emergencia imprevista que permita prever la suspensión con suficiente anticipación. Al notificar la suspensión, el CNDC deberá suministrar nuevas fechas posibles para llevar a cabo los trabajos de mantenimiento previstos, que deberán en lo posible no diferir en más de 15 días hábiles de las fechas iniciales programadas.

CAPITULO 4.7: EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS.

TOT 4.7.1. Con una anticipación no menor que 24 horas a la iniciación prevista de un mantenimiento, el CNDC suministrará al agente la autorización, confirmando el día y hora de inicio. Sin esta autorización no podrá iniciarse el mantenimiento.

TOT 4.7.2. El procedimiento operativo de detalle para la entrada del equipo a mantenimiento y la recepción nuevamente a disponibilidad para su operación se establece en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER.

TOT 4.7.3. En la fecha y hora de inicio del mantenimiento, el CNDC y el personal responsable por parte del agente procederá a dejar fuera de servicio el equipo. Durante el período de mantenimiento el equipo queda bajo la exclusiva responsabilidad del agente.

TOT 4.7.4. Una vez finalizados los trabajos, el agente deberá informar al CNDC y entregar el equipo para su operación, de acuerdo al procedimiento de despeje establecido para su recepción en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER.

TOT 4.7.5. Cualquier posible modificación en la fecha de finalización prevista de un mantenimiento, ya sea en adelanto o en retraso, debe ser notificada con anticipación por el agente al CNDC con la correspondiente justificación, dentro de los plazos y características que se indican en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 4.7.6. En caso de solicitud de prolongación del mantenimiento, el CNDC autorizará el cambio si este retraso no afecta el correspondiente criterio de seguridad en el abastecimiento o, cuando lo hace, si el retraso se justifica por causas de fuerza mayor informadas por el agente en su solicitud. De lo contrario, rechazará el pedido de prolongación del mantenimiento y el agente deberá reintegrar el equipo en la fecha prevista o será considerado un incumplimiento a esta Normativa y en el RMER.

TOT 4.7.7. En caso de autorizarse un cambio en la fecha de finalización prevista en un mantenimiento, el CNDC informará a los agentes de dicho cambio indicando el equipo afectado, justificación del cambio de fecha de finalización prevista, así como nuevo período de trabajos establecido y al EOR cuando afecte la RTR.

TOT 4.7.8. Una vez finalizados los trabajos, el agente deberá elaborar un Informe de Ejecución de Mantenimiento en el que describa la situación de los equipos afectados y los alcances del mantenimiento,
El agente deberá enviar el informe al CNDC en un plazo no mayor que un día hábil.

CAPITULO 4.8: MANTENIMIENTO DE EMERGENCIA

TOT 4.8.1 Cuando sea necesario y con la debida justificación, un agente podrá solicitar al CNDC por cualquier medio de comunicación disponible un Mantenimiento de Emergencia, de acuerdo a las características que se establecen en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER.

TOT 4.8.2. La solicitud debe incluir como mínimo los datos del solicitante y del equipo afectado, y el motivo que justifica clasificar el mantenimiento como emergencia.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 4.8.3. Dentro de los plazos que establece el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER, el CNDC responderá para autorizar de forma provisional la desconexión. La autorización provisional puede ser comunicada por cualquier medio.

TOT 4.8.4. Una vez producida la desconexión del equipo, el Agente deberá elaborar un **Informe de Mantenimiento de Emergencia** en un plazo no mayor que un día hábil, en el que describa la situación que originó la emergencia, posibles daños, equipos afectados, así como tiempo estimado de indisponibilidad; igualmente el CNDC informará a los Agentes afectados de la emergencia por los medios de comunicación establecidos e indicando cualquier otro detalle que considere oportuno. Si el equipo afectado involucra instalaciones de la RTR, el CNDC deberá informar al EOR en el plazo indicado en el RMER.

TOT 4.8.5. Una vez recibido el informe, el CNDC contará con veinticuatro (24) horas para analizar el mismo y determinar sí corresponde a una situación de emergencia. De considerar justificada la emergencia, el CNDC realizará la autorización definitiva del mantenimiento. Si en cambio el CNDC determina que la situación no puede clasificarse como Mantenimiento de Emergencia, requerirá al agente la puesta en servicio del equipo o bien su clasificación como Mantenimiento Menor.

TOT 4.8.6. Una vez justificado y autorizado un Mantenimiento de Emergencia, el CNDC informará de la emergencia por los medios de comunicación establecidos, indicando, cuando corresponda, a los usuarios sin servicio afectados y cualquier otro detalle que considere oportuno, dentro del plazo definido en el Anexo Técnico: “Mantenimientos” y en el RMER.

CAPITULO 4.9: MANTENIMIENTO EN CONDICIÓN DE RACIONAMIENTO FORZADO.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 4.9.1.Cuando en la programación semanal y el despacho diario, el CNDC prevea una condición de racionamiento forzado que se mantendrá durante un periodo mayor o igual que una semana, el CNDC podrá requerir la suspensión de mantenimientos mayores y menores. En estas condiciones, cualquier indisponibilidad programada de equipamientos de generación o transmisión requerirá una autorización especial del CNDC que justifique los trabajos realizados a pesar de la condición de racionamiento forzado.

TOT 4.9.2. El CNDC informará a cada Agente y al EOR, según corresponda, las fechas estimadas de inicio y finalización de la emergencia, y los ajustes a los mantenimientos programados.

TOT 4.9.3. De corresponder cambios a la programación de mantenimientos, el CNDC coordinará con los Agentes e informará al EOR en los casos de afectación a la RTR, la elaboración de un nuevo PAM para el resto del periodo anual y la reprogramación de mantenimientos menores, con el mismo procedimiento que el empleado para los ajustes requeridos a Mantenimientos Mayores y/o mantenimiento menores, según corresponda.

TITULO 5: SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA.

CAPITULO 5.1: OBJETO.

TOT 5.1.1. Establecer las normas y requerimientos técnicos y económicos para la prestación de los Servicios Auxiliares brindados por los agentes del mercado necesarios para la operación del Sistema Interconectado Nacional y Regional y cumplir con los CCSDM.

CAPITULO 5.2: REQUERIMIENTOS.

TOT 5.2.1. El CNDC y el EOR determinarán el requerimiento para

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

cada servicio auxiliar, en operación normal y en emergencia, de acuerdo a los criterios y parámetros definidos en los correspondientes Anexos Técnicos de esta Normativa y en el RMER. Dichos criterios y parámetros sólo podrán ser modificados por el CNDC con estudios técnicos y económicos que lo justifiquen. Los estudios serán puestos a consideración del Consejo de Operación con respecto al mercado nacional y al EOR con respecto al mercado regional, para su respectiva aprobación.

TOT 5.2.2. Cada Agente del Mercado asume el compromiso de suministrar con el equipamiento de su propiedad los servicios auxiliares que requiere el mantenimiento de los CCSDM locales y regionales, y pagar los cargos que de ello surjan.

TOT 5.2.3. Los Agentes imposibilitados de suministrar servicios auxiliares deberán de contratarlos con agentes que dispongan de ellos. Los agentes que registren incumplimientos en el compromiso de suministrar los servicios auxiliares, pagarán los cargos que de ello surjan.

TOT 5.2.4. Los incumplimientos al compromiso de suministrar los Servicios Auxiliares serán informados al MEM, INE, EOR y a la CRIE y serán sancionados según corresponda.

CAPITULO 5.3: HABILITACIÓN DE EQUIPOS DE UN AGENTE PRODUCTOR.

TOT 5.3.1. El CNDC sólo habilitará un equipo para aportar a un servicio auxiliar si cumple los requisitos definidos en esta Normativa y en los correspondientes Anexos Técnicos. El CNDC podrá requerir auditorías para verificar el cumplimiento de dichos requisitos.

TOT 5.3.2. Cada Generador debe participar en el mantenimiento de la calidad y seguridad del sistema nacional a través del

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

equipamiento necesario y aportar su disponibilidad para servicios auxiliares.

TOT 5.3.3.Un equipo se considera indisponible para un servicio auxiliar si presenta una o más de las siguientes condiciones.

a) El equipo está en mantenimiento o en falla.

b) El equipo no está habilitado para aportar a dicho servicio auxiliar.

c) El equipo está habilitado para aportar a dicho servicio auxiliar pero el Agente del Mercado al que pertenece el equipo informa su indisponibilidad para cumplir con los requisitos convenidos para su habilitación o el CNDC verifica algún incumplimiento en los requisitos asociados a su habilitación.

CAPITULO 5.4: HABILITACIÓN DE UN AGENTE CONSUMIDOR.

TOT 5.4.1. Un Distribuidor o Gran Consumidor tiene la opción de participar en proveer el servicio auxiliar de reserva en la medida que esté habilitado por el CNDC. La habilitación requiere demostrar que pueden suministrar reserva con reducción voluntaria de demanda y que el CNDC podrá verificar su cumplimiento. Adicionalmente, en el caso de un Distribuidor requiere tener habilitadas tarifas interrumpibles y demostrar que los usuarios involucrados piden voluntariamente este tipo de tarifas.

TOT 5.4.2. El CNDC debe auditar su cumplimiento pudiendo, sin preaviso, realizar una prueba para verificar que el Distribuidor o Gran Consumidor habilitado cumple con los requisitos y compromisos asociados.

CAPITULO 5.5: OBLIGACIONES DE POTENCIA REACTIVA.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 5.5.1. Los CCSDM establecen los rangos permitidos de variación de la tensión en barras del sistema, en condición normal y en emergencia, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico: “Control de Tensión y Reactivo” y en el RMER.

TOT 5.5.2. El CNDC administrará los recursos disponibles para control de voltaje de acuerdo a los CCSDM, buscando mantener el voltaje en valores lo más próximos posibles a los nominales, y dentro de la banda establecida para la condición de operación vigente.

TOT 5.5.3. El CNDC acordará con Generadores y Distribuidores la responsabilidad de cada parte en cada nodo de interconexión referidas a la regulación de tensión.

TOT 5.5.4. Cada Generador debe instalar un sistema de control automático para mantener un voltaje en su nodo de conexión dentro de los límites establecidos.

TOT 5.5.5. Cada Generador tiene la obligación de proveer, de requerirlo la operación del sistema, la potencia reactiva en sus unidades generadoras de acuerdo a la Curva de Capabilidad P-Q nominal que tiene asignada según lo establecido en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema” y en el RMER.

TOT 5.5.6. La empresa de transmisión informará al CNDC las características técnicas del equipamiento disponible para control de tensión.

TOT 5.5.7. El CNDC establecerá el factor de potencia a mantener por cada Distribuidor y Gran Consumidor en cada uno de sus nodos de conexión. Cada agente Consumidor es responsable de la disponibilidad del equipamiento para cumplir con ello. Para los primeros doce meses de entrada en operación del Mercado, se establecerá un período transitorio con un factor de potencia que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

refleje las condiciones vigentes.

CAPITULO 5.6: DESPACHO DE REACTIVO.

TOT 5.6.1. Las empresas de transmisión (ENATREL y EPR) y cada Generador deben informar al CNDC su disponibilidad prevista de equipamiento para el control de tensión y aporte de potencia reactiva.

TOT 5.6.2. Cada Distribuidor y Gran Consumidor debe informar al CNDC el factor de potencia previsto mantener.

TOT 5.6.3. Con la información suministrada, cada día el CNDC determinará en el despacho y la operación prevista, las consignas de tensión para cada uno de los nodos. Para ello, realizará estudios y/o simulaciones para verificar que, para los programas de generación y de demanda previstos, el nivel de voltaje en la red se mantiene dentro de los parámetros establecidos por los CCSDM en el Mercado Eléctrico Nacional y Regional

TOT 5.6.4. En caso de verificar en dichos estudios que existen uno o más nodos dónde no será posible controlar la tensión dentro del rango admitido, el CNDC con criterio técnico y económico buscará lograr el ajuste de tensión requerido mediante modificaciones en los programas de generación y/o demanda de acuerdo a las siguientes opciones:

a) Incrementar la generación de una o más unidades generadoras por encima del valor resultante del despacho económico, incluso entrar en servicio una unidad que no resultaba despachada. Esta energía se considerará generación obligada.

c) Reducir la generación de una o más unidades generadoras por debajo del valor resultante del despacho económico, para compensar la energía asignada como generación obligada.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

d) En condiciones de emergencia y como última alternativa para lograr el control de tensión, aplicar un programa de racionamientos forzados. Dichos racionamientos programados serán comunicados con anticipación a los Agentes del Mercado afectados.

TOT 5.6.5. Junto con los resultados del predespacho, el CNDC informará las modificaciones realizadas al despacho económico por requerimientos de reactivo.

CAPITULO 5.7: CONTROL DEL REACTIVO EN TIEMPO REAL

TOT 5.7.1. La empresa de transmisión y cada Agente del Mercado debe informar al CNDC los cambios que surjan en la información suministrada para el despacho de reactivo.

TOT 5.7.2. De no poder cumplir en la operación con los niveles de tensión, el CNDC establecerá una condición de emergencia y administrará los recursos de control de tensión y aportes de potencia reactiva para operar el sistema dentro de los límites definidos para emergencia. Para ello podrá modificar los programas de generación y/ o aplicar racionamiento forzado, con los mismos criterios que los establecidos para el despacho de reactivo.

CAPITULO 5.8: SERVICIOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO.

TOT 5.8.1. El servicio auxiliar de reserva de corto plazo es la reserva que se requiere a lo largo de cada hora para la operatividad del sistema y cumplir los CCSDM. Incluyen la reserva rodante y la reserva fría. Las cantidades y requisitos técnicos a cumplir por estas reservas se define en los correspondientes Anexos Técnicos de esta Normativa y en el RMER.

TOT 5.8.2. Los servicios de reserva de corto plazo incluyen:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) La reserva rodante para regulación de frecuencia, Error de Control de Área y operatividad del sistema;

b) La reserva fría para emergencias y condiciones imprevistas.

TOT 5.8.3. Cada hora, el margen de reserva de corto plazo total requerido es la suma de reserva para Regulación de Frecuencia y para Reserva Fría. Se calcula como el máximo de pérdida de energía que significaría la salida de una unidad generadora o de una línea de transmisión, incluyendo los sistemas eléctricos de los países con los que el sistema de transmisión esté interconectado y con los que exista el compromiso de compartir reserva rodante.

TOT 5.8.4. Para la determinación del nivel de reserva para regulación primaria y secundaria, el CNDC deberá tomar en cuenta los requerimientos regionales.

CAPITULO 5.9: RESERVA RODANTE.

TOT 5.9.1. El servicio auxiliar de reserva rodante tiene como objeto contar con reserva rápida disponible para cubrir desviaciones en la demanda prevista superiores a las normales y contingencias menores en unidades de generación o en el sistema de transmisión.

TOT 5.9.2. Se considera reserva rodante a la disponibilidad de variar la energía que está generando un GGD dentro de un tiempo de respuesta definido.

TOT 5.9.3. El CNDC habilitará a un GGD para aportar reserva rodante si está habilitado a participar en el servicio de Regulación de Frecuencia y cumple con los requisitos técnicos que se establecen en el Anexo Técnico: “Reserva”. De acuerdo a las características de su equipamiento se definirá el máximo aporte de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

reserva rodante al que queda habilitado. De no cumplir con los requisitos técnicos mínimos, no estará habilitado a aportar a este servicio auxiliar y su reserva rodante máxima habilitada será cero.
TOT 5.9.4. El CNDC asumirá que cada GGD habilitado oferta como reserva rodante la reserva rodante máxima a la que está habilitado, salvo que en la información para el despacho diario el agente Productor informe un porcentaje distinto. El porcentaje informado podrá ser menor que el habilitado sólo si el GGD justifica el motivo técnico que causa la restricción. El CNDC podrá pedir la verificación del motivo informado. En ningún caso el Agente podrá informar un valor mayor que la máxima reserva rodante a la que está habilitado.

TOT 5.9.5. Para el despacho de cada hora, el CNDC considerará que cada GGD habilitado que está previsto generando tiene una reserva rodante máxima igual a la diferencia entre su Potencia Máxima Operativa y su generación prevista, salvo que este valor resulte mayor que su reserva rodante ofertada en cuyo caso la reserva rodante máxima será la ofertada.

TOT 5.9.6. En caso de compartirse reserva rodante con países interconectados, el CNDC considerará también reserva disponible a la reserva comprometida por dicho país, en la medida que esté prevista la correspondiente capacidad libre en la interconexión internacional.

TOT 5.9.7. El CNDC asignará la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia., Regulación de Frecuencia bajo AGC y Regulación Complementaria entre la reserva rodante habilitada disponible, de acuerdo a los procedimientos definidos en el Tomo Normas de Operación Comercial de esta Normativa y el RMER.

CAPITULO 5.10: REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

TOT 5.10.1. El CNDC determinará el nivel necesario de reserva

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

rodante para regulación primaria y la asignará entre los Grupos Generadores a Despachar (GGDs), de acuerdo a los criterios y procedimientos que se establece en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia” de esta Normativa y en el RMER.

TOT 5.10.2. Cada unidad generadora tiene la obligación de contar con el equipamiento de control automático necesario para participar en el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Los requisitos técnicos mínimos de dicho equipamiento se definen en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia” de esta Normativa y en el RMER.

TOT 5.10.3. Cada Generador debe informar al CNDC para cada unidad generadora los parámetros del gobernador de turbina, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema” de esta Normativa y en el RMER. Con esta información el CNDC determinará, con la metodología que se indique en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia”, el aporte máximo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia al que está habilitado cada GGD. Si no cumple los requisitos técnicos mínimos establecidos, su aporte habilitado será cero y deberá comprarla a terceros

TOT 5.10.4. El CNDC determinará el nivel de reserva para regulación primaria de frecuencia requerida por los CCSDM, en operación normal y en emergencia, teniendo en cuenta el sobrecosto de operación por operar con dicha reserva y el costo por menor calidad ante falta de reserva. El criterio y procedimiento para ello se establece en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia” de esta Normativa y en el RMER.

TOT 5.10.5. Ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado o falta de reserva para regulación en operación normal, el CNDC declarará al sistema en emergencia y aplicará el nivel de Regulación Primaria de Frecuencia de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

operación en emergencia.

TOT 5.10.6. El CNDC asignará la reserva para regulación primaria entre todos los GGDs habilitados para ello, incluyendo reserva en interconexiones internacionales de existir un acuerdo al respecto con el correspondiente país, de acuerdo a los procedimientos definidos en el Tomo Normas de Operación Comercial de esta Normativa y en el RMER.

CAPITULO 5.11: REGULACION DE FRECUENCIA BAJO AGC.

TOT 5.11.1. La reserva para la Regulación de Frecuencia bajo AGC tiene como objeto corregir el Error de Control de Área según se indica en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia”.

TOT 5.11.2. El CNDC realizará dicha regulación de frecuencia con GGD que se encuentren bajo Control Automático de Generación (AGC).

TOT 5.11.3. Cada Generador debe informar al CNDC los límites operativos y la velocidad máxima de variación de carga de cada unidad generadora, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”. Con dicha información, el CNDC determinará la capacidad de regulación bajo AGC a la que está habilitado cada GGD, teniendo en cuenta los requisitos para la regulación bajo AGC definidos en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia”.

TOT 5.11.4. El CNDC definirá el nivel requerido de reserva bajo AGC en base al volumen regulante necesario para cumplir con los CCSDM y los criterios de regulación acordados a nivel regional en el RMER. Los requerimientos técnicos a nivel local se establecen en el Anexo Técnico: “Regulación de Frecuencia” de esta Normativa.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 5.11.5. Ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado o falta de reserva para regulación en operación normal, el CNDC declarará al sistema en emergencia y aplicará el nivel de Regulación de Frecuencia bajo AGC para operación en emergencia.

TOT 5.11.6. El CNDC asignará con criterio técnico la reserva para AGC entre los GGDs habilitados, teniendo en cuenta las características técnicas del equipamiento y la sensibilidad asociada a su localización en la red.

CAPITULO 5.12: RESERVA COMPLEMENTARIA.

TOT 5.12.1. El servicio auxiliar de reserva complementaria (o reserva terciaria) tiene como objeto contar con reserva rodante para programar un margen adecuado que permita mantener la operatividad del sistema ante las variaciones normales en la oferta y demanda, dentro de los CCSDM, minimizando la necesidad de cubrir estas variaciones con arranque y parada de unidades generadoras.

TOT 5.12.2. El CNDC calculará el margen requerido como reserva complementaria descontando del margen de reserva rodante total requerida la reserva asignada como Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación de Frecuencia bajo AGC.

TOT 5.12.3. El CNDC habilitará a un GGD para aportar al servicio auxiliar de reserva complementaria si está habilitado a participar en el servicio de Regulación de Frecuencia y cumple con los requisitos técnicos que se establecen en el Anexo Técnico: “Reserva” de esta Normativa.

TOT 5.12.4. Un agente Consumidor que cuente con posibilidades de reducir su consumo de la red, podrá solicitar al CNDC su habilitación como reducción de demanda en reserva

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

complementaria. El CNDC sólo podrá habilitarlo de demostrar el agente el modo en que implementará la interrupción de demanda en el tiempo de respuesta establecido para la reserva rodante y el modo en que el CNDC podrá auditar su cumplimiento.

TOT 5.12.5. Junto con la información para el despacho, los agente Consumidor habilitados como reserva complementaria deberá ofertar al CNDC su participación en dicha reserva, indicando la demanda flexible ofertada.

TOT 5.12.6. El CNDC asignará la reserva complementaria entre los agentes habilitados en función de su disponibilidad de reserva y velocidad y calidad de respuesta, de acuerdo al procedimiento indicado en el Tomo Normas de Operación Comercial.

TOT 5.12.7. En caso de compartirse reserva complementaria con países interconectados, el CNDC considerará también reserva disponible a la reserva comprometida por dicho país dejando la correspondiente capacidad libre en la interconexión internacional. De no contar con capacidad libre en la interconexión internacional no podrá compartir reserva con otro país en vista que no existe margen de reserva en dicha interconexión internacional.

TOT 5.12.8. El CNDC considerará que cada GGD habilitado como reserva complementaria y que está generando oferta como máximo a esta reserva la potencia que resulta de descontar de su Potencia Máxima Operativa, generación real, y la potencia asignada al servicio de reserva para Regulación de Frecuencia (Primaria y bajo AGC).

CAPITULO 5.13: RESERVA FRÍA.

TOT 5.13.1. El servicio auxiliar de reserva fría tiene como objeto contar con unidades de arranque rápido en reserva para compensar desviaciones imprevistas o emergencias en la oferta o

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

la demanda, con el objeto de mantener los CCSDM.

TOT 5.13.2. El CNDC calculará el margen requerido como reserva fría restando de la reserva de corto plazo total requerida la asignada como Regulación de Frecuencia y Reserva Complementaria.

TOT 5.13.3. El CNDC habilitará a un GGD para aportar al servicio auxiliar de reserva fría si puede arrancar y entregar carga al sistema en un plazo no mayor que 15 minutos de serle requerido por el CNDC y cumple con los requisitos técnicos que se establecen en el Anexo Técnico: “Reserva”.

TOT 5.13.4. Un agente Consumidor que cuente con posibilidades de reducir su consumo de la red dentro del plazo establecido, podrá solicitar al CNDC su habilitación como reducción de demanda en reserva fría. El CNDC sólo podrá habilitarlo de demostrar el agente el modo en que implementará la reducción voluntaria de demanda en el tiempo de respuesta establecido para la reserva fría y el modo en que el CNDC podrá auditar su cumplimiento.

TOT 5.13.5. Junto con la información para la programación semanal, cada Agente del Mercado habilitado podrá suministrar su oferta de reserva fría al CNDC, como se indica en el Tomo de Operación Comercial.

TOT 5.13.6. El CNDC asignará la reserva fría entre los agentes habilitados en función de ofertas semanales, con los procedimientos que se indican en el Tomo Normas de Operación Comercial.

CAPITULO 5.14: SERVICIO DE SEGUIMIENTO DE DEMANDA.

TOT 5.14.1. El servicio auxiliar de seguimiento de demanda tiene

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

como objeto contar con GGD arrancando y parando, y/o en caliente para cubrir el pico de demanda minimizando el costo variable total.

TOT 5.14.2. Las variaciones típicas de la demanda presentan un ciclo semanal, dado por las diferencias entre días hábiles y no hábiles, y un ciclo diario, dado por las diferencias entre las horas de valle y las horas de pico.

TOT 5.14.3. En la optimización del despacho diario, el CNDC podrá requerir el arranque y parada de GGD o mantener GGD parados en caliente con el objeto de absorber las variaciones de demanda a mínimo costo de operación diario.

CAPITULO 5.15: ARRANQUE EN NEGRO.

TOT 5.15.1. De acuerdo a lo definido en los procedimientos de restablecimiento del Anexo Técnico: “Operación ante Contingencias y Emergencias”, el CNDC establecerá los requerimientos de arranque en negro y las plantas habilitadas a aportar este servicio.

TOT 5.15.2. Un Generador puede requerir al CNDC la habilitación de una unidad o central para prestar este servicio si cumple los requisitos que define el Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo del Sistema”

TOT 5.15.3.Dentro de un plazo no mayor que 20 días hábiles de recibir una solicitud de habilitación, el CNDC deberá verificar que cumple los requisitos técnicos asociados con los CCSDM para la recuperación del sistema ante una condición de colapso y lo que establece el Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo del Sistema” de esta Normativa. De no ser así, el CNDC deberá rechazar la habilitación, informando el motivo técnico que lo justifica. El Generador podrá realizar las modificaciones y ajustes necesarios

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

para resolver el motivo que causó el rechazo y solicitar nuevamente al CNDC la habilitación, informando los cambios realizados.

TOT 5.15.4. Cada planta o unidad habilitada a la que se asigne el servicio auxiliar de arranque en negro asume el compromiso de mantener el equipo para garantizar, ante una emergencia, poder realizar el arranque en negro.

TOT 5.15.5. El CNDC debe reportar al EOR los equipos disponibles de arranque en negro en el área de control de Nicaragua, para ser considerados en la guía regional de restablecimiento que elabora el EOR en el marco de los estudios de seguridad regionales.
TOT 5.15.6. El CNDC debe coordinar con el EOR apoyos a áreas de control vecinos que lo requieran en caso de darse una condición de cero voltaje.

TITULO 6: PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN.

CAPITULO 6.1: OBJETO

TOT 6.1.1. Los objetivos básicos de la Programación Anual son los siguientes:

a) Realizar una programación indicativa de los resultados probables de la operación para el período considerado, planificando el uso óptimo de los recursos en función de hipótesis de cálculo para las variables aleatorias.

b) Realizar una previsión indicativa del comportamiento de embalses, y detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento en plantas hidroeléctricas.

c) Detectar y cuantificar los riesgos de racionamiento forzado.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 6.1.2. El objetivo de la programación semanal es determinar la energía hidroeléctrica semanal a utilizar y su distribución prevista a lo largo de la semana, y calcular una programación indicativa que permita realizar:

a) La coordinación de los mantenimientos menores y preventivos;

b) Una previsión indicativa de los riesgos de vertimiento en plantas hidroeléctricas y de racionamiento forzado;

c) Las previsiones de requerimientos de reserva.

CAPITULO 6.2: Modelos para la Programación Anual y Programación Semanal.

TOT 6.2.1. El CNDC debe realizar la Programación Anual y programación semanal mediante modelos de optimización y planificación de la operación que definan la ubicación económica de la oferta hidroeléctrica y realice el despacho hidrotérmico, respetando los CCSDM.

TOT 6.2.2. Para garantizar la transparencia del mercado, dichos modelos deben producir resultados objetivos y auditables.

TOT 6.2.3. Los modelos utilizados para la Programación Anual y Programación Semanal deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

a) Permitir un modelado adecuado de la demanda, su aleatoriedad y su flexibilidad, tanto en energía como en la forma de las curvas de carga horarias.

b) Permitir modelar el costo de energía no suministrada, ante distintos niveles de racionamiento forzado.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) Permitir una representación adecuada de la red de transmisión y sus restricciones que puedan afectan la operación, y calcular los costos asociados a generación obligada.

d) Permitir un modelado adecuado de la generación hidroeléctrica y sus características, y de la generación térmica, convencional y no convencional, y sus características.

e) Permitir modelar las restricciones resultantes de los niveles de desempeño mínimo, incluyendo forzar la generación de máquinas obligadas.

f) Permitir modelar los requisitos de reserva.

g) Permitir modelar intercambios en las interconexiones internacionales, tanto por compromisos contratados como ofertas y requerimientos de oportunidad.

TOT 6.2.4. La función objetivo del modelo debe ser minimizar el costo total de abastecimiento, dado por la suma del costo asociado a la generación y la reducción voluntaria de demanda flexible más el costo por energía no abastecida ante diferentes niveles de racionamiento.

TOT 6.2.5. Al comenzar a operar el Mercado, el CNDC estará autorizado a utilizar los modelos de programación y despacho con que cuenta y que se define en el Anexo Técnico: “Optimización y Programación”. El CNDC deberá determinar los requerimientos de mejoras a dichos modelos o de nuevos modelos para cumplir los requisitos que se definen en esta Normativa y dentro de un plazo no mayor que 24 meses contar con modelos adaptados a dichos requisitos.

CAPITULO 6.3: GENERACIÓN OBLIGADA PREVISTA EN LA PROGRAMACIÓN.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 6.3.1. Cada Agente Consumidor debe informar al CNDC sus requerimientos previstos de generación obligada para el control de tensión, indicando condiciones en que es requerido y potencia a obligar. Este requerimiento debe ser presentado identificando las restricciones de la red que lo justifican.

TOT 6.3.2. El CNDC analizará la validez de la solicitud y, de resultar técnicamente justificado, habilitará al Agente Consumidor a un acuerdo de generación obligada que identificará:

a) El Agente Consumidor solicitante;

b) El motivo técnico que justifica la generación obligada;

c) La descripción del requerimiento, indicando las condiciones en que se debe obligar generación, y las unidades afectadas y la energía requerida como obligada.

TOT 6.3.3. En las programaciones que realice el CNDC deberá tener en cuenta y modelar la demanda que no accede al Mercado por ser abastecida por generación obligada.

CAPITULO 6.4: PROGRAMACIÓN ANUAL.

TOT 6.4.1. Los agentes deben enviar al CNDC sus previsiones y datos para la Programación Anual dentro de los plazos y características que se indican en el correspondiente Anexo Técnico y el Anexo Comercial: Administración de las Importaciones y Exportaciones.

TOT 6.4.2. En el modelo para la Programación Anual, el CNDC debe representar la red de transmisión y su capacidad de transmisión, el PAM, las restricciones que resultan de los CCSDM y los acuerdos de generación obligada prevista.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 6.4.3. El CNDC debe determinar la oferta de generación en base a la disponibilidad prevista de acuerdo a los datos informados por cada agente Productor y el PAM.

CAPITULO 6.5: INFORME DE PROGRAMACIÓN ANUAL.

TOT 6.5.1. El CNDC debe elaborar informes con la descripción de la Programación Anual, y del seguimiento mensual de los desvíos a lo largo del período.

TOT 6.5.2. A más tardar el 15 de octubre de cada año el CNDC debe presentar a los agentes, al MEM y al INE el **Informe Preliminar de Programación Anual del siguiente año**. En lo que hace a información técnica y operativa, dicho Informe debe contener como mínimo:

a) Previsión de generación por agentes Productor y por planta;

b) Evolución del nivel de embalses en plantas hidroeléctricas, y previsión de riesgo de vertimiento;

c) Previsión de racionamientos forzados, y la correspondiente energía no suministrada;

d) Identificación de restricciones de Transmisión y requerimientos previstos por los CCSDM, y su efecto en generación obligada;

e) Acuerdos de generación obligada, y la energía prevista asignada a cada uno de ellos;

f) Requerimientos de servicio auxiliar y su justificación;

g) Contratos de energía firmes previstos en la RTR.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

h) Listado de los datos utilizados y las hipótesis consideradas, incluyendo datos suministrados por los agentes que fueron modificados y el motivo.

TOT 6.5.3. Dentro de los 14 días calendarios de recibir el Informe preliminar, cada Agente del Mercado podrá enviar al CNDC sus observaciones. El CNDC debe analizar las observaciones recibidas, incorporar aquellas que resulten justificadas y realizar la versión final de la programación del Período Anual.

TOT 6.5.4. El CNDC debe enviar el **Informe Final de la Programación Anual** al MEM y al INE y a cada Agente del Mercado, adjuntando las observaciones recibidas y, para aquellas que no fueron incorporadas, el motivo que lo justifica. Dicho Informe deberá ser enviado a más tardar el día 15 del mes anterior al comienzo del año siguiente.

TOT 6.5.5. Durante el transcurso del año, el CNDC debe realizar el seguimiento de la operación realizada para identificar los desvíos respecto de lo previsto en la Programación Anual, con lo cual realizará los ajustes a la Programación Anual de forma mensual, de igual forma deberán ser presentados a los Agentes, al MEM y al INE.

TOT 6.5.6. En el **Informe Mensual**, el CNDC debe incluir un análisis de la operación realizada en el mes, y la identificación y cuantificación de los desvíos significativos observados respecto a la Programación
Anual, así como los posibles motivos de estas diferencias. Debe incluir también:

a) Una descripción de cada emergencia registrada;

b) La energía no abastecida ante racionamientos forzados, y los motivos;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) La energía vertida y los motivos.

TOT 6.5.7. En el **Informe Anual,** el CNDC debe incluir un resumen de la operación realizada y comparar los resultados reales con la previsión anual.

CAPITULO 6.6: PROGRAMACIÓN SEMANAL.

TOT 6.6.1. Dentro de los plazos y características definidas en los Anexos Técnico, cada Agente del Mercado debe enviar al CNDC la información requerida para la programación semanal.

TOT 6.6.2. Cada semana, el CNDC debe realizar una programación indicativa para la semana siguiente, denominada Programación Semanal, con la optimización semanal del uso de los recursos previstos disponibles y el Arranque y Parada de unidades ("unit commitment"). Como resultado debe determinar, en base a la demanda prevista, los bloques de energía previstos producir en cada planta hidráulica en la semana y por tipo de día, y las previsiones de arranque y parada de máquinas de base óptimo para el ciclo semanal de la demanda. Dicha programación resultará de la optimización semanal y tendrá en cuenta la generación y la demanda flexible ofertada, las restricciones de la red de transmisión, los requerimientos de reserva y desempeño mínimo, las reservas para regulación primaria y secundaria acordadas a nivel regional, las restricciones de operación, los pronósticos de los ríos y restricciones aguas abajo de los embalses, las restricciones operativas de las máquinas y los intercambios en las interconexiones internacionales.

TOT 6.6.3. Se incluirán como demanda y generación adicional los compromisos que surgen de los contratos de importación y exportación vigentes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 6.6.4. Dentro de los plazos y características definidas en los Anexos Técnico, el CNDC debe informar a cada Agente del Mercado los resultados de la programación semanal. En lo que hace a información técnica y operativa, debe incluir como mínimo:

a) Generación prevista por planta y/o GGD;

b) Condiciones de riesgo de racionamiento forzado y energía no suministrada prevista;

c) Condiciones de vertimiento y energía vertida prevista;

d) Restricciones y su efecto previsto;

e) Acuerdos de generación obligada y energía prevista asignada a cada uno de ellos;

f) Compra-venta de energía prevista en la RTR

TITULO 7: DESPACHO DIARIO

capitulo 7.1: OBJETO.

TOT 7.1.1 El despacho diario tiene como objetivo determinar los programas de carga de la generación y la reducción voluntaria de demanda flexible, que permita minimizar el costo de abastecimiento dentro de las restricciones que surgen de los CCSDM, la capacidad de transmisión y las características operativas de las unidades generadoras.

TOT 7.1.2 El despacho diario debe respetar los CCSDM, y asignar los Servicios Auxiliares requeridos.

CAPITULO 7.2: GENERACIÓN Y DEMANDA.

TOT 7.2.1 Cada día, dentro de los plazos y características que se

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

definen en los Anexos Técnico, cada Agente del Mercado debe enviar la información requerida para el despacho diario.

TOT 7.2.2. Cada día el CNDC debe realizar la programación del despacho económico para el día siguiente, denominado predespacho, en base a la información suministrada por los agentes y de acuerdo a lo indicado en la presente Normativa. Para ello, debe realizar la optimización diaria del uso de los recursos previstos disponibles y del Arranque y Parada de unidades ("unit commitment"). El predespacho debe de realizarse en coordinación con el EOR y considerar lo establecido en el RMER.

TOT 7.2.3. El CNDC debe considerar como oferta para el despacho la información de generación suministrada por los agentes Productores y las ofertas de demanda flexible de los agentes de Consumidores, de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en el Tomo Normas de Operación Comercial.

TOT 7.2.4. El CNDC debe incluir en el modelo de despacho Unidades Racionamiento para modelar el racionamiento forzado y sus costos, de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en el Tomo Normas de Operación Comercial.

TOT 7.2.5. El CNDC debe tener en cuenta las restricciones y requerimientos que afectan el despacho, incluyendo restricciones de la red de transmisión, los requerimientos de reserva y desempeño mínimo, las restricciones aguas abajo de los embalses y las restricciones operativas de las máquinas.

TOT 7.2.6. El costo total del despacho se obtendrá como la suma de los costos asociados a las ofertas de generación y reducción voluntaria de demanda flexible, más los costos por energía no suministrada a través de las Unidades Racionamiento.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOT 7.2.7. Ante una condición de racionamiento forzado previsto, el CNDC debe realizar el despacho diario administrando el déficit de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

a) Retiro de exportaciones de oportunidad.

b) Retiro de demanda flexible.

c) Reducción de los márgenes de reserva en los Servicios Auxiliares a los límites definidos para condición de emergencia.

d) Aplicación de racionamiento forzado al suministro, dando prioridad de abastecimiento a la demanda con respaldo en el Mercado de Contratos en la medida que el agente Productor contratado cumpla su compromiso de entrega con generación propia.

CAPITULO 7.3: GENERACIÓN OBLIGADA EN EL DESPACHO.

TOT 7.3.1. El CNDC debe tener en cuenta en el despacho los requerimientos de generación obligada acordados con cada Agente Consumidor.

TOT 7.3.2. De acuerdo a ello, determinará la generación que resulta prevista obligada y la correspondiente demanda que no participa en el despacho económico del mercado.

TOT 7.3.3. En el Informe Mensual e Informe Anual el CNDC debe incluir el listado de acuerdos de generación obligada y la energía obligada generada en cada uno de ellos.

CAPITULO 7.4: RESULTADOS DEL DESPACHO.

TOT 7.4.1. Como resultado del predespacho, el CNDC debe obtener los programas de generación y de demanda a abastecer

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

para cada hora del día siguiente, y la asignación de Servicios Auxiliares.

TOT 7.4.2. Los valores informados serán de carácter indicativo, y deberán ser considerados por:

a) Cada Agente Productor como un compromiso de disponibilidad de la generación o aporte a servicios auxiliares previstos despachados;

b) Cada Agente Consumidor como un compromiso de cumplimiento de la demanda flexible ofertada y/o aporte al servicio auxiliar de reserva.

c) Cada Agente Transmisor.

TOT 7.4.3 El CNDC debe informar a los agentes el resultado previsto del predespacho, dentro de los plazos y características que se definen en los Anexos Técnico. En lo que hace a información técnica y operativa, deberá indicar como mínimo:

a) Programas de carga de generación por GGD;

b) Programas de demanda para cada Agente Consumidor habilitados como demanda flexible;

c) De corresponder, programas de racionamiento forzado previstos;

d) Identificación de restricciones y su efecto previsto;

e) Identificación de acuerdos de generación obligada, y para cada uno la condición que lo activa y la energía asignada como obligada;

f) Asignación de Servicios Auxiliares;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

g) Programas de intercambios previstos en los nodos de la RTR.

h) Identificación de los mantenimientos aprobados a los Agentes.

CAPITULO 7.5: REDESPACHO.

TOT 7.5.1. Durante la operación en tiempo real, el CNDC deberá realizar el seguimiento del comportamiento de la oferta y la demanda respecto de los valores previstos en el predespacho. De verificar desvíos significativos, deberá ajustar los valores previstos para el resto del día y realizar un nuevo despacho, denominado redespacho.

TOT 7.5.2. Como resultado del redespacho, el CNDC deberá obtener e informar a los agentes los cambios a los programas de generación y de demanda a abastecer para las horas restantes del día y, de
corresponder, las modificaciones en la asignación de Servicios Auxiliares. La información sobre resultados deberá ser suministrada con las mismas características que las definidas para el predespacho.

TOT 7.5.3. El CNDC debe notificar y justificar cualquier redespacho nacional que conlleve una solicitud al EOR de efectuar un redespacho regional conforme los plazos establecidos en el RMER. Así mismo, el EOR le informará al CNDC los redespachos regionales que deba ejecutar conforme los plazos establecidos en el RMER.

TITULO 8: OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.

CAPITULO 8.1: OBJETO.

TOT 8.1.1. El CNDC debe realizar la coordinación de la operación integrada en tiempo real del sistema con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

continuidad del servicio a través del mantenimiento de los parámetros que resultan de los CCSDM.

TOT 8.1.2. En el cumplimiento de estas funciones, el CNDC podrá requerir justificadamente desconectar carga y arranque o parada de unidades generadoras.

TOT 8.1.3. Para la coordinación de la operación en tiempo real el CNDC debe supervisar el cumplimiento por parte de los agentes nacionales a los requerimientos de desconexión automática de carga por baja frecuencia y por bajo voltaje que se hayan acordado nacional y regionalmente.

CAPITULO 8.2: SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN.

TOT 8.2.1. El CNDC debe realizar los ajustes necesarios a la operación prevista para mantener el balance entre generación y demanda y los CCSDM

TOT 8.2.2. Cada Agente del Mercado debe informar inmediatamente posible al CNDC cualquier cambio en la información suministrada para el despacho, tales como cambios en su disponibilidad, fallas, ingreso o salida de equipamiento, y cualquier otro tipo de maniobra que afecte la operación y seguridad del sistema. Toda demora del agente en informar estas condiciones sólo podrá justificarse en motivos de fuerza mayor o imprevistos graves que afecten sus sistemas de comunicaciones. El CNDC es el responsable de informar a los restantes agentes afectados.

TOT 8.2.3. El CNDC debe mantener el registro de las operaciones realizadas en tiempo real.

TOT 8.2.4. Durante la operación en tiempo real del SNT, el EOR supervisa los voltajes de los nodos de la RTR localizados en

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Nicaragua, los flujos de potencia activa y reactiva por la porción de la RTR localizada en Nicaragua y la frecuencia local.

TOT 8.2.5. El EOR coordinará con el CNDC las acciones que se requieran para mantener una operación confiable del SER, en forma de cumplir con los CCSDM

CAPITULO 8.3: CONTINGENCIAS.

TOT 8.3.1. Ante una contingencia, cada Agente del Mercado deberá inmediatamente informar al CNDC los equipos que hayan actuado y cumplir las instrucciones del CNDC para su restablecimiento. Cuando las contingencias afecten el predespacho regional, el CNDC debe comunicar al EOR, todo de conformidad al RMER.

TOT 8.3.2. Asimismo, cada Agente Productor deberá notificar lo antes posible al CNDC la salida o pérdida de carga de una unidad generadora y el tiempo previsto para su reposición. Si la unidad queda indisponible o limitada, el agente debe informar al CNDC cuando queda nuevamente disponible o se retira su limitación, para que el CNDC coordine, de ser necesario, su sincronización y/o toma de carga. Si la salida de generación afecta las transacciones regionales, el CNDC deberá realizar todas las acciones que indica el RMER.

TOT 8.3.3. Al ocurrir una falla que requiera la operación manual de equipos, los operadores deberán realizar las maniobras requeridas por el CNDC, salvo condiciones de fuerza mayor o que pongan en peligro instalaciones o personas. Cuando las contingencias afecten el predespacho regional, el CNDC deberá comunicar al EOR, todo de conformidad al RMER.

TOT 8.3.4. El CNDC dará por finalizada una Condición de Emergencia por contingencia a todos los agentes cuando el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

sistema se encuentre nuevamente en una Condición Normal.

CAPITULO 8.4: ANÁLISIS E INFORME DE CONTINGENCIAS.

TOT 8.4.1. El CNDC debe analizar cada contingencia que se registe. Para ello, podrá requerir a los agentes que inspeccionen sus equipos e instalaciones y reporten las novedades que encuentren.

TOT 8.4.2. El CNDC podrá llevar a cabo, por sí o a través de terceros que contrate para ello, análisis complementarios de la red de potencia para determinar el origen o causas de una falla y/o para sustentar sus conclusiones y/o para analizar la necesidad de medidas preventivas futuras.

TOT 8.4.3. Para cada contingencia que se registre, el CNDC debe realizar un **Informe de Contingencia**, que debe ser de acceso para todos los agentes, al MEM y al INE.

CAPITULO 8.5: RESULTADOS DE LA OPERACIÓN.

