

CAMBIOS REALIZADOS AL REGLAMENTO DE OPERACIÓN

1. Cambio al numeral NGD.2.2, en el cual se incluye una segunda representación en el conjunto de las empresas de distribución y en el conjunto de las empresas de generación. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) mediante resolución No. JD-1809 de 28 de enero de 2000.
2. Adición del numeral NGD.1.9, donde se le asigna al CND la elaboración de los manuales detallados de procedimiento o las Metodologías que sean necesarias para llevar a cabo sus funciones. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) mediante resolución No. JD-1859 de 03 de marzo de 2000.
3. Cambios a los numerales MDP.2.1 y MDP.2.7 mediante cual se modificó el inicio de la programación semanal y el plazo en la cual el CND debe informar los resultados de dicha programación respectivamente. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-2746 de 20 de abril de 2001.
4. Cambio al numeral NGD2.2, en el cual se incluye una segunda representación por los Grandes Clientes. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-2976 de 3 de octubre de 2001.
5. Cambio al numeral NII.2.20, en el cual se deja como opción a los Agentes del Mercado que los medidores del SMEC tengan la capacidad de implementarles tres (3) relevadores de contactos sin potencial forma C, con capacidad interruptiva de 10 A, hasta 150 VDC y con capacidad de ser programados como puertos de entrada de alarma, salida de control o como generadores de pulsos KYZ independientes. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-3208 de 26 de febrero de 2002.
6. Cambio al Capítulo II, Sistema de Medición Comercial, del Tomo IV Normas para el Intercambio de Información, en el cual se elimina lo concerniente al Período de Transición y se adecuan las especificaciones técnicas del Sistema de Medición Comercial. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-3391 de 28 de junio de 2002.
7. Cambio al numeral MDP.2.21, del Capítulo II Despacho y Programa de Generación del Tomo III Manual de Despacho y Planificación, para adecuar el plazo para cálculo de la potencia firme de las centrales hidráulicas y eólicas. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-3885 de 09 de abril de 2003.
8. Cambios integrales al Tomo I Normas Generales y Definiciones, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-5763 de 29 de diciembre de 2005.

9. Cambios integrales al Tomo VII Normas de Emergencia, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-5812 de 23 de enero de 2006.
10. Cambios integrales al Capítulo II, Sistema de Medición Comercial, del Tomo IV Normas para el Intercambio de Información, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN y nuevos estándares de medición. Aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución No. JD-5819 de 23 de enero de 2006.
11. Cambios integrales al Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN y las reglamentaciones del Mercado Regional de Electricidad. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante resolución AN No.090-Elec de 22 de junio de 2006.
12. Cambios integrales al Capítulo I, Sistema de Automatización de Supervisión y Control y al Capítulo III, Información Periódica para el Despacho, ambos del Tomo IV Normas para el Intercambio de Información, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN y las reglamentaciones del Mercado Regional de Electricidad. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante resolución AN No.370-Elec de 27 de octubre de 2006.
13. Cambios integrales al Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN y las reglamentaciones del Mercado Regional de Electricidad. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.483-Elec de 15 de diciembre de 2006.
14. Cambios integrales al Tomo VI Normas para Interconexión al Sistema, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN y las reglamentaciones del Mercado Regional de Electricidad. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.863-Elec de 23 de mayo de 2007.
15. Cambios integrales al Tomo V Normas para la Expansión del Sistema, para adecuar el mismo a los cambios que ha experimentado el SIN y las reglamentaciones del Mercado Regional de Electricidad. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.1275-Elec de 12 de noviembre de 2007.
16. Cambios al numeral MOM.1.12, del Capítulo I Política de Operación del Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento, para mejorar la planificación para la realización de las ofertas del Servicio auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.2652-Elec de 03 de junio de 2009.
17. Cambios al numeral MDP.2.2 del Capítulo II Despacho y Programa de Generación del Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria, así como del numeral NES.3.3 del Capítulo III Información Requerida para Estudios de Generación del Tomo V Normas para la Expansión del Sistema, igualmente la adición de los numerales MOM.1.58 y

MOM.1.59 al Capítulo I Política de Operación del Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento, para establecer las políticas operativas que deben cumplir los Agentes Térmicos para garantizar la existencia de Combustible previo a la declaración de emergencia de desabastecimiento. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.2652-Elec de 03 de junio de 2009.

18. Cambios a los numerales MDP.1.1 y MDP.2.12 del Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria, así como a los numerales NII.2.1.1, NII.3.4, NII.3.12 y NII.3.13 de Tomo IV Normas para el Intercambio de Información y adición del numeral MDP.2.22 al Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.6530-Elec de 28 de agosto de 2013.
19. Cambios a los numerales MDP.2.20, MDP.2.21 y MDP.2.22 del Tomo III Manual de Despacho y Planificación Horaria. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante las resolución AN No.6679-Elec de 8 de octubre de 2013.
20. Cambio al numeral MOM.1.28 del Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento y una adición al numeral NGD 3.1 del Tomo I Normas Generales y Definiciones. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la resolución AN No.7132-Elec de 28 de febrero de 2014.
21. Cambios a los numerales MOM.1.5, MOM.1.45, MDP.2.21, NII.1.4, NII.3.8, NII.3.9, NES.3.1 y NIS.2.4; y se adicionan los artículos NES.3.4, NES.4.5 y NIS.2.5, para establecer los procedimientos que deberán cumplir los Agentes Productores con tecnología Eólica a conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y se aprovecha la coyuntura para hacer correcciones de referencia. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la resolución AN No.7348-Elec de 12 de mayo de 2014.
22. Cambio al numeral MOM.1.19 del Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la resolución AN No.8909-Elec de 7 de agosto de 2015.
23. Cambios a los artículos NGD.2.1, NGD.3.1, MOM.1.30, NII.4, NES.3.2, NES.3.3 y NES.4.3; con el objetivo de que el CND pueda operar adecuadamente el Sistema Interconectado Nacional. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.9478-Elec de 18 de diciembre de 2015.
24. Cambio al numeral MOM.1.9 del Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la resolución AN No.9598-Elec de 3 de febrero de 2016.
25. Cambios a los artículos (NGD.2.2), (NGD.2.3) y (NGD.3.1) y se adicionan las definiciones de: Grupo Económico y Tecnologías Renovables No Convencionales.

Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.10249-Elec de 22 de julio de 2016.

26. Cambios a los artículos (MOM.1.5), (MDP.2.18), (MDP.2.19), (NII.1.4), (NII.3.8), (NII.3.9), (NIS.2.4) y (NIS.4.2) y se adicionan los artículos (MDP.2.23), (NES.3.5) y (NES.4.6) con el objetivo de establecer los procedimientos que deberán cumplir los Agentes Productores con centrales solares con tecnología fotovoltaica a conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.10803-Elec de 23 de diciembre de 2016.
27. Cambios a los artículos (MOM.3.1), (MOM.3.2), (MOM.3.11), (MOM.3.12), (MOM.3.14), (MOM.3.34), (MOM.3.36), (MOM.3.48) y (NGD.3.1) con el objetivo de establecer el procedimiento de coordinación entre los Agentes del mercado para la solicitud de las libranzas. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.10833-Elec de 30 de diciembre de 2016.
28. Cambios a los artículos (NGD.1.2) al (NGD.1.7) y el (NGD.1.9), con el objetivo de establecer el plazo que tendrá Comité Operativo para atender una solicitud de revisión al Reglamento de Operación realizada por cualquier miembro de este comité y para elaborar un informe que debe remitir al CND para su evaluación y emisión de concepto y recomendaciones sobre los cambios y/o nuevas disposiciones propuestas. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.11456-Elec de 25 de julio de 2017.
29. Cambios a los artículos del Tomo IV “Normas para el Intercambio de Información (NII)”, artículos del Capítulo I “Sistema de Supervisión y Control y el numeral (MOM.3.1.) del Tomo II “Manual de Operación y Mantenimiento (MOM), con el objetivo de desarrollar todo lo referente a la estandarización en la integración de las señales del SCADA para una efectiva Supervisión, Control y Adquisición de Datos de cada una de las subestaciones a nivel nacional. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.12039-Elec de 23 de enero de 2018.
30. Cambios al artículo NII.2.1.1 del Tomo IV “Normas para el Intercambio de Información (NII)”, del Capítulo II “Sistema de Medición Comercial para todos los agentes participantes del Mercado Eléctrico Nacional”, con el objetivo de incluir la opción que tienen los Grandes Clientes de utilizar los medidores de las Distribuidoras. Aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No.13220-Elec de 22 de marzo de 2019.

REGLAMENTO DE OPERACIÓN

CONTENIDO DEL REGLAMENTO DE OPERACIÓN

TOMO I **NORMAS GENERALES Y DEFINICIONES (NGD)**

- I. DISPOSICIONES GENERALES.
- II. INSTITUCIONALIDAD.
- III. TERMINOLOGÍA Y DEFINICIONES.
- IV. NOMENCLATURA.

TOMO II **MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MOM)**

- I. POLÍTICA DE OPERACIÓN.
- II. MANIOBRAS.
- III. TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.
- IV. MEDIOS DE COMUNICACIÓN.

TOMO III **MANUAL DE DESPACHO Y PLANIFICACIÓN HORARIA (MDP)**

- I. POLÍTICA DE DESPACHO.
- II. DESPACHO Y PROGRAMA DE GENERACIÓN.
- III. CONTROL DE FRECUENCIA, VOLTAJE Y SERVICIOS AUXILIARES.

TOMO IV **NORMAS PARA INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN (NII)**

- I. SISTEMA AUTOMATIZACIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.
- II. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA TODOS LOS AGENTES PARTICIPANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL
- III. INFORMACIÓN PERIÓDICA PARA EL DESPACHO.