TOT 8.5.1. El CNDC debe analizar la operación realizada y las desviaciones respecto del despacho programado, identificando los motivos de las mismas. Este análisis se denomina pos despacho

TOT 8.5.2. De detectar el CNDC incumplimientos de un Agente del Mercado, debe informar a dicho agente dentro del plazo que se establece en el correspondiente Anexo Técnico. El Agente del Mercado contará con un plazo de tres (3) días hábiles para presentar su descargo

TOT 8.5.3.El CNDC debe informar a cada agente el análisis del post despacho dentro de los plazos y características definidas en los Anexos Técnico. En lo que hace a información técnica y operativa, debe incluir como mínimo:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Generación registrada, por GGD, por Agente y total.

b) Demanda registrada, por agente y total.

c) Restricciones activas y contingencias, y sus consecuencias.

d) Identificación de la energía asignada a cada condición de generación obligada.

e) Energía por racionamientos forzados, de existir.

f) Energía por vertimientos, de existir.

g) Compra – venta de energía en la RTR.

h) Incumplimientos en los Servicios Auxiliares, de existir.

CAPITULO 8.6: RECLAMOS A LA OPERACION

TOT 8.6.1. Dentro de los plazos y características definidas en los Anexos Técnico, un Agente del Mercado puede enviar sus cuestionamientos al despacho u operación realizada por el CNDC el día anterior. Dichos reclamos deben estar justificados en que el despacho y/o la operación así como los resultados informados se apartan de lo establecido en la Normativa de Operación y sus Anexos Técnicos. Transcurrido este plazo, los agentes no podrán presentar reclamos por la operación realizada ni los precios que resultan de dicha operación.

TOT 8.6.2. Un reclamo de un Agente del Mercado debe identificar el motivo y la operación que considera correcta.

TOT 8.6.3. Ante un reclamo de un Agente del Mercado, el CNDC contará con seis (6) días hábiles para analizar los

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

cuestionamientos presentados por los agentes y enviar la justificación de la operación al despacho cuestionado.

TOT 8.6.4. En todos los casos en que de la operación realizada por el CNDC resulta un costo total de operación inferior a la operación sugerida por el agente o que los desvíos se debieron a motivos operativos, y/o a mantener los CCSDM y/o por emergencias, se considerará que la operación realizada por el CNDC fue la correcta y el agente debe acatar el resultado obtenido. De no ser así, el agente puede elevar su cuestionamiento al Consejo de Operación, de acuerdo al procedimiento establecido en el Reglamento.

TITULO 9: COORDINACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

CAPITULO 9.1: Organismos Coordinadores.

TOT 9.1.1. El CNDC es la entidad responsable de realizar la coordinación operativa de las interconexiones internacionales en Nicaragua.

TOT 9.1.2. El Operador del Sistema y Administrador del Mercado (OS&M) de cada país interconectado es el responsable de suministrar la información técnica y operativa de las interconexiones internacionales con dicho país.

CAPITULO 9.2: Datos de Interconexiones Internacionales.

TOT 9.2.1. El agente local que representa la parte vendedora de un contrato de exportación debe suministrar al CNDC la misma información que un agente Consumidor, considerando como demanda el requerimiento de exportación.

TOT 9.2.2. El agente local que representa la parte compradora de un contrato de importación debe suministrar al CNDC la misma información que un agente Productor, considerando como

generación la importación prevista.

TOT 9.2.3. El OS&M de cada país interconectado debe suministrar la información de generación asociada a la importación para el Mercado de Ocasión de Nicaragua, y de demanda asociada a la exportación desde el Mercado de Ocasión.

CAPITULO 9.3: SERVICIOS AUXILIARES.

TOT 9.3.1. El CNDC podrá coordinar con países interconectados compartir servicios auxiliares. Para ello, el CNDC debe previamente realizar los acuerdos necesarios sobre requisitos técnicos, plazos, modos de coordinación y verificación del cumplimiento, y todo otra condición técnica y operativa que haga a la calidad y operatividad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y su compatibilidad con la presente Normativa y sus Anexos Técnicos. En particular el CNDC sólo podrá compartir un Servicio Auxiliar si el mismo cumple los requisitos establecidos en la presente Normativa y el proveedor cumple los criterios de calidad y seguridad vigentes en el Mercado de Nicaragua.

NORMATIVA DE OPERACIÓN

TOMO NORMAS DE OPERACIÓN COMERCIAL (TOC)

TITULO 1: DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO 1.1: OBJETO.

TOC 1.1.1. En la presente Normativa se establecen las reglas y procedimientos de carácter comercial para la administración y sanción de precios del Mercado Mayorista de Nicaragua, basado en lo dispuesto en la Ley y su Reglamento, y el Tomo Normas Generales de la presente Normativa. Además se definen las metodologías y/o procedimientos de detalle relacionados al MER, considerando lo establecido en la reglamentación regional, y que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

inciden en la presente Normativa.

TOC 1.1.2. Las metodologías y procedimientos de detalle que complementan la presente Normativa serán desarrollados por el CNDC mediante Anexos Comerciales, aprobados y autorizados de acuerdo a los procedimientos que al efecto se establece en el Tomo Normas Generales (TNG) de la presente Normativa.

CAPITULO 1.2 FUNCIONES DEL CNDC.

TOC 1.2.1. Corresponde al CNDC la función de centralizar, organizar y verificar la información comercial y la función de administrar centralizadamente, en tiempo y forma, el Mercado de Ocasión y las transacciones por servicios.

TOC 1.2.2. El CNDC realizará la administración del Mercado y calculará las transacciones comerciales que surgen por operaciones fuera de contratos, tanto de energía como de potencia y servicios de acuerdo a los procedimientos comerciales definidos en esta Normativa. Así mismo, llevará a cabo las funciones que le correspondan de acuerdo a lo que establezca la regulación regional

TOC 1.2.3. A los efectos de la programación, el CNDC deberá considerar a cada día dividido en tres bloques horarios típicos del ciclo diario de la demanda (punta, madrugada y horas restantes) de acuerdo a los períodos establecidos en la Normativa de Tarifas.

CAPITULO 1.3: RESPONSABILIDAD DE LOS AGENTES DEL MERCADO.

TOC 1.3.1. Cada Agente del Mercado tiene la obligación de cumplir el Tomo de Normas de Operación Comercial y sus Anexos Comerciales, así como la regulación regional.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 1.3.2. Cada Agente del Mercado debe cumplir con el pago en tiempo y forma de las transacciones comerciales resultantes en el Mercado de Ocasión y por los servicios auxiliares y servicio de Transmisión, así como cumplir con los plazos de pago de los cargos que surjan de la regulación regional.

TITULO 2: INFORMACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO.

CAPITULO 2.1 Responsabilidades.

TOC 2.1.1. Es obligación de cada Agente del Mercado suministrar al CNDC en tiempo y forma información fidedigna para que éste pueda cumplir su función de administración del Mercado.

TOC 2.1.2. La información comercial debe ser suministrada por cada Agente del Mercado al CNDC de acuerdo a los plazos y características que se establecen en este Tomo de la Normativa y en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”.

TOC 2.1.3. El CNDC tiene la responsabilidad de organizar y mantener Bases de Datos Comerciales, con la información básica de los acuerdos vigentes en el Mercado de Contratos, los precios y transacciones económicas que resultan del Mercado de Ocasión y los servicios auxiliares.

TOC 2.1.4. Mensualmente el CNDC realizará la liquidación de las transacciones comerciales del Mercado Nacional y enviará a cada Agente del Mercado el detalle de los resultados. Así mismo, en los períodos que establezcan las instancias regionales correspondientes, remitirá a cada Agente del Mercado el detalle de la liquidación de las transacciones del Mercado Regional.

TOC 2.1.5. En caso de que los cargos de la liquidación del Mercado Regional no sean asignados directamente a los Agentes del Mercado por las instancias regionales correspondientes, el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CNDC los asignará en el Mercado Local de acuerdo a lo que indica la presente Normativa o como las autoridades competentes lo instruyan.

CAPITULO 2.2: SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS COMERCIALES.

TOC 2.2.1. El CNDC tomará los datos para la administración del Mercado del Sistema de Mediciones Comerciales (SIMEC).

TOC 2.2.2. Las mediciones comerciales deberán de cumplir los requisitos y características definidas en el Anexo Comercial: “Sistema de Mediciones Comerciales”, y en la regulación regional.

TOC 2.2.3. El CNDC debe organizar la información recopilada a través del SIMEC en una Base de Datos para transacciones comerciales, auditable, la cual será de acceso abierto a cada Agente del Mercado. Esta será la información utilizada por el CNDC para determinar las transacciones económicas en el Mercado de Ocasión, por servicios auxiliares y servicio de Transmisión

CAPITULO 2.3: INFORMACIÓN COMERCIAL.

TOC 2.3.1. Cada Agente del Mercado debe suministrar la información comercial y toda modificación a la misma de acuerdo a las características que define el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”. Esta información será organizada por el CNDC en bases de datos comerciales.

TOC 2.3.2. El CNDC debe utilizar para el cálculo de las transacciones económicas del Mercado local la información comercial que se define en esta Normativa e incluirla, junto con la memoria de cálculo, en el documento a enviar a los agentes con su liquidación del mes. Dicho documento debe incluir también la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

información básica vigente del Mercado de Contratos.

TOC 2.3.3. A lo largo del mes, el CNDC debe ir estimando con la información disponible e informar los resultados comerciales preliminares del Mercado incluyendo:

a) Estimación de las operaciones en el Mercado de Ocasión, con precios y transacciones para la energía y la potencia;

b) Estimación del costo de las pérdidas;

c) Estimación de las transacciones por servicios auxiliares, indicando cargos y remuneraciones.

CAPITULO 2.4: INFORMACIÓN BÁSICA DEL MERCADO DE CONTRATOS.

TOC 2.4.1. Para ser habilitado como perteneciente al Mercado de Contratos, todo contrato entre Agentes del Mercado o entre un Agente del Mercado y un Agente Externo así como sus posteriores modificaciones debe cumplir con los requisitos definidos en esta Normativa, y estar registrado en el INE. Al efecto, de acuerdo a lo que establece la presente Normativa, el agente del Mercado suministrará al CNDC la información del contrato para el que requiere habilitación. El CNDC será el responsable de, con dicha información, verificar si se cumplen los requisitos establecidos y, como resultado, habilitarlo o rechazarlo en el Mercado de Contratos. El CNDC deberá informar dicho resultado a los agentes involucrados, y en el caso de rechazo indicar el o los motivos que lo justifican.

TOC 2.4.2. De acuerdo a lo que establece la presente Normativa, el Agente del Mercado debe informar al CNDC toda modificación a sus contratos que afecten las transacciones comerciales del Mercado Mayorista que administra dicho CNDC. En particular, se

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

debe notificar dentro de un plazo no mayor que tres días hábiles la rescisión de un contrato. En tanto una modificación sea informada y habilitada, se considerará que no está en vigencia.

TOC 2.4.3. Cada Agente del Mercado debe tener en cuenta los procedimientos definidos en esta Normativa para la habilitación de un contrato o de sus modificaciones como perteneciente al Mercado de Contratos, y los tiempos que requerirán su cumplimiento. De acuerdo a ello, deberá presentar la solicitud de autorización con la necesaria anticipación. De lo contrario, si la autorización resulta posterior a la entrada comprometida será responsabilidad del agente

TOC 2.4.4. Al acordar, renovar o modificar un contrato, los Agentes deberán presentar al CNDC la solicitud de su habilitación en el Mercado de Contratos. Dicha solicitud, que tiene carácter de declaración jurada, debe presentarse en nota firmada por el representante legal de la empresa que es la parte vendedora, excepto en el caso de un contrato de importación que debe ser presentada por el agente local que es la parte compradora.

TOC 2.4.5. La solicitud de autorización deberá incluir la información que se identifica en esta Normativa y que se denomina Información Básica del Contrato. La solicitud podrá incluir también cualquier otra información especial adicional que el agente considere relevante para su administración comercial.

TOC 2.4.6. La solicitud de autorización de un nuevo contrato o renovación de uno existente debe incluir la siguiente Información Básica del Contrato.

a) Identificación del Agente del Mercado o Agente Externo que es la parte vendedora.

b) Identificación del o los Agentes del Mercado o Agente Externo

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

que es la parte compradora, adjuntando una nota de cada agente comprador en que declara conocer y estar de acuerdo con la información presentada en la solicitud, firmada por su representante legal.

c) Tipo de Contrato.

d) Período de vigencia, condiciones de prórroga y de rescisión del contrato.

e) Descripción de los compromisos de energía y/o potencia a lo largo del período de vigencia que necesitan ser conocidos por el CNDC para la administración del Mercado de Ocasión, de acuerdo a los criterios definidos en esta Normativa.

f) Descripción de la potencia :total contratada que resultará con este nuevo contrato y de la máxima potencia contratable, para verificar que el agente vendedor no superará la máxima potencia que está autorizado contratar, de acuerdo a los criterios definidos en esta Normativa.

g) Una declaración firmada por los representantes legales de cada parte en que declaran aceptar las disposiciones comerciales definidas en la presente Normativa referida a la administración del Mercado de Contratos, y el compromiso a notificar todo cambio, modificación o enmienda a la información suministrada sobre el contrato así como el cese, suspensión o resolución del contrato o su prórroga.

h) Toda otra información que resulte relevante a la administración del contrato en el Mercado de Ocasión.

TOC 2.4.7. La solicitud de autorización de una modificación debe identificar los cambios a la Información Básica del Contrato, indicando:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Identificación del contrato.

b) Nota de cada agente que es parte compradora en que declara conocer y estar de acuerdo con la información presentada en la solicitud, firmada por su representante legal.

c) Modificaciones a la información básica.

d) De modificarse los compromisos de energía y/o potencia a lo largo del período de vigencia, descripción de la potencia total contratada que resultará con esta modificación y de la máxima potencia contratable, para verificar que el agente vendedor no superará la máxima potencia que está autorizado contratar, de acuerdo a los criterios definidos en esta Normativa.

TOC 2.4.8. Al recibir una solicitud, el CNDC debe verificar que cumple todos los requisitos que establece esta Normativa. En un plazo no mayor a cinco días hábiles de recibida la solicitud, el CNDC debe informar su autorización o rechazo. De cumplir con todos los requisitos definidos en esta Normativa, el CNDC debe otorgar al solicitante constancia de habilitación en trámite del contrato o su modificación. Transcurrido el plazo indicado sin que el CNDC informe el rechazo de la solicitud, las partes podrán considerar el contrato con habilitación en trámite y registrarlo en el INE.

TOC 2.4.9. De existir algún incumplimiento, el CNDC debe informarlo al solicitante y rechazar la solicitud. Las partes incluidas en la solicitud deberán corregir el incumplimiento, completando los requerimientos
faltantes y/o realizando las correcciones necesarias a la información suministrada, antes de presentar una nueva solicitud de habilitación.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 2.4.10. Una vez que un contrato o su modificación cuente con la habilitación en trámite, la parte vendedora deberá registrarlo en el INE y presentar en el CNDC la documentación que avala el cumplimiento de este trámite. Cumplidos estos requisitos, el CNDC otorgará al contrato o modificación la habilitación en el Mercado de Contratos. Dicha autorización será condicional al cumplimiento durante el período de vigencia del contrato de contar con la suficiente potencia máxima contratable.

TOC 2.4.11. Durante el transcurso del período de vigencia de un contrato será responsabilidad del CNDC el verificar que la parte vendedora cuenta con la suficiente potencia máxima contratable. De detectar un incumplimiento a este requisito, el CNDC deberá cumplir los procedimientos y tomar las medidas que indican el presente Tomo de Normas de Operación Comercial.

TOC 2.4.12. Para el caso de los contratos de importación y exportación, el agente local deberá de considerar además de los requisitos establecidos en la Normativa de Operación, los indicados en el RMER.

CAPITULO 2.5: INFORMACIÓN PARA EL DESPACHO.

TOC 2.5.1. Dentro de los mismos plazos que los establecidos para suministrar la información para la Programación Anual, programación semanal y despacho diario, cada Agente del Mercado debe presentar sus ofertas de generación o demanda según corresponda, de acuerdo a las características y plazos que se establecen en esta Normativa y en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado” y el RMER.

CAPITULO 2.6: informes y Programaciones.

TOC 2.6.1. El **Informe de Programación Anual**, en su versión preliminar y final, debe contener como mínimo la siguiente

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

información comercial:

a) Evolución semanal prevista del precio de la energía por bloque horario típico (punta, madrugada y horas restantes);

b) Restricciones y requerimientos previstos por el nivel de desempeño mínimo establecido;

c) Previsiones de sobrecostos por compensación a pagar a la generación obligada;

d) Previsión del costo de los servicios auxiliares;

e) Listado de los datos utilizados y las hipótesis consideradas, incluyendo datos suministrados por los agentes que fueron modificados y el motivo.

TOC 2.6.2. Junto con los resultados de cada programación semanal, el CNDC debe informar a cada Agente del Mercado la evolución indicativa del precio de la energía en el Mercado de Ocasión y las transacciones previstas en el MER.

TOC 2.6.3. Junto con los resultados del predespacho o redespacho, el CNDC debe suministrar a los agentes como mínimo la siguiente información comercial:

a) Precios indicativos previstos en el Mercado de Ocasión.

b) Costo previsto para cada acuerdo de generación obligada.

c) Inyección y retiro de energía previstos en la RTR.

TOC 2.6.4.Junto con los resultados del post despacho, el CNDC debe suministrar a los agentes como mínimo la estimación de la siguiente información comercial preliminar, basada en los datos

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

disponibles:—

a) Precios y transacciones de energía horaria estimadas en el Mercado de Ocasión;

b) Estimación de sobrecosto asociado a cada condición de generación obligada.

c) Estimación de precios y transacciones de potencia diaria.

d) El Postdespacho Regional suministrado por el EOR al CNDC.

TITULO 3: ESTRUCTURA COMERCIAL.

CAPITULOL 3.1: PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN:

TOC 3.1.1.Los productos que se compran y venden en el Mercado Mayorista son:

a) Energía.
b) Potencia.

TOC 3.1.2. Los servicios que se remuneran en el Mercado Mayorista son:

a) Servicio de transmisión: Es el uso del Sistema Nacional de Transmisión, remunerado mediante tarifas reguladas de acuerdo a lo que establece la Normativa de Transporte.

b) Servicios auxiliares: Se identifican en el TOT, junto con los requerimientos técnicos que deben cumplir. Las metodologías para su remuneración se establecen en la presente Normativa.

c) Servicio de operación y despacho, y administración del mercado: Es el servicio de programación y despacho, coordinación de la operación y administración comercial asignado al CNDC y

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

remunerado de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en la Normativa de Transporte.

d) Servicios de regulación y operación del MER definidos en el RMER.

CAPITULO 3.2: AGENTES DEL MERCADO.

TOC 3.2.1. En el Mercado participan realizando operaciones comerciales Agentes Consumidores y Agentes Productores.

TOC 3.2.2. Se considera Agente Consumidor a:

a) Un Distribuidor, cumpliendo la actividad de comercialización en su área de concesión;

b) Un Gran Consumidor que compra a nivel mayorista, por contratos y en el Mercado de Ocasión;

c) Un contrato de exportación en una interconexión internacional, o sea la demanda de otro país que corresponde a dicho contrato y que queda representado por el Agente del Mercado local que es la parte vendedora;

d) Cada Autoproductor que resulta comprando faltantes.

TOC 3.2.3. Las obligaciones y derechos que como Agente Consumidor resultan para la demanda de otro país asociada a un contrato de exportación corresponden al agente local que es la parte vendedora dentro de dicho contrato.

TOC 3.2.4. Se considera Agente Productor a:

a) Un Generador;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Un Autoproductor que vende excedentes;

c) Un Cogenerador;

d) Un contrato de importación en una interconexión internacional, o sea la generación de otro país que corresponde a dicho contrato y que queda representado por el Agente del Mercado local que es la parte compradora.

TOC 3.2.5. Las obligaciones y derechos que como Agente Productor resultan en el Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua a generación de otro país asociada a un contrato de importación corresponden al agente local que es la parte compradora dentro de dicho contrato.

TOC 3.2.6. Los Agentes de mercado pueden comprar y vender energía en cualquier nodo de la RTR de conformidad con las leyes vigentes. Las ofertas de inyección o de retiro en los nodos de la RTR deben de realizarse de acuerdo al RMER.

CAPITULO 3.3: DISTRIBUIDORES CON GENERACIÓN PROPIA.

TOC 3.3.1. El Distribuidor que cuente con generación propia no podrá venderla por contratos a otros Agentes del Mercado Nacional. Sólo podrá utilizarla para cubrir demanda propia o vender excedentes en el Mercado de Ocasión local y en el MER.

TOC 3.3.2. El Distribuidor tiene el derecho a optar entre despachar las unidades generadoras que le pertenecen o requerir que las despache el CNDC, excepto ante condiciones que afecten los CCSDM en que deberá cumplir los requerimientos del CNDC. De acuerdo al despacho propio o el despacho que realice el CNDC, podrá resultar comprando en el Mercado de Ocasión energía para abastecimiento de sus clientes que hubiera podido cubrir con generación propia.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 3.3.3. En lo que hace a la información comercial, el Distribuidor con generación propia deberá suministrar la información para el despacho de demanda que corresponde a un Distribuidor, y la información para el despacho de la generación propia como si fuera un Generador.

CAPITULO 3.4: AUTOPRODUCTORES.

TOC 3.4.1. Un Autoproductor podrá vender excedentes o comprar faltantes en el Mercado de Ocasión y en el Mercado de Contratos.

TOC 3.4.2. Cuando un Autoproductor resulte comprador en el Mercado Mayorista, el CNDC debe considerarlo como un Agente Consumidor y el Autoproductor deberá pagar por dicha compra de energía, los cargos por servicios auxiliares y pérdidas asociados. Así mismo, su demanda será sujeta a la aplicación de cargos definidos en el RMER.

TOC 3.4.3. Cuando un Autoproductor resulte vendiendo en el Mercado Mayorista, el CNDC debe considerarlo como un Agente Productor y le corresponderá una remuneración por sus ventas.

TOC 3.4.4. Un Autoproductor podrá aportar servicios auxiliares, de cumplir los requisitos técnicos y quedar habilitado para ello, en cuyo caso recibirá la correspondiente remuneración por servicios auxiliares.

CAPITULO 3.5: MODALIDADES DE COMPRAVENTA.

TOC 3.5.1. Cada Agente del Mercado está habilitado a realizar operaciones comerciales en el Mercado de Contratos y en el Mercado de Ocasión. Los Agentes del Mercado pueden comprar y vender energía en cualquier nodo de la RTR de acuerdo a lo indicado en el RMER. Los Agentes deben presentar ofertas de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

inyección o de retiro en los nodos de la RTR de acuerdo al RMER.

TOC 3.5.2. Los intercambios entre el Mercado de Ocasión Nacional y el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) serán intermediados a través del CNDC y coordinados con el EOR.

TOC 3.5.3. Una empresa del Mercado Mayorista de otro país puede realizar operaciones en el Mercado de Contratos. Dicha empresa se convertirá en un Agente Externo en la medida que cuente con un contrato de importación o exportación vigente en el Mercado de Contratos, pero no estará habilitada a operar directamente en el Mercado de Ocasión. Tanto los acuerdos comerciales regionales, como la participación de un Agente en el MER, deberán de someterse a la regulación regional.

TOC 3.5.4. Un Agente Productor que es Agente del Mercado puede:

a) Comprar, por contratos potencia y energía de otro Agente Productor para comercializarla en el Mercado;

b) Vender, por contratos o en el Mercado de Ocasión, potencia y/o energía, propia o contratada de terceros;

c) Comprar, por contratos o en el Mercado de Ocasión, la potencia y la energía faltante respecto de sus compromisos contratados.

TOC 3.5.5. Un Agente Consumidor que es Agente del Mercado puede realizar las siguientes operaciones comerciales relacionadas con la energía y la potencia:

a) Comprar, por contratos o en el Mercado de Ocasión, su demanda de potencia y consumo de energía.

b) Vender en el Mercado de Ocasión, la potencia y la energía

sobrante (no requerida para consumo propio o de sus clientes) respecto de sus compromisos contratados.

c) Vender parcial o totalmente contratos en que es la parte compradora, en el Mercado de Contratos. En el caso de un Distribuidor, requerirá previamente la autorización del INE para verificar que dicha transacción no afecta negativamente las tarifas de los consumidores del Distribuidor.

TOC 3.5.6. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento, cada Gran Consumidor deberá cubrir por lo menos un porcentaje de su demanda prevista con contratos. Inicialmente, para cumplir con dicha Obligación de Garantía de Suministro deberá contar con contratos habilitados en el Mercado de Contratos que cubran un porcentaje no menor que el mínimo entre el porcentaje obligado a contratar para Distribuidores y el 50%. El MEM podrá, en función de la evolución del Mercado, reducir este porcentaje.

TOC 3.5.7. Cada Distribuidor debe cumplir con su Obligación de Garantía de Suministro con contratos de acuerdo a lo establecido en la Ley y su Reglamento, y en la Normativa de Tarifas.

TOC 3.5.8. El CNDC deberá realizar el seguimiento para cada Distribuidor y Gran Consumidor sobre el porcentaje de la demanda prevista que resulta cubierta por contratos, y enviar dicha información al comienzo de cada mes al INE para que éste verifique si existen incumplimientos en la Obligación de Garantía de Suministro.

CAPITULO 3.6: INTERMEDIACIÓN COMERCIAL DEL CNDC.

TOC 3.6.1. El CNDC sólo puede intermediar en la compra y venta de energía eléctrica de terceros en la actividad de:

a) Importación y exportación de oportunidad en el Mercado de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Ocasión en los nodos de la RTR habilitados.

b) Importación y exportación bajo contratos en el Mercado de Contratos en los nodos de la RTR habilitados.

TOC 3.6.2. El CNDC debe brindar este servicio con neutralidad y transparencia. Sin que le produzca ni una renta ni una pérdida, de acuerdo a los procedimientos que define esta Normativa de Operación, en representación de:

a) Los compradores del Mercado de Ocasión en caso de una importación de oportunidad.

b) Los vendedores del Mercado de Ocasión en caso de una exportación de oportunidad.

TITULO 4: MERCADO DE CONTRATOS.

CAPITULO 4.1: OBJETO.

TOC 4.1.1. En las presentes reglas para el Mercado de Contratos se establecen los tipos de contratos a operar en el Mercado Mayorista, sus características y restricciones.

CAPITULO 4.2: CARACTERÍSTICAS GENERALES.

TOC 4.2.1. El Mercado de Contratos es el conjunto de contratos entre Agentes del Mercado, o entre un Agente del Mercado y un Agente Externo, que cumplen los requisitos que define esta Normativa y el RMER.

TOC 4.2.2. Un contrato establece condiciones y precios para la compra futura de energía, potencia y servicios auxiliares.

TOC 4.2.3. Cada Agente Consumidor podrá acordar contratos con Agentes Productores ubicados en Nicaragua, que se consideran

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

contratos internos, y/o contratos de importación con empresas ubicadas en otro país, y/o en los casos que habilita la presente Normativa exportar parcial o totalmente energía y/o potencia de contratos en que es la parte compradora.

TOC 4.2.4. Dos o más Agentes Consumidores podrán agruparse para agregar demanda y comprar a través de un mismo contrato.

TOC 4.2.5. El Agente Consumidor que es la parte compradora de un Contrato podrá acordar la transferencia, total o parcial, de dicho contrato a otro agente. Dicha transferencia podrá ser transitoria por una parte del período de vigencia del contrato, o permanente por el período restante hasta la finalización del contrato. La transferencia deberá contar con el acuerdo de la parte vendedora y de todas las partes compradoras, de existir más de una. La transferencia deberá ser informada al CNDC con la modalidad establecida para suministrar información de modificaciones a contratos, y deberá incluir la documentación que avala el acuerdo de todas las partes afectadas.

TOC 4.2.6.Cada Agente Productor podrá acordar:

a) La compra por contratos de la energía y/o potencia de las máquinas de propiedad de otro Agente Productor;

b) La venta de energía y/o potencia por contratos internos a un Agente Consumidor;

c) La venta de energía y/o potencia por contratos de exportación a un Agente Externo.

TOC 4.2.7 Los cargos de transmisión que correspondan a cada agente serán independientes de sus contratos. Sin embargo, una de las partes puede acordar en un contrato hacerse cargo de parte o todos los cargos de transmisión de la otra parte.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 4.3: TIPOS DE CONTRATOS.

TOC 4.3.1. En el Mercado de Contratos se diferencian dos tipos de contratos de acuerdo a las partes involucradas:

a) Contratos de Suministro, que acuerdan la compra/venta de energía y/o potencia entre un Agente Productor y uno o más Agentes Consumidores.

b) Contratos de Generación, que acuerdan la compra/venta de energía generada y potencia disponible entre un Agente Productor y otro Agente Productor, o entre un agente Consumidor (comprador) y un Agente Productor (vendedor).

TOC 4.3.2. De acuerdo a la localización de las partes se diferencian los siguientes tipos de contratos:

a) Contratos internos, en que ambas partes son Agentes del Mercado y en que los nodos de generación y/o entrega comprometidos se ubican en Nicaragua.

b) Contratos de importación, en que la parte compradora es un Agente del Mercado y la parte vendedora es un Agente Externo, y en que se acuerda un intercambio en los nodos de la RTR.

c) Contratos de exportación, en que la parte vendedora es un Agente del Mercado y la parte compradora es un Agente Externo, y en que se acuerda un intercambio en los nodos de la RTR.

CAPITULO 4.4: CONTRATOS PREEXISTENTES.

TOC 4.4.1. Se considera contrato preexistente a todo contrato vigente antes de la privatización de las empresas distribuidoras, Disnorte y Dissur.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 4.4.2. Para su habilitación en el Mercado de Contratos y su administración comercial, la parte compradora de un contrato preexistente debe registrarlo en el INE presentando una declaración notarial jurada, firmada por el representante legal de las empresas, indicando que aceptan que su contrato se administre de acuerdo a las reglas comerciales y técnicas que surgen de la presente Normativa.

TOC 4.4.3. Un contrato preexistente sólo será habilitado a pertenecer al Mercado de Contratos si cumple todos los siguientes requisitos:

a) No incluye cláusulas de pago obligado de una energía mínima (take or pay) o algún tipo de restricción que impide ser considerado como despachable de acuerdo a los criterios definidos en la Normativa de Operación.

b) La parte vendedora cumple los requerimientos correspondientes e ingresa como Agente del Mercado.

c) Se suministra al CNDC la Información Básica del Contrato, como si se tratara de un Contrato de Suministro o un Contrato de Generación, según corresponda, y la constancia de registro en el INE.

d) Las partes presentan al CNDC una nota firmada por los representantes legales en que se comprometen a aceptar que el contrato sea administrado de acuerdo a los procedimientos definidos en la Normativa de Operación, de lo que podrá resultar para la parte vendedora compras y ventas de energía y potencia en el Mercado de Ocasión.

e) Presenta la documentación que avala el cumplimiento del registro en el INE.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 4.4.4. El CNDC deberá administrar comercialmente todo contrato preexistente que no pertenece al Mercado de Contratos como si la generación perteneciera a la parte compradora. En este caso, las responsabilidades y derechos que resultan para dicha generación como Agente Productor corresponden al Agente del Mercado que es la parte compradora.

CAPITULO 4.5: REQUISITOS Y RESTRICCIONES.

TOC 4.5.1. Los siguientes requisitos y restricciones se aplican a todo contrato para ser habilitado como perteneciente al Mercado de Contratos.

TOC 4.5.2. Un contrato interno no puede establecer un compromiso de intercambio bilateral físico que altere el despacho económico. La energía que producirá cada GGD será un resultado del despacho, los Criterios de Calidad y Seguridad y los requerimientos en la operación real, y por lo tanto independiente de los compromisos contratados que tenga un GGD o el Agente Productor.

TOC 4.5.3. Un agente que acuerde un contrato con cláusulas de obligación de pago de una energía mínima (take or pay), deberá tener en cuenta que el CNDC realizará la programación, el despacho y la operación con criterio de minimizar el costo variable de operación total del sistema y no considerará como obligación de despacho a la energía asociada al pago obligado. En consecuencia, los sobrecostos que resulten para un contrato con cláusula de este tipo son parte del riesgo que acepta la parte compradora.

TOC 4.5.4. Cada contrato que se acuerde con posterioridad a la privatización de las empresas distribuidoras Disnorte y Dissur, debe incluir una cláusula en que ambas partes declaran aceptar el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

resultado económico asociado al contrato que resulta de las reglas definidas en la Normativa de Operación, así como aceptar las instrucciones del CNDC que resulten del cumplimiento de los procedimientos que define la Normativa de Operación.

TOC 4.5.5. Todo Contrato de Suministro o Generación en que la parte compradora sean dos o más Agentes Consumidores deberá identificar
para cada agente que compra la participación que le corresponde en la compra total del contrato.

CAPITULO 4.6: INTERACCIÓN CON EL MERCADO DE OCASIÓN.

TOC 4.6.1. En la administración del Mercado de Ocasión, el CNDC deberá respetar los contratos de acuerdo a los procedimientos que establece esta Normativa, aplicando un tratamiento no discriminatorio entre contratos internos y contratos de importación o de exportación.

TOC 4.6.2. Para los contratos internos, las diferencias que surjan para cada agente entre los compromisos contractuales y la operación real serán administradas por el CNDC en el Mercado de Ocasión.

TOC 4.6.3. Un contrato de importación se administrará como una obligación de la parte vendedora de inyectar en el(los) nodo(s) de la RTR acordado(s) el compromiso contratado. La parte compradora no podrá cubrirlo mediante compras en el Mercado de Ocasión de Nicaragua. Para el Agente que es la parte local compradora, las diferencias se administrarán en el Mercado de Ocasión.

TOC 4.6.4. Un contrato de exportación se administrará como una obligación para la parte compradora de retirar en el(los) nodo(s) de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

la RTR acordado(s) el compromiso contratado, pudiendo resultar de acuerdo al despacho que la parte local vendedora cubra este compromiso mediante compras en el Mercado de Ocasión.

TOC 4.6.5. El CNDC deberá administrar en el Mercado de Ocasión las diferencias para un Contrato, ya sea interno o de importación, en que la parte compradora sean dos o más Agentes Consumidores asignando la energía y/o potencia que resulta de dicha contratación entre los Agentes Consumidores compradores de acuerdo a su participación definida en el contrato total.

CAPITULO 4.7: RESPALDO DE LOS CONTRATOS.

TOC 4.7.1. Un Agente Productor puede vender por contratos potencia y energía en la medida que cuente con generación para su respaldo, ya sea con unidades generadoras que le pertenecen o generación que contrata de otro Agente Productor.

TOC 4.7.2. La máxima potencia contratable que un Agente Productor puede vender por Contratos de Suministro está dada por:

a) La suma de: la Potencia Máxima Garantizable de los GGD de su propiedad, cuyo valor se determina tal como se establece en esta Normativa;

b) Menos la potencia total que vende por Contratos de Generación a otro Agente Productor;

c) Más la potencia total que compra por Contratos de Generación de otro Agente Productor.

TOC 4.7.3. La máxima potencia contratable que un Agente Productor puede vender por Contratos de Generación es la suma de la Potencia Máxima Garantizable de los GGD de su propiedad

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

menos la potencia comprometida en Contratos de Suministro que es la parte vendedora.

TOC 4.7.4. La energía que un Agente Productor puede vender por contratos es la asociada a su máxima potencia contratable.

TOC 4.7.5. Un Agente Productor debe contar con una máxima potencia contratable que sea mayor o igual que la comprometida como potencia vendida en sus contratos, de acuerdo a lo establecido en esta Normativa. Para ello deberá tomar las medidas necesarias en cuanto a mantener en servicio unidades de su propiedad, y/o instalar nuevas plantas y unidades generadoras, y/o realizar Contratos de Generación.

TOC 4.7.6. Si a la fecha de entrada en vigencia de un contrato la máxima potencia contratable del Agente Productor que es la parte vendedora no es suficiente para respaldar dicho contrato, la entrada en vigencia quedará postergada hasta que el agente vendedor tome las medidas necesarias para incrementar su máxima potencia contratable a la cantidad requerida.

TOC 4.7.7. Si en alguna condición el Agente Productor disminuye su máxima potencia contratable y de ello resulta menor que la requerida como respaldo de sus contratos autorizados vigentes, el CNDC deberá notificar al agente del incumplimiento. De éste no corregir la situación dentro de un plazo no mayor que 30 días hábiles, el CNDC transitoriamente reducirá su contratación autorizada, asignando la potencia faltante como un descuento a la potencia contratada en sus contratos vigentes, proporcionalmente al compromiso contratado en cada uno. El CNDC deberá notificar a todos los agentes afectados. Esta situación se mantendrá hasta que el agente vendedor incremente su máxima potencia contratable a la requerida para respaldar todos sus contratos vigentes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 4.8: CONTRATOS DE SUMINISTRO.

TOC 4.8.1.La parte compradora de un Contrato de Suministro debe ser uno o más Agentes Consumidores, y la parte vendedora un Agente Productor.

TOC 4.8.2. Un Contrato de Suministro puede establecer:

a) Un compromiso exclusivamente de disponibilidad de potencia;

b) O un compromiso exclusivamente de entrega de energía;

c) O un compromiso de disponibilidad de potencia y entrega de energía.

TOC 4.8.3. Un Contrato de Suministro debe acordar e identificar los puntos de entrega, que podrán ser uno o más, indicando el compromiso de potencia y/o energía en cada uno de estos puntos.

TOC 4.8.4. El contrato podrá diferenciar distintos períodos durante su plazo de vigencia, por ejemplo por estación del año, y/o por tipo de día, y/o por hora del día, y establecer distintos compromisos y/o precios para cada período.

TOC 4.8.5. El compromiso de disponibilidad de potencia y/o entrega de energía puede definir cantidades que varían a lo largo del período de vigencia del contrato.

TOC 4.8.6. Si el contrato establece la compra/venta de energía, debe identificar el compromiso como bloques horarios de energía para que el CNDC pueda realizar la administración de las partes en el Mercado de Ocasión. Dicho compromiso se podrá expresar como un porcentaje del consumo, como cantidades fijas, o cualquier otra modalidad que permita al CNDC determinar hora por hora el compromiso de energía asociado al contrato.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 4.8.7. El contratar energía permite a ambas partes estabilizar o acotar el precio futuro de la energía, pero no habilita a imponer restricciones ni obligaciones al despacho y la operación física del sistema. La parte vendedora asume un compromiso de entrega de energía, pero no una obligación de hacerlo con generación propia, pudiendo resultar que cumple el compromiso con generación propia y/o compras de otros contratos y/o compras en el Mercado de Ocasión. La parte compradora asume un compromiso de pago por los bloques de energía que contrata y puede resultar vendiendo excedentes en el Mercado de Ocasión.

TOC 4.8.8. En un Contrato de Suministro que incluye compra/venta de potencia, el Agente Productor vendedor asume el compromiso de que contará con la máxima potencia contratable que habilita dicho contrato, y de cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato con disponibilidad de generación propia y/o compras de potencia en otros contratos y/o compras en el Mercado de Ocasión. La parte compradora se compromete a pagar por la potencia contratada disponible, independientemente de que genere o no.

TOC 4.8.9. El Agente Consumidor que es la parte compradora de un Contrato de Suministro con compra/venta de potencia adquiere el derecho de uso de la potencia que contrata, para requerimientos propios o para vender en el Mercado de Ocasión cuando tenga excedentes respecto de los requerimientos de su demanda.

TOC 4.8.10. La contratación de potencia y energía a través de un Contrato de Suministro habilita prioridad de abastecimiento para la parte compradora en la medida que la parte vendedora pueda cumplir el compromiso con generación propia. Ante una situación de faltantes en la oferta que lleve a una condición de racionamiento forzado, el CNDC administrará cada Contrato de Suministro de energía y potencia como si estableciera un compromiso físico entre

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

ambas partes y el comprador no verá afectado la parte de su abastecimiento que resulte cubierto por el contrato.

TOC 4.8.11. Cada Contrato de Suministro deberá definir los nodos de entrega. La parte vendedora asume los riesgos de transmisión asociados, de existir, desde su nodo de conexión a la red hasta cada nodo de entrega del contrato, y la parte compradora de los riesgos de transmisión asociados, de existir, desde el nodo de entrega del contrato hasta sus nodos de consumo.

CAPITULO 4.9: CONTRATOS DE GENERACIÓN.

TOC 4.9.1. Un Agente Productor puede comprar en un Contrato de Generación potencia con energía asociada de otro Agente Productor para vender en el Mercado y/o para respaldo de los Contratos de Suministro en que es la parte vendedora.

TOC 4.9.2. Un Agente Consumidor puede comprar en un Contrato de Generación potencia con energía asociada de otro Agente Productor para abastecimiento propio, pudiendo vender los excedentes, de existir, en el Mercado de Ocasión.

TOC 4.9.3. El Contrato de Generación debe establecer el o los nodos de entrega y la potencia contratada en cada uno. Dicho compromiso de potencia puede variar a lo largo de la vigencia del contrato.

TOC 4.9.4. Cada Contrato de Generación deberá definir los nodos de entrega. La parte vendedora asume los riesgos de transmisión asociados, de existir, desde su nodo de conexión a la red hasta cada nodo de entrega del contrato.

CAPITULO 4.10: CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

TOC 4.10.1. Los contratos de importación y exportación deben establecer un compromiso de intercambio en los nodos de la RTR de acuerdo a lo que establece la regulación regional.

TOC 4.10.2. Para su autorización, un contrato de importación o exportación requiere cumplir las reglamentaciones de los Mercados Nacionales respectivos y la del MER.

TOC 4.10.3. Los contratos de importación y exportación serán administrados comercialmente en el Mercado por el CNDC con los procedimientos que se definen en esta Normativa de Operación y el RMER.

TOC 4.10.4.Todos los cargos que surjan en el Mercado como consecuencia de un contrato de importación o exportación, incluyendo cargos de transmisión, servicios auxiliares y pérdidas, así como los cargos asociados con el MER, se asignarán según la Normativa de Operación y el RMER.

TITULO 5: POTENCIA PARA CONFIABILIDAD

CAPITULO 5.1: OBJETO.

TOC 5.1.1. Las presentes reglas establecen la potencia requerida para el abastecimiento con confiabilidad de la demanda, y los procedimientos para el cálculo de la potencia para confiabilidad de cada Agente Consumidor.

TOC 5.1.2. Cada Agente Consumidor debe comprar potencia para confiabilidad en base al requerimiento previsto en el último **Informe Proyecciones de Demandas,** que disponga. Las características de dicho Informe se definen en esta Normativa. Un porcentaje de esta potencia debe comprarse con anticipación en el Mercado de Contratos como Obligación de Garantía de Suministro, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley y los procedimientos que se establecen en esta Normativa.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 5.2: PROYECCIONES DE DEMANDAS.

TOC 5.2.1. El CNDC es el responsable de recopilar la información de pronósticos de demanda, verificar su compatibilidad y requerir justificadamente ajustes, para lograr la mejor proyección posible de los requerimientos de consumo de energía, curvas típicas y demanda máxima prevista para cada mes de los dos años subsiguientes.

TOC 5.2.2. Antes del 15 de septiembre de cada año, cada Agente Consumidor y cada Autoproductor debe suministrar al CNDC sus proyecciones de consumo de energía, curvas típicas y carga máxima para una hipótesis de condición más probable (denominada Condición de Demanda Media) para los siguientes dos años.

TOC 5.2.3. Dicha información debe incluir como mínimo hipótesis de cálculo y su justificación, proyecciones de crecimiento de demanda y consumo de energía, curvas típicas, demanda máxima de pico, e importación contratada. En el caso de un Agente Distribuidor, debe suministrar por separado la información correspondiente a sus usuarios que no alcanzan los requisitos de Gran Consumidor, y la información correspondiente a los usuarios que cumplen los requisitos de Grandes Consumidores y con los que tiene contratos de venta.

TOC 5.2.4. Dentro de los mismos plazos y con las mismas características que para la demanda de los Agentes Consumidores, cada Agente Productor debe informar las proyecciones de demanda asociada a sus contratos de exportación.

TOC 5.2.5. De acuerdo a los criterios indicados en el Tomo Normas Generales, en caso de surgir datos a verificar, el CNDC deberá

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

informar al Agente del Mercado que corresponda solicitando clarificaciones y realizando las observaciones pertinentes. El CNDC buscará acordar con el agente los datos a utilizar. De no lograr un acuerdo, está autorizado a utilizar el valor que considere más representativo.

TOC 5.2.6. Al mismo tiempo, el CNDC requerirá las proyecciones de demanda y tasas de crecimiento consideradas en la última planificación indicativa, a los efectos de analizar las hipótesis consideradas y la previsión para la Condición de Demanda Media.

TOC 5.2.7. El CNDC deberá analizar la coherencia de la información recopilada y su ajuste respecto de los datos históricos registrados. En base a ello, el CNDC obtendrá una proyección propia para una Condición de Demanda Media, buscando respetar las proyecciones acordadas con los agentes salvo motivos justificados.

TOC 5.2.8. El CNDC considerara para cada mes el Período de Máxima Demanda como la hora en que se prevé la demanda máxima del mes. De acuerdo a los resultados del Mercado y las variaciones que se registren en la forma de la demanda típica del SIN, el CNDC podrá decidir utilizar un Período de Máxima Demanda de mayor duración para representar adecuadamente las horas en que se registran el mayor requerimiento de generación.