TOMO V **NORMAS PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA (NES)**

- I. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ALCANCE.
- II. PROCEDIMIENTOS E INFORMACIÓN GENERAL REQUERIDA PARA EL PLANEAMIENTO.
- III. INFORMACIÓN REQUERIDA DE LOS GENERADORES.
- IV. INFORMACIÓN REQUERIDA DE TRANSMISIÓN.

TOMO VI **NORMAS PARA INTERCONEXIÓN AL SISTEMA (NIS)**

- I. DISPOSICIONES GENERALES.
- II. NORMAS PARA CONEXIÓN DE GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES.
- III. NORMAS PARA CONEXIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CLIENTES.
- IV. PRUEBAS Y ACEPTACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES.
- V. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

TOMO VII **NORMAS DE EMERGENCIA (NDE)**

- I. GUÍA PARA EL RECOBRO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

TOMO VIII **REGLAS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

TOMO I

NORMAS GENERALES Y DEFINICIONES

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

- (NGD.1.1) Este documento es el conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del sistema interconectado nacional y compensar los intercambios de energía entre Agentes del Mercado. El cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Reglamento de Operación es de carácter obligatorio para todos los Agentes del Mercado.
- (NGD.1.2) Para los efectos del presente Reglamento, se definen las siguientes nomenclaturas: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (**ETESA**); Centro Nacional de Despacho (**CND**); Sistema Interconectado Nacional (**SIN**) y Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (**ASEP**) y aquellos términos que se definen en el Capítulo III de este Tomo.
- (NGD.1.3) Corresponde a la **ASEP** la aprobación de las disposiciones contenidas en el presente Reglamento y sus modificaciones, y al **CND**, la aplicación e interpretación del mismo.
- (NGD.1.4) Las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, contenidas en este Reglamento, podrán ser modificadas por la **ASEP** a través del procedimiento de Audiencia Pública, tal como lo establece el Artículo Tercero de la Resolución del Ente Regulador de los Servicios Públicos No. JD-605 de 24 de abril de 1998.
- (NGD.1.5) El Reglamento de Operación, exceptuando las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, podrá ser revisado por el **CND** y deberá ser sometido a la aprobación de **ASEP**.
- (NGD.1.6) La revisión y modificación del presente Reglamento, a la que se refiere el artículo anterior serán realizadas por el **CND** a través del Comité Operativo, cuya constitución y funciones están contempladas en el artículo (NGD.2.2) del presente tomo. Tal revisión podrá ser propuesta por cualquiera de los miembros de este comité bajo las siguientes circunstancias:
- (a) Cuando se modifique la Ley que regula el mercado eléctrico.
 - (b) Cuando se den cambios en las regulaciones del mercado que impliquen la alteración de los procedimientos existentes.
 - (c) Cuando ingresen al mercado eléctrico agentes con tecnologías no consideradas dentro del presente Reglamento.
 - (d) Cuando se demuestre que alguna norma contenida en el presente reglamento viole los objetivos de la Ley o las disposiciones legales vigentes.

- (e) Cuando se produzcan cambios a nivel de integración eléctrica regional, que requieran ser tenidos en cuenta en la programación, operación y despacho.
- (f) Para establecer criterios y conceptos necesarios para mantener actualizado este Reglamento a las tendencias tecnológicas y necesidades operativas.

(NGD.1.7) El procedimiento a seguir para la revisión y modificación del Reglamento de Operación se efectuará tomando en cuenta las siguientes normas:

- a) Cualquiera de los miembros del Comité Operativo podrá solicitar la revisión del Reglamento de Operación, sustentando su solicitud en las causas estipuladas en el artículo (NGD.1.6). El proponente deberá presentar su solicitud de revisión por escrito en donde deberá incluir la lista de los artículos cuya modificación está sugiriendo, acompañada de la redacción propuesta. Esta solicitud de revisión será sometida a la discusión del pleno del Comité quién en un plazo de 30 días calendarios deberá elaborar y remitir al CND un informe que contendrá la(s) propuesta(s) originales y en el cual establecerá, por lo menos lo siguiente:
 - 1. La factibilidad del cambio o de la nueva disposición que se propone.
 - 2. Las ventajas y/o desventajas del mismo.
- b) El CND tendrá un plazo máximo de quince (15) días para evaluar el informe presentado por el Comité y emitir su concepto y recomendaciones sobre los cambios y/o nuevas disposiciones propuestas.
- c) El **CND** remitirá, junto con el informe del Comité Operativo, su concepto y recomendaciones a **ASEP** quién deberá aprobarlo o rechazarlo.
- d) En caso de que **ASEP** rechace la propuesta de modificación, deberá enviar un informe al **CND** con copia al Comité Operativo en donde queden ampliamente detalladas todas las razones que motivaron el rechazo.

(NGD.1.8) El incumplimiento de este Reglamento dará lugar a las sanciones que procedan, según la Ley.

(NGD.1.9) El CND elaborará los manuales detallados de procedimiento o las Metodologías que sean necesarias para llevar a cabo las funciones de operación integrada del SIN que le asignan la Ley y las reglamentaciones vigentes, siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 15.4 de las Reglas Comerciales.