TOC 5.2.9. El CNDC elaborará la versión preliminar del **Informe Proyecciones de Demanda**, incluyendo hipótesis, proyecciones y la identificación de las modificaciones que no fueron acordadas con el correspondiente Agente del Mercado junto el motivo que justificó dicha modificación.

TOC 5.2.10. El informe indicará las siguientes proyecciones para cada mes de los dos años subsiguientes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Consumo de energía prevista y curva típica, para cada Agente del Mercado y total.

b) Demanda promedio prevista en el SIN para el Período de Máxima Demanda del mes.

TOC 5.2.11. Antes del 5 de Octubre, el CNDC debe enviar la versión preliminar del **Informe Proyecciones de Demanda** a cada Agente del Mercado. Los Agentes contarán con diez días hábiles para realizar observaciones y justificar la necesidad de ajustes.

TOC 5.2.12 El CNDC debe analizar las observaciones recibidas dentro del plazo indicado y buscará acordar con el o los Agentes del Mercado las modificaciones a realizar. De no lograr un acuerdo, el CNDC debe utilizar los valores que considere más representativos, teniendo en cuenta toda la información disponible. En caso de modificar información suministrada por un agente, deberá informarle el motivo que lo justifica. En base a ello, realizará los ajustes y modificaciones necesarias y obtendrá la proyección para una condición de media.

TOC 5.2.13. Con la proyección de demanda para una condición de media, el CNDC debe determinar para cada mes las siguientes previsiones.

a) El consumo de energía, total y por Agente del Mercado.

b) Demanda promedio prevista para el sistema para el Período de Máxima Demanda.

c) Para cada Agente Consumidor, su porcentaje de participación en la demanda máxima, que se calculará dividiendo la demanda promedio proyectada para el agente en el Período de Máxima Demanda por la proyección de demanda promedio prevista para el sistema en el mismo período de máxima mensual. De tratarse de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

un Distribuidor, el CNDC calculará dos porcentajes: el porcentaje de participación que corresponde a la demanda de los Grandes Consumidores con quienes acuerda contratos, y el que corresponde al resto de sus clientes.

CAPITULO 5.3: DEMANDA PREVISTA DE GENERACIÓN.

TOC 5.3.1. El CNDC debe estimar las pérdidas típicas del sistema en las horas de pico de cada mes.

TOC 5.3.2. Para confiabilidad, se considerará un Porcentaje de Reserva por el Aleatorio Demanda. Dicho porcentaje se define inicialmente en
2.5% y podrá ser modificado a solicitud del CNDC y aprobación del INE si los resultados del Mercado indican que dicho porcentaje es inadecuado para la confiabilidad pretendida.

TOC 5.3.3. El CNDC debe calcular la Demanda de Potencia de Generación Total Prevista para cada mes de los dos años subsiguientes de acuerdo con la siguiente metodología.

a) Se toma el promedio de demanda previsto para el Período de Máxima Demanda para la condición más probable, o sea la Condición de Demanda Media.

b) Se obtiene la demanda máxima corregida, incrementando el promedio calculado en a) en el Porcentaje de Reserva por el Aleatorio Demanda.

c) Se calcula la Demanda de Potencia de Generación Total Prevista incrementando la demanda máxima corregida en las pérdidas típicas de hora de pico.

TOC 5.3.4. Para cada Agente Consumidor el CNDC calculará su participación prevista en la Demanda de Potencia de Generación

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Total Prevista multiplicando su porcentaje de participación en la demanda máxima por la Demanda de Potencia de Generación Total Prevista. De tratarse de un Distribuidor, el CNDC calculará dos valores: su participación prevista correspondiente al total de Grandes Consumidores con quienes acuerda contratos, y el que corresponde al resto de sus clientes.

TOC 5.3.5. Antes del 5 de Noviembre de cada año, el CNDC debe enviar a cada agente, al MEM y al INE la versión final del **Informe Proyecciones de Demanda.** El informe incluirá como mínimo para cada mes de los siguientes dos años:

a) El consumo de energía previsto, por Agente del Mercado y total;

b) Las pérdidas previstas y su justificación;

c) La Demanda de Potencia de Generación Total Prevista, indicando la parte que corresponde a incremento para confiabilidad y por pérdidas;

d) El porcentaje de participación de cada Agente Consumidor en la Demanda de Potencia de Generación Total Prevista, indicando en el caso de un Distribuidor el porcentaje correspondiente al total por los Grandes Consumidores a los que vende por contratos, y el porcentaje correspondiente al resto de sus clientes

e) Potencia que corresponde como participación en la Demanda de Potencia de Generación Total Prevista de cada Agente Consumidor, diferenciando en el caso de un Distribuidor la correspondiente a los Grandes Consumidores a los que vende por contratos, y la correspondiente al resto de sus clientes.

TOC 5.3.6. El **Informe Proyecciones de Demanda** debe incluir un Anexo que adjunte cada pedido de ajuste requerido por un Agente del Mercado que no fue aceptado por el CNDC y el motivo para su

rechazo.

CAPITULO 5.4: GARANTÍA DE POTENCIA.

TOC 5.4.1. Para cada Agente Productor, se considera potencia comprometida garantizar al compromiso de disponibilidad que asume en el Mercado de Contratos, o sea la suma de la potencia que vende en sus contratos. Dicha disponibilidad puede resultar variable a lo largo del año.

TOC 5.4.2. Se considera potencia disponible de un Agente Productor a la suma de la potencia disponible que comercializa, ya sea de GGD propios o comprada a través de Contratos de Generación.

TOC 5.4.3. A lo largo del año, el CNDC debe identificar cada vez que un Agente Productor incumple en su potencia comprometida garantizar en contratos debido a:

a) Indisponibilidad de sus GGD que no corresponda a mantenimientos programados;

b) Limitaciones técnicas del GGD y/o planta y/o línea de conexión a la red de Transmisión si dicha línea pertenece al Agente Productor;

c) Restricciones de combustibles para unidades térmicas o falta de agua para plantas hidroeléctricas, que limiten su generación máxima.

TOC 5.4.4. El CNDC debe incluir en el **Informe Mensual e Informe Anual** los incumplimientos detectados en la potencia comprometida a garantizar.

TOC 5.4.5. Al 15 de octubre, el CNDC determinará para cada Agente Productor la Potencia Máxima Garantizable de cada uno de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

sus GGD para el año siguiente. Dicha potencia se calculará como su potencia efectiva, salvo que el CNDC haya verificado para el Agente Productor en las condiciones indicadas en 5.4.3, incumplimientos reiterados a lo largo del año a su potencia comprometida garantizar por contratos, en cuyo caso será el producto de dicha potencia efectiva por su disponibilidad media registrada en el período.

TOC 5.4.6. En el **Informe Proyecciones de Demanda** el CNDC incluirá el listado de la Potencia Máxima Garantizable de cada GGD y total de cada Agente Consumidor para el año siguiente.

CAPITULO 5.5: PRECIO MAXIMO Y PRECIO DE REFERENCIA PARA LA POTENCIA.

TOC 5.5.1. Cada día junto con los datos para el predespacho, los Distribuidores deben informar el precio para la potencia que resulta para el día siguiente durante el Período de Máxima Demanda en cada uno de sus Contratos que se trasladan a tarifas. De no suministrar esta información para algún contrato, el CNDC debe considerar que se mantiene el último precio de la potencia informado por el agente Distribuidor.

TOC 5.5.2. Antes de la finalización de cada año, el CNDC debe determinar e informar a los agentes el Precio de Referencia de la Potencia para el siguiente año de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Se calcula el costo fijo representativo de una unidad de punta, para el cubrimiento de los períodos de máximo requerimiento de demanda, de acuerdo a las condiciones y necesidades existentes en Nicaragua. Se entiende por unidad de punta una unidad generadora de arranque rápido y cuya flexibilidad operativa permite realizar seguimiento de demanda.

b) Se calcula la anualidad asociada a dicho costo con la tasa de descuento definida para el régimen tarifario, considerando una vida útil de 15 años.

c) Se incrementa la anualidad resultante en un porcentaje de indisponibilidad para confiabilidad. Dicho porcentaje será un valor entre el 5% y el 15% e inicialmente se define en el 10%. El porcentaje podrá ser modificado a requerimiento del CNDC, con la correspondiente justificación, debiéndose presentar al INE para su análisis y revisión y posteriormente en caso de estar de acuerdo con la modificación, la remitirá al MEM para su aprobación.

d) Se descuenta los ingresos por encima de sus costos variables que podría recuperar dicha unidad mediante ventas de energía en el Mercado de Ocasión.

e) Se obtiene el costo fijo restante expresado en unidad monetaria por MW por día.

TOC 5.5.3. Cada día el CNDC debe calcular el Precio de la Potencia en el Mercado de Ocasión, como el Precio Máximo entre los precios de las ofertas aceptadas a los agentes en ese día. Este precio no debe superar el precio de referencia de la potencia vigente. Junto con los resultados del predespacho, el CNDC debe informar a los Agentes el Precio Máximo de la Potencia para el día siguiente.

TITULO 6: OBLIGACIÓN DE GARANTÍA DE SUMINISTRO.

CAPITULO 6.1: OBJETO.

TOC 6.1.1. En las presentes reglas para la obligación de cubrimiento de la demanda se establecen los criterios y procedimientos a cumplir por los Agentes Consumidores para contar anticipadamente con respaldo para cubrir una parte de su requerimiento de energía y potencia.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 6.1.2. La Obligación de Garantía de Suministro se calcula para cada Agente del Mercado con las proyecciones de energía y potencia que se indican en el **Informe Proyecciones de Demanda.**

CAPITULO 6.2: CUBRIMIENTO CON GENERACIÓN PROPIA.

TOC 6.2.1. Cada Agente Distribuidor podrá utilizar generación propia para cumplir con parte de su Obligación de Garantía de Suministro, de resultar autorizado por el INE. Para cada unidad generadora propia podrá comprometer a lo sumo su Potencia Máxima Garantizable.

TOC 6.2.2. Cuando un Distribuidor utilice generación propia para cubrir su Obligación de Garantía de Suministro, el CNDC considerará como si existiera un contrato entre la generación y la demanda del Distribuidor. El Distribuidor deberá suministrar la información básica que correspondería a este contrato.

TOC 6.2.3. Cada Agente Distribuidor tiene la obligación de informar cada año al CNDC, junto con las proyecciones de demanda para el Informe Proyecciones de Demanda, la generación propia que compromete para su Obligación de Garantía de Suministro, indicando si la misma corresponde a cubrimiento de los Grandes Consumidores con quienes tiene contratos o al cubrimiento del resto de sus clientes. En este caso, deberá suministrar al CNDC la constancia de la autorización del INE.

TOC 6.2.4. La obligación de contratar de cada Distribuidor se calcula descontando de las previsiones de consumo de energía y participación en la Demanda de Potencia de Generación Total Prevista la generación propia comprometida para su cubrimiento.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 6.2.5. Se considera que cada Autoproductor cubrirá con generación propia toda su demanda salvo aquella que informa como demanda requerida del mercado. Este valor de demanda asignado será incluido en el Informe Proyecciones de Demanda.

CAPITULO 6.3: PLAZOS.

TOC 6.3.1. Antes del comienzo de cada año, dentro de los plazos que al efecto establezca el INE, cada Distribuidor debe contar con Contratos para cubrir su Obligación de Garantía de Suministro y obligación de contratar asociada para la demanda correspondiente a sus clientes que no cumplen los requisitos para ser habilitados como Gran Consumidor, de acuerdo a los plazos y porcentajes establecidos en el Reglamento de la Ley.

TOC 6.3.2. Antes del comienzo de cada año, cada Gran Consumidor, cada Autoproductor con demanda prevista comprar en el Mercado, y cada Distribuidor que tiene contratos con Grandes Consumidores dentro de su área de distribución debe contar con Contratos para cubrir la Obligación de Garantía de Suministro para los doce meses del año, de acuerdo a la energía y potencia que resulta del Informe Proyecciones de Demanda.

TOC 6.3.3. El CNDC tiene la responsabilidad de determinar el porcentaje de contratación que resulta para cada Distribuidor y Gran Consumidor, dentro de los plazos indicados anteriormente, e informar al MEM y al INE para que verifiquen si existen incumplimientos.

CAPITULO 6.4: EXCEPCIONES.

TOC 6.4.1. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, un Agente Consumidor podrá requerir del INE ser exceptuado de cumplir su requerimiento de contratar asociado a su Obligación de Garantía de Suministro, ante situaciones extraordinarias

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

debidamente justificadas de falta de oferta en el Mercado de Contratos o falta de precios competitivos ofertados en el Mercado de Contratos. En el caso de un Distribuidor, las condiciones y procedimientos a cumplir para su solicitud de excepción se indican en la Normativa de Tarifas.

TOC 6.4.2. El Agente del Mercado deberá presentar su solicitud de excepción ante el INE indicando el faltante no contratado y el motivo que lo justifica. El INE responderá a la solicitud en un plazo no mayor que quince días hábiles y notificará al Agente del Mercado.

TOC 6.4.3. De considerar el INE que el motivo es justificado, habilitará transitoriamente al Agente Consumidor a comprar el faltante en el Mercado de Ocasión y definirá un plazo dentro del cual debe cumplir su obligación de contratación. El Agente del Mercado deberá suministrar constancia de esta habilitación al CNDC.

TOC 6.4.4. De considerar el INE que el motivo no es justificado y rechazar la solicitud del agente, el Agente Consumidor deberá cumplir su obligación de contratar dentro de un plazo máximo que especificará el INE.

TOC 6.4.5. De todo lo actuado en este Capítulo, deberá mantenerse informado al MEM.

TITULO 7: el Mercado de Ocasión. CAPITULO 7.1: OBJETO.

TOC 7.1.1. En las presentes reglas para el Mercado de Ocasión se establecen los procedimientos para administrar los faltantes y sobrantes que resultan del cierre entre la generación y el consumo real y los compromisos acordados en el Mercado de Contratos, así como calcular los precios asociados.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 7.2: CARACTERISTICAS GENERALES.

TOC 7.2.1. Las transacciones en el Mercado de Ocasión son las que realizan el cierre, horario para la energía y diario para la potencia, entre la generación y el consumo real, y los compromisos comerciales asumidos en el Mercado de Contratos.

TOC 7.2.2. La energía de otro país que se agrega en una hora como demanda por exportación de ocasión, o sea fuera de contratos, compra energía del Mercado de Ocasión.

TOC 7.2.3. La generación de otro país que se agrega en una hora por importación de ocasión vende energía al Mercado de Ocasión

TOC 7.2.4. El desvío que surja entre el intercambio programado en los nodos de la RTR y el intercambio real, se clasificarán y conciliarán de acuerdo al RMER.

CAPITULO 7.3: ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS EN EL MERCADO DE OCASIÓN.

TOC 7.3.1. Para los Contratos Preexistentes bajo la modalidad PPA, el CNDC debe considerar que el bloque horario de energía comprometido es igual a toda la energía que resulta generada por la potencia contratada en dicho PPA.

TOC 7.3.2. El CNDC debe administrar cada Contrato de Generación considerando que la potencia contratada y la energía asociada pertenece al Agente Productor que es la parte compradora que la comercializa.

TOC 7.3.3. La energía horaria que comercializa un Agente Productor en el Mercado de Ocasión se calcula totalizando la energía generada por sus GGD, menos la energía que resulta vendida en sus Contratos de Generación, más la energía que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

compra por Contratos de Generación más las importaciones, menos las exportaciones transadas en el MER.

TOC 7.3.4. La potencia diaria que comercializa un Agente Productor en el Mercado de Ocasión se calcula como la suma de la potencia de sus GGD menos la potencia que vende por Contratos de Generación, más la potencia que compra por Contratos de Generación, considerándose también la potencia reconocida en Contratos Firmes habilitados en el MER.

CAPITULO 7.4: TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE OCASIÓN.

TOC 7.4.1. En el Mercado de Ocasión resultan transacciones horarias de energía que corresponden a:

a) Para cada Agente Consumidor, las diferencias entre su consumo registrado y la energía total comprometida a tomar de contratos.

b) Para cada Agente Productor, las diferencias entre su generación despachada realizada y la energía total comprometida a entregar por contratos.

TOC 7.4.2. Cada GGD debe mantener su generación dentro del valor despachado y requerido por el CNDC, dentro de un margen de tolerancia que tendrá en cuenta su participación en la reserva rodante. En caso que un GGD genere por encima de este valor, el CNDC deberá considerar para la administración del Mercado de Ocasión que su energía generada es la despachada más la tolerancia establecida.

TOC 7.4.3. Las transacciones de energía en el Mercado de Ocasión se realizan al precio horario de la energía, calculado con los procedimientos que se definen en el Título 8 de este Tomo de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

operación Comercial.

TOC 7.4.4. Cada hora, el CNDC debe administrar las transacciones de energía de cada Agente Consumidor en el Mercado de Ocasión de acuerdo a la siguiente metodología.

a) Totalizar la energía que compra por Contratos de Suministro e importaciones.

b) Si su consumo real de energía es mayor que la energía aportada por sus Contratos de Suministros e importaciones, el faltante es demanda en el Mercado de Ocasión, que comprará en la medida que exista dicho excedente a nivel local o regional.

c) Si por el contrario su consumo es menor que la energía aportada por sus Contratos de Suministros e importaciones, el excedente es oferta en el Mercado de Ocasión, que venderá en la medida que exista demanda para comprarlo a nivel local o regional.

TOC 7.4.5. Cada hora, el CNDC debe administrar las transacciones de energía de cada Agente Productor en el Mercado de Ocasión de acuerdo a la siguiente metodología:

a) Se calcula su energía total como la suma de la generación de sus GGD, menos la energía que vende en Contratos de Generación y las exportaciones, más la energía que compra por Contratos de Generación e importaciones.

b) Se totaliza la energía comprometida por contratos como la suma de la energía que debe entregar a los Contratos de Suministro, Contratos de Generación e importaciones.

c) Si la energía total es menor que la energía comprometida como venta en contratos, el faltante es demanda en el Mercado de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Ocasión, que compra en la medida que exista dicho excedente a nivel local o regional.

d) Si por el contrario la energía total es mayor que la energía comprometida como venta en contratos, el excedente se asigna como oferta a vender en el Mercado de Ocasión a nivel local o regional.

CAPITULO 7.5: REQUERIMIENTO DIARIO DE POTENCIA.

TOC 7.5.1. El requerimiento diario de potencia de cada Agente Consumidor resulta de su participación en la Demanda Máxima de Generación del sistema que se registra dicho día durante el período de
máxima demanda. Un Agente Consumidor está obligado a comprar la potencia requerida por su participación en esta Demanda Máxima de Generación del sistema a través del Mercado de Contratos y del Mercado de Ocasión.

-TOC 7.5.2. Cada día, el requerimiento de potencia de cada Agente Productor resulta de sus compromisos de venta de potencia en el Mercado de Contratos.

TOC 7.5.3. Un Agente tiene un faltante de potencia si:

a) Es un Agente Consumidor y su participación en la Demanda Máxima de Generación del sistema es mayor que la potencia total comprada por contratos;

b) Es un Agente Productor y su disponibilidad de potencia es menor que la potencia total comprometida como venta en contratos.

TOC 7.5.4. Un Agente tiene un excedente de potencia si:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Es un Agente Consumidor y su potencia comprada por contratos es mayor que el requerimiento dado por su participación en la Demanda Máxima de Generación del sistema;

b) Es un Agente Productor y su disponibilidad de potencia es mayor que la disponibilidad de potencia que vende por contratos.

TOC 7.5.5. El cierre de los faltantes y excedentes diarios de potencia se realiza en el Mercado de Ocasión, de acuerdo a los procedimientos que se definen en esta Normativa.

CAPITULO 7.6 OFERTAS DE POTENCIA AL MERCADO DE OCASIÓN.

TOC 7.6.1.Junto con los datos para el despacho diario, cada Agente del Mercado debe suministrar al CNDC los precios a los que está dispuesto a vender potencia de resultar el día siguiente con un excedente de potencia. Dichas ofertas serán utilizadas por el CNDC para administrar los sobrantes y excedentes en el Mercado de Ocasión el día siguiente.

TOC 7.6.2. Las ofertas se presentarán como uno o más bloques incrementales de potencia, cada uno con precio creciente, en unidad monetaria por MW día disponible. El último bloque, o sea el de la máxima potencia ofertada, no puede superar la máxima potencia contratable en el caso de un Agente Productor o la máxima potencia contratada en el caso de un Agente Consumidor.

TOC 7.6.3. Cada agente Distribuidor está obligado a presentar al CNDC ofertas por toda su potencia contratada, en bloques que representan la potencia de cada uno de sus contratos con el correspondiente precio ofertado para dicho contrato.

CAPITULO 7.7: PERÍODO DE MÁXIMA DEMANDA DIARIO.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 7.7.1. Cada día el CNDC debe considerar como Período de Máxima Demanda como el definido para el Informe Proyecciones de Demanda.

TOC 7.7.2. Para este Período de Máxima Demanda, el CNDC debe calcular el valor promedio de:

a) La potencia de generación requerida como la suma de la potencia generada, incluyendo importación bajo contratos firmes, más la reserva rodante requerida por los criterios de calidad y seguridad para la condición de operación vigente en el período de demanda máxima diaria;

b) La demanda de cada Agente Consumidor;

TOC 7.7.3. Con estos resultados, el CNDC debe calcular para cada Agente Consumidor:

a) El factor de participación en la demanda máxima, dividiendo su demanda promedio en el Período de Máxima Demanda por la suma de la demanda promedio en dicho período para todos los Agentes Consumidores;

b) Su requerimiento diario de potencia multiplicando el promedio de la potencia de generación requerida en el Período de Máxima Demanda por su factor de participación.

TOC 7.7.4. El CNDC debe determinar la potencia disponible promedio de cada GGD en el Período de Máxima Demanda teniendo en cuenta:

a) Indisponibilidad y/o restricciones técnicas de las unidades y de la planta en que se ubica;

b) Restricciones propias, tales como abastecimiento de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

combustibles en unidades térmicas o disponibilidad de agua y falta de salto en una planta hidroeléctrica;

c) Si el GGD se conecta a la red de transmisión a través de una la línea que le pertenece, indisponibilidad o restricciones en dicha línea.

TOC 7.7.5. Con estos resultados, cada día el CNDC debe determinar la potencia disponible promedio en el Período de Máxima Demanda de cada Agente Productor como:

a) La suma de la potencia promedio disponible de los GGD que le pertenecen

b) Menos el promedio de la potencia que vende en Contratos de Generación y contratos firmes de exportación;

c) Más el promedio de la potencia que compra a través de Contratos de Generación y contratos firmes de importación.

CAPITULO 7.8: BALANCE DIARIO DE POTENCIA.

TOC 7.8.1. Al finalizar cada día, el CNDC debe calcular el balance de potencia en el Período de Máxima Demanda de cada agente.

a) Para cada Agente Productor, la diferencia entre su potencia disponible en dicho período, calculado con el procedimiento indicado en el capítulo anterior, menos su requerimiento dado por la suma del promedio de la disponibilidad de potencia que vende en el Período de Máxima Demanda en Contratos de Suministro.

b) Para cada Agente Consumidor, la suma del promedio de disponibilidad de potencia comprada en Contratos, menos su participación en el requerimiento de potencia de generación en el período demanda máxima.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) Cada agente cuyo balance es negativo, resulta con un faltante diario de potencia. Si por el contrario es positivo, resulta con un excedente diario de potencia.

CAPITULO 7.9: TRANSACCIONES DE POTENCIA EN EL MERCADO DE OCASIÓN.

TOC 7.9.1. En el Mercado de Ocasión los vendedores de potencia son los Agentes que resultaron con un excedente diario de potencia, a los precios que informaron el día anterior en su oferta para venta de excedentes.

TOC 7.9.2. El CNDC debe establecer la lista de mérito de las ofertas de potencia, ordenando por precio creciente las ofertas de excedentes diarios de potencia cuyo precio requerido es menor o igual que el Precio Máximo de la Potencia. Los excedentes de potencia con igual precio ofertado se considerarán ordenados por precio de la energía creciente. En caso de aun así resultar dos o más ofertas iguales en la lista de mérito, se considerarán agrupadas como una única oferta.

TOC 7.9.3. Cada Agente que resulte con un faltante de potencia debe comprar potencia del excedente ofertado en el Mercado de Ocasión o, de no existir dicho excedente, pagar una compensación igual a la potencia faltante valorizada al Precio Máximo de la Potencia. La demanda máxima de potencia en el Mercado de Ocasión es igual a la suma de los faltantes de potencia de cada Agente.

TOC 7.9.4. El CNDC debe determinar las ofertas de excedentes de potencia aceptadas asignando de menor a mayor la lista de mérito de las ofertas de potencia hasta cubrir la demanda máxima de potencia en el Mercado de Ocasión o que no queden más ofertas. A cada oferta aceptada se le asigna como venta el excedente de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

potencia ofertado, salvo a la última oferta aceptada que se le asigna la potencia necesaria para cubrir el requerimiento total. Si la última oferta aceptada corresponde a un grupo de ofertas de igual orden de mérito, la potencia asignada se reparte entre cada una de las ofertas en forma proporcional a la potencia ofertada por cada una del grupo.

TOC 7.9.5. El precio de la potencia en el Mercado de Ocasión es el precio de la oferta más cara aceptada.

TOC 7.9.6. De resultar la oferta en la lista de mérito menor que la suma de los faltantes de potencia, resulta una condición de déficit de potencia en el Mercado de Ocasión. El CNDC debe repartir entre los Agentes en forma proporcional a su faltante de potencia el déficit de existir, para determinar la compensación por faltante de potencia que le corresponde.

TOC 7.9.7. Cada Agente con faltantes de potencia resulta deudor por la potencia comprada en el Mercado de Ocasión al precio correspondiente. De existir una condición de déficit de potencia en el Mercado de Ocasión, el Agente resultará también deudor de una Compensación por Faltante de Potencia que se calcula valorizando al Precio Máximo de la Potencia su potencia faltante no cubierta por el Mercado de Ocasión.

TOC 7.9.8. Cada agente con oferta de excedentes aceptadas en el Mercado de Ocasión resulta acreedor a la potencia vendida valorizada al precio de la potencia en el Mercado de Ocasión.

TOC 7.9.9. De resultar un día una condición de déficit de potencia en el Mercado de Ocasión, el monto total recaudado en concepto de Compensación por Faltante de Potencia se repartirá entre todos los agentes, ya sea agentes Productores o agente Consumidores, que venden potencia en el Mercado de Ocasión en forma proporcional a la potencia excedente vendida.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 7.9.10. Junto con los resultados de la operación de un día, el CNDC debe informar a cada Agente del Mercado:

a) La estimación provisoria de transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión;

b) La estimación preliminar de las Compensaciones por Faltante de Potencia de existir una condición de déficit de potencia en el Mercado de Ocasión;

c) El precio diario de la potencia en el Mercado de Ocasión.

TITULO 8: DESPACHO ECONÓMICO Y PRECIO DE LA ENERGÍA.

CAPITULO 8.1: OBJETO

TOC 8.1.1. En las presentes reglas para el despacho económico se establecen los procedimientos para:

a) Realizar las declaraciones de costos y ofertas de generación, y las ofertas de demanda flexible;

b) Realizar el despacho económico y los redespachos en la operación teniendo en cuenta los CCSDM y restricciones.

c) Calcular el precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

CAPITULO 8.2: Costo Variable para el despacho.

TOC 8.2.1. Se denomina Costo Variable para el Despacho al costo variable que corresponde a una oferta de generación, ya sea un GGD o una oferta de un Autoproductor o Cogenerador o una importación, para su despacho económico. Las características y requisitos a cumplir para informar los costos variables térmicos se

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

establecen en el Anexo Comercial: “Costos Variables y Costos de Arranque Térmicos”.

TOC 8.2.2. Dentro de los plazos establecidos en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado” para el suministro de los datos para cada Programación Anual, cada Agente del Mercado debe suministrar al CNDC su previsión para el período de Costos Variables para el Despacho de sus GGD para el correspondiente Período Anual, con las características definidas en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”, y sus previsiones de importación por contratos firmes.

TOC 8.2.3. Dentro de los plazos establecidos en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado” para el suministro de los datos para cada programación semanal, cada Agente del Mercado debe suministrar al CNDC su previsión de Costos Variables para el Despacho de la semana para sus GGD, con las características definidas en el Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”, y sus previsiones de importación por contratos firmes.

TOC 8.2.4. Para la generación que corresponda a un GGD térmico y que no está comprometido en un contrato PPA, el Costo Variable para el Despacho está dado por los costos variables asociados al rendimiento energético en combustibles, los precios de combustibles y el costo variable de operación y mantenimiento correspondientes a las unidades asociadas, de acuerdo a las características definidas en el Anexo Comercial: “Costos Variables y Costos de Arranque Térmicos”.

TOC 8.2.5. Para la generación correspondiente a un contrato preexistente bajo la modalidad PPA, el Costo Variable para el Despacho está dado por el costo declarado por el o los Agentes que son las partes compradoras dentro de dicho contrato, que deberá reflejar el costo de compra de energía del contrato que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

resulta del precio contratado para la energía y, de existir, los compromisos de compra obligada de energía. Finalizado la vigencia de un contrato PPA, de seguir operando la generación que estaba comprometida, ésta debe cumplir con lo indicado en el numeral anterior.
TOC 8.2.6. Para un GGD que corresponda a una planta hidroeléctrica, el Costo Variable para el Despacho está dado por el costo futuro de sustitución, denominado valor del agua. El CNDC calculará semanalmente el Valor del Agua con el modelo que se utiliza para la Programación Anual y las siguientes hipótesis:

a) Datos de demanda de la Programación Anual y Programación Semanal más los ajustes que correspondan en función de la realidad registrada;

b) Mantenimientos programados e indisponibilidades previstas;

c) Costos Variables para el Despacho de los GGD térmicos;

d) Pronósticos de hidrología y restricciones aguas abajo suministrados por los Generadores hidroeléctricos;
e) Restricciones previstas de transmisión y por generación obligada; f) Previsiones de importación y exportación bajo contratos firmes. TOC 8.2.7. El Agente Productor con plantas hidroeléctricas es el
responsable de suministrar al CNDC el modelado a utilizar para sus
embalses y plantas, y las hipótesis a considerar en cuanto a la hidrología, restricciones aguas abajo, etc. Esta información se incluirá en las bases de datos y en los Informe del CNDC para conocimiento de todos los agentes.

TOC 8.2.8. Con los datos suministrados por las plantas hidroeléctricas el CNDC calculará el valor del agua semanal en cada embalse. De presentarse durante el transcurso de una

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

semana modificaciones significativas en las hipótesis, en particular en los programas de importación o exportación y sus precios, el CNDC deberá recalcular el valor del agua para los restantes días de la semana.

TOC 8.2.9. El CNDC deberá informar a los Agentes del Mercado las hipótesis y Bases de Datos utilizadas para el cálculo del valor del agua vigente, y la justificación de los mismos.

TOC 8.2.10. El Costo Variable para el Despacho de una oferta de ocasión en los nodos de la RTR es el precio ofertado en dicho nodo más los cargos a pagar si la importación de ocasión resulta aceptada.

TOC 8.2.11. El Costo Variable para el Despacho de un generador no despachable tendrá un valor de cero (0) para la energía no despachable.

CAPITULO 8.3: PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA.

TOC 8.3.1. El CNDC debe habilitar a un Agente Consumidor a ofertar demanda flexible si dicho Agente demuestra el modo en que implementará dicha reducción voluntaria de demanda y cuenta con los medidores necesarios incluidos en el SIMEC para que el CNDC audite su cumplimiento.

TOC 8.3.2. Junto con los datos para el despacho diario, el Agente Consumidor habilitado como demanda flexible podrá ofertar disposición a reducir su retiro de energía ante precios previstos en el Mercado de Ocasión. La demanda flexible se informará como la demanda horaria prevista, y las variaciones a dicha demanda ante distintos precios en el Mercado de Ocasión.

TOC 8.3.3. Toda oferta de demanda flexible informada para el predespacho será considerada de obligatorio cumplimiento el día

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

siguiente de serle requerido por el CNDC.

TOC 8.3.4. El CNDC debe determinar en el predespacho para cada Agente Consumidor que oferta demanda flexible la demanda que resulta en función del precio previsto para cada hora del día siguiente. El CNDC debe informar a los Agentes Consumidores involucrados para que conozcan con anticipación las condiciones esperadas y tomen las medidas necesaria para llevar a cabo la reducción de demanda comprometida de serle requerido por el CNDC el día siguiente.

TOC 8.3.5. De modificarse las condiciones previstas en el predespacho y realizar un redespacho, el CNDC deberá determinar e informar a cada Agente Consumidor con oferta de demanda flexible la nueva demanda que resulta en función del precio previsto para cada hora del resto del día. Toda modificación que represente una reducción en la demanda prevista deberá ser informada por el CNDC con una anticipación no inferior a media hora.

TOC 8.3.6. En la operación en tiempo real y redespachos, ante una emergencia o condición de déficit no previsto, el CNDC podrá requerir al Agente Consumidor con ofertas de demanda flexible que en un plazo no mayor de 15 minutos realice su máxima reducción de demanda ofertada.

TOC 8.3.7. Con los registros de demanda, el CNDC debe verificar que cada Agente habilitado como demanda flexible no haya superado su demanda despachada, dentro de un nivel de tolerancia que se define inicialmente en el 5%. De consumir más que este valor, se considerará que existe un incumplimiento en su compromiso de demanda flexible. Se considera también incumplimiento el que el agente no ponga a disposición del CNDC las mediciones comerciales requeridas a través del SIMEC.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 8.3.8. Ante un incumplimiento de un Agente del Mercado habilitado como demanda flexible, el CNDC no le permitirá presentar ofertas de demanda flexible durante un período de 180 días calendarios. Transcurrido dicho plazo, el agente sólo podrá presentar ofertas de demanda flexible si informa el modo en que corrigió los problemas que imposibilitaron reducir la demanda comprometida cuando se registró su incumplimiento.

TOC 8.3.9. El CNDC ante contingencias y eventos graves en el SEN, priorizará la seguridad del Sistema frente a los compromisos técnicos y comerciales vigentes en el MER.

CAPITULO 8.4: RACIONAMIENTO.

TOC 8.4.1. Para tener en cuenta los costos por racionamientos forzados y/o costo de riesgo de cortes por falta de reserva, el CNDC debe modelar el racionamiento que refleje el costo de la energía no suministrada ante distintos escalones de racionamiento forzado.

TOC 8.4.2. El Costo de Racionamiento asociado a un racionamiento forzado (ya sea programado o imprevisto) se define inicialmente en 42 centavos de dólar el kWh, de acuerdo al estudio del INE: “Costo de Racionamiento de Energía”. Dicho valor podrá ser modificado por el INE en base a un nuevo estudio para determinar el costo económico y social asociado a la falla en el abastecimiento.

TOC 8.4.3. Al realizar el despacho, el CNDC debe considerar diferentes niveles de energía no suministrada creciente. El primer nivel representa el riesgo de cortes ante la falta de la reserva requerida por los CCSDM. Los siguientes Niveles de energía no servida representarán escalones crecientes de racionamiento forzado.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 8.4.4. El CNDC debe asignar a cada Nivel de Racionamiento una potencia máxima igual al racionamiento que representa, definido como un porcentaje de la demanda prevista según lo establece el Anexo Comercial: “Racionamiento”.

TOC 8.4.5. El número de Niveles de Racionamiento y su modelado se define en el Anexo Comercial: “Racionamiento”. El CNDC, de considerarlo justificado para modelar adecuadamente el riesgo de racionamiento, podrá proponer al INE modificar el número de Escalones de Racionamiento y su modelado. La propuesta, requerirá la autorización del MEM para su entrada en vigencia.

CAPITULO 8.5: PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OCASIÓN.

TOC 8.5.1. El precio de la energía en el Mercado de Ocasión está dado por el costo marginal de corto plazo de generación.

TOC 8.5.2. Para calcular el precio de la energía en el Mercado de Ocasión, el CNDC debe utilizar el modelo con que realiza el despacho económico diario y realizar un despacho económico, con las características definidas en el Anexo Comercial: “Despacho y Precio de la Energía en el Mercado de Ocasión”.

TOC 8.5.3. Cada semana, junto con la programación semanal, el CNDC debe calcular el precio previsto por bloques horarios y por día para el Mercado de Ocasión realizando el Despacho sin Restricciones previsto para la semana siguiente, con la disponibilidad de oferta y requerimiento de demanda previstas.

TOC 8.5.4. Cada día, junto con el predespacho de cargas del día siguiente, el CNDC debe calcular el precio previsto para el Mercado de Ocasión realizando el Despacho sin Restricciones previsto para el día siguiente, con la disponibilidad de oferta y requerimiento de demanda previstas.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 8.5.5. El CNDC debe informar a los Agentes del Mercado en los resultados del predespacho como información indicativa los precios previstos, para que cada Agente del Mercado tome las medidas necesarias con la suficiente anticipación para cumplir con el compromiso asociado al predespacho.

TOC 8.5.6.Cada día, junto con el análisis de la operación del día anterior, el CNDC debe calcular los precios de la energía en el Mercado de Ocasión realizando el Despacho sin Restricciones del día anterior (despacho ex post), con la generación real disponible, y la demanda registrada salvo condiciones de racionamiento en que deberá utilizar la demanda registrada más el racionamiento estimado.

TOC 8.5.7. Con dicho despacho, el CNDC debe calcular el precio de la energía como la última oferta, de generación (costo variable para el despacho) o de demanda flexible, requerida para cubrir la demanda que no se retira voluntariamente más la reserva rodante requerida.

TOC 8.5.8. En caso de racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última Unidad Racionamiento a la que el despacho asigne energía para cubrir la demanda racionada o la reserva faltante.

TOC 8.5.9. En caso que en la operación real durante una hora se presente un cambio significativo en las condiciones de oferta y/o demanda, el CNDC debe dividir la hora en intervalos iguales al período de integración del SIMEC. Cada uno de estos intervalos se dividirá en tantos subintervalos como condiciones distintas se hayan registrado. En estos casos, el precio de la hora se calculará con la siguiente metodología:

a) Para cada subintervalo el CNDC debe calcular el precio

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

correspondiente a la condición oferta – demanda, de acuerdo al Despacho sin Restricciones.

b) El precio de cada intervalo de integración del SIMEC se calcula como el promedio de los precios de los subintervalos, ponderados por la duración del subintervalo

c) El precio horario de la energía se calcula como el promedio de los precios de los intervalos de integración, ponderado por la demanda registrada en cada intervalo.

CAPITULO 8.6: GENERACIÓN OBLIGADA.

TOC 8.6.1. Las restricciones de la red (de transmisión y de distribución) pueden obligar a asignar generación por CCSDM, aun cuando su oferta de generación no resultaría aceptada por el despacho económico sin restricciones.

TOC 8.6.2. Al realizar el despacho económico el CNDC deberá tener en cuenta las restricciones operativas de tiempos de arranque y rampas de toma de carga, y determinar el arranque y parada de máquinas (o unit commitment) óptimo para minimizar el costo total del despacho. Como consecuencia, el despacho económico puede requerir mantener generando durante un período de una o más horas a una unidad generadora que no resultaría requerida si no existieran dichas restricciones operativas. La energía generada por restricciones operativas de acuerdo al despacho óptimo se considerará generación obligada por despacho económico.

TOC 8.6.3. Se considera generación obligada a toda energía del Mercado de Ocasión que resulta generando en la operación real y que no resultaría generando en el Despacho sin Restricciones que se realiza con el post despacho. La energía correspondiente a generación obligada recibe una compensación por estar obligada a

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

generar cuando el precio no cubre sus costos variables. Dicha compensación se calcula como la energía horaria obligada valorizada a la diferencia entre su Costo Variable para el Despacho y el precio horario de la energía en el Mercado de Ocasión.

TOC 8.6.4. La generación obligada no participa en la formación del precio de la energía en el Mercado de Ocasión por ser una consecuencia de restricciones en vez de condiciones de competencia

TOC 8.6.5. Si por un cambio significativo en las condiciones de oferta y demanda a lo largo de una hora, una energía resulta despachada parte de una hora y el precio horario de la energía para esa hora resulta inferior a su Costo Variable para el despacho, dicha generación debe ser considerada por el CNDC como generación obligada por despacho económico.

CAPITULO 8.7: Costo de las restricciones.

TOC 8.7.1. El CNDC debe realizar el seguimiento de los costos por generación obligada que ocasionan las restricciones.

TOC 8.7.2. El CNDC debe calcular para cada hora el sobrecosto de cada generación obligada como la energía obligada vendida en el mercado de ocasión valorizada a la diferencia entre su Costo Variable para el Despacho y el precio de la energía.

TOC 8.7.3. El CNDC debe identificar el o los responsables de cada restricción que origina generación obligada y asignarle el pago del sobrecosto asociado a dicha generación obligada de acuerdo a los siguientes criterios.
a) De ser considerada como generación obligada por despacho económico, se asignará el sobrecosto entre los que resultan en dicha hora comprando energía en el Mercado de Ocasión, en forma proporcional a su compra.

b) Los sobrecostos por generación obligada por calidad, o sea por restricciones que surjan del sistema de transmisión o distribución, serán pagados por los Agentes responsables de las redes asociadas a dicha calidad.

TOC 8.7.4. En el Informe Mensual e Informe Anual el CNDC debe incluir una lista de las restricciones que ocasionaron generación obligada y su justificación, y para cada una el sobrecosto acumulado en el mes, y en lo que va del año.

CAPITULO 8.8: POST DESPACHO.

TOC 8.8.1. Junto con los resultados de la operación de un día y con los datos disponibles, el CNDC debe informar a cada Agente del Mercado:–:

a) Las ofertas de generación y demanda flexible;

b) La estimación preliminar de las transacciones de energía en el Mercado de Ocasión;

c) La identificación de cada restricción activa que afectó el despacho y la estimación del sobrecosto asociado a generación obligada para cada una de ellas;

d) La estimación del precio horario de la energía en el Mercado de Ocasión.

TITULO 9: TRANSACCIONES POR SERVICIOS AUXILIARES.

CAPITULO 9.1: OBJETO.

TOC 9.1.1. En las presentes reglas para las transacciones por servicios auxiliares se definen los cargos y remuneraciones asociados a los servicios auxiliares.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 9.1.2. Cada Agente del Mercado asume el compromiso de pagar los cargos que le correspondan por los servicios auxiliares requeridos para mantener los CCSDM.

TOC 9.1.3. El CNDC deberá asignar los Servicios Auxiliares de acuerdo a lo que establece el Tomo de Normas de Operación Técnica de la presente Normativa de Operación, y realizar los procedimientos y cálculos que establece el presente Tomo Comercial. El CNDC deberá informar a modo indicativo a todos los Agentes los precios, remuneraciones y cargos que hubieran resultado.

TOC 9.1.4. Los servicios auxiliares que se brinden a nivel regional y que sean calculados por el EOR para mantener la seguridad operativa regional, deben ser suministrados por los Agentes en forma obligatoria.

CAPITULO 9.2: TIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES.

TOC 9.2.1. Los servicios auxiliares que requiere el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para su funcionamiento se definen y asignan según los criterios operativos que establece el Tomo de Operación Técnica de esta Normativa de Operación.
TOC 9.2.2. A los efectos de la administración comercial, la generación para cubrir las pérdidas en el sistema de transmisión será considerada un servicio auxiliar.

TOC 9.2.3. A los efectos de las transacciones comerciales se diferencian los siguientes tipos de servicios auxiliares.

a) Servicios por pérdidas

b) Servicio de reserva de corto plazo, para la operación diaria del sistema, e incluye la reserva rodante y la reserva fría identificada

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

en el Tomo de Operación Técnica de esta Normativa de Operación.

c) Servicio de seguimiento de demanda, para el cubrimiento del pico, y que incluye arranque y parada y/o mantener en caliente GGD.

d) Arranque en negro (o black start). e) Reactivo y Control de Tensión.
TOC 9.2.4. De verificarse de la operación del sistema y comportamiento del Mercado la necesidad de incluir transacciones comerciales para otro servicio auxiliar además de los identificados en esta Normativa, el CNDC podrá proponerlo al Consejo de Operación, indicando su justificación y la reglamentación para su transacción comercial. Dicha propuesta de modificación a la Normativa deberá ser realizada de acuerdo al procedimiento definido en el Tomo Normas Generales.

CAPITULO 9.3: SERVICIO POR PÉRDIDAS.

TOC 9.3.1. En las transacciones de potencia, tanto en el Mercado de Contratos como en las operaciones diarias en el Mercado de Ocasión, las pérdidas de potencia quedan incluidas y remuneradas como demanda adicional en el cálculo de la máxima demanda de generación.

TOC 9.3.2. Las pérdidas de energía se compensarán como un Servicio
Auxiliar a través de cargos adicionales por energía.

TOC 9.3.3. Se diferencian dos tipos de pérdidas de energía:

a) Pérdidas de Conexión, que corresponden a las pérdidas asociadas a un punto de conexión a la red (por ejemplo pérdidas del transformador);

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Pérdidas de Energía de la Red, que corresponden a las pérdidas propias de la red.