CAPÍTULO II

INSTITUCIONALIDAD

(NGD.2.1) La operación integrada del **SIN** es un servicio que será prestado por el **CND**, una dependencia de **ETESA**.

Las funciones del **CND** abarcan, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 71 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las siguientes:

- a) Planificar la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el **SIN**, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.
- b) Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales.
- c) Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del **SIN**.
- d) Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión en el **SIN**.
- e) Aplicar e interpretar este Reglamento e informar, al **ERSP**, acerca de las violaciones o conductas contrarias a este documento.
- f) Llevar el registro de fallas.
- g) Administrar el despacho del mercado de contratos en el que participen los Agentes del Mercado.
- h) Ejercer las demás atribuciones que le confieran la presente Ley y sus reglamentos.

(NGD.2.2) Se contará con un Comité Operativo, cuya función principal será considerar los temas relacionados con la operación del **SIN**. Este Comité Operativo estará conformado por representantes de los agentes del mercado designados de la siguiente manera:

- a) Un representante del **CND**, quien lo presidirá
- b) Dos representantes designados por el conjunto de las empresas de distribución
- c) Un representante designado por las empresas de transmisión
- d) Dos representantes designados por los grandes clientes
- e) Tres representantes designados por las empresas de generación (Uno por empresas hidroeléctricas con una capacidad mayor a 20 MW, uno por empresas termoeléctricas y uno por empresas con tecnologías renovables no convencionales e hidroeléctricas con una capacidad instalada menor o igual a 20 MW).

Ninguno de los tres representantes que se designen por agentes podrá pertenecer a empresas que sean controladas por un mismo dueño o Grupo Económico.

Con la finalidad de evitar el control o acaparamiento de las posiciones de representación en el Comité Operativo correspondientes a las empresas de generación, se incluyen las siguientes restricciones:

- a) Las empresas que poseen generación hidroeléctrica con capacidad mayor a 20 MW y/o generación hidroeléctrica con capacidad menor o igual a 20 MW; y/o generación con tecnologías renovables no convencionales y/o generación termoeléctrica de forma simultánea, sólo podrán participar para elegir o ser elegidas como representante de la categoría en la cual tengan la mayoría de su capacidad de generación.
- b) El grupo económico que cuente con empresas de diferente tecnología, sólo podrán ser representado para elegir o ser elegido como representante de la categoría en la cual tenga la mayor capacidad instalada de generación, considerando lo indicado en el numeral anterior.

(NGD.2.3) Cada representante de los Agentes del Mercado en el Comité Operativo será designado por el conjunto de empresas a quienes representa. Para ser designado un representante deberá contar con la aprobación por escrito y con la mayoría (la mitad más uno) del total de las empresas representadas, considerando las restricciones indicadas en el numeral (NGD.2.2)

Estas designaciones deberán ser presentadas por escrito al **CND** con las correspondientes firmas de los representantes legales de los agentes principalmente representados. Una empresa o un representante sólo puede representar a un tipo de agente.

El CND deberá enviar al pleno del Comité Operativo las designaciones que cumplan con todos los requisitos del Reglamento de Operación, para la siguiente sesión del Comité Operativo.

(NGD.2.4) La designación de los representantes de los Agentes del Mercado en el Comité Operativo tendrá una vigencia de dos años, luego de los cuales los representados deberán efectuar una nueva designación. Estas nuevas designaciones podrán incluir nombres de miembros que ya hayan participado anteriormente en el Comité Operativo.

(NGD.2.5) Entre las funciones principales de este Comité se especifican las siguientes:

- a) Establecer su reglamento de funcionamiento interno;
- b) Elaborar propuestas de modificación al Reglamento de Operación;
- c) Interpretar y resolver en primera instancia los conflictos que surjan de la aplicación del Reglamento de Operación.

CAPÍTULO III

TERMINOLOGÍA Y DEFINICIONES

(NGD.3.1) Para efecto de este Reglamento, se consignan las siguientes definiciones:

ABRIR. Separar una parte del equipo para interrumpir el paso de la corriente eléctrica.

ACCESO LIBRE. Régimen bajo el cual la empresa responsable de la operación de la red nacional de transmisión o de distribución, permite el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de la de distribución, a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento, únicamente, de las normas de operación que rijan tal servicio y el pago de las retribuciones económicas que correspondan.

AGENTES DEL MERCADO. Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones internacionales.

AGENTE INFORMADO. Se considerará Agente informado en una libranza a aquel que no se percibe recibirá afectación producto de la libranza y que debe conocer del trabajo a ejecutarse a manera informativa.

AGENTE INVOLUCRADO. Se considerará involucrado a aquel agente que según lo descrito en la solicitud de libranza: deba destinar algún tipo de su recurso para la libranza, que deba permitir acceso a sus instalaciones, que indique afectación en la normal operación de sus unidades de generación y/o instalaciones.

AGENTE RESPONSABLE. Se considerará responsable a aquel agente que coordina, solicita y ejecuta la libranza.