TOC 9.3.4. El costo de las Pérdidas de Conexión en un nodo se calcula con el precio horario de la energía en el Mercado de Ocasión, y se distribuye como un cargo entre los agentes que se conectan en dicho nodo proporcionalmente a la energía de cada agente conectado. Al finalizar cada día, el CNDC debe calcular el costo correspondiente y los cargos por Pérdidas de Conexión integrando los costos y cargos horarios.

TOC 9.3.5. Las Pérdidas de Energía de la Red se compensarán a través de un Cargo por el Servicio Auxiliar de Pérdidas a cada Agente Consumidor en función de la energía que retira de la red. A los efectos, a todo retiro de energía por una exportación o una energía de paso que usa la red del SNT para transacciones regionales, el EOR le asignará un cargo liquidado conforme al RMER.

TOC 9.3.6. Al finalizar cada día, el CNDC debe realizar el siguiente procedimiento para determinar el Precio de las Pérdidas de Energía de la Red.
a) Calcular el costo económico de las pérdidas de energía, integrando para las horas del día la diferencia entre generación horaria y consumo horario valorizada al precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

b) Calcular el costo de las Pérdidas de Energía de la Red, descontando del costo económico de las pérdidas de energía la suma de los cargos por Pérdidas de Conexión.

c) Calcular la energía retirada de la red en el día integrando la energía que se retira de la red en cada hora, incluyendo los retiros en interconexiones internacionales.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

d) Calcular el Precio diario de las Pérdidas de Energía de la Red dividiendo el costo de las Pérdidas de Energía de la Red por la energía total retirada de la red en el día. .

TOC 9.3.7. El CNDC debe calcular el Cargo diario por el Servicio Auxiliar de Pérdidas que debe pagar cada Agente Consumidor y cada retiro en una interconexión internacional, multiplicando el Precio diario de las Pérdidas de Energía de la Red por la energía que retira dicho agente en el día.

CAPITULO 9.4: SERVICIO AUXILIAR DE REACTIVO Y CONTROL DE TENSIÓN.

TOC 9.4.1. Este servicio auxiliar es necesario para la operación del SIN dentro de los CCSDM, por lo que deberá ser suministrado por los Agentes como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no será objeto de transacciones ni de remuneración.

CAPITULO 9.5: REMUNERACIÓN DEL SERVICIO AUXILIAR DE ARRANQUE EN NEGRO.

TOC 9.5.1. El Porcentaje Comercial del Servicio Auxiliar de Arranque en Negro se define en un valor entre el 0.5 % y 1.0%, de acuerdo a las condiciones existentes en el Mercado. Mientras se mantengan las condiciones existentes en el Mercado, se define en 0.5%.

TOC 9.5.2. Antes del 1 de Noviembre de cada año, el CNDC debe calcular el precio medio previsto de la energía en el Mercado de Ocasión para los doce meses del año siguiente y multiplicarlo por la demanda interna prevista para el mismo período. Con estos valores el CNDC calculará el monto mensual máximo por arranque en negro de acuerdo al siguiente procedimiento:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Calculará el costo por energía asociado a la demanda prevista valorizando la demanda interna prevista al precio medio previsto de la energía en el Mercado de Ocasión.

b) Al valor obtenido en a) lo dividirá por doce.

c) Calculará el monto máximo mensual máximo por arranque en negro como el Porcentaje Comercial del Servicio Auxiliar de Arranque en Negro del valor que resulta en b).

TOC 9.5.3.El CNDC determinará e informará a los Agentes del Mercado el Valor Máximo Reconocido del Cargo Fijo por Arranque en Negro dividiendo el monto mensual máximo por arranque en negro resultante del artículo anterior por el número de localizaciones en que se requiere arranque en negro, de acuerdo a lo que establece el Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo del Sistema”.

TOC 9.5.4. Antes del 15 de Noviembre de cada año, el CNDC debe solicitar a los Generadores ofertas para aportar al servicio auxiliar de
arranque en negro en cada una de las localizaciones que resultan del Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo del Sistema”. El periodo para la recepción de ofertas será de 10 días hábiles contados a partir de la fecha en que el CNDC realizó la solicitud de ofertas.

TOC 9.5.5. Finalizado el período de presentación de ofertas, de habilitarse el servicio de arranque en negro de una nueva planta, el CNDC realizará un nuevo pedido de ofertas para lo que resta del año en la localización. La metodología de asignación será la misma que para asignar el servicio antes del comienzo del año para los doce meses correspondientes a dicho año.

TOC 9.5.6. Podrán presentar ofertas cada planta o unidad

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

habilitada a brindar este servicio y que se encuentra dentro de algunas de las localizaciones requeridas. La oferta deberá indicar:

a) Identificación de la unidad generadora ofertada como arranque en negro.

b) Identificación de la localización.

c) El cargo fijo mensual requerido para comprometerse a realizar el arranque en negro dentro de los plazos establecidos cada vez que le sea requerido. Este cargo fijo mensual requerido no podrá ser mayor que el Valor Máximo Reconocido del Cargo Fijo por Arranque en Negro.

d) Costos variables asociados a cada arranque.

TOC 9.5.7. El CNDC eliminará toda oferta que no corresponda a una planta o unidad habilitada o que requiera un cargo fijo mayor que el máximo establecido. Entre las ofertas restantes para cada localización, elegirá la de menor cargo fijo ofertado. Ante igualdad de cargo fijo, asignará la de menor costo variable. A igualdad de cargo fijo y costo variable, asignará a la de mejor condiciones técnicas (tiempo de respuesta, confiabilidad, etc.).

TOC 9.5.8. El CNDC informará a los Agentes del Mercado las ofertas recibidas, las ofertas a las que se asignó el servicio de arranque en negro y el motivo que lo justifica. Las ofertas aceptadas tendrán asignadas el servicio de arranque en negro durante los doce meses del año siguiente, salvo que registren incumplimientos en que el CNDC les retirará la asignación del servicio.

TOC 9.5.9. En caso de no contar con ofertas válidas para una localización, el CNDC con el objeto de mantener los criterios de calidad y seguridad asignará el servicio a la unidad habilitada en

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

dicha localización que tenga las mejores condiciones técnicas para cumplir el servicio. Para su remuneración, se considerará como si el Generador hubiera ofertado como cargo fijo el Valor Máximo Reconocido del Cargo Fijo por Arranque en Negro.

TOC 9.5.10. Durante el transcurso del año, el CNDC podrá requerir pruebas para verificar el correcto funcionamiento del equipo en las plantas o unidades asignadas al servicio auxiliar de arranque en negro.

TOC 9.5.11. De verificar el CNDC un incumplimiento, ya sea en una condición real de arranque en negro o en una prueba, la unidad o planta quedará inhabilitada a aportar este servicio por los siguientes seis meses. En este caso, el CNDC realizará un nuevo pedido de ofertas para lo que resta del año en la localización que registró el incumplimiento. La metodología de asignación será la misma que para asignar el servicio antes del comienzo del año para los doce meses correspondientes a dicho año.

TOC 9.5.12. Cada vez que se presente una indisponibilidad forzada en un GGD habilitado a prestar el servicio auxiliar de arranque en negro, y cuya duración sea superior a ocho (8) días hábiles, el CNDC hará un nuevo pedido de ofertas para lo que resta del año. Las nuevas ofertas deberán ser presentadas en un plazo máximo de cinco días hábiles, después de realizado el nuevo pedido.

TOC 9.5.13. Al finalizar cada mes cada unidad o planta asignada al servicio de arranque en negro recibirá como remuneración el cargo fijo mensual ofertado. Adicionalmente, de ser requerido el arranque en negro recibirá un adicional para cubrir los costos variables asociados al equipo de arranque en negro. Al asignarse una unidad o planta al servicio, el Generador deberá informar al CNDC los correspondientes costos variables, con la documentación que lo avala. El CNDC podrá requerir auditorías o

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

pruebas para verificar estos costos.

TOC 9.5.14. Cada Agente Productor que aporta este servicio recibe una remuneración mensual por servicios auxiliares de arranque en negro igual a su remuneración fija más la remuneración variable cuando corresponda. De presentarse una indisponibilidad de un GGD habilitado a prestar el servicio auxiliar de arranque en negro, la remuneración a recibir durante el mes será en forma proporcional a los días en que se encontró disponible. De igual manera, si la potencia disponible es inferior a la potencia declarada la remuneración será en forma proporcional a su disponibilidad real de potencia.

CAPITULO 9.6: SERVICIOS AUXILIARES DE RESERVA DE CORTO PLAZO.

TOC 9.6.1. A los efectos de las transacciones económicas, para una hora se considera entregando reserva como servicio auxiliar de corto plazo:

a) Para un GGD, la reserva rodante o reserva fría asignada para tal fin por el CNDC y que no registra incumplimientos;

b) Para un Agente Consumidor, el retiro voluntario de demanda aceptado como reserva fría por el CNDC y que no registra incumplimientos

TOC 9.6.2. Cada Agente del Mercado recibe una remuneración mensual por servicios de reserva de corto plazo igual a la integración en el mes de su remuneración diaria.

CAPITULO 9.7: Despacho de reserva Rodante.

TOC 9.7.1. Al realizar el predespacho, el CNDC calculará para cada hora:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) La reserva rodante disponible como la suma de la energía de la reserva rodante máxima que resulta para los GGD previstos generando, calculada de acuerdo a lo establecido en el Tomo Normas de Operación Técnica de esta Normativa;

b) El requerimiento de reserva rodante, como el porcentaje de reserva rodante de acuerdo a los CCSDM para la condición de operación pretendida.

TOC 9.7.2. Si en una hora la reserva rodante disponible no es suficiente para cubrir el requerimiento de reserva rodante, el CNDC podrá incrementar la oferta y lograr el nivel de reserva rodante faltante. Para ello podrá utilizar las siguientes opciones, seleccionando las más económicas.

a) Forzar en el despacho la entrada en servicio de GGD para aportar la reserva rodante faltante.

b) Requerir la compra de energía del Mercado de Oportunidad del MER para reducir la generación de uno o más de los GGD previstos generando.

c) Requerir la compra de energía en el Mercado de Contratos del MER. TOC 9.7.3. De ser imposible cumplir con el requerimiento de reserva rodante para condición normal, el CNDC deberá considerar como requerimiento la reserva rodante para operación en emergencia.

TOC 9.7.4. El CNDC asignará en el despacho para cada hora la reserva rodante inicial en cada GGD previsto generando de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Si la reserva rodante máxima del GGD es mayor o igual que el porcentaje de reserva requerido, le asignará el porcentaje

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

requerido.

b) Si la reserva rodante máxima del GGD es menor que la requerida, le asignará la reserva rodante máxima.

TOC 9.7.5. Al mismo tiempo, el CNDC calculará para cada hora la oferta adicional de reserva rodante en cada GGD como la diferencia entre su reserva rodante máxima y la reserva rodante inicial.

TOC 9.7.6. Si el requerimiento de reserva rodante es mayor que la suma de la energía correspondiente a la reserva rodante inicial en los GGD, el CNDC calculará el requerimiento de reserva rodante adicional como la diferencia entre el requerimiento de reserva rodante menos la suma de la reserva inicial asignada a los GGD. El CNDC asignará este adicional entre los GGD que resultan previstos generando proporcionalmente a su reserva rodante adicional. Para aquellos GGD cuya reserva rodante haya sido asignada en su totalidad como reserva rodante inicial, la reserva roda:nte adicional resultará cero.

TOC 9.7.7. Como resultado, el CNDC determinará la reserva rodante que aporta cada GGD como la suma de su reserva rodante inicial más su reserva rodante adicional.

TOC 9.7.8. Con criterio técnico y de acuerdo a las características de los GGD, el CNDC distribuirá la reserva rodante de cada GGD entre reserva para Regulación Primaria de Frecuencia, y/o reserva para Regulación con AGC y/o reserva para Regulación Complementaria.

TOC 9.7.9. La reserva rodante asignada a cada GGD en el predespacho es un compromiso de disponibilidad. En la operación real se considera que un GGD no cumple este compromiso si el GGD está indisponible, o no está disponible para Regulación de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Frecuencia o si surgen limitaciones a la generación máxima ofertada.

CAPITULO 9.8: TRANSACCIONES POR EL SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA RODANTE.

TOC 9.8.1. Cada GGD habilitado tiene la obligación de participar en la reserva rodante con el porcentaje que resulta de los CCSDM y de la condición de operación vigente, ya sea con reserva rodante propia o comprada de terceros.

TOC 9.8.2. Cada Agente Productor podrá realizar acuerdos de compra de reserva rodante de otro Agente Productor para cubrimiento de sus faltantes. Dichos acuerdos deberán ser informados al CNDC con una anticipación no inferior a los plazos en que se suministra la información para el predespacho, para ser tenidos en cuenta en las transacciones económicas por el servicio de reserva rodante.

TOC 9.8.3. Para habilitar un acuerdo de reserva rodante, cada parte deberá informar al CNDC:

a) La identificación del Agente del Mercado, indicando si es la parte compradora o vendedora;

b) La identificación del Agente del Mercado que es la otra parte;

c) La cantidad de reserva rodante comprometida.

TOC 9.8.4. El CNDC sólo autorizará el acuerdo si se cumplen todas las siguientes condiciones.

a) Ambas partes informan el acuerdo.

b) La cantidad de reserva informada por cada parte es la misma.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) El Agente Productor que es la parte vendedora tiene suficiente reserva rodante habilitada en los GGD que comercializa para cubrir la reserva rodante que compromete en sus acuerdos de venta de reserva rodante.

TOC 9.8.5. Junto con los resultados del predespacho, el CNDC debe informar a cada Agente del Mercado los acuerdos de reserva rodante autorizados. A los Agentes del Mercado involucrados en acuerdos no autorizados deberá informar el motivo del rechazo.

TOC 9.8.6. Para habilitar un acuerdo de reserva rodante de un Grupo Generador no despachable y que cuenta con acuerdos comerciales de compra y venta de energía con los Agentes Distribuidores, dichos Agentes Distribuidores podrán asignar este compromiso de reserva rodante (de Grupo Generador no despachable) a GGD con quienes tengan acuerdos comerciales y capacidad para brindar este servicio. Esta condición, además de requerir autorización del Ente Regulador, deberá de ser informada al CNDC.

TOC 9.8.7. Cada hora el CNDC calculará el precio de la reserva rodante con el precio de oportunidad, dado por el precio de la energía en el Mercado de Ocasión en dicha hora

TOCO 9.8.8. Cada hora el CNDC calculará para cada Agente Productor la reserva rodante que aporta comercialmente como: la suma de la reserva rodante asignada a los GGD que comercializa, menos la suma de la reserva rodante que vende en acuerdos de reserva rodante autorizados por el CNDC, más la reserva rodante que resulta comprando de los acuerdos de reserva rodante autorizados por el CNDC.

TOCO 9.8.9. En una hora, cada Agente Productor que resulte con un aporte comercial de reserva rodante menor que la reserva

rodante con la que está obligado a participar, según los CCSDM, deberá pagar por el faltante. El CNDC calculará el cargo a pagar como el producto de la energía correspondiente a la reserva faltante multiplicada por el precio de la reserva rodante para dicha hora.

TOC 9.8.10. En una hora, cada Agente Productor que resulte con un aporte comercial de reserva rodante en exceso, o sea mayor que la obligación a participar de acuerdo a los CCSDM, recibirá una remuneración por el excedente. El CNDC calculará dicha remuneración como el producto de la energía de la reserva rodante excedente valorizada al precio de la reserva rodante para dicha hora.

TOC 9.8.11. En caso que en una hora la reserva rodante total sea menor que la requerida según los CCSDM, surgirá una diferencia positiva entre la suma de los montos pagados por los Agentes Productores en concepto de faltante de reserva rodante y la remuneración total a los Agentes Productores por excedentes de reserva rodante. Este monto se asignará como una compensación a la demanda por una calidad de servicio inferior a la establecida en los CCSDM. Para ello, el CNDC distribuirá este monto sobrante entre cada Agente Consumidor en forma proporcional a la energía abastecida y se lo asignará como un crédito al cargo a pagar en concepto de servicios auxiliares.

CAPITULO 9.9: SERVICIO DE RESERVA FRÍA.

TOC 9.9.1. Junto con los datos para la programación Semanal cada Agente del Mercado habilitado enviará su oferta de reserva fría indicando:

a) Identificación del agente;

b) De ser un Agente Productor, identificación del GGD;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) De ser un Agente Consumidor, identificación del nodo en que ofrece reducir su demanda;

d) Precio Requerido, que no podrá ser mayor que el Precio de Referencia de la potencia

e) Los días de la semana en que está vigente la oferta.

TOC 9.9.2. El CNDC elaborará la lista de mérito para cada día de la semana ordenando las ofertas recibidas para ese día de acuerdo a los siguientes criterios.

a) En primer lugar, se ordenarán por precio requerido creciente.

b) Para los GGD, ante igualdad de factor de cumplimiento y precio requerido, se ordenarán por Costo Variable para el Despacho creciente.

c) Ante igualdad de factor de cumplimiento, precio requerido y para GGD igualdad de costo variable para el despacho, se ordenarán con criterio técnico, de acuerdo a su confiabilidad y la localización y calidad de los vínculos de Transmisión que lo conectan.

TOC 9.9.3. Cada día junto con los datos para el despacho diario cada Agente del Mercado que presentó oferta semanal informará la potencia ofertada como reserva fría para el día siguiente.

TOC 9.9.4. Cada día, al realizar el predespacho de reserva fría, el CNDC debe determinar la lista diaria de oferta de reserva fría tomando la lista de mérito de dicho día y eliminando los GGD que resultan previstos generando o que están indisponibles.

TOC 9.9.5. El CNDC despachará el requerimiento de reserva fría en el orden dado por la lista diaria de oferta de reserva fría hasta

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

completar la potencia requerida como reserva fría o que no queden más ofertas en dicha lista. De ser la oferta insuficiente, la reserva fría asignada podrá resultar menor que la requerida, e incluso cero.

TOC 9.9.6. El precio de la reserva fría estará dado por la oferta más cara entre las aceptadas

TOC 9.9.7. El compromiso de reserva fría de un GGD es una obligación de disponibilidad diaria.

TOC 9.9.8. Se considera que un GGD registra un incumplimiento en su compromiso de reserva fría para un día si se registra alguna de las siguientes condiciones:
a) Está indisponible.

b) Está disponible y al ser requerido por el CNDC para generar no entra en servicio, o entra en servicio pero no entrega la potencia comprometida dentro del plazo establecido.

TOC 9.9.9. Se considera que un Agente Consumidor registra un incumplimiento en su compromiso de reserva fría para un día si al ser requerido por el CNDC para reducir su demanda no realiza dicha reducción dentro del plazo establecido.

TOC 9.9.10. Al finalizar cada día, a cada GGD o Agente Consumidor le corresponderá una remuneración por el servicio auxiliar de reserva fría igual a la potencia asignada como reserva fría valorizada al precio de la reserva fría, en la medida que no haya registrado incumplimientos.

TOC 9.9.11. Al finalizar cada día, el CNDC debe identificar e informar cada GGD o Agente Consumidor que registró un incumplimiento en sus compromisos asignados de reserva fría. Dicho Agente será sancionado de acuerdo a lo siguiente:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Si un Agente, con una unidad generadora tiene compromiso de Reserva Fría de acuerdo al predespacho y falla en el arranque y/o entra en servicio pero no entrega la potencia comprometida dentro del plazo establecido, a dicho Agente se le aplicará una reducción remuneratoria única equivalente a la disponibilidad de potencia (MW-Día) de la unidad que falló, multiplicada por cuatro veces el precio de la oferta de la Reserva Fría más cara entre las aceptadas para el día de la falla.

b) Si dentro de los ciento ochenta (180) días, contados a partir de la misma falla, un Agente, con una unidad generadora tiene compromiso de Reserva Fría de acuerdo al predespacho y falla en el arranque y/o entra en servicio pero no entrega la potencia dentro del plazo establecido, dicho Agente quedará inhabilitado a ofertar Reserva Fría con esa unidad durante los siguientes veinte (20) días.

Si el Agente corrige la(s) falla(s) dentro de los veinte (20) días que dura la sanción, tendrá derecho a solicitar al CNDC una prueba para quedar habilitado nuevamente a partir del siguiente día de finalizada la sanción y deberá enviar al CNDC la documentación de los trabajos realizados. Si el Agente no corrige la falla dentro del periodo de la sanción, podrá solicitar la prueba hasta la corrección de las fallas.

c) Una vez transcurridos ciento ochenta (180) días contados a partir de la primera falla, el conteo y la sanción de incumplimientos inicia nuevamente con el inciso “a)” de este artículo.

El CNDC deberá de informar junto con el postdespacho los incumplimientos registrados, las reducciones remuneratorias o los plazos de inhabilitación que de ello resultan.

CAPITULO 9.10: SERVICIO DE SEGUIMIENTO DE DEMANDA.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 9.10.1. El costo del servicio auxiliar de seguimiento de demanda está dado por el costo de arranque y parada de GGD, más el costo de mantener parado en caliente GGD.

TOC 9.10.2. Al finalizar cada día, el CNDC debe calcular, con los datos suministrados de acuerdo al Anexo Comercial: “Información Comercial del Mercado”, para cada GGD su costo diario por arranque y parada más su costo diario por permanecer parado en caliente, y asignarlo como remuneración por el servicio auxiliar de seguimiento de demanda. Esta remuneración resultará cero si el GGD no ha realizado dichas operaciones.
TOC 9.10.3. El CNDC calculará el costo total diario del servicio auxiliar de seguimiento de demanda totalizando las remuneraciones correspondientes a este servicio para los GGD.

CAPITULO 9.11: CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES.

TOC 9.11.1. El CNDC debe calcular el monto mensual a recaudar en concepto de servicios auxiliares como a la suma de las remuneraciones de los correspondientes Servicios Auxiliares, excluyendo el Servicio Auxiliar de pérdidas:

a) La suma de las remuneraciones mensuales por el servicio auxiliar de arranque en negro;

b) La suma de las remuneraciones diarias por reserva de corto plazo, o sea reserva rodante y reserva fría, para los días del mes;

c) La suma de las remuneraciones diarias por el servicio de seguimiento de demanda, para los días del mes;

TOC 9.11.2. Cada Agente Consumidor debe pagar un cargo mensual por servicios auxiliares excluyendo el servicio de pérdidas, y un Cargo mensual por el Servicio Auxiliar de Pérdidas.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 9.11.3. Al finalizar cada mes el CNDC debe calcular el Cargo mensual por el Servicio Auxiliar de Pérdidas que debe pagar cada Agente Consumidor y cada retiro en una interconexión internacional totalizando los correspondientes Cargos diario por el Servicio Auxiliar de Pérdidas para los días de dicho mes.

TOC 9.11.4. Al finalizar cada mes el CNDC debe calcular:

a) El precio mensual de los servicios auxiliares excluyendo pérdidas dividiendo el monto total a recaudar en concepto de servicios auxiliares generales por la energía total suministrada a los Agentes Consumidores locales.

b) El cargo a pagar por cada Agente Consumidor en concepto de Servicios Auxiliares excluyendo el servicio de pérdidas, valorizando la energía abastecida a dicho Agente Consumidor al precio mensual de los servicios auxiliares

TITULO 10: CALCULO DE COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES.

CAPITULO 10.1: OBJETO.

TOC 10.1.1. En las presentes reglas para el cálculo de los costos mayoristas de Distribuidor se definen los procedimientos para que el CNDC calcule los costos correspondientes a cada Distribuidor por operaciones en el Mercado de Ocasión y por servicios. Dichos costos deberán ser informados al INE para el cálculo y ajustes de las tarifas de distribución

TOC 10.1.2. Con la periodicidad definida en esta Normativa, el CNDC debe calcular los costos mayoristas, previstos y reales, de cada Distribuidor.

CAPITULO 10.2: COSTOS PREVISTOS.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 10.2.1. Junto con la Programación Anual, el CNDC debe determinar la energía, la potencia y, cuando corresponda, los costos de compra mayorista previstos para cada Distribuidor por cada mes, de acuerdo a lo que establece el presente Capítulo de la Normativa de Operación

TOC 10.2.2. De los resultados de la Programación Anual el CNDC deberá obtener para cada Distribuidor las previsiones de:

a) Energía producida por generación propia, por bloque horario típico.

b) Energía comprada a cada contrato, por bloque horario típico.

c) Energía vendida al Mercado de Ocasión debido a excedentes en sus contratos más generación propia y su valorización a los precios previstos en el Mercado de Ocasión, por bloque horario típico.

d) Energía no cubierta por contratos ni generación propia prevista comprada en el Mercado de Ocasión, por bloque horario.

e) Participación en la Demanda máxima de generación. f) Potencia disponible de generación propia.

g) Potencia comprada a cada contrato.

h) Potencia vendida al Mercado de Ocasión debido a excedentes en sus contratos más generación propia y su valorización a los precios previstos en el Mercado de Ocasión.

i) Participación en la Demanda máxima de generación no cubierta por contratos ni por generación propia y prevista comprada en el Mercado de Ocasión

TOC 10.2.3.El INE informará al CNDC los Contratos vigentes a

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

trasladar a tarifas para cada Distribuidor. Con esta información, el CNDC debe obtener para los doce meses del año y, para cada Distribuidor:

a) La compra prevista de energía de cada Contrato informado por el
INE a trasladar a tarifas, en MWh por bloque horario típico.

b) La compra mayorista de potencia prevista de cada Contrato informado por el INE a trasladar a tarifas, en MW.

TOC 10.2.4. El CNDC debe calcular para los doce meses del año y para cada Distribuidor el costo total de compra mayorista a trasladar a tarifas para la energía no cubierta por contratos o generación propia autorizada a trasladar a tarifas. Para ello determinará lo siguiente

a) Las transacciones previstas de energía en el Mercado de Ocasión y el costo neto resultante por bloque horario típico. Para determinar este costo neto se totalizará la energía prevista por generación propia y comprada a contratos que no se trasladan a tarifas, de acuerdo a lo informado por el INE, más las compras previstas en el Mercado de Ocasión, por bloque horario. La energía resultante de este cálculo se valorizará por bloque horario a los precios previstos en el Mercado de Ocasión. De este monto por bloque horario se descontará el monto correspondiente a las ventas de energía previstas en el Mercado de Ocasión, de acuerdo al inciso c) de TOC 10.2.2., y se obtendrá el costo neto de energía en el Mercado de Ocasión por bloque horario y de forma mensual.

b) Las transacciones previstas de potencia en el Mercado de Ocasión y el costo neto resultante. Para determinar este costo neto se totalizará la disponibilidad de potencia prevista por generación propia y compras a contratos que no se trasladan a tarifas, de acuerdo a lo informado por el INE, más las compras previstas en el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Mercado de Ocasión. La potencia resultante de este cálculo se valorizará a los precios previstos en el Mercado de Ocasión. De este monto se descontará el monto correspondiente a las ventas de potencia previstas en el Mercado de Ocasión, de acuerdo al inciso h) de TOC 10.2.2., y se obtendrá el costo neto de potencia en el Mercado de Ocasión.

c) Los sobrecostos previstos por generación obligada.

d) El costo previsto por energía por servicios auxiliares, incluyendo pérdidas

TOC 10.2.5. Teniendo en cuenta los cargos que resultan de la Normativa de Transporte, el CNDC debe obtener para los doce meses del año y para cada Distribuidor el costo variable por transmisión previsto por bloque horario típico y de forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Totalizar la energía real inyectada y extraída (EIE) por el Distribuidor más la compra prevista de energía de cada Contrato de compra de dicho Distribuidor en que se establece que el Distribuidor debe pagar el correspondiente cargo de transmisión.

b) Calcular el cargo por uso total, como el Cargo por Uso de la Capacidad (CUC) de transporte que resulta para la EIE determinada en el ítem anterior.

TOC 10.2.6. Teniendo en cuenta los cargos que resultan de la Normativa de Transporte, el CNDC debe obtener para los doce meses del año y para cada Distribuidor el costo fijo por transmisión previsto asociado a la demanda del Distribuidor y, de corresponder, el costo fijo por la parte de la generación que le asignan los contratos preexistentes en que la parte vendedora no es Agente del Mercado.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 10.2.7. El CNDC debe calcular para los doce meses del año y para cada Distribuidor el costo total de compra mayorista para la energía fuera de contratos o generación propia a trasladar a tarifas por bloque horario típico y de forma mensual:

a) Para el bloque horario de punta, totalizando el costo neto previsto de las transacciones de energía en el Mercado de Ocasión en dicho bloque, más el sobrecosto previsto por generación obligada, más el costo previsto por energía por servicios auxiliares incluyendo pérdidas, más el cargo variable total de transmisión calculado para dicho bloque (costo variable por transmisión).

b) Para el bloque horario de madrugada y horas restantes, totalizando el costo neto previsto de las transacciones de energía en el Mercado de Ocasión en dicho bloque, más el cargo variable total de transmisión calculado para el correspondiente bloque (costo variable por transmisión).

TOC 10.2.8. El CNDC debe calcular el costo total de compra mayorista previsto fuera de contratos o generación propia a trasladar a tarifas para los doce meses del año y para cada Distribuidor totalizando el resultado neto de las transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión, más el costo fijo por transmisión.

TOC 10.2.9. El CNDC debe elaborar una versión preliminar del Informe de Costos Mayoristas de Distribuidores con los valores obtenidos y su justificación, indicando para cada Distribuidor como mínimo, desglosado de forma mensual y para los doce meses del año:

a) Demanda de energía y de potencia prevista;

b) El costo total de compra mayorista previsto fuera de contratos o generación propia a trasladar a tarifas para la energía por bloque

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

horario típico;

c) El costo total de compra mayorista previsto fuera de contratos o generación propia a trasladar a tarifas para la potencia;

d) El costo mayorista variable y fijo del servicio de transmisión del Distribuidor, discriminando el valor que corresponde a cada Contrato a trasladar a tarifas en que se acordó hacerse cargo del correspondiente costo de transmisión;

e) La energía prevista comprada de cada uno de sus contratos y generación propia autorizados a trasladar a tarifas, por bloque horario típico;

f) La potencia prevista comprada de cada uno de sus contratos y generación propia autorizados a trasladar a tarifas.

TOC 10.2.10. El CNDC debe enviar la versión preliminar del informe a cada agente Distribuidor. Los Distribuidores contarán con 10 días hábiles para presentar observaciones. El CNDC deberá analizar las observaciones y realizar los ajustes que considere justificados. De rechazar una observación, deberá informar al Distribuidor indicando el motivo que lo justifica.

TOC 10.2.11 El CNDC debe presentar la versión final del Informe junto con las observaciones de los Distribuidores al INE, que podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación. Una vez aprobado, el CNDC enviará el informe a cada agente Distribuidor y al MEM. Los costos que resultan del informe serán utilizados para el cálculo de tarifas de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Tarifas.

CAPITULO 10.3: COSTOS REALES.

TOC 10.3.1. Al finalizar cada mes y con los resultados de la

operación real, el CNDC debe determinar los costos de compra mayorista realizados por cada Distribuidor fuera de contratos, y las diferencias que surgen respecto de sus costos previstos. El cálculo incluirá energía, potencia, servicios y transmisión, y se realizará con las mismas características y metodologías de cálculo que las establecidas para los costos previstos. El CNDC debe presentar los resultados en un informe mensual al INE, con copia al MEM y a cada Distribuidor.

TOC 10.3.2. Con la información suministrada, el INE y de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Tarifas aplicará los ajustes que correspondan

TITULO 11: IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

CAPITULO 11.1: RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES.

TOC 11.1.1. El CNDC tiene la responsabilidad en Nicaragua de realizar la coordinación operativa y comercial de las operaciones de importación y exportación con el EOR y de acuerdo al RMER.

CAPITULO 11.2: CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

TOC 11.2.1. El intercambio de información comercial para la administración de los contratos de importación y exportación en el Mercado debe ser canalizado a través del CNDC. La coordinación de las transacciones en los nodos de la RTR se realizará entre el CNDC y el EOR.

TOC 11.2.2. El CNDC debe asignar los cargos o créditos que surjan dentro del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua como resultado
de un contrato de importación o exportación a la parte local de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

dicho contrato

CAPITULO 11.3: IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN.

TOC 11.3.1. El CNDC informará al EOR diariamente las ofertas de retiro y de inyección por oportunidad y por contratos de sus agentes nacionales, para inyectar o retirar energía en los nodos de la RTR, según los plazos establecidos en el RMER

TOC 11.3.2. El CNDC debe modelar la importación de ocasión (oportunidad) como un GGD ubicado en uno o más nodos de la RTR con una potencia y/o energía igual a la ofertada.

TOC 11.3.3. El CNDC, debe modelar la exportación de ocasión (oportunidad) como una Demanda ubicada en uno o más nodos de la RTR con una potencia y/o energía igual a la ofertada.

TOC 11.3.4. Para cada hora, el CNDC debe internar en el MEMN los débitos o créditos que surjan como resultado de importación de oportunidad en el MER. Este monto neto se repartirá entre los Agentes que resulten compradores o vendedores en esa hora en el Mercado de Ocasión en forma proporcional a su compra o venta según sea el caso.

TOC 11.3.5. Para cada hora, el CNDC debe internar en el MEMN los débitos o créditos que surjan como resultado de una exportación de oportunidad en el MER. Este monto neto se repartirá entre los agentes que resulten compradores o vendedores en esa hora en el Mercado de Ocasión en forma proporcional a su compra o venta según sea el caso.

TOC 11.3.6. El CNDC deberá siempre proporcionar al EOR, con la anticipación que el EOR precise, la información necesaria para que calcule las transacciones en el MOR (en particular, sobre ofertas

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

de oportunidad, contratos y mediciones del SIMECR), siendo las transacciones en dicho mercado conciliadas por el EOR.

CAPITULO 11.4 DESVÍOS EN LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

TOC 11.4.1. El CNDC supervisará los flujos en los enlaces entre áreas de control y las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR con el objeto de mantener las transacciones programadas en cada periodo de mercado

TOC 11.4.2. La conciliación y remuneración de las transacciones por Desviaciones en Tiempo Real se realizara de acuerdo al RMER. Los créditos o débitos que resulten de los de la remuneración de desvíos a nivel interno, será asignado y/o distribuido en forma proporcional entre los Agentes que resulten inyectando o extrayendo energía.

TITULO 12: TRANSACCIONES ECONÓMICAS. CAPITULO 12.1: OBJETO.

TOC 12.1.1. El objeto de las reglas para las transacciones económicas es establecer los procedimientos mediante los cuales el CNDC debe administrar el sistema de cobranzas y liquidaciones del Mercado, y las remuneraciones, cargos y obligaciones de pago de los Agentes del Mercado que surjan de sus operaciones en el Mercado de Ocasión y por servicios.

CAPITULO 12.2: SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL.

TOC 12.2.1. Cada Agente del Mercado debe contar con un Sistema de
Mediciones Comercial (SIMEC), independiente del SCADA, en cada nodo en que entrega o retira energía, para determinar sus transacciones comerciales en el Mercado de Ocasión, así como las

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

transacciones de servicios auxiliares.

TOC 12.2.2. El CNDC debe definir los requisitos de los medidores comerciales junto con el sistema de comunicaciones y enlace de datos asociados, de acuerdo a lo definido en el Anexo Comercial: “Sistema de Mediciones Comerciales”. Mediante auditorías técnicas deberá certificar la habilitación de los puntos de medición y supervisar el cumplimiento de los requisitos definidos.

TOC 12.2.3. El CNDC organizará y mantendrá un registro, denominado Registro Oficial de Mediciones del SIMEC, que identificará cada punto de medición y sus medidores, incluyendo los datos del proyecto aprobado, las novedades y las verificaciones realizadas.

TOC 12.2.4. La implementación y costo del sistema de medición comercial será a cargo del Agente que lo requiere. Cada Agente del Mercado debe proveer también el enlace entre sus medidores y el sistema de comunicaciones.

TOC 12.2.5. Para el caso de los Sistemas de Mediciones Comerciales Regionales (SIMECR), se deberá de cumplir con lo indicado en el RMER.

CAPITULO 12.3: SISTEMA DE COMUNICACIONES.

TOC 12.3.1. El costo por el uso de los sistemas de comunicaciones para que el CNDC pueda acceder a los medidores será a cargo del propietario del medidor.

TOC 12.3.2 Un Agente del Mercado podrá proponer al CNDC utilizar vínculos de comunicaciones diferentes a los de la empresa de transmisión, siempre y cuando ellos cumplan con los requisitos de calidad definidos en la presente Normativa y en el RMER y el agente se haga cargo de los costos involucrados.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 12.4: AUDITORIAS.

TOC 12.4.1. Para habilitar un medidor como perteneciente al SIMEC, el Agente del Mercado debe presentar al CNDC una solicitud de incorporación que incluya una auditoría técnica que certifica el cumplimiento de los requisitos definidos, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Comercial: “Sistema de Mediciones Comerciales”.

TOC 12.4.2. El CNDC debe realizar la supervisión del SIMEC. De resultar de las mediciones conflictos y/o incompatibilidades, el CNDC deberá solicitar auditorías de los equipamientos que correspondan a cada Agente del Mercado involucrado. De detectar desviaciones y/o incumplimientos en el sistema de mediciones, el CNDC deberá informar del incumplimiento al INE, con copia al MEM para su conocimiento.

TOC 12.4.3. El CNDC, por sí o por intermedio de Auditores Técnicos debidamente habilitados, podrá realizar auditorías a través de los ensayos y verificaciones que considere necesarios en los sistemas de medición de los agentes del Mercado. De detectarse de dichas auditorías incumplimientos, el costo de la auditoría será a cargo del Agente del Mercado.

TOC 12.4.4. Las Auditorías de los SIMECR se realizarán considerando lo indicado en el RMER.

TOC 12.4.5. El CNDC no está facultado para brindar dispensas a los
Agentes sobre los requisitos de los SIMEC y SIMECR, indicados en esta Normativa y en el RMER respectivamente, una vez que mediante las Auditorías correspondientes se haya constatado algún incumplimiento a los mismos.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

CAPITULO 12.5: DATOS FALTANTES.

TOC 12.5.1.Cuando el CNDC no cuente con alguna medición comercial, debe completarla de acuerdo a lo establecido en el Anexo Comercial: “Sistema de Mediciones Comerciales” y de acuerdo a los siguientes criterios

a) De contar con información del SCADA, el CNDC debe tomar las mediciones de potencia y estimar la energía con la metodología para mediciones horarias.

b) De no contar con información del SCADA, a partir del momento que el CNDC detecte la falta de la medición debe requerir por vía telefónica la medición faltante y estimar la energía con el procedimiento definido para mediciones horarias.

c) De no contar con información alguna, el CNDC debe asumir y utilizar los valores programados en el despacho.

TOC 12.5.2. De tratarse de un Agente Productor, cuando la falta de medición se prolongue por más de 24 horas, el CNDC puede requerir la desconexión de el o los GGD involucrados y considerarlo indisponible en tanto no se recupera de alguna manera aceptada la medición faltante. El CNDC no podrá hacer uso de esta opción en situaciones de racionamiento y/o emergencias, en que deberá mantener el GGD en servicio

TOC 12.5.3. Al finalizar el mes, el CNDC deberá realizar un ajuste a los valores calculados por falla de medición del SIMEC, en base a las mediciones mensuales de energía que se dispongan, de forma tal que la integración de la energía horaria se corresponda con la energía mensual medida. Para ello deberá definir una norma técnica de cálculo y conciliación en el Anexo Comercial: “Sistema de Mediciones Comerciales”.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 12.5.4. Un Agente del Mercado podrá reclamar fundadamente al CNDC sobre los valores asumidos ante una medición faltante, debiendo demostrar fehacientemente el error en el valor asumido. El CNDC debe analizar los reclamos que reciba y, de verificar que son justificados, corregir los valores asumidos que correspondan.

TOC 12.5.5. Para el caso de los SIMECR, el CNDC en coordinación con el EOR definirán los datos de medición alternos durante el mantenimiento, reparación, reposición, inspección, auditoría o prueba de los equipos de medición, de acuerdo a lo indicado en el RMER.

CAPITULO 12.6: PLAZOS.

TOC 12.6.1. Las transacciones económicas del Mercado se realizan mensualmente.

TOC 12.6.2. El CNDC tiene la obligación de completar los datos faltantes, de existir, informando a él o los Agentes los valores asumidos ante la falta de información.

TOC 12.6.3. Antes de las 18:00 de cada día hábil, el CNDC debe enviar a cada Agente del Mercado una estimación indicativa de la energía y potencia comprada y vendida en el Mercado de Ocasión el o los días anteriores comprendidos hasta el día hábil anterior, y de los cargos que surjan por servicios. En CNDC deberá indicar las condiciones de valores estimados por falta de medición del SIMEC

TOC 12.6.4. Cada Agente del Mercado contará con un plazo de 6 días hábiles para presentar sus observaciones de considerar que algunos de los valores informados son incorrectos, con la correspondiente justificación. Transcurrido dicho plazo, se considerará que el agente acepta como válidos los valores informados.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 12.6.5. El CNDC debe analizar las observaciones presentadas y, de verificar que son válidas, corregir con la correspondiente justificación el valor informado. El CNDC debe informar a cada Agente del Mercado cada medición comercial modificada y el motivo que lo justifica.

CAPITULO 12.7: DEUDORES Y ACREEDORES.

TOC 12.7.1.Al finalizar cada mes, el CNDC debe integrar la información horaria de carácter comercial resultante de las transacciones en el Mercado y determinar para cada Agente el resultado neto mensual.

TOC 12.7.2. Para ello, el CNDC debe calcular para cada Agente del Mercado:

a) El resultado neto de sus transacciones de energía en el Mercado de Ocasión;

b) Más el resultado neto de sus transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión;

c) Más el resultado neto de transacciones por generación obligada, o sea pago de sobrecostos y/o cobro de compensaciones;

d) Más el resultado neto de los servicios auxiliares, incluyendo pérdidas;

e) Más el resultado de los cargos del servicio de transmisión de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Transporte;

f) Más el cargo resultante por el Costo Anual de Funcionamiento del CNDC.

TOC 12.7.3. En el resultado de los cargos del servicio de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

transmisión se tendrá en cuenta los cargos propios y los acuerdos que se hayan asumido en contratos referidos a pagar cargos de terceros.

TOC 12.7.4. Cada transportista recibirá en lo que hace a liquidaciones el tratamiento de un agente del Mercado cuyo monto acreedor resulta del ingreso tarifario y cargos regulados que se establecen en la Normativa de Transporte y el RMER.

TOC 12.7.5.En el procedimiento de liquidación y cobranza, el CNDC será considerado como un agente del Mercado sin deudas y con un saldo acreedor igual al monto mensual correspondiente al Costo Anual de Funcionamiento del CNDC, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Transporte

TOC 12.7.6. La empresa de transmisión deberán contar con una cuenta bancaria para que se asigne los cargos que correspondan de acuerdo al procedimiento de liquidación y cobranza.

TOC 12.7.7.Un Agente del Mercado es deudor si el resultado neto mensual de sus transacciones es negativo, o sea su ingreso mensual por transacciones es menor que su egreso mensual. Por el contrario, es acreedor si su resultado neto mensual es positivo, o sea su ingreso mensual por transacciones es mayor que su egreso mensual.

TOC 12.7.8. Las transacciones económicas son entre deudores y acreedores, dónde todos los Agentes con resultado negativo son deudores de todos los Agentes acreedores, con una distribución proporcional de todas las ventas entre todos los compradores.

CAPITULO 12.8: DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS.

TOC 12.8.1. Al finalizar cada mes, el CNDC debe calcular para

cada Agente del Mercado el resultado de sus transacciones económicas por operaciones en el Mercado de Ocasión y por servicios. Este resultado se presentará en un documento, que identifique los resultados de cada Agente del Mercado y las deudas entre Agentes, que se denomina Documento de Transacciones Económicas (DTE). Dicho documento debe incluir los resultados comerciales y toda la información que respalde los resultados obtenidos, y ser enviado a cada Agente del Mercado.

CAPITULO 12.9: RECLAMOS.

TOC 12.9.1. Un Agente del Mercado tiene el derecho de presentar reclamos a las transacciones económicas mensuales informadas por el CNDC en el DTE, con la correspondiente justificación, dentro de un plazo de 15 días de recibido el Documento de Transacciones Económicas del CNDC. Transcurrido dicho plazo, aquellos datos que no sean observados serán considerados como aceptados por todos los Agentes y no se podrán presentar reclamos posteriores.

TOC 12.9.2. En tanto un reclamo sea resuelto, el CNDC debe administrar el sistema de liquidaciones y cobranza de acuerdo a los valores indicados en el Documento de Transacciones Económicas.

TOC 12.9.3. Dentro de un plazo no mayor de 15 días, el CNDC deberá analizar los reclamos y realizar los ajustes que resulten justificados. De no surgir acuerdo con el Agente que presenta un reclamo, el CNDC debe elevar el reclamo al INE, incluyendo la justificación que presentó el Agente y el motivo de su rechazo por parte del CNDC. El INE decidirá en instancia última e informará al CNDC para que lo tenga en cuenta en las siguientes transacciones económicas con la correspondiente refacturación.