ALIMENTADOR. Línea de conducción eléctrica conectada a una sola estación, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidoras o directamente a los usuarios.

ALTURA NETA. Es la diferencia entre el nivel en el embalse y/o cámara de carga y del nivel de desfogue (m).

ALTURA (CARGA) DE DISEÑO. Indica el valor de la carga de diseño (m).

ÁREA DE CONTROL. Conjunto de centrales generadoras, subestaciones y líneas dentro de una zona geográfica, determinada por el **CND**.

ARRANCAR. Conjunto de operaciones, manuales o automáticas, para poner en servicio un equipo.

AUTOGENERADOR. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a ETESA y a otros Agentes del Mercado.

ARRANQUE EN LÍNEA MUERTA. Atributo de una unidad generadora que le permite ser puesta en servicio sin depender de una fuente de energía externa.

BITÁCORA. Es el documento oficial del CND, en el cual se deben registrar los sucesos de la operación del SIN.

BLOQUEO. Medio que impide el cambio parcial o total de la condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación de cualquier tipo.

BOCATOMA O CAPTACIÓN. Es una estructura hidráulica destinada a derivar desde un curso de agua una parte del agua disponible, para ser utilizada en un fin específico, como la generación de energía.

CALIDAD. La condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

CANAL. Tipo de conducción de agua expuesta sobre la superficie del suelo

CAPACIDAD EFECTIVA. Potencia máxima que se puede obtener de las unidades generadoras.

CAPACIDAD RODANTE. Suma de las capacidades efectivas sincronizadas al sistema.

CARGA. Consumo de potencia en un punto de una red.

CASA DE MÁQUINAS. Es la estructura que aloja todo el equipo electromecánico, en los que se transforma la energía cinética del agua en energía mecánica y posteriormente en eléctrica.

CAUDAL ECOLÓGICO. Es el régimen hídrico que se da en un río, humedal o zona costera para mantener ecosistemas y sus beneficios donde se dan utilidades del agua que compiten entre sí y donde los caudales se regulan.

CAUDAL AFLUENTE. Se refiere a los aportes hidrológicos de la central.

CENTRAL (PLANTA). Estación cuya función consiste en generar energía eléctrica.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO. (CND) Dependencia de ETESA encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

CENTRO DE DISTRIBUCIÓN. Dependencia establecida para la operación de un grupo definido de estaciones y circuitos de distribución de energía eléctrica.

CERRAR. Unir una parte del equipo para permitir el paso de la corriente eléctrica.

CLIENTE. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

CLIENTE FINAL. Cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para la reventa.

COGENERADOR. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica como subproducto de un proceso industrial y cuya finalidad primaria es producir bienes o servicio distintos a energía eléctrica. Puede vender energía eléctrica a la Empresa de Transmisión y a otros Agentes del Mercado.

CONDUCCIÓN. La alimentación del agua a las turbinas a través de un sistema de canales, túneles o tuberías.

CONECTARSE EN LÍNEA MUERTA. Capacidad de un generador para energizar una línea desenergizada o sin voltaje.

CONTINUIDAD. Es la acción de suministrar en forma ininterrumpida el servicio de energía eléctrica a los usuarios, de acuerdo a normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

CUCHILLA. Dispositivo cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo sin carga.

CUCHILLA DE APERTURA CON CARGA. Cuchilla diseñada para interrumpir corriente de carga hasta sus valores nominales.

CUCHILLA DE NEUTRO. Cuchilla que permite conectar y desconectar el neutro de un equipo.

CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA. Cuchilla que sirve para conectar a tierra un equipo determinado.

CUENCA. Es un conjunto de embalses acoplados hidráulicamente por vías (pueden ser canales, ríos, etc.). Las formas admitidas de este acoplamiento van desde el caso de vasos acoplados encascada, hasta el caso en el que varias vías de agua descargan sobre un vaso y este descarga sobre varias vías.

DEMANDA MÁXIMA. Consumo máximo de potencia eléctrica registrado en un período de tiempo determinado.

DESPACHADOR. Persona autorizada que supervisa y controla la operación de los equipos de una red de transmisión o distribución desde un centro de operaciones.

DESPACHADOR DEL CND, Persona autorizada que supervisa y controla desde el CND mediante control remoto o por otros medios, los equipos ubicados en las distintas estaciones que constituyen la red del SIN. Es el encargado de realizar el despacho de carga.

DESPACHO DE CARGA. Operación, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema eléctrico interconectado, con base en la optimización de criterios socioeconómicos.

DISPARO. Apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar una parte del sistema.

DISTRIBUCIÓN. Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

DISTRIBUIDOR. Persona natural o jurídica, titular de una concesión para la prestación del servicio público de distribución, definido en el Artículo 88 de la Ley N° 6.

DISTURBIO. Alteración de los parámetros de la red, tales como frecuencia y voltajes, y que es originado por un evento ocurrido fuera del SIN.

EMBALSE. Acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho del río, como son las presas, que cierra parcial o totalmente su cauce

EMERGENCIA. Estado del SIN o elementos de éste, que pueden poner en peligro el servicio, las instalaciones o vidas humanas y que requieren de una acción inmediata.

ENERGIZAR. Cerrar un equipo para que adquiriera potencial eléctrico.

ENTE REGULADOR. (ERSP) Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996.

EQUIPO. Conjunto de máquinas, aparatos, circuitos eléctricos, tuberías, medios de comunicación, etc., requeridos para la operación de cualquier instalación.

EQUIPO DISPONIBLE. Equipo que puede ponerse en operación en cualquier momento.

EQUIPO MUERTO. Equipo que no está energizado.

EQUIPO VIVO. Equipo que está energizado.

ESTACIÓN. Instalación que se encuentra dentro de un espacio delimitado, que tiene una o varias de las siguientes funciones: generar, transformar, recibir, enviar o distribuir energía eléctrica.

EVENTO. Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico. Este puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos, alterando las condiciones normales de operación del SIN.

FALLA. Alteración o daño en cualquier parte del equipo, que varía las condiciones normales de operación

GASTO DE DISEÑO. Indica el gasto de diseño de la unidad (m^3/s).

GASTO MÁXIMO. Indica el valor máximo permitido del gasto en la vía (m^3/s), este valor puede estar dado por la suma del caudal turbinado con el caudal vertido (Defluencia máxima).

GASTO MÍNIMO. Indica el valor mínimo permitido del gasto en la vía (m^3/s), este valor puede estar dado por la suma del caudal turbinado con el caudal vertido (Defluencia mínima).

GENERACIÓN. Es la producción de energía eléctrica por cualquier medio.

GENERADOR. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica para ser comercializada.

GRAN CLIENTE. Persona natural o jurídica, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas, según las leyes y reglamentos vigentes.

GRUPO ECONÓMICO. Es el grupo o conglomerado empresarial donde el control de empresa, de acuerdo a lo definido en el artículo 5 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, lo ejerce un solo dueño, ya sea natural o jurídica.

HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN. Son los equipos, sistemas y programas que proporcionan a los centros de control, información visual, audible o escrita de las condiciones del sistema eléctrico para planear, supervisar, controlar y analizar la operación.

INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL. Conjunto de transacciones relacionadas con la transferencia de energía y potencia entre países.

INTERRUPTOR. Dispositivo utilizado para cerrar o abrir equipos eléctricos, con o sin carga.

ISLA ELÉCTRICA. Sección del SIN, que debido a su topología, permite su independencia física y eléctrica, debido a que cuenta con capacidad de generación para brindar el servicio eléctrico a los usuarios.

LEY. Ley No. 6 de febrero de 1997.

LIBRANZA. Autorización especial que concede el CND para realizar los trabajos necesarios sobre equipos e instalaciones del SIN; "en estos casos se dice que estará en libranza el equipo".

LIBRAR O EFECTUAR LIBRANZA. Acción de dejar un equipo sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión y otros fluidos peligrosos para el personal, aislando completamente el resto del equipo mediante interruptores, cuchillas, fusibles, válvulas y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar energizado o a presión valiéndose para ello de bloqueos y colocación de tarjetas de seguridad.

LIMITADOR DE CARGA ACTIVA. Dispositivo que no permite a una unidad generadora incrementar su potencia activa por arriba de la fijada en éste.

LÍNEA. Circuito eléctrico cuyo propósito es conducir energía eléctrica.

MANIOBRA DE OPERACIÓN. Acciones ejecutadas sobre el sistema hechas por un Operador, Despachador o Despachador del CND, directamente o a control remoto, para accionar algún elemento que pueda cambiar el estado o funcionamiento del sistema, ya sea este elemento eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole.

MERCADO DE CONTRATOS. Conjunto de transacciones pactadas entre agentes del mercado.

MERCADO OCASIONAL. Conjunto de transferencias de electricidad a corto plazo entre Participantes del mercado, que no han sido establecidas mediante contratos.

METODOLOGÍAS. Son los manuales detallados de procedimientos para la administración operativa y/o comercial del Mercado Mayorista de Electricidad y que complementan el Reglamento de Operación.

NIVEL MÁXIMO DE OPERACIÓN. Indica el valor máximo del nivel en el embalse o tanque de presión permitido para su operación (m.s.n.m).

NIVEL MEDIO DE DESFOGUE. Indica el valor del nivel medio de desfogue (en la descarga) en la vía (m.s.n.m.).El comportamiento del nivel de desfogue es función del gasto (m^3/s) en la central.

NIVEL MÍNIMO DE OPERACIÓN. Indica el valor mínimo del nivel en el embalse o tanque de presión permitido para su operación (m.s.n.m.).

OPERACIÓN. Aplicación del conjunto organizado de las técnicas y procedimientos destinados al uso y funcionamiento adecuado del equipo.

OPERACIÓN NORMAL. Operación en la que se cumple la seguridad, continuidad y calidad establecida del servicio eléctrico.