TOC 12.9.4. El CNDC debe incluir los reclamos resueltos como

refacturación en las transacciones correspondientes al mes en que fue resuelto.

CAPITULO 12.10: LIQUIDACIÓN DEL MEMN.

TOC 12.10.1. El CNDC debe emitir a cada Agente del Mercado que resulta deudor en el Mercado una nota de débito (o factura) por el total de su saldo deudor, de acuerdo a lo que resulta del Documento de Transacciones Económicas, que actuará como memoria de cálculo del importe deudor.

TOC 12.10.2. El CNDC debe emitir la mencionada nota o factura por cuenta y orden de los acreedores del Mercado, de forma tal que el CNDC no adquiere la deuda sino que solamente la gestiona.

TOC 12.10.3. Al mismo tiempo, el CNDC debe emitir a cada Agente del Mercado acreedor una nota de crédito por el resultado neto de sus transacciones, de acuerdo a los resultados del Documento de Transacciones Económicas. El CNDC calculará además su factor de proporcionalidad de cobro dividiendo su saldo acreedor por el saldo creedor total del mercado.

TOC 12.10.4. Los DTE estarán sujetos a Reliquidaciones cuando las mismas se justifiquen por reclamos de Agentes del MEMN aceptados por el CNDC o aprobados por el Ente Regulador.

TOC 12.10.5. Los DTE estarán sujetos a Reliquidaciones debido al desfase de los tiempos de las liquidaciones del MER emitidas por el EOR.

CAPITULO 12.11: LIQUIDACIÓN DEL MER.

TOC 12.11.1. Para la Liquidación de las transacciones en el MER se consideran los siguientes componentes:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Transacciones Programadas de energía las cuales pueden ser:

Transacciones de Contratos (Firmes y No Firmes Físicos Flexibles). Transacciones de Oportunidad Programadas.

a) Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.
b) Cargos Regionales de Transmisión (CVT y CURTR). c) Cargo Complementario de la Línea SIEPAC.
d) Cargo por Servicio de Operación del Sistema. e) Cargo por Servicio de Regulación del MER.
f) Renta de Congestión.
g) Cargo Por Enlace Dedicado de Comunicación

TOC 12.11.2. Para el caso del MER, el EOR suministrará a los OS/OM los Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER) según lo indicado en el RMER. En caso de que el EOR no asigne cargos directamente a los agentes, será el CNDC el que internalice por cada agente los siguientes:

a) Desvíos, proporcionalmente a sus extracciones e inyecciones.

b) CVT correspondiente a ENATREL, proporcionalmente a la demanda nacional.

c) Enlace por comunicaciones del EOR, proporcionalmente a sus extracciones e inyecciones.

CAPITULO 12.12: COBRANZAS.

TOC 12.12.1. La cobranza se realizará a través de una cuenta bancaria, denominada Cuenta MEMN, en un Banco de primera línea designado al efecto por el Consejo de Operación (Banco de Gestión de Cobranza o BGC).

TOC 12.12.2. Los agentes, el CNDC y los mercados de otros

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

países que realicen operaciones en el Mercado de Ocasión deberán contar con una cuenta bancaria en el BGC. La cuenta bancaria del CNDC se denominará Cuenta CNDC.

TOC 12.12.3 El sistema de cobranzas se realizará de acuerdo al siguiente procedimiento.

a) Cada deudor debe depositar en la Cuenta MEMN el monto de la factura o nota de débito que le remite el CNDC dentro del plazo previsto para ello.

b) El CNDC debe dar instrucciones al BGC para que todo monto que ingresa a la Cuenta MEMN, sea transferido por el BGC a las cuentas de cada acreedor, según el factor de proporcionalidad de cobro informado en el DTE y que el CNDC informará al BGC. En particular, el CNDC será considerado un acreedor por el monto correspondiente al Cargo por el Servicio del CNDC (CSD).

TOC 12.12.4 Las deudas por no pago de agentes serán exclusiva responsabilidad de éstos, no siendo responsabilidad del CNDC o del BGC tomar a su cargo deuda alguna.

CAPITULO 12.13: GARANTÍAS PARA EL MEMN.

TOC 12.13.1. Cada Agente del Mercado y cada Mercado Mayorista que quiera realizar operaciones de compra de oportunidad en el Mercado de Ocasión de Nicaragua debe integrar un depósito de garantía dedicado a cubrir posibles incumplimientos de pago en el Mercado de Ocasión y por servicios. Dicha garantía deberá establecer como ejecutor al BGC.

TOC 12.13.2. El depósito de garantía estará dado por la garantía mínima que se establece en esta Normativa, incrementada en las cantidades que establezca el INE ante condiciones de incumplimientos o morosidad en los pagos.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 12.13.3. El monto correspondiente a la garantía mínima se calculará con una energía promedio mensual valorizada al precio medio anual registrado en el Mercado de Ocasión el año anterior. Para el primer año de funcionamiento del Mercado, se utilizará el precio medio previsto en el Mercado de Ocasión para dicho año por el CNDC.

TOC 12.13.4. Para un año, la energía correspondiente a la garantía mínima de un Agente Consumidor se calculará como el consumo promedio mensual previsto para el año en curso para la condición de demanda más probable (Condición de Demanda Media).

TOC 12.13.5. Para un año, la energía correspondiente a la garantía mínima de un Agente del Mercado que no sea Agente Consumidor será cero salvo que dicho agente haya registrado alguna vez casos de morosidad y/o falta de pago, en cuyo caso la energía se calculará como el promedio mensual de la energía total que vende por Contratos de Suministro para el año en curso.

TOC 12.13.6. Para un año, la energía correspondiente a la garantía mínima de cada Mercado Mayorista que quiera realizar operaciones de compra de oportunidad en el Mercado de Ocasión de Nicaragua estará dado por un porcentaje del consumo medio mensual del año en curso. En el acuerdo de coordinación se establecerá el porcentaje inicial a utilizar. Cada año el porcentaje se actualizará en función de las compras realizadas por el otro Mercado en el Mercado de Ocasión, suponiendo que se mantiene un volumen similar al histórico registrado.

TOC 12.13.7. Si durante la operación comercial de un Agente o del Mercado Mayorista de otro país se registran casos de morosidad y/o falta de pago, el INE podrá requerir incrementar el monto en su depósito de garantía a dos o más veces su garantía mínima.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 12.13.8. El depósito de garantía de un agente deberá ser actualizado cada año y cada vez que el INE modifique el monto a depositar por incumplimiento en sus obligaciones de pago.

TOC 12.13.9. Ante una condición de mora en que se utilice el depósito de garantía del agente, dicho agente contará con un plazo de 15 días calendarios para reponer la garantía requerida. Transcurrido dicho plazo sin contar con la garantía requerida, el CNDC informará al INE, quien amonestará al agente a cumplir con sus obligaciones de depósito de garantía. Adicionalmente, el INE podrá sancionar al agente, de acuerdo a la gravedad del incumplimiento, con intereses punitorios y/ o interrupción del suministro y/o pérdida de la habilitación como Agente del Mercado o a operar en el Mercado de Ocasión si se trata de un Mercado Mayorista de otro país.

CAPITULO 12.14: GARANTÍAS PARA EL MER.

TOC 12.14.1. Los Agentes del MEMN deberán de constituir las garantías que sean establecidas en el RMER y en las Resoluciones emitidas por CRIE. Por medio del OS/OM, el EOR definirá los formatos, medios de constitución, plazos de vigencia, ajustes, montos, formas de ejecución y beneficiario de las Garantías del MER

CAPITULO 12.15: MORA Y FALTA DE PAGO.

TOC 12.15.1. Todos los Agentes asumen la obligación de pago en los tiempos y formas que se establezcan.

TOC 12.15.2. El CNDC debe mantener informado al Consejo de Operación y al INE sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registre respecto las deudas que identifica el DTE.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

TOC 12.15.3. Ante una condición de mora y falta de pago, el o los Agentes perjudicados podrán elevar su reclamo al INE, quien amonestará al deudor a cumplir con las obligaciones de pago. Adicionalmente, el INE podrá sancionar al deudor, de acuerdo a la gravedad del incumplimiento, con intereses punitorios y/o interrupción del suministro y/o pérdida de la habilitación como Agente del Mercado o a operar en el Mercado de Ocasión si se trata de un Mercado Mayorista de otro país.

TOC 12.15.4. Las deudas con el Mercado de un Agente del Mercado tendrán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa de interés debe ser superior a una tasa definida de referencia. Dicha tasa de referencia debe estar basada en tasas bancarias y/o tasas del mercado financiero local.

TOC 12.15.5. Si el deudor moroso fuera un Agente Productor, el INE podrá autorizar al CNDC a administrar las transacciones de dicho Agente como si no tuviera contratos, o sea considerar que toda su energía y potencia se vende en el Mercado de Ocasión y utilizar la remuneración que de ello resulte para el pago de su deuda. El INE deberá informar a las partes de los contratos afectados por esta decisión que el contrato ha perdido su autorización en el Mercado de Contratos transitoriamente en tanto el agente mantenga condición de moroso, y que la energía y/o potencia correspondiente será considerada como una compra en el Mercado de Ocasión.

TOC 12.15.6. Al agente deudor moroso la CRIE podrá aplicar las sanciones indicadas en el II Protocolo del MER.

TOC 12.15.7. El CNDC deberá instruir al BGC que, ante una condición de mora, cubra la falta de pago con retiros del depósito de garantía del moroso e informar al CNDC. En este caso, el CNDC deberá intimar al Agente del Mercado a reponer el monto correspondiente en su depósito de garantía. En tanto no lo haga,

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

seguirá siendo considerado como deudor del Mercado por el monto a reponer.

TOC 12.15.8. Los montos por los que resulte acreedor en el mercado el deudor moroso deben ser asignados al pago de su deuda o completar su depósito de garantía según corresponda, hasta que cubra la suma adeudada, incluyendo los intereses que correspondan.

ANEXO TÉCNICO: INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

I. DATOS BASICOS

I.1 REQUISITOS

a) Para ingresar como Agente, se deberá suministrar al CNDC la información técnica que se indica en este Anexo con una anticipación no inferior a la anticipación se indica en la Normativa de Operación para presentar la solicitud de ingreso al Mercado.

b) Un Agente que quiera ingresar nuevas instalaciones y/o nuevas demandas y/o adiciones y/o realizar cambios en instalaciones existentes, deberá suministrar la correspondiente información técnica al CNDC, de acuerdo a lo definido en el presente Anexo, con una anticipación no inferior a tres (3) meses.

c) La información deberá ser entregada al CNDC, impreso y en copia electrónica, con la identificación de la empresa correspondiente.

d) Toda modificación en la información técnica correspondiente a los datos básicos sólo podrá ser solicitada por un Agente con la correspondiente justificación técnica y deberá ser suministrada al CNDC con una anticipación no menor que 15 días previo a su entrada en vigencia.

I.2 DATOS PARA ESTUDIOS DE LA RED

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

I.2.1 Acceso a la Red:

a) Los Agentes transmisores deberán suministrar la información de su equipamiento para estudios de redes.

b) El Agente Consumidor o Agente Productor deberá suministrar los estudios y datos correspondientes a la autorización de acceso a la red.

c) En particular, el Agente deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos que le correspondan y que se detallan a continuación.

I.2.2 Equipos de Transformación:

a) Capacidad Nominal (MVA).

b) Impedancia de secuencia positiva

c) Impedancia de secuencia negativa

d) Impedancia de secuencia cero

e) Razón de Transformación, Voltajes Nominales

f) Grupo de conexión

g) Pérdidas en vacío

h) Pérdidas a plena carga

i) Método de puesta a tierra

j) Tipo de cambiador de derivaciones (con o sin carga), pasos y

rango de regulación

k) Máxima sobrecarga, curva de daño

l) Sistemas de protecciones y ajustes

I.2.3 Disyuntores (Interruptores de Potencia):

a) Tensión nominal

b) Corriente nominal

c) Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica

d) Capacidad de cierre en cortocircuito

e) Ciclo de operación nominal

f) Tiempo de operación

g) Tipo (aceite, neumático, SF , vacío, etc.)

h) Modo de accionamiento (monopolar o tripolar)

I.2.4 Generadores:

a) Potencia aparente nominal

b) Voltaje nominal

c) Factor de potencia nominal

d) Potencia Mínima (mínimo técnico)

e) Conexión

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

f) Método de puesta a tierra

g) Reactancia síncrona de eje directo, X_d

h) Reactancia síncrona de eje en cuadratura, x_q

i) Límite inferior de potencia reactiva (capacitiva)

j) Límite superior de potencia reactiva (inductiva)

k) Reactancia de secuencia cero, x_0

l) Resistencia de secuencia cero, r_0

m) Reactancia de secuencia negativa, x_2

n) Resistencia de secuencia negativa, r_2

o) Reactancia subtransitoria saturada, x''_{dsat}

p) Resistencia del estator

q) Corriente de cortocircuito trifásico de estado estable

r) Corriente de cortocircuito bifásico de estado estable

s) Corriente de cortocircuito monofásico de estado estable

t) Razón de cortocircuito

u) Constante de inercia

v) Tipo de rotor (polos salientes, polos lisos)

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

x) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T'_d

y) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo, T''_d

z) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T”

w) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo, T’

aa) Reactancia transitoria de eje directo, x'_d

bb) Reactancia transitoria de eje en cuadratura, x'_q

cc) Reactancia subtransitoria de eje directo, x''_d

dd) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura, x”q

ee) Reactancia de saturación de Potier, xp

ff) Curva de saturación de la corriente de campo con generador en circuito abierto a las siguientes condiciones:

ff.1.) 120% del voltaje terminal nominal

ff.2.) 110% del voltaje terminal nominal

ff.3.) 50% del voltaje terminal nominal

gg) Sistemas de protecciones y ajustes

I.2.5 Sistema de regulación automática del voltaje

(Generadores):

a) Modelo, Diagrama de bloques

b) Ganancia

c) Corrientes máximas y mínimas de excitación

d) Velocidad de respuesta

e) Sistema de protecciones y ajustes

I.2.6 Sistema de regulación automática de velocidad (Generadores):

a) Modelo, Diagrama de bloques

b) Estatismo

c) Ganancia

d) Límite rampa de variación de carga (Incremento y/o decremento de carga)

e) Velocidad de respuesta

f) Sistemas de protecciones y ajustes

I.2.7 Subestaciones:

1. Diagrama unifilar de la subestación, mostrando como mínimo pero no limitado los siguientes equipos y sus principales especificaciones técnicas:

a) Barras colectoras

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Equipo de transformación

c) Interruptores

d) Seccionadores

e) Conexiones de puesta a tierra

f) Equipo de medición

g) Equipos de sincronización

h) Equipos de comunicaciones

i) Sistemas de protección y ajustes

j) Transformadores de corriente y voltaje

k) Pararrayos

I.2.8 Pararrayos:

a) Tensión nominal

b) Tipo

c) Máximo voltaje en la ubicación del pararrayos

d) Tensión de cebado

e) Tensión de flameo del aislador f) Energía máxima de disipación

I.2.9 Dispositivos de recierre de líneas de transmisión:

a) Tipo de dispositivo

b) Tipo de operación (monofásico, trifásico, instantáneo, sincroverificado, etc.)

c) Tiempo de recierre

d) Número de intentos de recierre

I.2.10 Equipo de compensación de reactivos:

a) Tipo de equipo

b) Capacidad nominal

c) Rango de operación

d) Características del control automático

e) Puntos de conexión

I.2.11 Sistemas de Protección (Relevadores):

a) Tipo de relevador

b) Características de operación

c) Rangos de operación

d) Ubicación

e) Ajustes

f) Procedimiento de lectura y significado de cada mensaje o indicación.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

I.3 AGENTE PRODUCTOR.

1. Cada Agente Productor deberá suministrar información sobre las características técnicas de cada planta, identificando su nodo de conexión, las unidades dentro de cada planta y sus características. Dicha información debe incluir como mínimo pero no limitado a lo siguiente:

a) Identificación de las plantas de su propiedad, indicando para cada una nombre, tipo, localización y características generales.

b) Para cada planta, número de unidades generadoras y agrupamiento en GGD

c) Para cada unidad y GGD:

c.1. Capacidad máxima (MW)

c.2. Mínimo técnico (MW)

c.3. Indisponibilidad forzada prevista

d) Regulación de tensión:

d.1.) Márgenes de subexcitación y sobreexcita-ción.

d.2.) Curva de Capabilidad de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del equipamiento u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora siguiendo procedimiento normalizados internacionalmente. En caso de no hacerlo, el CNDC la fijará de acuerdo a curvas de capacidad estándar y considerará como disponible la potencia reactiva indicada por dicha curva.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

e) Zonas prohibidas de generación de potencia activa y reactiva

f) Consumos propios (consumos auxiliares)

g) Capacidad de arranque negro

h) Capacidad de Control Automático de Generación (AGC)

i) Rango de Regulación AGC

j) Velocidad o rampa de respuesta

k) Banda muerta

l) Tipo de control de unidad (por pulsos, por consignas)

m) Adicionales a estos datos, el CNDC proporcionará una lista con los requerimientos de los generadores o de las plantas a ser incorporadas al AGC

n) Para unidades generadoras térmicas:

n.1.) Tipos de combustible que puede consumir y condiciones de almacenamiento

n.2.) Restricciones de arranque y parada: Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincro-nismo y desde sincronismo hasta plena carga, tiempo mínimo entre arranque y parada. Tiempos para arranque en caliente.

n.3.) Velocidad de toma de carga: Rampa máxima de toma de carga y de reducción de carga

o) Para plantas hidroeléctricas:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

o.1.) Característica de los embalses

o.2.) Topología de la cuenca, vertimiento y derivación: planta aguas abajo para vertimiento, planta aguas abajo para turbinamiento, planta aguas abajo para filtración.

o.3.) Tipo (de embalse, compensador o regulador, de pasada, etc.);

o.4.) Cotas mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria).

o.5.) Curva de volumen embalsado

o.6.) Datos de evaporación y/o filtración, cuando corresponda

o.7.) Normas de operación que surgen de su Licencia.

o.8.) Estación hidrológica de caudales

o.9.) Registros históricos de afluencias

o.10.) Requerimientos aguas abajo que afectan su despacho

o.11.) Coeficiente de producción (MW/m3/s), de acuerdo al estado del embalse y/o erogación y coeficiente promedio

o.12.) Caudal turbinable, mínimo y máximo (m3/s), por unidad y por planta

p) Para Plantas Filo de Agua

p.1.) Suministrar información hidrológica sobre restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

p.2.) Velocidades mínimas y máximas operativas de las turbinas

p.3.) Norma de operación de la planta

p.4.) Las características de la turbina

p.5.) Factor de Planta

p.6.) Información del caudal de diseño mínimo y máximo de la turbina.

p.7.) Volumen útil de agua y características del embalse si aplica

q) Para Plantas Eólicas.

q.1) Característica de los Aerogeneradores.

q.2) Curva de duración de velocidad del viento por horas diarias (verano e invierno) en la zona de operación y sus registros.

q.3) Velocidades mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria).

q.4) Norma de operación de la planta.

q.5) Potencial eólico

q.4) Características de la fuente energética de apoyo (acumuladores. Motores de explosión o combustión interna, banco de compensación etc.)

q.5) Factor de Planta.

I.4. AGENTE CONSUMIDOR.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. El Agente suministrará su pronóstico de demanda para los meses restantes del año, y los dos años subsiguientes

a) Puntos de conexión a la red a través de los cuales retira energía;

b) Capacidad de sus instalaciones para el control de Tensión

c) Consumo de energía y potencia previstos en períodos mensuales, semanales y diarios, bajo diferentes hipótesis (más probable, alta y baja).

d) Características de las curvas de carga típicas: Residencial, industrial, bombeo, riego, etc.; Curva de Carga Típica por Circuito y Subestación.

e) Demanda de punta.

f) Posibilidades de demanda flexible

II. PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

1. Para la coordinación de los mantenimientos, los plazos para el suministro de información serán los indicados en el Anexo Técnico: “Mantenimientos”.

2. Salvo en lo que se refiere a mantenimientos, la información requerida para la Programación Anual deberá ser suministrada al CNDC por cada Agente a más tardar dos meses antes del comienzo del período anual a programar.

3. La información técnica para la Programación Semanal deberá ser suministrada por cada Agente al CNDC antes de las 10 horas del penúltimo día hábil de la semana anterior a la semana a programar.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

4. La información requerida para los predespachos diarios (energía, potencia y reserva fría) deberá ser suministrada por cada Agente al CNDC todos los días hábiles antes de las 08:00 horas. Para el caso que el día siguiente sea feriado o semilaborable, se deberá suministrar la información para cada día hasta el primer día hábil siguiente inclusive, según aplique.

5. A más tardar a las 18 horas de cada día, el CNDC deberá informar a los Agentes los resultados de los postdespachos del día anterior (energía, potencia y reserva fría). De ser el día anterior un día feriado o semilaborable, deberá suministrar también los resultados de todos los días anteriores hasta el último día hábil anterior inclusive.

6. El CNDC podrá modificar los plazos definidos en el presente Anexo, con la aprobación del Consejo de Operación. En dicho caso los plazos modificados deberán ser incorporados como adjuntos a los Anexos Técnicos de la Normativa de Operación e informados a todos los Agentes

III. PARA LA PROGRAMACIÓN ANUAL

III.1. AGENTE PRODUCTOR:

a) Para cada unidad y GGD

a.1.) Restricciones a su mínimo técnico y/o capacidad máxima de generación (MW)

a.2.) Indisponibilidad prevista

a.3.) Tasa de indisponibilidad forzada prevista

b) Para las plantas hidroeléctricas:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b.1.) Previsión de cota en el embalse al comienzo del período;

b.2.) Caudales afluentes a los embalses, en las últimas etapas del inicio de la programación de la operación, para considerar la condición hidrológica del sistema.

b.3) Pronósticos de afluencias naturales

b.4.) Normas de operación de embalses que surgen de la Licencia;

b.5.) Compromisos y restricciones aguas abajo que afectan su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc.).

c) Para Plantas Filo de Agua

c.1.) Suministrar información hidrológica sobre restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía.

c.2.) Velocidades mínimas y máximas operativas de las turbinas

c.3.) Norma de operación de la planta

c.4) Las características de la turbina c.5.) Factor de Planta

c.6.) Información del caudal de diseño mínimo y máximo de la turbina.

c.7.) Volumen útil de agua y características del embalse si aplica

d) Para unidades generadoras térmicas:

d.1.) Restricciones previstas a disponibilidad de combustibles

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

e) Para plantas geotérmicas:

e.1.) número de pozos;

e.2.) caudal de vapor.

e.3.) Factor de planta

f) Autoproductores y Cogeneradores:

f.1.) Rango de potencia que puede intercambiar.

f.2.) Los excedentes de energía previstos, y que se considerarán en el estudio como oferta al Mercado

g) Para Plantas Eólicas.

g.1) Característica de los Aerogeneradores.

g.2) Curva de duración de velocidad del viento por horas diarias (verano e invierno) en la zona de operación y sus registros.

g.3) Velocidades mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria).

g.4) Norma de operación de la planta. g.5) Potencial eólico

g.6) Características de la fuente energética de apoyo (acumuladores. Motores de explosión o combustión interna, banco de compensación etc.)

g.7) Factor de Planta.

III.2. AGENTE CONSUMIDOR.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. El Agente suministrará sus proyecciones para los meses restantes del año y estimaciones preliminares para los siguientes dos años.

a) Hipótesis consideradas para cada proyección de demanda y caso al que corresponden (demanda más probable, demanda alta, demanda baja);

b) Consumo de energía y potencia en períodos mensuales, semanales y diarios, bajo diferentes hipótesis, a nivel de conexión a la red.

c) Adiciones de Cargas, indicando fecha de ingreso, tipo, energía y potencia a demandar, curvas de cargas típicas.

d) Características de la Curva de carga típica: Residencial, industrial, bombeo, riego, etc.; Curva de Carga Típica por Circuito y subestación.

e) Demanda de punta

f) Para generadores no despachables, y que son propiedad de un Agente Consumidor, entregar restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía y toda la información según el tipo de planta que aplique. Proveer también cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados.

g) Para un Agente Autoproductor, los faltantes de energía previstos, y que se considerarán en el estudio como demanda

III.3. AGENTE TRANSMISOR:

a) Tasa de indisponibilidad forzada prevista para cada vinculo b) Programas de mantenimientos

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) En lo que se refiere a elementos pertenecientes a la Red de Transmisión Regional, deberá ajustarse a lo que indique la Reglamentación Regional y el EOR.

IV. PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL:

IV.1. AGENTE PRODUCTOR.

a) Para cada unidad y GGD.

a.1.) Potencia máxima disponible, indicando restricciones operativas e indisponibilidades previstas que afecten su máxima generación y/o limiten su despacho;

a.2.) Restricciones a su potencia mínima;

a.3.) Indisponibilidad prevista, programada y forzada

b) Para unidades generadoras térmicas:

b.1.) Restricciones previstas a disponibilidad de combustibles

c) Para las plantas hidroeléctricas:

c.1.) la cota inicial prevista de los embalses;

c.2.) Caudales afluentes registrados en la última semana.

c.3.) Pronósticos de afluentes, por lo menos para las siguientes dos semanas.

c.4.) Coeficiente de producción, de acuerdo al estado previsto en el embalse para la siguiente semana.

c.5.) Restricciones aguas abajo que afecten su despacho. d) Para

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Plantas Filo de Agua

d.1.) Suministrar información hidrológica sobre restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía.

d.2.) Velocidades mínimas y máximas operativas de las turbinas

d.3.) Norma de operación de la planta

d.4.) Las características de la turbina

d.5.) Factor de Planta

d.6.) Información del caudal de diseño mínimo y máximo de la turbina.

d.7.) Volumen útil de agua y características del embalse si aplica

e) Para plantas geotérmicas:

e.1.) número de pozos;

e.2.) caudal de vapor.

e.3.) Factor de planta

f) Para un Agente Autoproductor o Cogenerador, los excedentes de energía previstos, y que se considerarán en la programación como generación disponible para el Mercado

g) Para Plantas Eólicas.

g.1) Característica de los Aerogeneradores.

g.2) Curva de duración de velocidad del viento por horas diarias

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

(verano e invierno) en la zona de operación y sus registros.

g.3) Velocidades mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria).

g.4) Norma de operación de la planta.

g.5) Potencial eólico

g.6) Características de la fuente energética de apoyo (acumuladores. Motores de explosión o combustión interna, banco de compensación etc.)

g.7) Factor de Planta.

IV.2. AGENTE CONSUMIDOR.

a) previsiones de demanda de energía diaria;

b) curva de demanda horaria;

c) hipótesis consideradas

d) Para generadores no despachables y que son propiedad de un Agente Consumidor, entregar restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía y toda la información según el tipo de planta que aplique. Proveer también cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados.

e) Para un Agente Autoproductor, los faltantes de energía previstos, y que se considerarán para la programación como demanda

IV.3. AGENTE TRANSMISOR:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Indisponibilidades y restricciones previstas para cada vínculo y equipamiento (programa de mantenimiento). En lo que se refiere a elementos pertenecientes a la Red de Transmisión Regional RTR, deberá ajustarse a lo que indique la reglamentación regional y el EOR.

V. PARA EL PREDESPACHO

V.1. DATOS GENERALES

1. En el despacho el CNDC no programará paradas o arranques de una unidad cuya duración sea menor que una hora.

V.2. AGENTE PRODUCTOR.

a) Modificación en las restricciones operativas y/o indisponibilidades informadas en la Programación semanal.

b) Para unidades generadoras térmicas:

b.1.) Restricciones previstas a disponibilidad de combustibles

c) Para las plantas hidroeléctricas:

c.1.) la cota inicial prevista de los embalses;

c.2.) el volumen inicial previsto de los embalses

c.3.) pronósticos de caudales afluentes;

c.4.) Modificaciones en las restricciones aguas abajo que afectan su despacho informadas en la Programación Semanal.

d) Para plantas filo de agua (no despachables).

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

d.1.) Suministrar información hidrológica sobre restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía.

d.2.) Velocidades mínimas y máximas operativas de las turbinas
d.3.) Norma de operación de la planta

d.4.) Las características de la turbina

d.5.) Factor de Planta

d.6.) Información del caudal de diseño mínimo y máximo de la turbina.

d.7.) Volumen útil de agua y características del embalse si aplica

e) Para plantas geotérmicas:

e.1.) número de pozos;

e.2.) caudal de vapor.

e.3.) Factor de planta

f) Para un Agente Autoproductor, los faltantes de energía previstos, y que se considerarán en el estudio como demanda

g) Para un Agente Autoproductor o Cogenerador, generación que oferta al Mercado

h) Para Plantas Eólicas.

h.1) Característica de los Aerogeneradores.

h.2) Curva de duración de velocidad del viento por horas diarias

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

(verano e invierno) en la zona de operación y sus registros.

h.3) Velocidades mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria).

h.4) Norma de operación de la planta.

h.5) Potencial eólico

h.6) Características de la fuente energética de apoyo (acumuladores. Motores de explosión o combustión interna, banco de compensación etc.)

h.7) Factor de Planta.

V.3. AGENTE CONSUMIDOR.

a) curva de demanda horaria prevista

b) cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados.

c) Para un Agente Autoproductor, demanda que requiere del Mercado

d) Para generadores no despachables y que son propiedad de un Agente Consumidor, entregar restricciones o pronósticos de disponibilidad de la fuente de energía y toda la información según el tipo de planta que aplique. Proveer también cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados.

V.4. AGENTE TRANSMISOR:

a) Modificación en las restricciones y/o indisponibilidades

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

informadas en la Programación Semanal

b) En lo que se refiere a elementos pertenecientes a la Red de Transmisión Regional RTR, deberá ajustarse a lo que indique la reglamentación regional y el EOR.

VI. POST DESPACHO.

VI.1. INFORMACION A PUBLICAR

1. Dentro de los plazos establecidos para la publicación de la información del postdespacho, el CNDC debe enviar a los Agentes los resultados técnicos de la operación, indicando:

a) Generación realizada por GGD y por Agente del Mercado;

b) Demanda registrada, y en caso de demanda flexible reducción voluntaria realizada;

c) Condiciones de generación obligada, indicando el motivo y energía asignada.

d) Condiciones de vertimiento, de existir;

e) Racionamientos, de existir;

f) Intercambios en interconexiones internacionales;

g) Contingencias.

VI.2. PLAZOS PARA RECLAMOS

1. Dentro de las 48 horas hábiles posteriores a recibir o publicarse los resultados de un postdespacho, los Agentes podrán enviar sus reclamos al mismo.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

ANEXO TECNICO: SISTEMA DE MEDICIONES EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN

I. OBJETO

1. El presente Anexo describe las características del sistema de medición en tiempo real para la operación instalado en el CNDC. De modificarse el equipamiento y/o las características de las mediciones del mismo, se realizarán los ajustes necesarios a este Anexo para reflejar dichos cambios.

2. El presente Anexo identifica las responsabilidades de los Agentes Productores y Consumidores, la empresa de transmisores y el CNDC referido al sistema de medición en tiempo real.

II. GENERALIDADES.

1. El sistema de mediciones en tiempo real para la operación corresponde al Sistema SCADA.

2. Las mediciones para la operación en tiempo real deberán cumplir las normas y especificaciones que define este Anexo Técnico.

3. El Sistema de Operación en Tiempo real está compuesto por:

a) La estación maestra ubicada en el CNDC

b) las Unidades Terminales Remotas (RTU)

c) el sistema de comunicaciones necesario para vincular a las remotas con el CNDC

4. En todas las subestaciones troncales del Sistema Nacional de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Transmisión habrán terminales remotas (RTUs) compatibles en todo aspecto con la estación maestra instalada en el CNDC. El intercambio de datos o señales entre el CNDC y subestaciones o plantas con potencia bruta mayor de 10 MW deberá realizarse a través de una RTU localizada en dicho punto o, de ser autorizado por el CNDC, en otra localización. Estas RTUs estarán conectadas a la estación maestra por medio de un enlace de comunicaciones que deberá ser confiable, dedicado y redundante. Cada Agente será el responsable de proveer todos los equipos y servicios necesarios para el traslado de información hasta el CNDC.

5. Cada RTU tendrá la capacidad de interrogar los multimedidores utilizados en el Sistema de Mediciones Comerciales (SIMEC). Para lo cual deberá poseer los puertos y los protocolos de comunicación requeridos.

6. Las señales analógicas y digitales, así como los comandos a implementarse en dichas RTUs de manera referencial serán las que se indican en el presente Anexo. Las definitivas serán acordadas entre el Agente y el CNDC

7. Un Agente transmisor podrá requerir al CNDC que opere los interruptores de las subestaciones de su propiedad y/o de los variadores de taps de sus transformadores a través de las RTU.

III. SEÑALES ANALÓGICAS.

III.I MEDICIONES:

a) Potencia Activa y Reactiva trifásica a 4 hilos (3 corrientes, 3 tensiones y neutro), en cada elemento del Sistema de Generación (por unidad y por punto de entrega), Transmisión, Distribución y Grandes Consumidores conectados a Alta Tensión.

b) Voltaje, Frecuencia en el lado de alta del transformador

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

elevador.

c) Estaciones meteorológicas, se deben de suministrar como mínimo: velocidad del viento, humedad y temperatura.

I.1 RANGOS MÁXIMOS:

1. Para trasmitir las mediciones al CNDC por medio de equipos RTU se precisa adecuar las mismas a los rangos máximos recomendados, que serán los que indique o determine el CNDC en coordinación con el Agente, en el momento de la puesta en servicio:

a) Los TC y TP's para la medición de potencia activa y reactiva de las líneas de transmisión deben de localizarse después del seccionador de línea.

b) Para líneas en donde se requiera instalen equipos de sincronización, se deberá adicionar la medición de frecuencia y voltaje de línea.

2. Todos los transductores tendrán un rango de salida igual a:

a) Para mediciones bidireccionales: 4 - 20 mA

b) Para mediciones unidireccionales: 4 - 20 mA

IV SEÑALES DIGITALES

IV.1.1 Contactos de Doble polo:

a) Transmisión 230,138 y 69 kV

a.1.) Interruptores

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a.2.) Seccionadores de líneas

a.3.) Seccionadores de barra

a.4.) Seccionadores de By-pass

a.5.) Seccionador de puesta tierra

a.6.) Interruptores de alta y baja de transformadores de distribución.

IV.1.2 Contactos de Alarma:

a) Líneas de transmisión

a.1.) Breaker de tensión de mando

a.2.) Breaker de tensión de medición

a.3.) Equipo comunicaciones

a.4.) Protección distanciométrica inicio (arranque general).

a.5.) Protección distanciométrica disparo

a.6.) Indicaciones de fase y zona de operación de relees distancia

a.7.) Recerrador fuera de servicio

a.8.) Protección sobrecorriente (si no hay relee distancia)

a.9.) Anomalía interruptor (presión de hidráulico, aire, sf6)

a.10.) Protección diferencial de línea

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Transformadores

b.1.) Nivel y temperatura de aceite

b.2.) Anomalía interruptor (presión de hidráulico, aire, sf6)

b.3.) Protección sobrecorriente lado de alta y lado de baja

b.4.) Protección diferencial

b.5.) Protección buchholtz

b.6.) Posición de taps

b.7) Posición de rearme

c) Generales por Subestación

c.1.) Sincronización no efectuada

c.2.) Alimentación de corriente directa

c.3.) Alimentación servicio propio

c.4.) Cargador de Baterías

V. SEÑALES DE CONTROL

1. Capacidad de realizar comandos a los equipos relacionados a la RTU.

a) Generadores: para cada unidad habilitada para AGC:

a.1.) subir y bajar carga.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Interruptores y Seccionadores: Abrir y Cerrar.

c) Carga declarada a desconectar: Abrir y Cerrar.

d) Taps de autotransformadores de transmisión: Subir y Bajar

VI. LÍMITES DE RESPONSABILIDAD.

VI.1. AGENTES DEL MERCADO:

1. Cada Agente Productor tiene la responsabilidad de instalar en las plantas con potencia bruta mayor de 10 MW las correspondientes terminales remotas (RTUs). Opcionalmente, podrá proponer utilizar una RTU ubicada en otra instalación, haciéndose cargo de llevar el intercambio de señales y datos entre la planta y la RTU. El Agente deberá presentar la solicitud al CNDC, con la correspondiente descripción técnica. El CNDC deberá verificar la calidad y viabilidad técnica de la propuesta y deberá aprobarla salvo verificar inconvenientes que lo justifiquen.

2. Cada Agente Transmisor tiene la responsabilidad de instalar en las Subestaciones correspondientes las RTU necesarias para el traslado de las señales hacia el CNDC, de manera segura y confiable. Opcionalmente, podrá proponer utilizar una RTU ubicada en otra instalación haciéndose cargo de llevar el intercambio de señales y datos entre una Subestación y la RTU de otra.

3. El CNDC indicará a que valores se deben ajustar los rangos de medición, salida de transductores, como las borneras, alambrados, y todo otro aspecto requerido para configurar adecuadamente las señales a enviar a través de la RTU.

VI.2. LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

1. Cada Agente transmisor tiene la responsabilidad de instalar en

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

todas las subestaciones troncales del Sistema Nacional de Transmisión las correspondientes terminales remotas (RTUs).

2. La empresa de Transmisión tiene la responsabilidad del mantenimiento de las RTU y todo su equipamiento periférico y cableado.

VI.3. El CNDC.

1. El CNDC tiene la responsabilidad de la estación maestra del sistema SCADA, conforme las especificaciones del equipamiento existente.

VII. AMPLIACIONES.

1. Las ampliaciones serán llevadas a cabo por los responsables de las instalaciones en las que se lleven a cabo, conforme lo indicado en el punto anterior. Los costos de las ampliaciones serán a cargo de los que originaron la necesidad de ampliación.

2. El CNDC coordinara con el Agente el modo de realizar una ampliación.

3. Ninguna nueva conexión que requiera estar vinculada al SCADA puede entrar en servicio si no cuenta con todos los elementos de dicha conexión funcionando correctamente, a conformidad del CNDC

ANEXO TÉCNICO: MANTENIMIENTOS.

I. CRITERIO DE SEGURIDAD EN EL ABASTECIMIENTO

1. Para verificar el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de largo plazo, el CNDC realizará un estudio con características similares al de la programación anual considerando como

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

escenarios posibles:

a) Aleatorios de demanda, incluyendo la Condición de Demanda Media, demanda alta y demanda baja.

b) Aleatorios de hidrología, incluyendo condiciones extremas

c) Aleatorios de disponibilidad de generación y de Transmisión

d) Aleatorios de fuente de energía, incluyendo condiciones extremas.

II. PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO (PAM).

1. Antes de los 15 de Septiembre de cada año, cada Agente debe suministrar al CNDC sus solicitudes de Mantenimientos Mayores para los doce meses a partir del 1º de Enero del año siguiente y un preliminar de los requerimientos de mantenimiento para los siguientes doce meses del año subsiguiente.

2. La información debe ser suministrada en forma impresa y en formato electrónico de acuerdo al formato que establezca el CNDC.

3. Dentro de los plazos indicados, cada Agente deberá suministrar para cada mantenimiento mayor programado la siguiente información:

a) Identificación del Agente.

b) Identificación de los equipos que estarán indisponibles.

c) Tipo de mantenimiento y objetivos del trabajo a realizar. d) Fecha prevista de inicio y fin del mantenimiento.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

e) Estimación de la restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de Transmisión)

f) Las maniobras que deberá realizar el CNDC, para efectuar el trabajo. g) Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad

h) Si el mantenimiento involucra equipos de otro Agente, constancia de aprobación o visto bueno del otro Agente. En el caso de Agentes Transmisores, identificación de los distribuidores y usuarios, si los hubiere, que resultarán afectados.

i) Observaciones que a juicio del Agente, considere relevante y de interés.

4) Dentro de los mismos plazos, cada Agente Consumidor deberá suministrar los ajustes que considere necesarios a sus proyecciones de demanda informadas para la última Programación Anual.

5) Antes del 5 de Octubre, el CNDC publicará y enviará a cada Agente su propuesta del PAM (versión preliminar del PAM) en etapas semanales y mensuales. El CNDC incluirá como adjunto las modificaciones realizadas a las solicitudes y su justificación.

6) Antes del 5 de Noviembre de cada año, el CNDC publicará e informará a cada Agente el PAM autorizado.

III. SOLICITUD DE MANTENIMIENTOS MENORES.

1. Junto con la información para la programación semanal o con una anticipación no inferior a 4 días hábiles, el Agente suministrará por el medio y formato que se establezca una solicitud escrita de despeje al CNDC. Cuando la solicitud involucre instalaciones pertenecientes a la RTR, la solicitud debe cumplir con lo que

indique el RMER.

2. La solicitud deberá realizarse en el formato y medio que establezca el CNDC e incluir la siguiente información:

a) Identificación del Agente que solicita el mantenimiento.

b) Fecha y hora de inicio y fin del mantenimiento.

c) Tipo de mantenimiento y descripción del mantenimiento a efectuar.

d) Equipos que estarán indisponibles.

e) Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad.

f) Las maniobras que deberá realizar el CNDC, para efectuar el trabajo.

g) Estimación de la restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de Transmisión)

h) Si el mantenimiento involucra equipos de otro Agente, la aprobación de dicho Agente

i) En el caso de Agentes Transmisores, identificación de las distribuidoras y usuarios, si los hubiere, que resultarán afectados.

j) Nombre de la persona a cargo y firma del responsable del mantenimiento.

k) Observaciones que a juicio del Agente, considere relevante y de interés.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

3. El CNDC podrá requerir modificar el período de mantenimiento solicitado, para acordar un programa de mantenimiento que cumpla el Criterio de Seguridad en el Abastecimiento de corto plazo o, si el trabajo implica riesgo de disparos que provoquen desconexión de carga y/o la continuidad del servicio, sean programadas fuera de los períodos de mayor demanda.

4. El CNDC antes de 24 horas deberá informar al Agente la autorización o no de la solicitud de mantenimiento. Para las instalaciones pertenecientes a las RTR, según los plazos que indique el RMER

IV. DESPEJES.

1. La persona responsable identificada por el Agente en su solicitud deberá requerir al CNDC el inicio del mantenimiento.

2. Para ello, deberá informar al CNDC los bloqueos que utilizará en los equipos por criterios de seguridad.

3. El CNDC coordinará con el responsable la salida del o los equipos involucrados.

4. El CNDC sólo autorizará el comienzo del trabajo cuando el responsable le informe las medidas tomadas para asegurar que no pueda volver a energizarse, mediante algún medio que bloquee su operación.

5. Durante el mantenimiento sólo se podrán realizar los trabajos informados. En caso de ser necesario otros trabajos, deberán solicitarse una autorización para los mismos.

6. En caso que como resultado del mantenimiento se modifiquen alguno de los datos suministrados en la Información Técnica del Sistema, incluyendo los datos para estudios de redes, el Agente

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

deberá informarlo al CNDC suministrando la nueva información. La información podrá ser suministrada en forma verbal al CNDC y posteriormente deberá enviarla en formato electrónico en un tiempo máximo de veinticuatro horas después.

7. Si de dicha información o de la operación real luego de finalizado el mantenimiento, surge que las condiciones de respuesta y características de operación de el o los equipos involucrados son peores que las existentes previo al inicio del mantenimiento (tales como en un GGD reducción de su carga máxima o incremento de su carga mínima o una rampa de toma de carga más lenta, etc.), el período en mantenimiento será calificado como indisponibilidad forzada

8. Una vez finalizados los trabajos, la persona responsable identificada por el Agente en su solicitud de mantenimiento deberá requerir al CNDC poner el o los equipos nuevamente en operación o en disponibilidad según corresponda.

9. Para ello, se coordinará con el CNDC un procedimiento de verificación de la señalización de la posición de equipos, mediciones y alarmas del SCADA, sala de control y subestación, según corresponda. El equipo no será considerado por el CNDC como liberado para la operación hasta que se finalicen las pruebas y verificaciones que sean necesarias

ANEXO TÉCNICO: DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA I. OBJETO

1. El presente Anexo tiene como objeto definir los parámetros de desempeño mínimo en el Mercado Mayorista de Nicaragua para mantener los CCSDM, así como los estudios a realizar para modificarlos.

2. En lo relativo a los esquemas de desconexión, toda modificación

o eliminación de los esquemas vigente o el agregado de un nuevo esquema requerirá un estudio del CNDC que justifique dicho cambio, de acuerdo a los principios generales que define la Normativa de Operación y los criterios para estudios definidos en este Anexo.

II. VARIACIONES DE VOLTAJE.

1. En Condición de Operación Normal, el CNDC deberá tener como objetivo mantener el nivel de tensión dentro de un rango del +/- 5% del valor nominal.

2. En condición de emergencia, el parámetro para el CNDC será mantener el nivel de tensión dentro de un rango entre +/- 10% del valor nominal.

3. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente el voltaje de la red podrá desviarse del valor nominal +/- 20% durante un tiempo de 10 segundos. Deberá poder permanecer durante tres (3) minutos con una variación de la tensión entre el 10% y 20 % del valor nominal

III. VARIACIÓN DE FRECUENCIA

1. En Condición de Operación Normal, el CNDC deberá tener como objetivo mantener la frecuencia dentro de un rango entre 59.8 y 60.2
Hz.

2. En condición de emergencia, el parámetro para el CNDC será mantener la frecuencia dentro de un rango 59.4 y 60.6 Hz por tiempo indefinido.

3. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras,

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente la frecuencia podría sobrepasar 63.0 Hz y caer por debajo de 57.00 Hz, excepto para motores de mediana velocidad que deberán tener en cuenta en su diseño que. podrá sobrepasar 62.5 Hz y caer por debajo de 58.00 Hz. La unidad deberá poder mantener estos valores extremos no menos de 10 segundos.

4. Estos criterios de diseño serán de obligatorio cumplimiento para toda nueva unidad generadora que se quiera conectar al sistema. Las unidades existentes a la puesta en marcha del Mercado Mayorista deberán cumplir los requisitos de diseño que se les establecieron al momento de decidir su incorporación al sistema.

IV. RESERVA.

1. Los requerimientos de reserva para condición de operación normal son los siguientes:

a) Reserva rodante: 5% de la demanda momentánea.

b) Reserva bajo AGC: 2.5% de la demanda momentánea. El modo de control del AGC, será determinado en conjunto por el CNDC y el EOR.

c) Error de intercambio: 5 MW.

2. Los requerimientos de reserva para condición de operación en emergencia son los siguientes:

a) Sin reserva rodante.

b) Error de intercambio: 5 MW

V. EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Las unidades generadoras deberán permanecer sincronizadas al SIN ante la ocurrencia de los siguientes eventos:

a) Rangos de frecuencia:

a.1.) 59.8 - 60.2 por tiempo indefinido.

a.2.) 59.0 – 61.0 por 90 segundos.

a.3.) 58.5 – 62.0 por 30 segundos.

a.4.) 58.0 - 62.5 por 10 segundos.

b) Voltaje reducido en barra de alta:

b.1.) 0.3 pu por 0.175 segundos.

b.2.) 0.7 pu por 1.5 segundos.

2. Cualquier cortocircuito o falla en una línea de transmisión deberá ser liberado despejando solamente la línea afectada en un tiempo no mayor de 6 ciclos (Zona uno). Deberá haber tres niveles de respaldo en caso de fallas del equipo de protección de línea. Los tiempos de liberación de fallas de los niveles de respaldo serán:

a) 30 ciclos para el primer nivel de respaldo (Zona 2);

b) 120 ciclos para el tercer nivel de respaldo (sobrecorriente).

3. Los sistemas de protección deben de contar con equipos de respaldo que actúen para garantizar la integridad de los esquemas de protección y deben de estar coordinados adecuadamente con los equipos primarios de protección del Agente así como con los de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

otros Agentes cuando ello sea necesario. A su vez, los transformadores de corriente y potencial que alimentan estos equipos de respaldo deben ser independientes.

4. El CNDC requerirá para casos especiales, lo siguiente:

a) Los interruptores de las líneas deberán tener actuadores por polo independientes (mecanismos independientes) y dos bobinas de disparo por polo

b) El alambrado y los contactos de disparo deberán ser independientes para cada polo del interruptor de línea (si falla un relé auxiliar o el alambrado solo debiera afectar la apertura de uno de los polos)

c) El esquema de protección de barras de alta tensión de una planta de generación, debe ser adecuado para que ante una falla, si un polo del interruptor de línea no abre, ésta pueda ser liberada por el esquema de protección de respaldo y no dispare los generadores

d) Se debe implementar un esquema de protecciones de respaldo que actué con un tiempo máximo de liberación de la falla de 0.200 s.

5. El equipamiento de cada Agente debe tener un sistema de protecciones adecuado y coordinado para que no actúe ante una falla externa salvo que sea designado como protección de respaldo de dicha falla.

6. Todas las unidades generadoras deben contar con una protección que detecte la pérdida de la excitación y que inicie el proceso para su inmediata desconexión

VI. ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGAS.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

VI.1 CONDICIONES GENERALES.

1. Estos esquemas tienen por objeto la desconexión automática de carga para prevenir el colapso del sistema por caída de frecuencia o de voltaje.

2. Los esquemas de desconexión de carga serán, dentro de lo posible, rotativos

VI.2.ESQUEMA DE DESCONEXIÓN POR BAJA FRECUENCIA.

1. El esquema de desconexión por baja frecuencia utilizará relés de baja frecuencia, organizados en un esquema multietapas. Tanto la carga como el valor de frecuencia de cada etapa serán determinados por el CNDC de acuerdo a estudios al efecto. La primera etapa de desconexión y de las interconexiones internacionales será la que se defina a nivel del Mercado Eléctrico Regional y estará coordinada con el resto de los países interconectados.

2. La carga total inicialmente incluida en el esquema de desconexión por baja frecuencia corresponde al 60.1% de la carga del SIN.

3. El esquema de desconexión por baja frecuencia inicial consistirá de las siguientes ocho (8) etapas

Etapa I	59.30 Hz
Etapa II	59.10 Hz
Etapa III	59.00 Hz (Incluye en 58.90 Hz apertura de interconexiones internacionales)

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Etapa IV	58.80 Hz
Etapa V	58.60 Hz
Etapa VI	58.45 Hz
Etapa VII	58.20 Hz
Etapa VIII	57.90 Hz

4. Ante la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia y con el fin de no degradar más la frecuencia del sistema, los generadores despachable y no despachables no ejercerán acción manual o automática sobre sus equipos de generación

VI.3.ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

1. El esquema de desconexión por bajo voltaje estará organizado en un esquema multietapas. Tanto la carga como el valor de voltaje de cada etapa serán determinados por el CNDC de acuerdo a estudios al efecto.

2. El esquema que determinará el CNDC de acuerdo a los estudios requeridos deberá indicar:

a) Magnitud y ubicación de la carga a desconectar

b) Voltaje inicial de disparo.

c) Número de pasos o etapas del esquema.

d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo.

e) Velocidad de los interruptores de potencia.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

VI.4. ESQUEMAS DE DESCONEXION POR SOBRECARGA

1. Los Esquemas de Control Suplementario (ECS) tienen por objeto evitar sobrecargas y mantener en línea elementos de transmisión a través de disparo transferido de cargas

2. Los ECS que involucren elementos de la RTR, podrán ser propuestos por el CNDC y aprobados por el EOR

VII. ESQUEMAS DE DISPARO DE INTERCONEXIÓN.

VII.1. CONDICIONES GENERALES.

1. Estos esquemas tienen por objeto la desconexión automática de interconexiones internacionales para evitar que una perturbación en el sistema eléctrico de otro país lleve a la partición del sistema eléctrico de Nicaragua o a su colapso

VII.2. POR SOBREFRECUENCIA Y FLUJO MÁXIMO.

1. Estos esquemas estarán instalados en las subestaciones que vinculen a los sistemas del Norte y Sur y corresponden a desconexión por avalancha de potencia hacia Nicaragua.

2. Los requerimientos para su operación serán definidos por el CNDC y aprobados por el EOR.

3. El efecto del esquema es abrir los interruptores de las líneas de Etapa III 58.90 Hz apertura de interconexiones internacionales) interconexión Norte o Sur, según corresponda.

VIII. ESQUEMAS DE DISPARO DE GENERACIÓN.

VIII.1 CONDICIONES GENERALES.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Estos esquemas tienen por objeto la desconexión automática de generación para evitar sobrecargas en elementos de transmisión que conlleven a la participación o colapso del sistema. A nivel del Mercado Eléctrico Regional, los esquema de desconexión automática son propuestos por los OS/OM y aprobados por el EOR para realizar la coordinación si aplica con otros esquemas

VIII.2. POR DISPARO DE VÍNCULOS DE TRANSMISIÓN.

1. Ante el disparo de líneas importantes y que provoquen la sobrecarga de otras líneas, se producirá el disparo escalonado de generación. Por motivos de tecnología y tiempos de rearranque, el disparo se ubicará en donde corresponda. La lógica de operación es vigilar el flujo en el elemento de transmisión a proteger y al superar un valor límite actuará la desconexión automática de generación para evitar la sobrecarga.

IX. ARRANQUE EN NEGRO.

1. Los estudios de desempeño mínimo deberán determinar la cantidad y localización de arranques en negro requeridos. Se establecen tres localizaciones:

a) En Occidente;

b) En el Anillo de Managua;

c) En una planta hidroeléctrica

2. Para habilitar una unidad o planta para prestar el servicio de arranque en negro deberá suministrar la información y documentación que demuestra que cuenta con el equipamiento necesario. Asimismo, deberá tener la capacidad de arrancar en 10 minutos sin alimentación del sistema, alcanzar plena carga en 10 minutos más y mantener esta condición con permanencia no

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

menor a dos horas. De acuerdo al punto de conexión y de existir problemas de sobretensión, podrá ser necesario contar además con un reactor propio.

X. ESTUDIOS

1. Los estudios para modificar los parámetros y criterios de desempeño mínimo se deberán realizar teniendo en cuenta las premisas que se indican en el presente Anexo. Se podrá realizar un estudio particular, para un parámetro o criterio específico, o un estudio general que abarque el conjunto de todos los CCSDM.

2. El modelo de flujo de carga y estabilidad utilizado para los estudios deberá ser uno o ambos de los siguientes: PSS/E, DIgSILENT. Dichos modelos podrán en el futuro ser modificados por el CNDC por mejoras de modelos u otra condición que garantice que la calidad del nuevo modelo y el nivel de detalle que permite representar no sea menor que el de los modelos vigentes.

3. Se deberán modelar los elementos indicados en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema” para estudios de redes.

4. En caso de no contarse con información de un sistema interconectado, se modelará como generadores con inercia equivalente e impedancia despreciable.

5.Se modelarán escenarios de demanda probables y analizarán condiciones extremas, incluyendo hipótesis de demandas mínimas y máximas previstas.

6. Se analizarán las distintas condiciones posibles de generación e intercambio en interconexiones internacionales con el objeto de determinar la representación de estas variables a considerar como escenarios más críticos

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

7. Los estudios deberán modelar:

a) Características técnicas del equipamiento de la red de transmisión.

a.1.) Entre las características de la red a tener en cuenta en los estudios de desempeño mínimo se deberá incluir la actuación de protecciones por sobrecarga de autotransformadores ante una contingencia simple de generación.

b) Características técnicas de los equipos de generación, en particular la capacidad de suministrar potencia activa y reactiva de las unidades generadoras de acuerdo a los límites técnicos definidos por las curvas de capabilidad.

c) Las características activa y reactiva de la carga.

d) Las características de los equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva.

8. Los estudios deberán proponer los parámetros de desempeño mínimo y requisitos para que se cumplan las siguientes condiciones:

a) La desviación de la tensión en las barras del sistema de transmisión se mantenga dentro del rango definido en condiciones de operación normal, y dentro del rango definido para condición de emergencia ante una contingencia simple en los elementos que integran el sistema de transmisión. Los rangos correspondientes se definen en el punto: “Variaciones de Voltaje” de este Anexo.

b) La frecuencia se mantenga dentro del rango indicado para tiempo indefinido en el punto: “Equipos de Protección” del presente Anexo.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) Los puntos de conexión de la demanda a la red resulten con un factor potencia entre 0.85 atrasado y 0.90 adelantado

d) El SIN permanezca estable transitoria y dinámicamente ante cortocircuitos monofásicos y bifásicos en cualquier línea de transmisión con una duración máxima de 0.6 segundos.

XI. INCORPORACION AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) DE GENERACION EOLICA

La generación eólica debido a la fuente primaria (el viento), hace necesario que se establezcan ciertos parámetros o características para mitigar en cierto modo las variaciones que se puedan originar debido a las variaciones del viento. Los desarrolladores de los parque eólicos, deberán proporcionar al CNDC un modelo de pronóstico que permita con una mayor exactitud para determinar la velocidad del viento y la producción de energía asociada basado en un sistema de predicción meteorológica mundial y datos específicos del sitio donde se instalará el parque eólico

XI.1 CARACTERISTICAS PRINCIPALES REQUERIDAS DE LOS AEROGENERADORES

1. Deben soportar fallas que provoquen cero voltios en el punto de interconexión durante no menos de 0.200 segundos para fallas trifásicas, entre fases y entre fase y tierra sin dispararse.

2. Deben regular el voltaje de la barra de alta tensión en forma dinámica y tendrán un factor de potencia de 0.95 entregando o absorbiendo potencia reactiva. En caso de ser necesario y de acuerdo a los resultados del estudio de interconexión, se instalarán banco de capacitores si son requeridos.

3. En caso de emergencia o bajo condiciones especiales se debe poder reducir la generación en forma remota (SCADA)

4. Se debe poder limitar las rampas de subida de generación

5. Se deben poder integrar en la prestación del servicio de control automático de generación (AGC), según lo requiera la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

XI.2 ESTUDIOS Y OPERACIÓN DE LA GENERACION EOLICA

1. Para la incorporación de la generación eólica al SIN, el CNDC coordinara y suministrará los términos de referencia (TDR), las bases de datos y escenarios a ser considerados por los desarrolladores de los proyectos eólicos en el desarrollo de los estudios de impacto en la operación a la red

2. Si durante la operación en tiempo real el CNDC requiera reducir la generación eólica (para el cumplimiento de los CCSDM), primero deberá reducirse en los parques eólicos que tengan capacidad de regular en AGC, agotado esto, se reducirá la generación del resto de parques eólicos según el orden en que estos fueron incorporados al SIN, del más reciente al más antiguo.

ANEXO TÉCNICO: CONTROL DE TENSIÓN Y REACTIVO

I. DESPACHO Y OPERACIÓN.

1. El control se realizará despachando las reservas de reactivo de manera que se minimicen las pérdidas del SIN y se respeten los niveles de desempeño mínimo de voltajes indicados en el correspondiente Anexo Técnico.

2. Para el caso cuando alguna contingencia produzca niveles excesivamente bajos de voltajes en partes de la red y de existir un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, se procederá a disparar carga automáticamente utilizando relés de bajo voltaje. El

esquema de relés y los niveles de disparo serán establecidos acuerdo a estudios que el CNDC realice al efecto, de acuerdo a lo que define el Anexo Técnico: “Desempeño Mínimo”

II. REQUISITOS.

1. Una unidad generadora está obligada a aportar: en condición de operación normal hasta el 90% de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva, y hasta el 100% en la operación en emergencia.

2. El CNDC no podrá exigir un factor de potencia superior a 0.95 en un nodo de conexión de carga a la red.

ANEXO TÉCNICO: REGULACIÓN DE FRECUENCIA

I. REGULACIÓN PRIMARIA.

1. Los gobernadores de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:

a) Estatismo con valores entre 0% y 10%, cambiable bajo carga, con excepción de unidades térmicas con turbinas de vapor las cuales podrán requerir maquina parada para cambiar el estatismo.

b) Respuesta de tiempo igual a cinco (5) segundos para las máquinas hidráulicas y dos (2) segundos para el resto. Este tiempo se define como el requerido para que la variación de potencia llegue al 90% del valor final dada una variación tipo “step” en la referencia del gobernador.

c) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

2. Salvo las excepciones que se indican en el siguiente párrafo, todas las unidades generadoras que se encuentren sincronizadas

al SIN deberán estar libres de tomar o botar carga automáticamente por acción del gobernador ante variaciones de frecuencia en el SIN. En este régimen de operación las unidades podrán estar limitadas solamente por sus límites de operación

3. Se exceptúa de lo indicado en el párrafo anterior a las unidades térmicas con calderas que debido a sus constantes térmicas podrán tener límites menores que el límite de operación, debiendo informar al CNDC los límites adoptados ante cada condición de carga y la correspondiente justificación técnica.

4. El estatismo que cada generador seleccione para su gobernador estará dado por la cantidad de reserva que le corresponda aportar para la Regulación Primaria de Frecuencia, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico: “Reserva”.

5. Ninguna unidad podrá estar limitada por “debajo”, entendiéndose por esto que cada unidad deberá reducir carga de acuerdo al estatismo de sus gobernadores cuando la frecuencia suba arriba de 60.1 Hz

II. REGULACIÓN BAJO AGC (SECUNDARIA).

1. La Regulación bajo AGC (Secundaria) tiene como objetivo corregir el Error de Control de Área (ACE).

2. El ACE tiene dos componentes: Una dada por la desviación de frecuencia de su valor nominal de 60 Hz, y la otra dada por la desviación de la sumatoria de los flujos en las interconexiones internacionales comparados con la sumatoria de sus valores programados.

3. La Regulación bajo AGC (Secundaria) se realizará en condiciones normales a través del equipamiento que al efecto posea el CNDC por medio del programa AGC (Control Automático

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

de Generación).

4. El AGC utiliza la infraestructura del sistema SCADA para controlar directamente la potencia generada por las unidades generadoras habilitadas para ello y conectadas al AGC.

5. Todos los GGD habilitados para AGC tendrán una de dos interfases para recibir comandos desde el CNDC a través del SCADA:

a) Pulsos dados por contactos libres de potencial, a razón de 0.5 MW por pulso.

b) Consigna de referencia: Dependerá de las capabilidades del SCADA del CNDC.

6. Los límites de operación bajo AGC deberán ser informados por el Agente al CNDC, y podrán ser distintos a los límites de operación normales

ANEXO TÉCNICO: RESERVA I. CONDICIONES GENERALES.

1. El aporte máximo de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia de una unidad generadora es igual al aumento de la potencia generada que resultaría para dicha unidad si la frecuencia bajase a un valor de 59.5 Hz, teniendo en cuenta el estatismo de su gobernador y las limitaciones existentes en la unidad generadora.

2. El requerimiento de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia se considera responsabilidad de todas las unidades generadoras sincronizados al SIN de manera proporcional a su generación.

3. El requerimiento de reserva para AGC será cubierto en primer

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

lugar por unidades conectadas al sistema SCADA para control automático. La cantidad de reserva rodante de una unidad generadora disponible para AGC con control automático estará dada por el rango de potencia entre los límites de operación bajo AGC (o sea, límite superior e inferior) declarados por el Agente, de acuerdo a lo que establece el Anexo Técnico = “Regulación de Frecuencia”.

4. Salvo condiciones de emergencia en las que no se cuente con AGC, el CNDC en forma manual tratará de mantener el balance carga- generación y el intercambio en las interconexiones, para ello solicitara el incremento o reducción de generación en las unidades que se encuentren sincronizadas.

5. Para condiciones de emergencia donde la frecuencia cae por debajo del primer escalón del esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia, actuarán los correspondientes relés de desconexión.

ANEXO TÉCNICO: OPERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS Y EMERGENCIAS

I. CARACTERÍSTICAS.

1. Al momento de ocurrir una Contingencia, el CNDC debe determinar si el evento requiere ser declarado Condición de Alerta o Condición de Emergencia, de acuerdo a las consecuencias en la seguridad y continuidad del suministro de energía eléctrica, y lo comunicará a los Agentes vía Radiofrecuencia.

2. En Condición de Alerta, el CNDC informará de inmediato al Ente Operador Regional responsable de la coordinación operativa y comercial de cada interconexión internacional, y lo mantendrá informados de las maniobras que realiza durante el restablecimiento del sistema.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

II. CONDICION DE EMERGENCIA.

1. Al entrar en Condición de Emergencia, todos los Agentes permanecen listos para seguir las instrucciones del CNDC.

2. El CNDC tomará el control de todos los equipos de comunicación y de operación que sean necesarios para hacer frente a la Contingencia.

3. El CNDC deberá restablecer la seguridad del sistema de transmisión utilizando los recursos de los Agentes que estén a su disposición en ese momento, pudiendo para ello apartarse de los programas de generación y demanda resultantes del despacho económico vigente antes de la contingencia.

4. Cada Generador debe informar inmediatamente al CNDC cada Unidad Generadora que salga de operación y de sincronismo durante la Contingencia y además quede en condición de indisponibilidad. El CNDC tendrá en cuenta esta información al tomar las medidas necesarias para restablecer el Sistema.

5. Las Unidades Generadoras que durante la Contingencia quedan disponibles para el Sistema y están asignadas para prestar el servicio auxiliar de arranque en negro, deben iniciar de inmediato y de forma autónoma las operaciones necesarias para poder sincronizar dichas Unidades al Sistema y deben informar al CNDC el momento en que se encuentran listos para sincronizar. En caso de fallas en el arranque en negro asignado, se deberá comunicar al CNDC. El CNDC es el responsable de tomar la decisión del momento en que se podrá sincronizar al Sistema y le informará la Potencia que deberá generar al entrar.

6. Las Unidades Generadoras que durante la Contingencia continúen sincronizadas pero en islas, deben informar de inmediato al CNDC para que éste tome las medidas necesarias en el proceso

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

de restablecimiento del Sistema

7. El personal de Subestaciones donde no existe supervisión SCADA, de sus equipos de control y protección, debe informar al CNDC por los medios disponibles los equipos que hayan operado durante la Contingencia. Luego, deberán esperar las instrucciones del CNDC para la normalización y conexión a la red.

8. Si el CNDC considera que una maniobra requerida por un Agente no es correcta, no autorizará dicha maniobra e informará al Agente de su decisión, la que prevalece.

9. Una Contingencia se considera terminada cuando el CNDC restablece la operación del Sistema Interconectado Nacional con los niveles establecidos de calidad y sin sobrecargas en los equipos.

10. Cuando una Unidad Generadora queda indisponible y no se puede cumplir con la Demanda en ese momento, el CNDC podrá recurrir al mercado eléctrico regional para acordar una transacción de energía de emergencia de acuerdo a su disponibilidad y condiciones que establezcan el RMER. La liquidación de esta energía de emergencia será distribuida entre todos los Agentes que realicen extracciones.

11. Restablecida la operación del SIN y después de ocurrido de una contingencia, todos los Agentes afectados deberán suministrar por medio digital, las operaciones de los equipos de protecciones que actuaron dentro de sus instalaciones y equipos.

III. INFORME DE CONTINGENCIA.

1. El CNDC deberá elaborar un reporte de Contingencia donde se describan las acciones realizadas bajo su responsabilidad y las ejecutadas por los Agentes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

2. Dicho Informe deberá incluir:

a) Fecha y hora de inicio y finalización de la Contingencia.
b) Localización.
c) Agentes involucrados.

d) Descripción de la contingencia, incluyendo el relatorio de las acciones ejecutadas.

e) Energía dejada de servir y su duración.

f) Secuencia de los eventos durante la Contingencia, incluyendo las acciones de restablecimiento en Generación, Transmisión y Distribución.

3. El CNDC podrá realizar estudios de la red para determinar el origen y/o posibles causas de la contingencia con el objeto de elaborar conclusiones y/o determinar la necesidad de medidas preventivas para el futuro

4. El CNDC debe enviar la versión preliminar del informe de contingencias a los Agentes involucrados y o afectados, quienes cuentan con un plazo de dos (2) días hábiles para entregar sus observaciones. En base a las observaciones recibidas, el CNDC elaborará la versión final del Informe de Contingencia que presentará al Consejo de Operación, incluyendo como adjunto las observaciones presentadas por los Agentes que no fueron tenidas en cuenta y el motivo

ANEXO TECNICO: OPTIMIZACIÓN Y PROGRAMACIÓN I. OBJETO

1. El presente Anexo establece los pasos a realizar y los datos a utilizar para realizar la optimización de embalses y cálculo del valor

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

del agua, y las programaciones y el despacho definidos por la Normativa de Operación.

II. DATOS A UTILIZAR. II.1. BASES DE DATOS.

1. Las programaciones se realizarán utilizando las bases de datos que organice el CNDC con la información suministrada por los Agentes y las modificaciones realizadas a dicha información ante condición de datos a verificar.

II.2. ESCENARIOS A CONSIDERAR.

1. Se entiende por escenario a una condición de las variables aleatorias (hidrología, disponibilidad, demanda, viento, sol, biomasa, geotérmicas, etc.) que representa una hipótesis de cálculo (por ejemplo, hipótesis de demanda media, hipótesis hidrología seca, etc.)

2. En los estudios a realizar para la Programación Anual y la Programación Semanal se deberán incluir para la variable hidráulica suficientes escenarios como para que el resultado sea representativo de las hidrologías probables.

a) De no existir pronósticos, se utilizará la serie de caudales que resulta de la información hidrológica histórica. Esta serie formará parte de la Base de Datos del modelo. Con esta información histórica, el modelo generará series sintéticas de caudales, que corresponderán a los escenarios de hidrología a utilizar. Inicialmente, se utilizarán como mínimo 25 series.

b) Bajo condiciones de hidrología seca y/o húmedas, el CNDC utilizara las sensibilidades que representen estás condiciones climáticas, evaluando los resultados a fin de que se ajusten a las condiciones reales.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) De contar con pronósticos de aportes, ya sean determinísticos o estocásticos, se utilizarán para determinar los escenarios de hidrología a considerar

3. La Programación Anual se determinará con los siguientes escenarios:

a) Escenario de demanda media. El CNDC podrá incluir adicionalmente un análisis de sensibilidad para la condición de demanda alta y de demanda baja

b) Opcionalmente, se podrán incluir escenarios de variación en los precios de combustibles.

4. La Programación Semanal se determinará para el escenario de demanda media.

II.3. GENERACIÓN.

1. Se incluirán los costos variables vigentes.

2. Se dará prioridad al despacho de las unidades de generación a base de fuentes renovables con capacidades superiores a 60 MW (Ley 746), siempre y cuando se cumpla con los CCSDM.

3. Se tendrá en cuenta los mantenimientos e indisponibilidades previstos. Cada mantenimiento o indisponibilidad se podrá presentar de dos maneras:

a) Definiendo la capacidad de generación que queda disponible al realizar el mantenimiento;

b) Definiendo la capacidad de generación que se debe descontar al realizar el mantenimiento.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

4. Cada tipo de mantenimiento o indisponibilidad se podrá expresar en:

a) Número de unidades;

b) Porcentaje (%) de la capacidad máxima de generación.

II.4 DEMANDA.

1. La demanda de cada Agente se representará en bloques de energía. Cada bloque se define con un par de valores: duración en horas, demanda en GWh.

2. La demanda se modelará en cinco (5) bloques por etapa semanal o mensual, a criterio del CNDC.

II.5 RED DE TRANSMISIÓN

1. Se modelará la red con el nivel de detalle que sea necesario y se tendrá en cuenta sus pérdidas.

2. Se identificará cada barra mediante:

a) Nombre

b) Carga conectada

c) Generación conectada

3. Se identifica cada circuito (línea de Transmisión o transformador) mediante:

a) Nombre

b) Parámetros eléctricos: resistencia, Reactancia

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) Límites de flujo de potencia en condición normal y en emergencia.

II.6 RESTRICCIONES

1. Se incluirán las restricciones a la máxima capacidad transmisible de las líneas y de generación obligada por criterios de calidad y seguridad cuyo impacto puedan afectar los resultados de manera significativa.

III. OPTIMIZACIÓN DE EMBALSES Y SIMULACIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO.

III.1 CRITERIOS GENERALES.

1. La optimización de los embalses y programación de mediano y largo plazo de la operación se realizará con el modelo de optimización y simulación de mediano y largo plazo vigente y la información organizada en la Base de Datos de dicho modelo.

2. Se realizará en dos fases: Una primera fase de optimización de embalses, y una segunda fase de simulación.

3. En la Programación Anual se obtendrá una previsión de la optimización y programación a realizar, con los datos e hipótesis disponibles a la fecha en que se realiza.

4. En la Programación Semanal se obtendrá el valor del agua y energía prevista generar en cada embalse para la semana de análisis, con los datos e hipótesis disponibles a la fecha en que se realiza.

III.2 DATOS BÁSICOS.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Se define la siguiente información económica a utilizar en el análisis:

a) Tasa de descuento: La tasa definida en el régimen tarifario.
b) Costo de la energía no suministrada: Costo de Racionamiento definido por INE, resulta 420 US$/MWh.

c) Penalización por vertimientos: 100 US$/$Hm^3$

2. De acuerdo a los resultados que produzca el modelo y su ajuste a las condiciones del sistema de Nicaragua, los Generadores hidroeléctricos o el CNDC podrán proponer modificar el valor a utilizar como penalización por vertimiento. Dicho pedido deberá estar acompañado de un estudio que justifica que de dicho cambio resulta una operación más económica de los embalses.

III.3. FASE DE OPTIMIZACIÓN Y FASE DE SIMULACIÓN.

1. En la fase de optimización de embalses, con el modelo se determinará la política operativa de los embalses que minimice el costo total esperado de operación del sistema, suma del costo variable de generación más costos por energía no abastecida más penalizaciones por vertimientos.

2. La fase de optimización de embalses se realizará considerando:

a) un horizonte de estudio no menor que dos años calendarios;

b) una etapa de cálculo de una semana calendario;

c) condiciones representativas de la demanda prevista;

d) condiciones representativas de la aleatoriedad prevista de los caudales afluentes;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

e) condiciones representativas de la disponibilidad esperada de las unidades generadoras y sus costos variables;

f) condiciones representativas de los intercambios esperados en las interconexiones internacionales.

3. Como resultado de la fase de optimización de embalses se determinará para cada etapa de cálculo el costo futuro de reemplazo asociado a los diferentes volúmenes terminales en cada embalse (valor del agua semanal en cada embalse).

4. La fase de simulación se realizará considerando:

a) los resultados de la fase de optimización de embalses;

b) un horizonte de estudio igual al período a analizar;

c) una etapa de cálculo de una semana;

d) los escenarios definidos (especialmente hidrologías);

e) las restricciones operativas del sistema que puedan tener un impacto representativo en los resultados

5) Como resultado de la etapa de simulación se obtendrá del modelo la generación prevista en cada GGD, en particular para cada planta hidroeléctrica, y se calcularás los precios previstos de la energía en el Mercado de Ocasión.

III.4 RESULTADOS DEL MODELO DE MEDIANO Y LARGO PLAZO.

1. Como resultado del modelo se deberá obtener e informar a los Agentes del Mercado los siguientes resultados:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) El balance de oferta y demanda del sistema, esto incluye el programa de generación, pérdidas de energía, la energía no suministrada y la demanda del sistema.

b) El costo de operación del sistema, que incluye el consumo de combustibles, las compras de energía a nivel de MER (contratos firmes) y el costo de la energía no suministrada.

c) Para la Programación Semanal, el valor del agua y generación en cada embalse.

2. Se podrá obtener adicionalmente las siguientes planillas de salidas:

a) Información ingresada como dato

b) Duración de los bloques de demanda

c) Indicador de violación a caudales mínimos

d) Indicador de déficit:
d.1.) por sistema
d.2.) total y por barra

e) Costo operativo térmico
f) Flujo en los circuitos
g) Exportación e importación por área eléctrica (contratos firmes)

h) Evolución de cota y volumen en los embalses
i) Consumo de combustible
j) Resultado por planta hidroeléctrica
j.1.) Generación
j.2.) Caudal vertido
j.3.) Energía almacenada
j.4.) Caudal turbinado

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

k) Generación térmica

l) Costo marginal:
1.1 por barra
1.2 de circuito
1.3 de demanda
1.4 de consumo de combustibles
1.5 del embalse
1.6 térmico
1.7 de turbinamiento
1.8 demanda nodo único

m) Valor marginal del agua
n) Límite de flujo en circuitos
o) Costo de arranque
p) Energía afluente
q) Generación hidroeléctrica nodo único
r) Generación térmica nodo único
s) Demanda por Costo Marginal demanda - nodo único
t) Demanda por Costo Marginal demanda -multinodal
u) Factor de producción
v) Pérdidas en circuitos
w) Costo de oportunidad generación hidroeléctrica

IV. MODELOS DE DESPACHO ECONÓMICO. IV.1. MODELOS.

1. El CNDC utilizará los siguientes modelos:

-Modelo de despacho de corto plazo: Nuevo Corto Plazo (NCP) para realizar el despacho diario.

-Modelo de mediano y largo plazo Stochastic Dual Dinamic Programming (SDDP).

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

2. Para la Programación Semanal el CNDC utilizará el modelo de mediano y largo plazo para determinar la optimización semanal del agua. De ello obtendrá el valor del agua semanal de cada embalse y los paquetes de energía a producir en cada planta hidroeléctrica. La asignación de dicha energía para los distintos tipos de días de la semana se realizará con el modelo de despacho diario.

3. El CNDC utilizara el modelo de despacho diario “Nuevo Corto Plazo (NCP)” adaptado y pasará a utilizarlo como modelo para la optimización diaria.

IV.2. REQUISITOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS.

1. El CNDC realizará la programación semanal, el predespacho y el redespacho diario mediante modelos de despacho económico.

2. El modelo para la programación semanal deberá minimizar el costo variable de operación de la semana.

3. El modelo de despacho diario asignará el despacho de las unidades generadoras conforme orden creciente de costos variables de operación, incluyendo los escalones de Racionamiento, dando prioridad a los CCSDM teniendo en cuenta restricciones y la optimización del Arranque y Parada de unidades. El objetivo es minimizar el costo total de la operación del sistema, suma del costo variable térmico más el costo de la energía asignada a las Unidades Racionamiento

4. El modelo deberá asignar el uso de los recursos de generación para cubrir el abastecimiento de la demanda teniendo en cuenta las características y topología de la red eléctrica tales como las pérdidas y las restricciones de transmisión, los, CCSDM las restricciones operativas de las Unidades Generadoras y la optimización del Arranque y Parada (“unit commitment’).

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

5. La función objetivo a minimizar es el costo variable de operación total del período, dentro de las restricciones vigentes. Dicho costo se calculará teniendo en cuenta

a) El costo de generación térmica, dado por el consumo de combustibles (por arranque y parada, por mantener en caliente y por generar), y los costos variables de operación y mantenimiento.

b) El costo de la generación hidroeléctrica a través del Valor del Agua de las plantas hidroeléctricas.

c) Los costos de racionamiento forzado a través de los escalones de Racionamiento.

d) El costo de la generación de Autoproductores y Cogeneradores, teniendo en cuenta los precios de compra.

e) Los costos de importación de ocasión, teniendo en cuenta el precio ofertado.

6) Se modelará la red de transmisión con el nivel de detalle necesario para representar las pérdidas y las restricciones que afectan el despacho y la operación del sistema.

7) El modelo permitirá considerar restricciones de generación obligada.

8) El modelo mantendrá los flujos en las líneas dentro de los límites establecidos, que se le ingresarán como dato, e identificará las condiciones de saturación de la red.

9) El modelo determinará el “unit commitment” de los GGD

V. PROGRAMACIÓN SEMANAL.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

V.1. CRITERIOS GENERALES

1. La Programación Semanal se realizará utilizando el mismo modelo que para la Programación Anual, pero con una representación de mayor detalle que la utilizada en la Programación Anual y actualizando los datos a utilizar y la optimización.

2. De acuerdo a la disponibilidad de agua (estado de los embalses y escenarios de afluencias) y el costo futuro de reemplazo del agua que resulta de la optimización, se obtiene del modelo de simulación la energía hidroeléctrica semanal prevista y el despacho previsto de las unidades generadoras dentro de los CCSDM.

3. Como resultado se obtendrá para cada día de la semana y por hora o bloques horarios las siguientes previsiones:

a) El balance de oferta y demanda del sistema, teniendo en cuenta pérdidas de energía.

b) la energía hidroeléctrica;

c) generación por GGD;

d) abastecimiento de demanda;

e) racionamientos;

f) vertimientos;

g) intercambios en interconexiones internacionales (contratos firmes). h) El costo variable total de operación.

i) Precios previstos para la energía

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

4. Si durante la semana se modifican las hipótesis consideradas de forma tal que afectan el valor del agua y la optimización del agua, el CNDC realizará una reprogramación semanal para recalcular el valor del agua, ajustar la energía hidroeléctrica asignada a la semana y mantener la optimización del uso del recurso hidroeléctrico.

V.2. VALOR DEL AGUA

1. El CNDC calculará junto con la Programación Semanal el valor del agua de cada embalse para la siguiente semana.

V.2.2. DEMANDA:

1. Para la Programación Anual, se utilizarán como forma de demandas típicas semanales por barra en la Base de Datos del SDDP, obtenida a partir de datos históricos registrados con el SCADA. Estas demandas típicas se modificarán cuando se cuente con información adicional suministrada por los Agentes Consumidores y/o estimaciones realizadas a partir de nuevos registros del SCADA o SIMEC.

2. Para la Programación Semanal se utilizarán la Base de Datos de la Programación Anual ajustando los datos de demanda para tener en cuenta la demanda prevista que surge de la información suministrada por los Agentes en la Programación Semanal y verificación del CNDC, así como otros ajustes que resulten necesarios de verificarse que se están presentando desvíos significativos respecto de la demanda utilizadas en la Programación Anual.

V.2.3. DISPONIBILIDAD:

1. Se incluirán el programa de mantenimiento anual previstos, con paso semanal, con los ajustes vigentes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

2. Para las unidades en operación con por lo menos 6 meses, se tendrá en cuenta tasa de indisponibilidad forzada representativa. Esta se calculará con la histórica del año anterior salvo que exista un motivo que justifique un tratamiento distinto

a) Si las condiciones reales registradas en la operación reflejan diferencias respecto de la indisponibilidad forzada histórica y es probable que esta condición se mantenga, se utilizará la indisponibilidad forzada que se viene registrando en la operación.

b) Si está previsto la entrada de una unidad generadora luego de un mantenimiento para mejorar su disponibilidad, se podrá ajustar la indisponibilidad forzada luego de la finalización de dicho mantenimiento.

c) Si ha sucedido un evento que incrementa el riesgo de disparo de una unidad, se incrementará

3. Para unidades nuevas o con menos de 6 meses desde su entrada en servicio se utilizará valores standard para el tipo de tecnología.

V.2.4 COSTOS VARIABLES:

1. Los costos variables serán los suministrados en la Programación Semanal y se utilizarán para todas las semanas del período de análisis. Opcionalmente, ante cambios bruscos y significativos en los mercados combustibles, el CNDC podrá realizar un análisis de variación de los precios de combustibles para evaluar su posible impacto y decidir el precio a utilizar para el cálculo del valor del agua.

V.2.5 HIDROLOGÍA:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Con la información de pronósticos y previsiones hidrológicas que disponga el Generador, se acordará con el CNDC el escenario de hidrología a utilizar.

2. En caso de no existir previsiones, se utilizará toda la serie histórica incluida en la Base de Datos del SDDP.

V.2.6 MODELADO DE LAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS:

1. Se utilizará el modelado SDDP.

2. De considerar un modelado mejor, Agente lo presenta y se acuerda.

V.2.7 NIVEL INICIAL:

1. El Agente Generador informará el nivel previsto en el embalse

VI. DESPACHO DIARIO.

1. Mediante el modelo de despacho diario, se asignará el programa de carga de las unidades generadoras

2. Se realiza con el modelo el predespacho con etapas de una hora, en un horizonte diario, que reparte la energía hidroeléctrica asignada para ese día en la programación semanal vigente de forma tal de minimizar el costo total de operación y racionamiento. En este proceso de asignación, de la energía hidroeléctrica despachada podrá diferir hasta un 10% de la asignada en la programación semanal.

3. Este predespacho considerará información de más detalle, que la utilizada en la programación semanal.

4. Como resultado se obtendrá para cada hora del día:.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) El balance de oferta y demanda del sistema

b) pérdidas previstas.

c) la energía hidroeléctrica;

d) programas de generación por GGD;

e) programas de abastecimiento de demanda;

f) programas de racionamientos;

g) vertimientos previstos;

h) Transacciones del MER.

i) costo operativo variable total de operación.

j) Precios horarios previstos para la energía

5. Si durante el día se modifican significativamente las hipótesis consideradas en el predespacho, el CNDC realizará un redespacho con características similares al predespacho

ANEXO TECNICO: DISPONIBILIDAD

I. OBJETO.

1. El objeto del presente Anexo es establecer las metodologías mediante las cuales el CNDC verificará y determinará la disponibilidad de las unidades generadoras.

II. DISPONIBILIDAD Y REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

1. El ingreso neto por potencia que reciba un Generador

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

dependerá de las remuneraciones que resulten de sus contratos y el cumplimiento de los compromisos de disponibilidad asociados, más las compras y ventas de potencia que realice en el Mercado de Ocasión en función de su disponibilidad.

2. La disponibilidad horaria se calculará como la potencia efectiva neta menos la suma de la indisponibilidad programada y la indisponibilidad forzada, incluyendo limitaciones propias del GGD tales como restricciones a la máxima potencia generable y disponibilidad de combustibles. No incluirán restricciones de transmisión, salvo para equipamientos de conexión y transmisión que pertenecen al Generador para conectarse al SIN en cuyo caso también se descontarán el efecto de estas restricciones.

III. VERIFICACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD

1. El CNDC tiene la responsabilidad de realizar el seguimiento y determinar la disponibilidad real de cada GGD para poder administrar sus transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión.

2. Cada Agente del Mercado tiene la obligación de informar al CNDC toda indisponibilidad, ya sea programada o forzada, de sus unidades generadoras así como toda limitación que afecte su capacidad máxima generable.

3. El cálculo de la disponibilidad la realizará el CNDC en base a la información suministrada por los Generadores, los resultados de la operación real y verificaciones propias de disponibilidad, en particular cuando la unidad generadora o planta no está generando. Para ello, el CNDC podrá requerir sin preaviso arranques de unidades o, de estar generando, incrementar la carga programada para verificar su disponibilidad máxima. Asimismo podrá controlar los registros propios de la planta en cuanto a horas de marcha, limitaciones e indisponibilidad, inconvenientes y

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

trabajos realizados, para verificar si la disponibilidad real se corresponde con la informada por el correspondiente Generador.

4. En el caso que el CNDC verifique una disponibilidad menor que la informada por el Generador, se considerará que la disponibilidad verificada está vigente desde la última vez en que el GGD se puso en marcha y/o entregó una potencia mayor o igual que la disponibilidad verificada, salvo que este período resulte mayor que treinta días en cuyo caso la disponibilidad se considerará como de treinta días.

5. En caso de verificar el CNDC una disponibilidad menor, la disponibilidad se mantendrá reducida hasta que el Agente Productor presente un informe que detalle el modo en que resolvió el problema y demuestre ya sea generando o mediante un nuevo ensayo, con la supervisión de personal designado por el CNDC, que puede alcanzar una potencia mayor. La nueva disponibilidad a utilizar será la que resulte de dicha generación o ensayo.

IV. DISPONIBILIDAD DIARIA

1. Al finalizar cada día, para cada GGD el CNDC determinará la disponibilidad diaria como el promedio de la disponibilidad diaria en el período de máxima demanda considerado para las transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión.

Si más tarde el CNDC verifica una disponibilidad menor que la informada por el Generador y debe modificar la disponibilidad de un día cuyas transacciones de potencia ya fueron liquidadas, el CNDC deberá calcular la reliquidación de las transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión que resulta de esta modificación e incluirla en la liquidación del mes en que se verificó la diferencia

ANEXO COMERCIAL: INFORMACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

I. DATOS BASICOS
I.1. INGRESO COMO AGENTE

1. Para ingresar como agente, se deberá suministrar la siguiente información comercial al CNDC, con la anticipación que se indica en la Normativa de Operación para presentar la solicitud de ingreso al Mercado.

a) Identificación de la empresa: nombre, domicilio legal, y nombre y apellido de su representante legal.

b) Identificación de las garantías bancarias para el Mercado de Ocasión local y el MER.

c) Identificación de la cuenta bancaria requerida para las transacciones económicas del mercado, en el Banco designado para ello por el CNDC.

d) Para cada unidad generadora térmica, y para cada GGD térmico que se acuerde con el CNDC, los datos para costos variables. Estos datos se deben ajustar a lo que establece el Anexo Comercial: "Costos Variables y Costos de Arranque Térmicos".

d.1) Costo variable de operación y mantenimiento, expresado en unidad monetaria por hora.

d.2) Costos de arranque, en frío y en caliente, expresado en unidad de combustible por arranque. Si el GGD corresponde a un agrupamiento de unidades, el costo debe corresponder al arranque y parada de una unidad.

d.3) Costo de mantener en caliente, expresado en unidad de combustible por hora. Si el GGD corresponde a un agrupamiento de unidades, el costo debe corresponder a mantener en caliente

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

una unidad.

d.4) Curva de rendimiento (o curva heat rate) en diferentes niveles de carga por GGD, expresada en unidad de combustibles por MW neto. Se deberá incluir por lo menos el valor para carga mínima y carga máxima. Si el GGD corresponde a un agrupamiento de unidades, se deberá indicar el consumo correspondiente a cada carga en que se modifica el número de unidades generando

d.5) Precios previstos de combustibles.

1.2 La información deberá ser entregada al CNDC, en medio magnético e impreso.

1.3 El agente deberá informar al CNDC cada vez que se modifican los datos básicos comerciales. Los datos de costos térmicos se podrán modificar con la periodicidad y en las condiciones que se indica en el Anexo Comercial: “Costos Variables y Costos de Arranque Térmicos”.

II. INFORMACIÓN COMERCIAL DE OTROS PAÍSES.

1. Las ofertas al Mercado de Ocasión provenientes de otros países sólo podrán ser realizadas a través del organismo responsable de la administración del mercado de oportunidad y el EOR

2. Los procedimientos de detalle para la coordinación de la operación del mercado ocasión se incluyen en el Anexo Comercial: “Administración de las Importaciones y Exportaciones”.