OPERACIÓN DE EMERGENCIA. Operación fuera de lo normal.

OPERADOR. Persona autorizada que opera y/o supervisa una estación o planta(s) eléctrica.

PARAR. Conjunto de operaciones, manuales o automáticas, mediante las cuales se detiene la operación de un equipo.

PLAN DE EXPANSIÓN. Plan de expansión de generación y transmisión en el SIN, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental, prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad.

PLANTA O CENTRAL HIDROELÉCTRICA. Lugar o estructura que permite transformar la energía hidráulica en energía eléctrica.

POTENCIA DE PLACA. Potencia especificada por los fabricantes de equipos.

POTENCIA DISPONIBLE. Potencia del generador disponible para el despacho de carga en el SIN.

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

RECURSOS ENERGÉTICOS. Son los recursos destinados a la producción de energía eléctrica con que cuenta el país.

RESERVA FRÍA. Es la capacidad de generación adicional que puede ser provista por unidades de generación que están disponibles y certificadas para sincronizarse en un tiempo máximo definido en este Reglamento.

RESERVA RODANTE. Cantidad expresada en MW de la diferencia entre la capacidad rodante y la demanda del Sistema Eléctrico en cada instante.

SEGURIDAD. Capacidad de un sistema eléctrico de soportar alguna contingencia y permanecer operando sin exceder la capacidad de los equipos, ni violar los rangos permisibles de voltaje y frecuencia, ni afectar el servicio a los usuarios.

SINCRONIZAR. Conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al Sistema Eléctrico una unidad generadora o conectar dos áreas de control del sistema.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN). Es el conjunto de centrales de generación, líneas y redes de transmisión y distribución de electricidad y sus instalaciones complementarias que se encuentran interconectadas, en un solo sistema a nivel nacional, sin distinción de las personas públicas y privadas a quienes pertenezcan.

SUBESTACIÓN. Estación donde se transforma y/o distribuye energía eléctrica.

TANQUE DE PRESIÓN O CÁMARA DE CARGA. Es una estructura destinada a combinar un sistema de baja presión con un sistema de alta presión, además está destinado a:

Mantener un nivel de reserva de carga para cambios bruscos de carga, evitar el ingreso de elementos sólidos y la entrada de aire a la tubería de presión, y en algunos casos sirve como control de caudal en condiciones atmosféricas adversas.

TARJETA DE SEGURIDAD. Tarjeta que se coloca en los mandos de los dispositivos que indica en que forma se debe operar dicho equipo.

TECNOLOGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES. Son las tecnologías desarrolladas para el aprovechamiento de la generación de energía eólica, fotovoltaica, mareomotriz, biogás y biomasa.

TIEMPO MEDIO DE VIAJE DEL AGUA. Indica el número de minutos que tarda el agua en llegar de un punto aguas arriba a otro punto aguas abajo viajando en la vía.

TRABAJO EN CALIENTE. Trabajo en equipo vivo.

TRANSMISIÓN. Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente.

TRANSPORTISTA. Persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica.

TÚNEL. Tipo de conducción de agua bajo la superficie del suelo.

TUBERÍA DE PRESIÓN O FORZADA. Es el tramo final de la conducción. Lleva el agua a presión desde el canal o el embalse hasta la entrada de la turbina.

UNIDADES DE EMERGENCIA. Son aquellas máquinas que son instaladas en el SIN para garantizar el suministro de energía por un periodo no mayor de un (1) año.

UNIDAD GENERADORA. Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario (turbina hidráulica, de vapor, de gas, motor diesel o cualquier otra tecnología) acoplado a un generador eléctrico.

UNIDAD LIMITADA. Unidad generadora que tiene un valor límite de generación menor a su potencia efectiva.

UNIDAD MAESTRA. Conjunto de equipos y programas de computadoras que procesan datos procedentes de las unidades terminales remotas o de otros medios, utilizada por el Despachador del CND para supervisión y control...

UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR). Es el conjunto de dispositivos electrónicos que reciben, transmiten y ejecutan los comandos solicitados por las unidades maestras e intercambian datos con estas últimas.

VERTEDERO. Se usa para eliminar el caudal de exceso en la bocatoma y el tanque de carga regresándolo al curso natural.

VÍAS CONVERGENTES. Son aquellas que descargan sobre un embalse.

VÍAS DIVERGENTES. Son aquellas sobre las que descarga un embalse.

CAPÍTULO IV

NOMENCLATURA

- (NGD.4.1) Con el propósito de tener una Operación Normal, el **CND** debe definir la nomenclatura para identificar voltajes, subestaciones y equipos, la cual será uniforme en toda la República de Panamá. Dicha nomenclatura, deberá facilitar la representación gráfica por los medios técnicos y tecnológicos disponibles en la operación.
- (NGD.4.2) Será obligatorio a todos los agentes del mercado, el uso de la nomenclatura en la operación del SIN definida por el **CND**. El **CND** informará a los agentes las nomenclaturas a emplear.
- (NGD.4.3) Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores:

<u>VOLTAJE (KV)</u>	<u>COLOR</u>
230	Magenta
115	Celeste
44	Azul oscuro
34.5	Amarillo
13.8	Chocolate
12.0	Rosado
4.16	Naranja
2.40	Morado

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, diagramas unifilares, protecciones y monitores.