III. PLAZOS

III.1. PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN.

1. La información comercial para la Programación Anual,

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Programación Semanal y despacho diario deberá ser suministrada por cada Agente al CNDC dentro de los mismos plazos para el suministro de la información técnica a para la correspondiente programación o despacho, de acuerdo a lo que se indica en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”.

2. Dentro de los plazos para el envío del postdespacho de acuerdo a lo que se indica en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema”, el CNDC deberá publicar a los agentes los correspondientes resultados comerciales de los días anteriores hasta el último día hábil anterior.

III.2. PLAZOS PARA RECLAMOS

1. Los Agentes sólo podrán presentar reclamos a los resultados comerciales de un día dentro de las 48 horas hábiles posteriores de ser publicados los resultados comerciales de los post despachos del correspondiente día. Cumplido el precitado plazo no se aceptarán reclamos y los Agentes no deberán de presentarlos como parte de un reclamo al DTE correspondiente.

IV. INFORMACIÓN BÁSICA DEL MERCADO DE CONTRATOS

1. Junto con la solicitud de autorización, el Agente debe suministrar la información que se indica en la Normativa de Operación en medio impreso y copia electrónica.

V. PARA LA PROGRAMACIÓN ANUAL.

V.1 AGENTE PRODUCTOR:

a) Para unidades generadoras térmicas que no están comprometidas en contratos preexistentes, ya sea bajo la modalidad PPA o contratos de generación de haberse convertido en contratos del Mercado, los datos para costos variables. Estos

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

datos se deben ajustar a lo que establece el Anexo Comercial: “Costos Variables y Costos de arranque térmicos”.

a.1. Costo variable de operación y mantenimiento.

a.2. Precios de combustibles previstos.

b) Para unidades eólicas, debe proporcionar la previsión de generación y factores de carga

c) Inyecciones previstas por contratos firmes en el MER

d) Retiros previstos por contratos firmes en el MER.

V.2. AGENTE CONSUMIDOR:

a) De estar habilitado como demanda flexible, previsión de ofertas de demanda flexible, indicando reducción prevista de acuerdo al precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

b) En el caso de un Distribuidor que es la parte compradora de un contrato preexistente, para la potencia comprometida en las unidades generadoras del contrato:

b.1.) Previsión de precios de la energía para el despacho del contrato.

c) Retiros previstos por contratos firmes en el MER.

d) Inyecciones previstas por contratos firmes en el MER, que estén autorizados por las autoridades correspondientes.

VI. PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL.

VI.1. AGENTE PRODUCTOR.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Para unidades generadoras térmicas que no estén comprometidas en contratos preexistentes, ya sea bajo la modalidad PPA o contratos de generación de haberse convertido en contratos del Mercado, los datos para costos variables. Estos datos se deben ajustar a lo que establece el Anexo Comercial: “Costos Variables y Costos de arranque térmicos”.

a.1.) Costo variable de operación y mantenimiento

a.2.) Precios de combustibles.

b) Ofertas de reserva fría, indicando:

b.1.) Identificación del GGD

b.2.) Capacidad máxima de generación ofertada;

b.3.) Tiempo máximo comprometido para arranque, sincronismo y alcanzar plena carga;

b.4.) Precio requerido expresado en unidad monetaria por MW día en reserva fría disponible.

c) Inyecciones previstas por contratos en el MER.

d) Retiros previstos por contratos en el MER.

e) Para unidades eólicas, debe de proporcionar la previsión y factores de carga

VI.2. AGENTE CONSUMIDOR.

a) En el caso de un Distribuidor que es la parte compradora de un contrato preexistente, para la potencia comprometida en las

unidades generadoras del contrato:

a.1.) Precio al que requiere la generación, de acuerdo al precio de la energía en el contrato y, de existir, las obligaciones de pago obligado (take or pay) de energía.

b) Inyecciones y Retiros previstos por contratos firmes en el MER.

c) De estar habilitado como demanda flexible, previsión de ofertas de demanda flexible para cada día, indicando reducción prevista de acuerdo al precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

d) Ofertas de reserva fría, indicando:

d.1.) Identificación del nodo de conexión;

d.2.) Porcentaje de demanda ofertado como flexible en reserva fría;

d.3.) Tiempo máximo comprometido para reducir la demanda;

d.4.) Precio requerido expresado en unidad monetaria por MW día en reserva fría disponible.

VI.3. RESULTADOS.

1. Junto con los resultados de la Programación Semanal, el CNDC debe de publicar para los Agentes las condiciones comerciales previstas para la semana siguiente, indicando:

a) Precios de combustible y costos variables para el despacho en cada planta;

b) Valor del agua en cada embalse;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

c) Inyecciones y retiros previstos por contratos firmes en el MER de los Agentes locales;

d) Precios por bloque de energía previstos en el Mercado de Ocasión;

VII. PARA LOS PREDESPACHOS DE ENERGIA, POTENCIA, RESERVA FRIA DEL MEMN Y OFERTAS DE RETIRO E INYECCIÓN DEL MER

Para los Predespachos, el CNDC y el EOR pondrán a disposición de todos los Agentes los formularios y formatos bajo los cuales sin excepción están obligados a presentar diariamente, a más tardar a las
08:00 horas. La información a enviar, será la siguiente:

VII.1. AGENTE PRODUCTOR.

a) Reserva rodante máxima ofertada.

b) Oferta de venta de excedentes de potencia al Mercado de Ocasión, indicando uno o más bloques de potencia con el precio ofertado en caso de resultar el Agente con excedentes.

c) Para Autoproductores y Cogeneradores, precio al que oferta los excedentes de energía.

d) Ofertas de Reserva Fría.

e) Ofertas de inyecciones previstas de oportunidad y por contratos en el MER conforme al procedimiento definido por el EOR y aprobado por la CRIE.

f) Ofertas de retiro previsto de oportunidad y por contratos en el MER conforme al procedimiento definido por el EOR y aprobado

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

por la CRIE.

g) Previsiones de la generación eólica y la velocidad del viento-

VII.2. AGENTE CONSUMIDOR.

a) Oferta de demanda flexible, indicando las variaciones en la demanda horaria prevista informada, de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico: “Información Técnica del Sistema” en función del precio de la energía previsto en el Mercado de Ocasión.

b) Oferta de venta de excedentes de potencia al Mercado de Ocasión, indicando uno o más bloque de potencia con el precio ofertado en caso de resultar el agente con excedentes,

c) Retiros previstos de oportunidad y por contratos en el MER conforme al procedimiento definido por el EOR y aprobado por la CRIE.

d) Inyecciones previstas de oportunidad y por contratos en el MER conforme al procedimiento definido por el EOR y aprobado por la CRIE.

Los Agentes que no entreguen la información anterior en tiempo y forma estarán sujetos a las multas y sanciones establecidas por el INE y la CRIE.

VII. 3. RESULTADOS.

1. Junto con los resultados de los predespachos nacionales, el CNDC debe de publicar para los Agentes las condiciones comerciales previstas para el día siguiente, indicando:

a) Las ofertas de demanda flexible;

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Transacciones del MER previstas y ofertas de autogeneradores y cogeneradores;

c) Precios horarios de energía previstos en el Mercado de Ocasión;

d) Ofertas de excedentes de potencia en el Mercado de Ocasión;

e) Ofertas de reserva fría;

f) Asignación de servicios auxiliares.

2. Los resultados de los predespachos regionales, son remitidos por el EOR al CNDC, el cual a su vez los publicará para los Agentes.

VIII. POST DESPACHOS DE ENERGIA, POTENCIA Y RESERVA FRIA DEL MEMN Y OFERTAS DE RETIRO E INYECCIÓN DEL MER

1. Dentro de los plazos establecidos, el CNDC debe de publicar para los Agentes los resultados comerciales de la operación o postdespachos nacionales, indicando:

a) Valores preliminares de los precios horarios de energía en el Mercado de Ocasión, identificando la generación marginal;

b) Para cada condición de generación obligada, estimación preliminar de la compensación que corresponde al GGD e identificación de el o los Agentes a los que se asignará su pago;

c) Precio diario de la potencia en el Mercado de Ocasión;

d) Transacciones de potencia en el Mercado de Ocasión;

e) La estimación preliminar de las compensaciones por déficit de

oferta de excedentes de potencia;

f) Precios de la reserva fría.

g) Remuneración y costo total de la reserva fría;

2. Según lo establecido en el RMER, los resultados de los postdespachos regionales son remitidos por el EOR al CNDC, para su consolidación. Los resultados de la consolidación, los publicará el CNDC para los Agentes.

ANEXO COMERCIAL: RACIONAMIENTO

I. CARACTERÍSTICAS.

1. Al realizar el despacho, el CNDC debe agregar tres escalones de racionamiento, con el objeto de identificar la energía a programar como racionamiento, de existir, y afectar cuando corresponda el cálculo del precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

2. El porcentaje de la demanda que corresponde a cada Escalón de Racionamiento será: 5% para el primero, 30% para el segundo, y el restante para la última.

3. El Costo de los Escalones de Racionamiento se calculará con la siguiente metodología:

a) Se determina el Costo Variable para el Despacho de la oferta de generación (GGD) más cara.

b) Se calcula la diferencia entre el Costo de Racionamiento y el determinado en el punto a., cuyo resultado se denomina Costo Incremental por Racionamiento.

c) Se calcula el Costo del primer Escalón de Racionamiento, como

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

la suma del Costo Variable determinado en el punto a., más el 10% del Costo Incremental por Racionamiento.

d) Se calcula el Costo Variable para el Despacho del segundo Escalón de Racionamiento, como las suma del Costo Variable determinado en el punto a., más el 35% del Costo Incremental por Racionamiento.

e) Para el último Escalón de Racionamiento, el Costo Variable para el Despacho es el Costo de Racionamiento.

ANEXO COMERCIAL: COSTOS VARIABLES Y COSTOS DE ARRANQUE TÉRMICOS.

I. METODOLOGÍA DE CÁLCULO.

1. El CNDC calculará los costos variables y costos de arranque térmicos de acuerdo a las metodologías que establece el presente Anexo.

2. Para ello utilizará valores referenciales, valores característicos, valores reconocidos y valores informados por los agentes Generadores, de acuerdo a los criterios y metodologías que describe el presente Anexo.

II. VALORES TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS.

II.1 PARÁMETROS TÉCNICOS.

II.1.1. Los parámetros técnicos que afectan el cálculo de los costos Unidades Managua (kWh/gal) variables y costos de arranque son los siguientes:

II.1.2. Mínimo técnico de la unidad.

a) Al entrar en operación una unidad, el Generador deberá informar

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

el mínimo técnico de diseño con la documentación que lo avala.

b) Toda vez que una unidad requiera un mínimo mayor que el mínimo técnico vigente, este incremento se considerará una restricción obligada por el Generador.

II.1.3. Tiempo de arranque reconocido (en frío y en caliente).

1. El CNDC definirá los tiempos de arranque standard (en frío y en caliente) por tipo de unidad, pudiendo diferenciar de acuerdo al tipo de tecnología, en particular dado la cantidad de años desde la entrada en operación de la unidad. Los siguientes tiempos son los standards a considerar:

Tipo	**Arranque en Frío**	**Arranque en Caliente**
Turbovapor	12 horas	2 horas
Turbina de gas	15 minutos	10 minutos
Hidroeléctrica	10 minutos	10 minutos
Motores de baja y media velocidad	10 minutos	Inmediato

a) Un Agente podrá requerir justificadamente ajustes en los tiempos de arranque standard y/o agregar otros tipos de tecnología o diferenciar antigüedad. En este caso deberá presentar su solicitud con un estudio y documentación de fabricantes y/o pruebas auditadas que lo justifique. El CNDC deberá analizar la solicitud y podrá proponer ajustes y/o mejoras, incluyendo pruebas a cargo del Agente solicitante en el caso que dicha solicitud no las incluya. En base a este análisis y la información adicional que pueda surgir durante el transcurso del mismo, se acordará la nueva

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Tabla de tiempos standard de arranque a utilizar.

b) El tiempo de arranque reconocido para una unidad generadora será el mínimo entre el tiempo de arranque informado por el Generador y el tiempo de arranque standard.

II.1.4. Curva heat rate para generación neta:

1. La curva de heat rate se deberá informar para generación neta a mínimo técnico, a máxima carga, y en uno o más puntos intermedios. La información se deberá suministrar al ingresar como agente y cada vez que ingrese una unidad nueva.

2. Para las unidades que pertenecen a la empresa ENEL, no se considerará curva heat rate sino en su reemplazo el rendimiento medio promedio histórico. Dicho valor se calcula con los registros históricos, dividiendo la generación neta de un período anual por el consumo de combustible para el mismo período. El rendimiento medio a utilizar es el definido en el presente Anexo. El CNDC pasará a utilizar una curva heat rate sólo si el Generador realiza las pruebas necesarias para determinar los puntos de dicha curva, de acuerdo a los requisitos establecidos en este Anexo para ajustes a los valores reconocidos

Unidades	**Rendimiento (kWh/gal)**
Managua	
4	15
5	15.5
Las Brisas	
1	9.3

II.2 VALORES RECONOCIDOS.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Para una unidad que ingresa al Mercado, los valores previstos de los parámetros técnicos indicados deberán ser informados por el Generador adjuntando la documentación del fabricante que lo avala.

2. Para una unidad nueva, durante la puesta en servicio el Generador deberá realizar las pruebas y mediciones requeridas para verificar y, de ser necesario ajustar, los valores previstos de los parámetros técnicos informados. Las pruebas deberán cumplir los requisitos definidos en el presente Anexo. El Generador deberá presentar los valores que resultan para los parámetros técnicos requeridos, adjuntando los resultados de las pruebas que lo avalan. El CNDC deberá rechazar el ensayo si no se cumplen los requisitos establecidos en este Anexo. En tanto no sean aprobado los resultados de la prueba, los valores reconocidos de los parámetros técnicos serán los valores previstos. Una vez aprobado los resultados del ensayo, los valores reconocidos serán los que resultan como conclusión de dicho ensayo.

3. Para las unidades e que pertenecen a la empresa ENEL, se considerarán los siguientes valores reconocidos de los parámetros técnicos.

Unidades	**Mínimo MW**	**MáximoMW**
Managua		
3	20	45
4	1	6
5	1	6
Las Brisas		
1	15	25

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

2	25	36

II.3 AJUSTES A LOS VALORES RECONOCIDOS.

1. Los valores reconocidos de los parámetros técnicos sólo podrán ser ajustados en base a los resultados de pruebas que cumplan los requisitos definidos en el presente Anexo

2. El Generador al que pertenece la unidad podrá requerir las pruebas. El solicitante de las pruebas es quien se hará cargo de su costo.

3. El Generador deberá realizar las pruebas y presentar los valores que resultan para los parámetros técnicos requeridos, adjuntando los resultados que lo avala. El Generador deberá tomar los recaudos necesarios para que las pruebas cumplan los requisitos definidos en este Anexo.

4. El CNDC deberá rechazar la información suministrada por el Generador y requerir nuevas pruebas si no se cumplen los requisitos para pruebas definidos en este Anexo. En este caso, las nuevas pruebas serán a costo del Generador.

5. En tanto no se realicen pruebas que cumplan los requisitos definidos y sean aprobados en consecuencia sus resultados, no se modificarán los valores reconocidos de los parámetros técnicos.

6. Una vez aprobado los resultados de pruebas, los nuevos valores reconocidos serán los que resultan como conclusión de dichas pruebas.

II.4. PRUEBAS Y ENSAYOS PARA DETERMINAR PARÁMETROS TÉCNICOS

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Las pruebas deberán ser realizadas por personal especializado. El CNDC podrá establecer y acordar en el Consejo de Operación protocolos a cumplir por cada tipo de prueba.

2. En caso que el solicitante de las pruebas para confirmar, cambiar o ajustar las curvas heat rate sea el CNDC, éste deberá presentar el requerimiento al Generador con una anticipación no menor que 15 días hábiles. Previamente el CNDC deberá justificar ante el Ente Regulador la necesidad de realizar estas pruebas y recibir su autorización. De comprobarse que la curva de heat rate requería cambios o ajustes, los costos de las pruebas serán asumidos por el generador, en caso contrario estos serán asumidos por el Mercado. Los resultados de estas pruebas deberán ser presentados ante el INE y el MEM 10 días hábiles después de concluidas.

3. El Generador deberá notificar al CNDC la fecha de realización de las pruebas con una anticipación no menor que 5 días hábiles. El CNDC tiene el derecho de presenciar las pruebas con personal propio o contratado al efecto ensayo no son las correctas, justificándolo debidamente.

4. Al finalizar las pruebas, el personal especializado que las realizó deberá elaborar un acta con los principales resultados. El representante del CNDC tendrá el derecho a incluir en el acta sus observaciones, en especial de considerar que las condiciones en que fueron realizadas el ensayo no son las correctas, justificándolo debidamente.

5. En el caso que el CNDC haya presentado en el Acta objeciones al ensayo, queda habilitado a rechazar los resultados de las mismas. De considerar el Agente injustificado el rechazo, el conflicto será elevado al Consejo de Operación.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

6. El CNDC deberá rechazar los resultados de pruebas si el Generador no cumplió con el requisito de notificación al CNDC o no permitió la presencia de representantes del CNDC como establece este Anexo. En este caso, el Generador deberá realizar nuevas pruebas a su costo.

III. PRECIOS REFERENCIALES DE COMBUSTIBLES.

III.1 CARACTERISTICAS GENERALES

1. Se define la metodología a emplear para calcular los precios referenciales en planta de los combustibles que se emplean para generar energía eléctrica. De modificarse dichos combustibles o incorporarse nuevos tipos de combustibles, se deberán desarrollar los ajustes necesarios al presente Anexo para establecer la metodología de cálculo del correspondiente precio referencial.

2. El precio referencial de un combustible en una planta está dado por la suma del precio medio de referencia en el mercado internacional, más el precio reconocido por traer el combustible a la planta.

III.2. PRECIO RECONOCIDO POR TRAER UN COMBUSTIBLE A LA PLANTA.

III.2.1. Precio reconocido:

6.2.1.1.1 Para el ingreso de una planta térmica al Mercado, el Generador deberá presentar al INE la constancia del acuerdo de traer el combustible a la planta, con el precio correspondiente. Dicho precio reconocido deberá ser aprobado por el INE, quién informará posteriormente al CNDC.

III.2.2. Ajustes al Precio reconocido:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Junto con el suministro de la información para una Programación Anual, el Generador podrá requerir ajustes a su precio reconocido por llevar el combustible a la planta. El Generador deberá tener en cuenta que, una vez ajustado un precio reconocido por traer el combustible a la planta, el Generador no podrá requerir un nuevo ajuste para los siguientes doce meses.

2. Para solicitar ajustes al precio reconocido por llevar el combustible a la planta, el Generador deberá presentar al CNDC la constancia del acuerdo de traer el combustible a la planta, con el precio correspondiente, con la debida autorización del INE.

3. En todas las condiciones en que el ajuste se considere aprobado, el CNDC deberá pasar a utilizar como precio reconocido el precio informado.

III.3. PRECIO REFERENCIAL MEDIO DE UN COMBUSTIBLE.

III.3.1.Tipos de combustibles:

1) Para cada tipo de combustible empleado en el Mercado Mayorista se definirá un combustible representativo en una publicación internacional en un puerto de comercialización internacional representativo.

2) Se define:

-Publicación: PLATT´S US MARKETSCAN

-Puerto representativo: Golfo

-Fuel Oil No 6 3% S (Bunker) y No 2 Oil (Diesel)

3) Los tipos de combustibles seleccionados son los más representativos y sólo considerados a los efectos del cálculo del

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

precio referencial medio. No implican ninguna definición sobre el combustible que deben consumir las plantas, que deberán cumplir con sus requerimientos operativos y ambientales.

III.3.2. CÁLCULO DEL PRECIO REFERENCIAL MEDIO:

a) En cada semana, los precios referenciales medios para cada combustible se calculan teniendo en cuenta los precios pasados para el puerto de comercialización representativo.

b) Para la Programación Anual, el CNDC deberá estimar los precios referenciales medios mensuales para los meses a programar considerando la metodología para los precios referenciales medios semanales y la tendencia futura de precios de combustibles.

c) Antes de las 10 horas del día en que los Agentes deben presentar la información para la Programación Semanal, el CNDC deber calcular el precio referencial medio de cada combustible para la semana siguiente y enviarlo a los Agentes. Este Precio referencial medio se calcula como el promedio de los valores diarios de acuerdo a la publicación de referencia establecida de los últimos cinco días en que haya información disponible. Los valores diarios se calculan promediando los valores mínimo y máximos registrados ese día.

III.4. PRECIO REFERENCIAL DE UN COMBUSTIBLE PARA UNA PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN.

1. Para una planta térmica de generación, el precio referencial medio de un combustible se calcula cada semana como la suma del correspondiente precio referencial medio del combustible más el precio reconocido por traer el combustible a la planta.

IV. DECLARACIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. Para la Programación Anual, los Generadores deberán presentar sus estimaciones de evolución del precio del combustible en la planta. En caso de que el Generador no suministre algún precio, el CNDC deberá completar el dato faltante con el costo variable vigente para la correspondiente unidad.

2. Para la Programación Semanal y el despacho, los Generadores deberán declarar sus precios de combustible para la siguiente semana. Si algún Generador no suministra la información en tiempo, el CNDC está habilitado a asignar al o los datos faltantes el costo variable vigente para la correspondiente unidad.

3. El precio de combustible para el despacho en cada planta estará dado por el mínimo entre el precio declarado y el correspondiente precio referencial del combustible en la planta para la semana. Dicho precio de combustible para el despacho tendrá una vigencia de una semana.

V. COSTOS DE ARRANQUE.

1. El Generador debe informar el consumo de combustible por arranque dentro de los tiempos de arranque reconocido (en frío y en caliente), en base a los resultados de pruebas realizadas cumpliendo los requisitos que define este Anexo.

2. El CNDC calculará el costo de arranque de una unidad como el producto del consumo de combustible por el precio de combustible en la planta para el despacho.

3. En el despacho de mínimo costo para la Programación Semanal y el despacho diario el CNDC deberá tener en cuenta los costos de arranque y parada

VI. COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. El costo variable de Operación y Mantenimiento corresponde a los costos asociados a los mantenimientos menores.

2. Para las unidades que pertenecen a la empresa ENEL, se considerarán los siguientes costos variables de Operación y Mantenimiento:

Unidades	**Costos Variables de OyM US $/MWh**
Managua	
3	1.8
4	6
5	6
Las Brisas	
1	2.9
2	6

3. Para una unidad que ingresa al Mercado, el Generador deberá presentar al CNDC los costos de mantenimientos menores previstos y la documentación que lo avala debidamente certificado por un contador público autorizado, y el costo variable de Operación y Mantenimiento que resulta.

4. De requerir un Generador un cambio en el costo variable de Operación y Mantenimiento de una unidad, deberá presentar una solicitud indicando el ajuste a realizar y el motivo que lo justifica, los costos de mantenimientos menores previstos y la documentación que lo avala debidamente certificado por un contador público autorizado, y el nuevo costo variable de Operación y

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Mantenimiento que resulta.

5. Al ingresar una nueva unidad, el generador suministrara la información del fabricante en relación a su costo variable de Operación y Mantenimiento. El CNDC, dentro de un plazo no mayor que diez (10) días hábiles, deberá evaluar la información suministrada respecto de valores de unidades de características y condiciones similares y valores standard. De existir diferencias significativas, el CNDC deberá considerarlo como un dato a verificar e informar al Generador.

6. Transcurrido el plazo indicado sin que el CNDC informe al Generador la necesidad de verificar el dato, se considerará que el costo variable de Operación y Mantenimiento ha sido aprobado.

7. De no resultar una condición de dato a verificar, el CNDC deberá informar al Generador que el dato ha sido aprobado.

8. De resultar una condición de dato a verificar, el CNDC deberá requerir al Generador la verificación del dato solicitado, explicando el motivo. El CNDC y el Generador deberán intentar llegar a un acuerdo. De no llegar a un acuerdo el conflicto será elevado a una auditoría técnica independiente. De aun así no llegar a un acuerdo, será elevado al Consejo de Operación, para resolver la aprobación o rechazo del dato.

9. En todas las condiciones en que el dato se considere aprobado, el
CNDC deberá pasar a utilizarlo en la programación y el despacho.

VII. CÁLCULO DEL COSTO VARIABLE.

1. Para el cálculo de precios de la energía, el costo variable de una unidad térmica se calcula como el consumo de combustible que resulta de la curva heat rate o rendimiento medio, según

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

corresponda, por el precio del combustible para el despacho más el costo variable de operación y mantenimiento. En las bases de datos de acceso abierto a los Agentes el CNDC deberá incluir los datos de curva heat rate o rendimiento medio, precios de combustibles vigentes (para el despacho y referenciales) y costo variables de operación y mantenimiento,

2. El CNDC debe informar junto con los resultados del postdespacho de energía, el costo variable resultante en cada unidad térmica.

ANEXO COMERCIAL: SISTEMA DE MEDICIONES COMERCIALES

I. OBJETO

El presente Anexo describe las características y requisitos del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada Agente del Mercado producto de sus intercambios en el Mercado Mayorista y en el MER cuando aplique.

II. COMPONENTES

1. El SIMEC tendrá las siguientes componentes:

a) El sistema de medición de energía activa en los nodos.

b) El centro recolector de mediciones, ubicado en el CNDC, el cual, a través del sistema de mediciones mencionado, accederá a los medidores principales, efectuando su lectura a distancia, mediante vínculos de comunicación.

2. Cada sistema de medición contará por lo menos con:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Un medidor principal y un medidor de respaldo

b) Los transformadores de corriente y de tensión. Los medidores, principal y de respaldo, deberán de estar conectados a devanados secundarios independientes del transformador de corriente y tensión

c) El medio de comunicación confiable que permita realizar interrogación remota desde el CNDC.

3. Para los puntos de medición que pertenecen a la RTR existentes al 01 de abril del 2013, el CNDC en coordinación con el agente correspondiente determinaran el cronograma de actividades que se requieran para adecuar su sistema de medición, de acuerdo al plazo establecido por la CRIE.

III. REQUISITOS GENERALES Y RESPONSABILIDADES.

1. Los equipos de medición del SIMEC deberán cumplir los requisitos, condiciones de habilitación, supervisión y auditorías indicadas en este Anexo, así como los requisitos indicados en el RMER cuando aplique.

2. Cada Agente será propietario y responsable de los equipos de medición de sus puntos de conexión que forman parte del SIMEC, mediante los cuales se medirán sus transacciones en el Mercado Mayorista, y en el MER cuando aplique, para cada punto en el que inyecta o retira energía. Por lo tanto, el Agente propietario del equipamiento asociado al SIMEC será responsable, a su costo, de:

a) La implementación del sistema de medición en el punto de conexión al SNT o a la RTR;

b) El mantenimiento y la verificación del correcto funcionamiento de su sistema de medición, y el mantenimiento de la hora del medidor

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

dentro de un rango de un (± 1) minuto cada mes.

3. Para los casos de interconexiones internacionales, el propietario de la línea deberá instalar el sistema de medición comercial en el nodo de subestación frontera que conecta dicha línea de transmisión cuando aplique.

4. Si a nivel del MER, se requiere trasladar la medición comercial de las interconexiones regionales a los puntos fronteras se utilizará el método de Medición Oficial Frontera (MOF) o el que sea autorizado por las autoridades regionales.

5. Para los nodos que conforman la RTR se deberá proceder según el Anexo I Libro II RMER, SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL REGIONAL, SIMECR. Es competencia de las autoridades regionales establecer las dispensas al cumplimiento de los requerimientos indicados en el RMER.

6. El CNDC es el responsable de la supervisión del correcto funcionamiento del SIMEC y de la organización del registro de mediciones. En los casos que el CNDC detecte que un equipamiento afectado al SIMEC no cumple con las especificaciones y requisitos establecidos en el presente Anexo, deberá informar al INE. El Agente propietario del equipamiento con el incumplimiento será pasible de las penalidades contempladas en la Normativa de Multas y Sanciones.

7. El CNDC es el responsable de la supervisión del correcto funcionamiento del SIMECR, y de recolectar información de los SIMECR de la RTR nacional para enviarla al EOR para integrarse a la Base de Datos Regional de acuerdo a lo indicado en el RMER.

8. Todo punto de conexión que no cuente con un sistema de medición que cumpla con los requisitos indicados en el presente Anexo y en el RMER cuando aplique, no podrá participar en el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Mercado local y Regional cuando aplique.

IV. CARACTERÍSTICAS GENERALES.

IV.1.UBICACIÓN DE MEDIDORES DEL SIMEC.

1. Los medidores del SIMEC deberán ser instalados en las fronteras entre agentes del Mercado, pudiendo ser esta frontera:

a) Nodo de vinculación entre un Generador y un Transmisor;

b) Nodo de vinculación entre un Distribuidor y un Transmisor;

c) Nodo de vinculación entre un Gran Consumidor y un Transmisor;

d) Nodo de vinculación entre un Generador y un Distribuidor, cuando el Generador se encuentre vinculado a la red de dicho Distribuidor;

e) Nodo de vinculación entre un Gran Consumidor y un Distribuidor, cuando el Gran Consumidor se encuentre vinculado a la red de dicho Distribuidor;

f) Nodo de vinculación entre un Distribuidor y otro Distribuidor, cuando entre ambos existan vinculaciones físicas;

g) Nodo de vinculación entre un Transmisor e instalaciones pertenecientes a interconexiones internacionales.

h) Nodo de vinculación entre un Transmisor y otro Transmisor cuando entre ambos existan vinculaciones físicas.

2. La medición deberá estar ubicada en el punto más próximo posible al límite de propiedad de las instalaciones mediante las cuales se vincula el Agente que lleva a cabo transacciones en el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Mercado Mayorista en dicho nodo y es propietario del sistema de medición. No obstante ello, como no siempre es posible materializar la medición en tal punto, se admitirá la ubicación de los transformadores de medición en otros puntos de las instalaciones, respetando los siguientes principios:

a) La medición estará localizada en el mismo nivel de tensión en el cual se encuentre el límite de propiedad.

b) En caso que lo anterior no sea posible, se podrá ubicar en un punto de diferente tensión, siempre y cuando se tomen los recaudos necesarios para asegurar que las pérdidas relativas al tramo de instalaciones que va desde el punto límite de propiedad y el punto de medición sean imputadas al Agente que le corresponda.

b.1.) Esta corrección podrá ser realizada en el mismo medidor, cuando éste cuente con la función de corrección necesaria, lo cual deberá ser certificado por el Auditor en el proceso de habilitación del punto de medición.

b.2.) De no poder ser realizada en el mismo medidor, podrá ser realizada mediante cálculos en el CNDC durante el proceso de registro de datos para la liquidación de las Transacciones Económicas, debiendo el agente informar al CNDC la necesidad de dicho ajuste y suministrar la metodología y datos necesarios.

b.3.) En ambos casos el CNDC deberá informar en el Documento de Transacciones de Energía (DTE) cada medición en que se realiza este tipo de ajuste y describir la metodología de ajuste implementada.

IV.2. MAGNITUDES A MEDIR.

a) Cada Generador debe contar con medición de inyección al

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

menos de energía y potencia activa y reactiva por unidad de generación. Se podrá realizar una medición por agrupamiento de unidades generadoras cuando este agrupamiento corresponda a un GGD. Se podrá medir la energía activa neta, o separadamente la inyección bruta y los consumos propios. En este último caso, el Agente informará al CNDC quien será el responsable de realizar el cálculo para determinar la inyección neta a utilizar en la liquidación de las transacciones económicas.

b) Cada Distribuidor y Gran Consumidor debe contar con medición de las extracciones al menos de energía y potencia activa y reactiva en los nodos de retiro de la red.

c) De ser necesario para calcular adecuadamente los cargos por pérdidas, el CNDC podrá requerir a la empresa de transmisión mediciones de energía activa en la entrada y salida de líneas del sistema de transmisión

V. CALIDAD DE LA MEDICIÓN. V.1. MEDIDORES.

1. Los medidores principales deberán cumplir las siguientes características técnicas:

-Medir al menos energía y potencia activa y reactiva.

-Ser trifásicos, tetrafilares y de sólo lectura.

-Unidireccional o bidireccional, según sea el tipo de intercambio que se realice en tal nodo.

-Ser de clase 0.2.

-Estático.

-Responder a las normas IEC para medidores 0,2S, números 687,

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

255-4 y 801-2 y-4, sus equivalencias de las normas ANSI, o sus respectivas actualizaciones.

-Disponer de registradores integrados al mismo, que almacenarán los valores medidos a intervalos programables (para algunos fabricantes denominado función perfil de carga).

-Tener períodos de acumulación programables, desde un mínimo de un minuto hasta una hora (60 minutos).

-Contar con memoria de almacenamiento no volátil, con una capacidad de almacenamiento de la información de 60 días como mínimo, y para un período de integración de 15 minutos.

-Contar con módulo de comunicación de red (Ethernet) o módulo asíncrono (módem),con una velocidad de transmisión de 300 bps o mayor, y sistema de telelectura, mediante el cual la información almacenada en el registro integrado será periódicamente extraída en forma remota, por el CNDC y eventualmente por el Agente propietario.

-Permitir extracción local por medio de un puerto óptico o por cualquier medio disponible en el propio medidor, de la información almacenada en el registrador integrado.

-Contar con referencia de tiempo (frecuencia de red o la base de tiempo propia).

-Disponibilidad de sincronización externa de la hora, o la puesta en hora remota.

-Disponibilidad de funciones de compensación para el traslado virtual de mediciones a puntos inaccesibles, programables por teclado.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

-Protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión.

-Contar con alimentación independiente asegurada, con baterías para 30 días de duración como mínimo.

-Permitir protección por palabra clave (password)

-Operar con protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques defectuosos.

2. Los medidores de respaldo registrarán la misma magnitud que los medidores principales, y deberán cumplir con las siguientes especificaciones como mínimo:

-Trifásicos, tetrafilares y de solo lectura;

-Clase 0.2,

-Integrador estático (digital),

-Contar con protección contra falta de alimentación eléctrica.

-Contar con módulo de comunicación de red (Ethernet) o módulo asíncrono (módem),con una velocidad de transmisión de 300 bps o mayor, y sistema de telelectura, mediante el cual la información almacenada en el registro integrado será periódicamente extraída en forma remota, por el CNDC y eventualmente por el Agente propietario.

-Permitir extracción local por medio de un puerto óptico o por cualquier medio disponible en el propio medidor, de la información almacenada en el registrador integrado.

3. El Agente deberá proveer al CNDC la información, software y

licencias necesarias para hacer la lectura remota de los equipos de medición y efectuar la conversión de los datos de las lecturas al formato requerido para su almacenamiento y procesamiento en el CNDC.

4. Periódicamente el Agente deberá realizar una verificación del funcionamiento del medidor de respaldo, por medio de una lectura local y contraste con el medidor principal, e informar al CNDC.

5. El CNDC, en su función de supervisión del SIMEC, podrá requerir periódicamente:

-Lectura local de una medición para verificar la precisión de las lecturas remotas;

-Lectura local del medidor de respaldo y contraste con el medidor principal.

V.2. TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN.

1. Las características generales de los transformadores de mediciones, serán las siguientes:

-Clase del Transformador de corriente: 0,2 S, debe responder a la norma IEC 185, sus equivalencias ANSI o sus respectivas actualizaciones.

-Clase del Transformador de tensión: 0,2 S, debe responder a la norma IEC 186 sus equivalencias ANSI o sus respectivas actualizaciones.

-La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y de tensión deberá estar comprendida entre el 25 y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente. El error porcentual total máximo a coseno fi = 0,9, introducido en la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

medición por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0,1%.

-Los circuitos de medición contarán con borneras que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual, sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico ni a otros usuarios de tales circuitos.

VI. HABILITACIÓN Y AUDITORIAS TÉCNICAS. VI.1. AUDITORÍA DE CERTIFICACIÓN

1. Cada Agente del Mercado debe encargar la realización de auditorías técnicas para certificar la habilitación de sus medidores del SIMEC en sus nodos de inyección y retiro. Dicha certificación deberá ser presentada al solicitar su ingreso al Mercado Mayorista como condición necesaria para ser habilitado como Agente y cada vez que posteriormente sea requerido de acuerdo a las condiciones que establece el presente Anexo.

2. Estas auditorías sólo podrán ser realizadas por Auditores habilitados para ello por el CNDC.

3. El certificado de la auditoría deberá adjuntar todos los datos de los equipos involucrados, demostrando que cumplen los requisitos establecidos en el presente Anexo. Deberá incluir además:

-Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medición.

-Esquema de cableado de los transformadores, medidores, resistencias de carga, etc.

-Copia de la documentación técnica original del fabricante de los equipos.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

-El software de adquisición de datos correspondiente a los equipos de medición instalados y Copia de los manuales de uso del mismo.

-Copia de los manuales de uso del equipamiento.

-El protocolo de programación específica de los equipos.

-Los protocolos de verificación del equipamiento, de un laboratorio de ensayo para este tipo de equipos, cuya idoneidad deberá ser demostrada mediante presentación de certificados de habilitación para estos fines con que cuente tal laboratorio.

-Toda otra información adicional que el agente considere necesaria para la verificación de los requisitos establecidos.

4. Como parte del procedimiento de supervisión del SIMEC, el CNDC de detectar fallas o errores de medición podrá requerir a un Agente una nueva auditoría y certificación del cumplimiento de los requisitos técnicos definidos para el SIMEC en este Anexo. En este caso, el CNDC dará un plazo no menor que 15 días para cumplir la auditoría solicitada y el Agente deberá presentar dentro de ese plazo una nueva certificación de auditoría. Transcurrido dicho plazo sin la presentación de la certificación requerida, el CNDC podrá deshabilitar la medición.

Las Auditorías de los SIMECR se realizarán considerando lo indicado en el RMER.

VI.2. HABILITACIÓN DE UNA MEDICIÓN.

1. El CNDC es el responsable de otorgar la habilitación de un sistema de medición.

2.Toda nueva medición que se instale deberá cumplir todos los

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

requisitos definidos y presentar la certificación de Auditoría para su habilitación en el SIMEC.

3. Previo a la entrada en servicio de una nueva instalación, el Agente involucrado deberá contar con el correspondiente sistema de medición comercial habilitado.

4. Para ello, el Agente deberá presentar al CNDC una solicitud de habilitación del SIMEC, con por lo menos 30 días de anticipación a la fecha requerida de entrada en servicio del punto de medición. La solicitud deberá adjuntar los resultados de la auditoría y el certificado del Auditor habilitado por el CNDC.

5. Dentro de los diez días hábiles de recibida la solicitud de habilitación, el CNDC deberá verificar el cumplimiento todos los requerimientos del presente Anexo. De no verificar incumplimientos, el CNDC notificará su aprobación a los Agentes y autorizará el cronograma de ejecución de las tareas para proceder a la habilitación. Dichos trabajos deberán realizarse en un plazo no mayor a los veinte días subsiguientes, salvo que se autorice un plazo mayor a solicitud de los Agentes afectados.

6. Para el caso de los SIMECR, los mismos deberán de ser registrados de acuerdo a lo indicado en el RMER.

VI.3 REVISIÓN DE LOS MEDIDORES HABILITADOS.

1. Los medidores deberán ser revisados por lo menos una vez cada dos años. Toda revisión será a costo del Agente.

2. El CNDC en su función de supervisión del SIMEC podrá solicitar la revisión o auditoría de un medidor, con la correspondiente justificación. Si de dicha revisión se verifica un incumplimiento a los requisitos del SIMEC, el costo de la revisión será a cargo del Agente. De no verificarse incumplimientos, será a costo del CNDC

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

3. De tratarse de un SIMEC asociado a la RTR, deberá de considerarse lo indicado en el RMER

VII. DERECHOS DE UN AGENTE DEL MERCADO A ACCEDER A SUS MEDIDORES.

1. Cada Agente podrá leer las mediciones en los medidores de su propiedad pero no está autorizado a introducir modificaciones a los valores medidos.

2. Para los medidores principales y de respaldo, el Agente tendrá la palabra clave que permite el acceso a los medidores. El Agente deberá proveer al CNDC de dicha palabra clave para el acceso.

3. De detectarse algún tipo de fraude en los equipos o sistemas de medición, el CNDC informará al INE y el Agente será pasible de penalización.

4. Toda intervención a realizar por un Agente sobre su sistema de medición comercial que implique cambios a las condiciones informadas en su habilitación vigente requerirá la autorización previa del CNDC.

5. Luego de realizar un Agente una intervención autorizada, deberá presentar al CNDC un informe de las tareas realizadas con todos los datos que correspondan. Junto con el informe deberá presentar una certificación de un Auditor habilitado por el CNDC en que avala la validez de lo indicado en el Informe y certifica que el sistema de medición continúa cumpliendo todos los requisitos definidos en este Anexo. El CNDC verificará el cumplimiento de esta certificación y con ella dará una nueva habilitación al sistema de medición. En tanto el Agente no presente este Informe con la certificación indicada, la medición podrá quedar deshabilitada por el CNDC.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

6. Para el caso de los SIMECR, los Agentes deberán de considerar las medidas de seguridad de los equipos y datos de medición que se indican en el RMER.

VIII. REGISTRO DE PUNTOS DEL SIMEC.

1. El CNDC mantendrá un registro con los puntos de medición habilitados en el SIMEC con los datos del sistema de medición, modificaciones, resultados de auditorías, etc. Dicho Registro será de acceso abierto para consulta de todos los Agentes y el INE.

2. Para cada medición del SIMEC el Registro identificará. a) Ubicación.
b) Tipo de medición

c) Agente propietario.

d) Características del medidor.

e) Certificado de habilitación vigente, con la documentación que corresponda.

f) Historia de fallas y/o incumplimientos registrados.

IX. FALLAS DE MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.

1. En caso de falla en el acceso remoto a alguna medición remota, la medición oficial será realizada localmente por el Agente, y enviada al CNDC en formato electrónico dentro de las siguientes 24 horas.

2. Cuando por cualquier causa el CNDC no pueda acceder a los medidores principales del SIMEC vía telelectura, la información

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

oficial del SIMEC a utilizar será la obtenida de las siguientes mediciones alternativas, con el siguiente orden de prioridad:

i. Información del medidor principal, tomada en forma local por la parte del agente propietario;

ii. Información del medidor de respaldo vía tele lectura o tomada en forma local por parte del agente propietario;

iii. Información del sistema SCADA, de existir;

iv. Información suministrada por el Agente al centro de control del CNDC, transmitida telefónicamente, por radio comunicación, o por medio electrónico, (correo o fax) por los operadores de estaciones transformadoras o plantas de generación según corresponda.

3. Cuando por cualquier causa el CNDC no pueda acceder a los medidores principales del SIMEC vía telelectura ni a medición local, de acuerdo a lo indicado en el párrafo anterior, adoptará como información oficial del SIMEC valores programados o históricos del CNDC, según resulte más representativo.

4. Cuando se utilice como fuente de información el medidor de respaldo se convertirá en mediciones para cada intervalo de Mercado utilizando una curva de carga estimada que construirá el CNDC con la mejor información que disponga a tales efectos.

5. Cuando se utilice como fuente de información potencia horaria, el CNDC la convertirá a mediciones de energía a partir de la mejor representación que se obtenga del valor medio de la potencia en cada hora.

6. Cuando se utilice como fuente información histórica, el CNDC elegirá un conjunto de datos correspondiente a situaciones operativas análogas a las existentes en el lapso de ausencia total

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

de otra fuente de información.

7. Cuando se utilice como fuente información programada, el CNDC utilizará los valores programados para los correspondientes intervalos de Mercado.

8. El CNDC informará a los Agente mediante el pos despacho y el DTE, cuando se esté utilizando como fuente de información para las transacciones económicas una medición diferente al medidor principal, acompañado de las razones que lo motivaron y la metodología para obtener los correspondientes valores oficiales del SIMEC.

9. Cuando el CNDC detecte que el medidor supera el error teórico de clase de la medición, deberá aplicar un ajuste a los valores medidos igual al desvío de medición detectado. Dicho ajuste se aplicará con retroactividad hasta la última verificación sin error fuera de clase, salvo que ello sea mayor que 30 días en cuyo caso se aplicará los 30 días anteriores.

10. Cuando el CNDC detecte que el medidor principal falla, tomará como oficial la lectura del medidor de respaldo. Si este tampoco cumple el error de clase, el CNDC utilizará el medidor principal y le aplicará un ajuste igual al desvío de medición detectado a la energía medida. Este ajuste se mantendrá en tanto sea corregido el medidor y se realice una nueva verificación demostrando que el medidor se encuentra dentro del error admisible.

11. En caso de que un medidor principal falle pero no el de respaldo, el agente deberá corregir el medidor con falla dentro de los siguientes cinco días hábiles.

12. En caso que el medidor no sea reparado en el tiempo establecido en el numeral 11 los ajustes realizados por el CNDC no serán objeto de reclamos o de re facturaciones.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

ANEXO COMERCIAL: GENERACIÓN OBLIGADA.

I. OBJETO.

El objeto del presente Anexo es identificar las condiciones que llevan a la generación obligada y establecer las metodologías que determinan el o los responsables a quienes se asignarán los sobrecostos asociados.

II. TIPOS DE RESTRICCIONES.

Los tipos de restricciones que pueden llevar a la necesidad de generación obligada son los siguientes:

a) Mantenimiento del Voltaje dentro de los niveles requeridos por los criterios de calidad y seguridad.

b) Restricciones de unidades generadoras.

c) Restricciones de capacidad de transmisión por características técnicas y/o criterios de calidad y seguridad.

III. RESTRICCIONES DE VOLTAJE.

1. El CNDC está habilitado a despachar generación obligada para mantener el voltaje dentro de los parámetros que establecen los CCSDM en las condiciones definidas en la Normativa de Operación para el despacho y administración del reactivo.

2. Cuando el CNDC deba obligar generación para mantener el voltaje dentro de los CCSDM, la responsabilidad de esta restricción será asignada al o los agentes responsables de acuerdo a los criterios que se indican a continuación.

3. Si el o los nodos en que se presenta el problema de voltaje se

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

conecta un agente Consumidor, dicho agente será considerado responsable de la restricción si el agente no cumple con el factor de potencia requerido en dicho punto de conexión.

4. Si el o los nodos en que se presenta el problema de voltaje se conecta un agente Productor, dicho agente será considerado responsable de la restricción si tiene restricciones al cumplimiento del aporte requerido por su Curva de Capabilidad P-Q nominal de acuerdo a lo establecido en la Normas de Operación Técnica de la Normativa de Operación.

5. El agente transmisor será considerado responsable de la generación obligada por voltaje si:

a) El nodo está conectado a su sistema de transmisión.

b) Tiene indisponible equipamiento de transmisión requerido para el mantenimiento del voltaje en el nodo en que se presenta el problema y/o tanto los agentes Consumidores como Productores conectados al o los nodos no presentan incumplimientos en sus obligaciones de reactivo.

c) Restricciones de Unidades Generadoras.

IV. RESTRICCIONES DE UNIDADES GENERADORAS. IV.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

a) Mínimo técnico.

b) Sus tiempos de arranque y parada.

c) Requerimientos de ensayos.

IV.2 TIEMPOS DE ARRANQUE Y PARADA.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

1. El despacho económico puede requerir al arranque y parada de unidades térmicas. Sin embargo, para determinar los programas de carga de las unidades generadoras dicho despacho económico tendrá en cuenta las restricciones en los tiempos de arranque y parada de las unidades. De acuerdo al tiempo requerido para arrancar nuevamente una unidad luego de haber sido detenida, el despacho económico para minimizar el costo total de operación podrá mantener generando en algunas horas una unidad térmica que, de ser parada en la hora que lo requeriría un despacho sin restricciones de tiempos de arranque y parada, no podría entrar nuevamente en servicio generando en la hora que la requeriría nuevamente el despacho sin restricciones de tiempos de arranque y parada. En este caso, en las horas en que la unidad generadora se mantiene generando aunque el despacho sin restricciones de arranque y parada no la requeriría, se considerará a la unidad generadora como generación obligada.

2. Para cada hora en que resulta obligada la unidad por este motivo, la generación obligada asociada a esta restricción se calculará con el
mínimo técnico reconocido. Si la unidad generadora informara que por restricciones propias se debe mantener por encima de su mínimo técnico reconocido, la generación obligada adicional por este incremento del mínimo técnico será tratada de acuerdo a lo que se establece en este Anexo para generación obligada por restricciones de mínimo técnico.

3. El causante de la generación obligada por tiempos de arranque y parada se determinará de acuerdo al siguiente criterio:

- Si el agente Productor al que pertenece la unidad obligada requiere un tiempo de arranque y parada mayor que el reconocido, las horas en que resulte obligada por este tiempo adicional serán asignadas como responsabilidad del agente Productor.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

- Para las horas obligadas por el tiempo de arranque y parada reconocido, el motivo que justifica esta generación obligada es el despacho económico, o sea la minimización del costo total de operación, logrando así la reducción del costo marginal en las horas en que dicha unidad generadora no resulta obligada.

4. El sobrecosto de la generación obligada por un tiempo de arranque y parada mayor que el reconocido será asignado al agente Productor propietario de la unidad generadora.

5. La responsabilidad de pago del sobrecosto de la generación obligada por despacho económico, o sea por el tiempo de arranque y parada reconocido de una unidad generadora, será asignado a los que se benefician de este despacho económico. Esto se determinará de acuerdo a su compra en el Mercado de Ocasión calculada con la siguiente metodología:

a) Para cada agente Consumidor, el CNDC totalizará para las horas del día en que la unidad no resulta obligada la compra de energía del agente en el Mercado de Ocasión, que podrá ser cero, más la asignación de pérdidas de energía que le corresponde (compra de pérdidas) utilizando el mismo criterio de asignación que el definido en la Normativa de Operación para el costo económico de las pérdidas.

b) Para cada agente Productor, el CNDC totalizará para las horas del día en que la unidad no resulta obligada la compra de energía del agente en el Mercado de Ocasión, que podrá ser cero.

6. El sobrecosto de la generación obligada se repartirá entre los agentes Productores y Consumidores proporcionalmente a su compra en el Mercado de Ocasión calculado de acuerdo a lo que indicó en el artículo anterior. En consecuencia, resultarán pagando el sobrecosto aquellos en que la compra resulte mayor que cero.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

IV.3 RESTRICCIONES DE MINIMO TECNICO

1. Cada vez que el despacho económico requiera despachar una unidad generadora en su mínimo técnico u obligarla por criterios de despacho económico teniendo en cuenta los tiempos de arranque y parada, se considerará generación obligada por limitaciones en su mínimo técnico a cualquier requerimiento de dicha unidad de operar por encima de su mínimo técnico reconocido.

2. En este caso la generación obligada estará dada por la diferencia entre el mínimo técnico requerido y el mínimo técnico reconocido.

3. El responsable de pago del sobrecosto de esta generación obligada será el agente Productor propietario de la unidad generadora con la restricción de mínimo técnico.

IV.4. ENSAYOS

1. Si el agente Productor requiere un ensayo para una de sus unidades generadoras y dicho ensayo requiere mantenerla generando en alguna hora por encima de la energía con que resultaría requerida por el despacho económico, cada hora se considerará generación obligada la diferencia entre la energía requerida por el ensayo y la energía requerida por el despacho económico sin dicho ensayo.

2. El responsable de esta generación obligada es el agente Productor que requiere el ensayo.

3. En una hora la generación obligada por el ensayo puede desplazar generación más eficiente. En este caso, si un agente Productor al que pertenece generación desplazada como resultado se ve obligado a comprar dicha hora energía para cumplir obligaciones de entrega a Contratos de Suministro en el Mercado

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

de Ocasión a un precio mayor que su costo variable para el despacho, recibirá una compensación. La compensación horaria se calculará con la generación desplazada valorizada a la diferencia entre el precio del Mercado de Ocasión y su costo variable reconocido para el despacho (el costo variable utilizado en el despacho, ya sea valor del agua o costo variable térmico o precio de la energía en un contrato preexistente).

4. En este caso, la compensación horaria a pagar por el agente Productor responsable que requiere el ensayo será la suma de:

a) El sobrecosto por generación obligada;

b) La suma de las compensaciones a pagar, de existir, a los agentes Productores que resultan desplazados.

V. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.

1. Las restricciones de capacidad de transmisión, ya sea por restricciones de diseño o para cumplimiento de CCSDM, que obliguen generación serán consideradas responsabilidad del agente transmisor dueño de las instalaciones.

2. El pago del sobrecosto correspondiente a dicha generación obligada será cancelado por el agente transmisor que corresponda.

VI. ADMINISTRACIÓN DEL CNDC DE LA GENERACIÓN OBLIGADA.

1. En el despacho y la operación del sistema el CNDC asignará la generación obligada que resulte requerida de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación y el presente Anexo.

2. En los Informes que elabore el CNDC deberá identificar las restricciones que afectaron el despacho y la generación obligada

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

resultante de cada restricción. Para cada restricción deberá identificar la cantidad de horas en que la restricción provocó generación obligada, la energía obligada y el sobrecosto correspondiente más, de corresponder a ensayos, las compensaciones a agentes Productores desplazados.

3. Cada hora en que generación obligada de una unidad generadora sea asignada como responsabilidad del agente Productor al que pertenece dicha unidad (por ejemplo, ante restricciones por encima de los valores reconocidos para la unidad), si bien a la unidad le corresponderá para esas horas adicionales la compensación del sobrecosto, dicho sobrecosto será pagado por el mismo agente Productor. El resultado de esta condición es que la remuneración neta horaria de la unidad generadora será la valorización de la generación obligada asignada como responsabilidad del agente Productor al precio de la energía en el Mercado de Ocasión. En el caso de generación obligada por ensayos la remuneración neta del agente Productor podrá resultar menor si resulta que debe pagar compensaciones a agentes Productores desplazados, de acuerdo a lo que se establece en este Anexo.

ANEXO COMERCIAL: DESPACHO Y PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OCASIÓN

I. OBJETO

1. El objeto del presente Anexo es describir la metodología de detalle para la implementación del despacho y el cálculo del precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

II. DESPACHO

1. De acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación, el cálculo del precio de la energía en el Mercado de Ocasión se calculará con un despacho incluyendo las restricciones. Se indica a

continuación las características de este despacho en cuanto al alcance de las restricciones que se incluirán.

2. Se entiende por límites de diseño de la red de transmisión a la capacidad de transmisión que resulta en cada equipamiento de transmisión para sus condiciones de diseño. Estas restricciones de capacidad de transmisión se incluyen en el despacho, o sea que se colocarán límites a la capacidad de transmisión de cada vínculo disponible.

3. Se incluye la disponibilidad real, tanto de generación como de transmisión. En consecuencia, se representará la red disponible asumiendo que ésta tiene restricciones de capacidad de transmisión. La demanda y/o generación que no pueda conectarse por una indisponibilidad (programada o forzada), no resultará despachada o abastecida en el despacho.

4. Se entiende por restricciones de CCSDM a las restricciones de voltaje y seguridad de áreas, de existir se incluirán estas restricciones. La generación obligada por este motivo no participará en la formación del precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

5. La generación obligada por restricciones de la red de distribución (problemas de voltaje) tampoco será incluida como forzada en el despacho y no participará en la formación del precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

6. Se entiende por restricciones operativas a las restricciones de una unidad generadora que se apartan de sus condiciones reconocidas, los tiempos de arranque y parada, y los requerimientos de generación obligada por ensayos

7. En el despacho se incluirán los mínimos técnicos y potencias máximas reconocidos, de acuerdo a lo que establece el Anexo

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Técnico. Se considerará restricción operativa todo lo que se aparta de los valores reconocidos reconocido (por ejemplo una restricción en la unidad informada por el Generador que obligue un mínimo técnico mayor que el reconocido). Estas restricciones adicionales no se incluirán en el despacho.

8. Los tiempos de arranque y parada, y los requerimientos de generación obligada por ensayos no se incluirán en el despacho.

9. El despacho será tal que mantenga la reserva rodante requerida.

10. El despacho tendrá en cuenta una representación de las pérdidas características de la red disponible.

11. El despacho se realizara en períodos de 1 hora.

III. DATOS A UTILIZAR PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OCASIÓN

III.1.CRITERIOS GENERALES

1. El precio de la energía en el Mercado de Ocasión se calculará con el despacho utilizando la siguiente información.

III.2. DEMANDA (INCLUYENDO EXPORTACIÓN).

1. Para el cálculo del valor definitivo del precio de la energía en el Mercado de Ocasión, a cada hora se asignará la demanda horaria registrada en el SIMEC.

2. De no contarse con los datos del SIMEC dentro de los plazos previstos para enviar a los agentes la información a suministrar con el postdespacho, el CNDC utilizará los datos horarios de demanda de la operación para obtener la estimación preliminar del precio.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

3. En caso de requerir evaluar precios dentro de la hora, debido a eventos que llevan a un cambio que afecta el precio de la energía, se utilizará como dato de demanda total para la discriminación menor que la horaria la integración de la generación según las mediciones del SCADA. En caso de no disponerse de medición SCADA, se utilizará la mejor información disponible de la operación.

4. Cuando existan exportaciones (bajo contrato o de oportunidad), los sobrecostos ocasionados en el SIN serán responsabilidad del o de los Agentes que realicen dichas exportaciones. Es decir que el precio de energía de ocasión no debe ser afectado por las exportaciones.

III.3 DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN (INCLUYENDO IMPORTACIÓN).

1. Se utilizará la disponibilidad real resultado de la operación.

2. Se tomará como disponibilidad inicial la correspondiente a la hora 0:00.

3. Para cada cambio de disponibilidad (tales como disparo, comienzo y fin de mantenimiento, etc.) se tendrá en cuenta la hora del evento.

4. Una unidad en prueba se considerará indisponible para el despacho. Por lo tanto, se le asignará una disponibilidad igual a cero para el cálculo del despacho.

III.4 DISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN.

1. Se utilizará la disponibilidad registrada de la operación.

2. Se tomará como disponibilidad inicial la correspondiente a la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

hora 0:00.

3. Para cada cambio de disponibilidad (incluyendo contingencia, comienzo y fin de mantenimiento), se tendrá en cuenta la hora en que se produjo.

III.5 RACIONAMIENTO:

Se tendrá en cuenta las condiciones de racionamiento registradas de la operación, incluyendo para cada condición de energía no abastecida:

a) Hora y fin de cada restricción al suministro sea programada o por actuación de esquemas de desconexión de cargas.

b) Estimación de demanda no abastecida.

III.6 COSTOS VARIABLES PARA EL DESPACHO:

1. Se utilizarán los costos variables para el despacho suministrados, excepto el valor del agua que se utilizará el calculado por el CNDC.

2. Para cada GGD térmico, se podrá utilizar para el despacho un único valor de costo variable, dado por el correspondiente a plena carga. De no existir curva heat rate, se utilizará el único valor disponible.

3. Para el cálculo del precio de la energía y de resultar la unidad marginal un GGD térmico, se utilizará el costo variable disponible para la condición de carga que resulta del despacho sin restricciones. De no existir curva heat rate, se utilizará el único valor disponible.

IV. PRECIO DE LA ENERGÍA ANTE EVENTOS.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

4.1. Se entiende por evento a la pérdida o recuperación de carga (incluyendo exportación), y/o una pérdida o recuperación de generación (incluyendo importación).

4.2. Dado que el despacho en el pos despacho se correrá con la condición en la hora exacta, no diferenciará el momento en que se produce un evento.

4.3. Si ocurre un sólo evento dentro de una hora, se tomará como precio representativo del evento al precio al comienzo de la siguiente hora. De este modo, el precio representativo desde el comienzo de la hora hasta el minuto anterior al evento es el que resulta del despacho para la hora, y el precio representativo desde el evento hasta el comienzo de la siguiente hora al precio que resulta del despacho para la hora siguiente. Por ejemplo, si un evento sucede a las 7:19, el despacho determinará el precio para las 7:00 y para las 8:00. El precio de las 7:00 se considerará el precio hasta las 7:18 (asumiendo que es el primer evento que ocurre desde el inicio de la hora, y el precio de las 8:00 como precio entre las 7:19 y las 8:00.

4.4. Si en cambio se presenta más de un evento dentro de una hora, se calcularán los precios dentro de la hora para cada evento de acuerdo a la siguiente metodología.

a) Se tomará el precio y despacho al comienzo de la hora, y se ordenará la generación despachada fuera de las plantas hidroeléctricas (o sea generación térmica, ofertas en la interconexión internacional y unidades racionamiento) por costos variables para el despacho crecientes. Se ordenará también la generación restante prevista no generando pero disponible excluyendo la hidroeléctrica (o sea generación térmica, ofertas en la interconexión internacional y unidades racionamiento)) ordenada por costos variables para el despacho crecientes.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

b) Se tomará como precio previo al evento el correspondiente al despacho del inicio de la hora. Se consideran los eventos por orden de hora de ocurrencia.

c) Para el siguiente evento, se corregirá la lista de unidades despachadas para representar el efecto del evento, de acuerdo a los siguientes criterios.

c.1.) Para el caso de pérdida de generación o recuperación de demanda, se eliminará de la lista de unidades despachadas las que resulten indisponibles (de existir) y se agregarán en el orden de la lista de unidades previstas no generando despachadas tantas como sean necesarias para cubrir la demanda prevista en el evento más pérdidas y reserva, incluyendo de ser necesario los escalones de racionamiento.

c.2.) Para el caso de recuperación de generación o pérdida de demanda, se agregará a la lista de unidades despachadas la generación recuperada (de corresponder) y eliminará por orden de costos variables para el despacho decreciente tanta generación como sea necesaria para cubrir la demanda prevista en el evento más pérdidas y reserva.

d) El precio representativo del evento se calculará con el siguiente procedimiento:

d.1.) De corresponder el evento a una condición de racionamiento o ser insuficiente la reserva, el precio lo dará la primera unidad falla.

d.2.) De no existir una condición de racionamiento y resultar reserva mayor o igual que la requerida por los criterios de calidad y seguridad, el precio estará dado por la unidad más cara incluida en la lista corregida de unidades previstas despachadas, salvo que: el

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

valor del agua sea mayor que este costo variable para el despacho en cuyo caso el precio será el valor del agua.

e) Se considerará el siguiente evento de la hora, repitiendo c) y d), hasta no haber determinado el precio en cada evento dentro de la hora.

4.5. La hora se dividirá en subintervalos de acuerdo a la hora en que se produjo cada evento. El precio del subintervalo inicial estará dado por el precio de la hora que resulta del despacho sin restricciones. El precio de cada uno de los siguientes subintervalos estará dado por el precio representativo definido para la condición del evento.

4.6. El precio horario de la energía se obtendrá ponderando los precios representativos de cada subintervalo de acuerdo a los criterios y metodología definida en la Normativa de Operación.

ANEXO COMERCIAL: COORDINACIÓN DE CONTRATOS

I. OBJETO.

El presente Anexo establece las metodologías para la coordinación del suministro de información y restricciones relacionados con los contratos que acuerden los Agentes del Mercado, ya sean contratos interno o de importación o exportación.

II. REQUERIMIENTOS PARA LA COORDINACIÓN COMERCIAL.

2.1. Teniendo en cuenta que la administración del Mercado de Ocasión de potencia requiere utilizar la compra y venta de potencia por contratos y que el paso de cálculo de dicho Mercado de Ocasión es de un día, todo contrato que venda potencia deberá identificar su compromiso en potencia por día. Por lo tanto no se podrá expresar en un contrato un compromiso de potencia por un

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

intervalo menor que un día y el período de vigencia de un contrato que venda potencia deberá ser de por lo menos un día.

2.2. Teniendo en cuenta que la administración del Mercado de Ocasión de energía requiere utilizar la compra y venta de energía por contratos y que el paso de cálculo de dicho Mercado de Ocasión es de una hora, todo contrato que venda energía deberá identificar su compromiso en
energía por hora. Por lo tanto no se podrá expresar en un contrato un compromiso de energía por un intervalo menor que una hora y el período de vigencia de un contrato que venda energía deberá ser de por lo menos un día.

2.3. Con el objeto que el CNDC pueda realizar la administración del Mercado de Ocasión, la información necesaria para determinar la cantidad de energía contratada cada hora y/o la cantidad de potencia contratada cada día deberá ser suministrada claramente, sin requerir interpretaciones del CNDC. Asimismo, con el objeto de dar transparencia a la administración del Mercado de Ocasión, dicha información será de acceso abierto a los agentes que podrán así verificar que las cantidades asignadas por el CNDC a cada contrato corresponde a los contratos habilitados en el Mercado de Contratos.

III. DURACIÓN DE CONTRATOS

3.1 Los contratos se clasificarán por su duración en largo, mediano y corto plazo.

3.2 Se considera contrato de largo plazo al que tiene una vigencia desde su fecha inicial a final no menor que 6 meses.

3.3 Se considera contrato de mediano plazo al que tiene una vigencia desde su fecha inicial a final mayor o igual que 7 días pero menor que

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

6 meses.

3.4 Se considera contrato de corto plazo al que tiene una vigencia desde su inicio a finalización menor que 7 días. Los contratos de corto plazo se diferenciarán en contratos programados y en emergencia.

3.5 El contrato de corto plazo es un contrato de corto plazo que cumple alguna de las siguientes condiciones:

a) Es requerido por un Agente Productor ante un indisponibilidad no programada en una o más de sus unidades cuando dicha indisponibilidad no podía ser prevista por dicho Agente el día anterior;

b) Es un contrato de importación o exportación requerido cuando se modifican las condiciones en uno o ambos de los sistemas en los países que son parte del contrato.

IV) PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN Y MODIFICACIONES

4.1. Los plazos para el suministro de la información de contratos al CNDC están relacionados con su uso por el CNDC, tanto en sus funciones técnicas y operativas del sistema como en sus funciones de administración del Mercado. Esto lleva a que es necesario que la información se suministre con la anticipación necesaria para cumplir adecuadamente sus funciones.

4.2. La información para la administración de un contrato de largo plazo deberá ser suministrada al CNDC con una anticipación no menor que 30 días al inicio de su entrada en vigencia. Toda modificación deberá ser informada por el Agente con no menos de una semana de anticipación de su entrada en vigencia junto con los datos para la Programación Semanal. En este caso, el Agente

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

deberá informar las modificaciones que resultan para todo el período restante de vigencia.

4.3. La información para la administración de un contrato de mediano plazo deberá ser suministrada por el Agente al CNDC con junto con los datos para la Programación Semanal. Si su duración es mayor que una semana el Agente deberá suministrar la información para la
administración del contrato para todo su período de vigencia, pero la información para las semanas subsiguientes podrá ser modificada junto con los datos de las siguientes Programaciones Semanales. El contrato no podrá ser modificado durante el transcurso de una semana (o sea no se puede modificar lo informado para la Programación Semanal) salvo para informar su finalización anticipada.

4.4. La información para la administración de un contrato de corto plazo programado deberá ser suministrada por el agente junto con los datos para el predespacho del día hábil anterior a su entrada en vigencia. Si su duración es mayor que un día deberá informar el contrato para todo su período de vigencia, pero la información para los días subsiguientes podrá ser modificada junto con los datos de los siguientes predespachos de días hábiles.

4.5. La información para la administración de un contrato de corto plazo programado no podrá ser modificada durante el transcurso de un día (o sea no se puede modificar lo informado para el predespacho) salvo para informar su finalización anticipada.

4.6. La información para la administración de un contrato de corto plazo en emergencia deberá ser suministrada por el agente con una anticipación no menor que cuatro horas antes de su entrada en vigencia. Si su duración es mayor que un día deberá informar el contrato para todo su período de vigencia, pero la información para los días subsiguientes podrá ser modificada junto con los datos de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

los siguientes predespachos de días hábiles. La información para su administración a lo largo del resto del día no podrá ser modificada salvo para informar su finalización anticipada.

4.7. La finalización anticipada de un contrato deberá ser informada con una anticipación no menor que: un día para los contratos de mediano plazo y no menor que 4 horas para los contratos de corto plazo.

V. RECHAZO, AUTORIZACIÓN CONDICIONAL Y AUTORIZACIÓN DEFINITIVA.

5.1. El CNDC no dará la autorización a una solicitud de habilitación de un contrato como perteneciente al Mercado de Contratos si no cumple uno o más de los requisitos definidos en la Normativa de Operación. En especial, un contrato será rechazado si se verifica una o más de las siguientes condiciones:

a) Contiene una cláusula o condición que afecta el despacho económico.

b) El contrato compra/vende energía pero no discrimina claramente (permite identificar ex ante y sin necesidad de interpretaciones del CNDC) las cantidades de energía contratadas en cada hora y/o de potencia contratada cada día.

c) El contrato tiene más de una parte compradora y no se discriminan todas las cantidades a comprar por cada una de las partes compradoras. En este tipo de contratos, si no se explicita la cantidad contratada total a entregar por la parte vendedora, el CNDC deberá asumir que es la suma de las cantidades asignadas a cada comprador. Si en cambio se identifica la cantidad contratada total a entregar por la parte vendedora, el CNDC rechazará el contrato si para alguna de las cantidades el total indicado es distinto a la suma de las cantidades asignadas a cada

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

parte compradora.

5.2. El CNDC otorgará una autorización condicional a una solicitud de contrato como perteneciente al Mercado de Contratos si se cumple una o más de las siguientes restricciones definidas en la Normativa de Operación pero el agente se compromete a cumplirlas antes de la entrada en vigencia del contrato:

a) Alguna de las partes no es Agente pero dicha parte expresa su compromiso de convertirse en agente antes del inicio del contrato.

b) El Agente no presenta la documentación que avala su registro en el INE pero el Agente expresa que realizará dicho trámite antes del inicio del contrato.

c) El Agente Productor no cuenta con la suficiente potencia contratable pero se compromete a tenerla antes del inicio del contrato.

5.3. En todos los casos indicados para la autorización condicional, el CNDC la otorgará condicional a que cumpla el requisito faltante. Por lo tanto el contrato no tendrá la autorización definitiva, aun cuando comience su fecha de entrada en vigencia prevista, si la parte involucrada no notifica y avala el cumplimiento del o los requisitos faltantes.

VI. ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

6.1 .El agente local informará los datos del contrato (cantidades, plazos y precios) al CNDC dentro de los plazos indicados en este Anexo y el RMER.

6.2. Si en alguna hora durante la operación real el contrato no se cumple como el intercambio físico programado en los nodos de la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

RTR, para la administración del Mercado Mayorista de Nicaragua se considerará para esa hora como valor programado del contrato el indicado en el RMER.

6.3. Si de los datos informados para transacciones internacionales por contratos resultaría un intercambio en los nodos de la RTR mayor que el máximo admisible (por restricciones técnicas y/o CCSDM), el intercambio de los contratos de importación o exportación, según corresponda, que producirían esa congestión en los nodos de la RTR se limitarán para no superar esa restricción de acuerdo a la siguiente metodología.

a) El CNDC ordenará los contratos de importación o exportación involucrados por duración creciente (primeros los de corto plazo, luego los de mediano plazo y por último los de largo plazo).

b) El CNDC irá eliminando sucesivamente la importación o exportación contratada hasta que el intercambio total resultante en la interconexión internacional no supere el máximo admisible.

6.4. El CNDC informará a los agentes de la condición de congestión en la interconexión internacional, y a los agentes afectados la exportación o importación contratada que no podrá ser realizada suministrando la información de los restantes contratos (cantidades y duración) que avalan la reducción que se debió realizar a los contratos de importación o exportación en la interconexión internacional.

ANEXO COMERCIAL: ADMINISTRACION DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

I. PARA LA PROGRAMACIÓN ANUAL

1. Los Contratos que tienen definidos los montos de energía y precio con duración de más de una semana, se modelarán como ofertas de compra y/o venta de energía conforme a lo establecido

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

en la Normativa de Operación y en el RMER, y se incluirá en la Programación Anual.

2. En condición de operación normal y de emergencia la máxima capacidad de transacciones de energía a través de las líneas de la RTR será la determinada por los estudios de seguridad operativa local y regional.

II. PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL

1. En la oferta de compra y/o venta de energía se identificará con claridad el Agente que accede a comprar y/o vender, la cantidad de energía horaria en MWh y su precio en US $/MWh, el total por bloque, y por la semana en MWh. Para las ofertas de contrato, se deberá incluir el cargo máximo del Servicio de Transmisión que el Agente está dispuesto a pagar.

2. En condición de operación normal y de emergencia, la máxima capacidad de transacciones de energía a través de las líneas de la RTR será la determinada por los estudios de seguridad operativa nacional y regional.

3. El precio de la oferta de venta (inyección) de energía eléctrica en el MER deberá cumplir con las tres condiciones establecidas en el RMER:

a) El precio mínimo de la oferta de venta no debe ser inferior al precio de la energía de ocasión en el MEMN.

b) El costo variable de la unidad más cara perteneciente al Agente.

c) El precio final de la oferta será igual o mayor que el máximo entre el precio del punto a) y el precio por bloque de la energía en el Mercado de Ocasión local reflejado en la Programación Indicativa de la semana anterior a la puesta en práctica de la

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

transacción.

4. El precio de la oferta de compra de energía eléctrica en el MER deberá cumplir con lo establecido en el RMER

a) Para un contrato será el precio en US $/MWh pactado entre las partes. Las transacciones en el Mercado de Contratos Regional pagan los cargos variables de transmisión de manera explícita conforme al RMER.

b) Las transacciones en el Mercado de Oportunidad pagan los cargos variables de transmisión de manera implícita conforme al RMER. El precio de la oferta será menor o igual al precio por bloque de la energía en el Mercado de Ocasión local reflejado en la Programación Indicativa de la semana anterior y se eliminarán las ofertas de compra de energía con precios mayores a éste.

c) El precio de oferta de compra (retiro), debe ser inferior al precio de la energía en el MEMN.

III. PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA

III. 1. DETERMINACIÓN DE CAPACIDAD MÁXIMA EXPORTABLE

La capacidad máxima exportable (Cme) del Sistema para cada hora se determina considerando:

Potencia disponible: Pd en MW
Demanda máxima de generación: Dmg en MW Reserva rodante: Rr en MW
Potencia disponible de los GGD y/o demanda flexible asignada como reserva fría:
Prf en MW
Bajo la siguiente ecuación:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Cme= Pd-Dmg-Rr-Prf

Dónde:

DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN: es la demanda máxima del SIN prevista por el CNDC.

POTENCIA DISPONIBLE DE LOS GGD's ASIGNADOS COMO RESERVA FRIA: es la sumatoria de la potencia disponible de los GGD's asignados para prestar el servicio auxiliar de reserva fría, lo que lo inhabilita para participar en la prestación de otro servicio del MEMN y el MER.

III.2. PROCEDIMIENTO EN CASO DE AUSENCIA DE PRECIO PARA LA CONCILIACION DE DESVIACIONES, SEGÚN EL RMER

Cuando para la conciliación de las desviaciones en un nodo de inyección o retiro o para un enlace entre áreas de control, no se dispone del precio ex ante o del precio ex post, para la conciliación el precio faltante se reemplaza de acuerdo a lo siguiente:

(a) Si el precio faltante es el precio ex ante se reemplazara por el precio ex post

(b) Si el precio faltante es el precio ex post se reemplazara por el precio ex ante

(c) Si no existen simultáneamente los precios ex ante ex post, entonces la conciliación de las desviaciones se hará utilizando precios nodales calculados con los costos o precios marginales del postdespacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional.

III.3. CRITERIOS PARA SUSPENDER TRANSACCIONES DEL MER

Son causas de suspensión de programas de venta de Energía por violación de los CCSDM conforme la Normativa de Operación y el MER:

-Falta de Reserva Fría.
-Falta de Reserva Rodante.
-Restricciones en los equipos del Sistema Nacional de Transmisión.
-Restricciones de Capacidad efectiva en las Unidades Generadoras.
-Pérdida de generación

III.4. CONDICIONES O CRITERIOS PARA MANTENER LA TRANSFERENCIA DE ENERGIA POR EL SISTEMA PARA EL CASO DE QUE EL SNT SEA PORTEADOR.

-En el caso de que el País exportador reduzca la transferencia, nuestro sistema mantendrá la Transferencia hacia al País importador, si y solo si, se cumple con los CCSDM establecidos en la Normativa de Operación.

-En el caso de que el País importador reduzca la transferencia, nuestro sistema mantendrá la Transferencia desde el País exportador, si y solo si, se cumple con el CCSDM establecidos en la Normativa de Operación.

III.5. CONTRATO MER.

5.1 Mercado de Contratos Regional:

1. Tipos de contratos disponibles en el MER, conforme lo establece el RMER:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

a) Contrato Firme: con derechos de transmisión.

b) Contrato No Firme Financiero: Contrato No Firme sin ofertas asociadas.

c) Contrato No Firme Físico Flexible: Contrato No Firme con ofertas de flexibilidad y adicionalmente podrá tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT

Los Agentes que sean parte de un contrato regional deberán suministrar al CNDC, la siguiente información, según la Normativa de Operación y el RMER:

a) Utilizar los formatos que el CNDC ha destinado para tal fin.

b) Identificación del Agente comprador y Agente vendedor que suministra la información.

c) Tipo de contrato.

d) Nodos de inyección y retiro en la RTR.

e) Para cada período de mercado, la energía declarada del compromiso contractual en los nodos de compra y venta.

f) Para los Contratos Firmes, la energía requerida por el Agente comprador así como las ofertas de flexibilidad del Agente vendedor, que sea como mínimo igual a la energía requerida informada por el agente comprador del contrato.

g) Para los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, las ofertas de flexibilidad y/o de pago máximo por CVT asociadas al contrato.

h) La parte que asumirá los cargos en el Mercado de Oportunidad

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

Regional por la diferencia de precios nodales entre los nodos de retiro e inyección asociados al contrato.

2. El CNDC deberá hacer las validaciones correspondientes sobre la información, con el objetivo de encontrar inconsistencias en los datos enviados por los agentes nacionales, antes de ser enviados al EOR.

3. Las siguientes validaciones aplican para todas las declaraciones de contrato:
a) Verificar la existencia de ambos Agentes (vendedor y comprador). b) Verificar que ambos Agentes deban tener al menos la garantía mínima conforme el RMER.

c) Verificar de que ambos puntos de medición sean válidos (dueño, autorizado por alquiler o concesión) para los Agentes involucrados.

d) Verificar que el tipo de contrato sea alguno de los descritos en el RMER.

c) Verificar que el Agente esté representado por el OS/OM que envía el Archivo.

d) Verificar que la magnitud (MW) de los 5 bloques de ofertas esté ordenado de 1 a 5 y que no se permita bloques en cero (0 MW) entre diferentes bloques. Es decir, todos los bloques de energías deben presentarse de forma consecutiva.

e) Verificar los precios por bloque, estos deben ser Precios Crecientes para inyecciones y Precios decrecientes para retiros. Los precios pueden ser iguales.

f) Revisar el Máximo Exportable, según el Pre despacho Nacional.
g) Revisar la Disponibilidad de sus máquinas.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

h) Verificar el cumplimiento de los CCSDM en el SIN

i) Una vez que ha sido validada la oferta se realiza el correspondiente envió al EOR en los plazos establecidos en el RMER.

j) Monitorear inconsistencias en contratos publicados en la página web del EOR, en el periodo de 10:00-11:00 horas.

5.2 Mercado de Oportunidad Regional:

5.2.1 Ofertas de Oportunidad de Inyecciones (exportaciones):

Los Agentes deberán cumplir con los siguientes requisitos:

-Agentes Productores

-Presentar la oferta en los tiempos y formatos establecidos para tal fin.
-La oferta corresponde a energía excedentes de las unidades de su propiedad.
-La oferta es menor o igual a la disponibilidad efectiva excedente de las unidades de su propiedad.
-La oferta no incluye a unidades que están comprometidas en servicios auxiliares.
-La oferta no incluye a unidades que forman parte del predespacho económico.
-La oferta debe incluir las pérdidas incrementales de transmisión correspondientes, si las hubiese.
-El precio de la oferta debe ser mayor o igual al costo variable. Si se trata de un grupo de unidades, será mayor o igual al costo variable más alto.
-El precio de la oferta no debe afectar el precio de la energía en el mercado de ocasión nacional.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

- Agentes Consumidores

-Presentar la oferta en los tiempos y formatos establecidos para tal fin.

-Identificar si es un Distribuidor o un Gran Consumidor. Si se trata de un Distribuidor:

-La oferta corresponde a energía excedente de su contrato.

-La oferta es menor o igual a la disponibilidad efectiva excedente de las unidades con las que tiene contratos.

-La oferta no incluye a unidades que están comprometidas en servicios auxiliares.

-La oferta no incluye a unidades que forma parte del predespacho económico.

-La oferta debe incluir las pérdidas incrementales de transmisión correspondientes, si las hubiese.

-El precio de la oferta debe ser mayor o igual al costo variable. Si se trata de un grupo de unidades, será mayor o igual al costo variable más alto.

-El precio de la oferta no debe afectar el precio de la energía en el mercado de ocasión nacional.

Si se trata de un Gran Consumidor:

-La oferta corresponde a energía excedente de su contrato.

-La oferta es menor o igual a la disponibilidad efectiva excedente de la unidad con la que tiene contrato.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

-La oferta debe incluir las pérdidas incrementales de transmisión correspondientes, si las hubiese.

-El precio de la oferta debe ser mayor o igual al costo de compra en su contrato. Si se trata de un grupo de unidades, será mayor o igual al costo variable más alto.

-El precio de la oferta no debe afectar el precio de la energía en el mercado de ocasión nacional.

5.2.2 Para las ofertas de Oportunidad de Inyección (exportaciones), deberá evaluarse lo siguiente

a) Las ofertas de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, cuya energía provendrá de generación no despachada o despachada parcialmente, que no forme parte de la reserva requerida en el pre despacho nacional.

b) Las ofertas de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, deberán informar para cada uno de los períodos de mercado del día siguiente, las ofertas de inyección de oportunidad en bloques de energía. Para cada nodo de la RTR podrá presentarse más de una oferta de inyección.

c) Las ofertas de oportunidad al MER serán de precio, expresadas en dólares de los Estados Unidos de América por MWh y deberán presentarse, en el formato definido por el EOR.

d) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual estará dispuesto a vender la energía ofertada. La oferta al MER deberá ser mayor o igual al costo declarado o mayor o igual al precio de oferta en el mercado nacional, respetar lo establecido a la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER.

e) Se permitirá en cada oferta de inyección hasta cinco (5) bloques crecientes en precio.

f) Verificar la disponibilidad de exportación, el valor límite al cual se puede llevar una oferta de inyección al MER.

g) Verificar la disponibilidad de la garantía del agente.

h) Los agentes deberán enviar por medio de la página web del CNDC las ofertas de inyección antes de las 9:00 a.m.

i) La coordinación de las transacciones regionales de oportunidad, hasta las 13:00 horas, el CNDC intercambiará con el EOR las ofertas de inyección y retiro de oportunidad regionales en los nodos de la RTR

5.2.3 Ofertas de Oportunidad de Retiro (importaciones)

Los Agentes deberán cumplir con los siguientes requisitos:

Agentes productores

Los Agentes productores solo pueden realizar ofertas cuando han indicado la indisponibilidad del grupo generador. La capacidad máxima a importar será calculada como la diferencia entre la sumatoria de los contratos vigentes y la potencia disponible del GGD.

Agentes consumidores

Los Agentes consumidores (grandes consumidores, auto productores, cogeneradores y distribuidores) tienen libre acceso para realizar ofertas de retiros en el MER que permitan satisfacer su demanda al menor precio, es decir que las ofertas deben de

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

reemplazar la generación de mayor costo en Nicaragua por generación de menor costo a nivel Regional.

El CNDC podrá realizar compras de energía en el Mercado de Oportunidad con autorización del Regulador Nacional, a nombre de los Agentes Nacionales, para mantener los CCSDM.

Para las ofertas de Oportunidad de retiro (importaciones), deberá evaluarse lo siguiente:

a) Las ofertas de los Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, deberán informar para cada uno de los períodos de mercado del día siguiente, las ofertas de retiro de oportunidad en bloques de energía. Para cada nodo de la RTR podrá presentarse más de una oferta de retiro.

b) Las ofertas de oportunidad al MER serán de precio, expresadas en dólares de los Estados Unidos de América por MWh y deberán presentarse, en el formato definido por el EOR.

c) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio máximo hasta el cual estará dispuesto a comprar la energía ofertada y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta del MER.

d) Las ofertas de oportunidad de retiro, de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, vendrán a satisfacer la Demanda no atendida por precio del predespacho nacional.

e) Ofertas para atender déficit nacional.

f) Se permitirá en cada oferta de retiro hasta cinco (5) bloques decrecientes en precio.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

g) Verificar la disponibilidad de la garantía del agente.

h) Los agentes deberán enviar por medio de la página web del CNDC las ofertas de retiro antes de las 9:00 a.m.

La coordinación de las transacciones regionales de oportunidad, hasta las 13:00 horas, el CNDC intercambiará con el EOR las ofertas de inyección y retiro de oportunidad regionales en los nodos de la RTR

5.2.4 Ofertas de Flexibilidad y Pago máximo por CVT asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, según el RMER:

a) Para cada período de mercado, el agente informará al CNDC las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT, asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles en el MER.

b) Cada parte de un Contrato No Firme Físico Flexible, el agente efectuará la oferta de flexibilidad en su respectivo nodo de inyección o retiro asociado al contrato. Dichas ofertas se efectuarán, en general, del mismo modo y forma que las ofertas de inyección y retiro descritas en los numerales anteriores.

c) Las ofertas de flexibilidad de Contratos No Firmes Físico Flexibles no podrán superar, para cada período de mercado, la energía declarada del contrato para el predespacho.

d) Cada Agente informará al CNDC las ofertas de pago máximo por CVT de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, indicando la diferencia máxima de precios nodales, entre el nodo de retiro y el de inyección, que las partes contratantes estarán dispuestas a pagar por unidad de energía. Para las ofertas de pago máximo por CVT deberá considerarse lo siguiente:

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

-Se ofertarán hasta cinco (5) bloques de energía, con su correspondiente precio decreciente, que corresponderá al precio máximo que estará dispuesto a pagar el comprador o vendedor del contrato por el servicio de transmisión entre el nodo de inyección y el de retiro.

-Se indicará el nodo de inyección y retiro del contrato.

-Para cada bloque de energía se considerará que el precio ofertado se aplica a todo el segmento, incluido el extremo mayor de energía pero excluido el extremo menor de energía. Lo anterior con excepción del primer segmento, donde el precio se aplicará incluso al extremo menor, es decir, al valor cero de energía.

-Se indicará la parte que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual

6. ENERGIA DE EMERGENCIA

El EOR coordinará el manejo de la emergencia conforme lo indica el RMER, dando prioridad a mantener la integridad del SER y mantener o restaurar la continuidad del servicio. El EOR podrá solicitar a los OS/ OM elaborar el redespacho para las nuevas condiciones y ajustar las transacciones programadas utilizando las ofertas de oportunidad, de flexibilidad de contratos y de pago máximo por CVT y los compromisos contractuales considerados en el predespacho.

7. GARANTIA DE PAGO AL MER:

La existencia de las garantías de los Agentes es fundamental para un normal desarrollo del mercado. Sin éstas, el agente no puede participar en los procesos de predespacho y por tanto no participará del Mercado Eléctrico.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

GESTION DE GARANTIAS:

a) Cada Agente del Mercado Regional, debe presentar a disposición del EOR una Garantía de Pago en una Institución Financiera de primera línea, para cubrir las transacciones que realizará en el Mercado Eléctrico Regional. El monto de las garantías de pago no podrá ser inferior a un valor mínimo que cubra los pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por Servicio de Regulación del MER y los cargos por servicios de transmisión regional.

b) Débitos de un Agente de Mercado en el MER: Se calculan como la sumatoria de débitos originados por los retiros (importaciones) en el Mercado de Oportunidad Regional y débitos asociados por pago de transmisión por Contratos Regionales que el agente realizó más los débitos por pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por Servicio de Regulación del MER y los cargos por servicios de transmisión regional.

c) Créditos de un Agente de Mercado en el MER: Se calculan como la sumatoria de los créditos originados por inyecciones (exportaciones) en el mercado de Oportunidad Regional y créditos por pago de transmisión por Contratos Regionales que el Agente realizó, más los créditos originados por cargos variables de Transmisión.

d) Disponibilidad Diaria de Garantía de un Agente de Mercado en el MER: La disponibilidad de Garantía para un día específico de un Agente de Mercado en el MER, corresponde al valor de Garantía de Pago, más los créditos, menos los débitos de un Agente del MER a la fecha corriente.

e) La garantía podrá ejecutarse (total o parcialmente) ante falta de

pago en los plazos establecidos.

f) Si en el cálculo de la Disponibilidad Diaria de un Agente de Mercado en el MER, se obtiene un valor de uso mayor que el 80 %, el Agente quedará Inhabilitado para realizar transacciones en el MER

g) El Margen establecido del 5%, corresponde a una reserva monetaria para el pago de otros cargos no incluidos en la Disponibilidad Diaria (Fallas de Importación o Exportación, Cargos administrativos).

8. LIQUIDACIONES MER:

Las remuneraciones y/o cargos que se originen por importaciones-exportaciones se asignarán a los Agentes Nicaragüenses en conformidad con lo indicado en la Normativa de Operación Nacional. La Liquidación de las transacciones se basa en el procedimiento del RMER.

Para la Liquidación de las transacciones en el MER se consideran los siguientes componentes:

i. Transacciones Programadas de energía las cuales pueden ser:

-Transacciones de Contratos (Firmes y No Firmes Físicos Flexibles).

-Transacciones de Oportunidad Programadas.

j. Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.

k. Cargos Regionales de Transmisión (CVT y CURTR).

l. Cargo Complementario de la Línea SIEPAC

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690

m. Cargo por Servicio de Operación del Sistema.

n. Cargo por Servicio de Regulación del MER.

o. Renta de Congestión.

p. Cargo Por Enlace Dedicado de Comunicación.

Fuente: http://www.leybook.com/doc/1690