- (NGD.4.4) La identificación de la subestación, se hará con la combinación de tres letras y es responsabilidad del **CND** asignarla en coordinación con el Agente involucrado.
- (NGD.4.5) Las subestaciones eléctricas serán nombradas de acuerdo con el nombre del lugar o sitio donde se localicen geográficamente. La nomenclatura de las subestaciones se definirá con las siguientes normas:
- a) Para los nombres con una sola palabra, las tres primeras letras del nombre, por ejemplo: Bayano-BAY.
 - b) Para los nombres de dos palabras, se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra y la primera de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y dos primeras de la segunda... Por ejemplo:

Llano Sánchez LLS
San Francisco SFR

- c) Para los nombres de tres palabras y/o números, se utilizarán la primera letra y/o números de cada palabra. Por ejemplo:

Mata de NanceMDN
Las Minas #1 LM1

- d) Para los casos en que la aplicación de las tres normas anteriores provoque confusión por la similitud entre dos o más nomenclaturas resultantes, el CND coordinará con el Agente involucrado la secuencia de letras o números que permita la identificación más fácil de la subestación respectiva.

(NGD.4.6) La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con un código de caracteres alfanumérico. Se emplearán cuatro (4) caracteres cuando se trate de equipo para operar a un voltaje de 44 KV o inferior y cinco (5) caracteres cuando se trate de equipo para operar a un voltaje de 115 KV o superior. Se exceptúan de esta norma los interruptores de los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 KV o de menor voltaje en los cuales se utilizará una nomenclatura consistente en cinco (5) o seis (6) caracteres alfanuméricos en donde los tres primeros identifican el nombre de la subestación de distribución desde la cual sale el alimentador (de acuerdo al numeral NGD.4.5) y los siguientes el orden que el interruptor ocupa en la sección donde esté instalado.

(NGD.4.7) El orden que ocuparán de acuerdo a su función los dígitos para cualquiera subestación, exceptuando las subestaciones de distribución, se hará de izquierda a derecha.

PRIMERO Y SEGUNDO	Tensión de operación
TERCERO	Posición dentro de la sección o nave.
CUARTO	Número de la sección o nave.
QUINTO	Número de orden

Para el caso de subestaciones de distribución, el orden que ocuparán los dígitos serán de acuerdo a su función:

PRIMERO Y SEGUNDO	Tensión de operación
TERCERO Y CUARTO	Letras que definen los nodos ubicados en la barra de alta tensión, de acuerdo a la línea de transmisión.
QUINTO	Número de orden

(NGD.4.8) **TENSIÓN DE OPERACIÓN.** Está definido por el primer y el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

Voltaje (KV) 2.40	NÚMERO 2
-------------------------	-----------------

4.16	0
12.0	5
13.8	1
34.50	3
44.00	4
115.00	11
230.00	23

(NGD.4.9) **POSICIÓN DENTRO DE LA SECCIÓN.** Está definido por el tercer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

A	posición unida a la barra A.
M	parte central de la sección.
B	posición unida a la barra B.

(NGD.4.10) **NÚMERO DE LA SECCIÓN O NAVE.** Está definido por el cuarto carácter numérico. Se realiza asignándole un número ascendente a cada sección (1,2,3, ...).

(NGD.4.11) **NÚMERO DE ORDEN.** Para **identificarlo** se usa el quinto carácter numérico que especifica la ubicación de cada dispositivo en la sección.

NÚMERO	DISPOSITIVO
1	Cuchilla a la barra A
2	Interruptor
3	Cuchilla a la barra B

(NGD.4.12) En una subestación determinada, se llamará **barra A** a la ubicada a la derecha del unifilar y **barra B** a la barra izquierda del unifilar. De realizarse ampliaciones a una subestación, que involucre barras adicionales, las mismas serán nombradas en orden alfabético y en secuencia a las barras ya existentes, considerando primero la barra ubicada a la derecha del diagrama unifilar.

(NGD.4.13) Los diferentes equipos se identifican de la siguiente manera:

G	Unidad generadora
T	Transformador (todo equipo de transformación)
R	Reactor
C	Capacitor
M	Medidor
RV	Regulador de Voltaje
TT	Transformador de Tierra

(NGD.4.14) Cuando se trata de grupo generador y transformador, se deben identificar ambos con el mismo número. Por ejemplo, si el generador se identifica como G1, el transformador se identifica como T1.

(NGD.4.15) Las líneas de transmisión se identifican utilizando el voltaje (KV) y un número ascendente asignado a la línea. Ejemplo, 230-10, significa que es la línea número 10 en 230 KV.

(NGD.4.16) Los interruptores y las cuchillas de línea se identifican por un código alfanumérico dado lo siguiente:

PRIMERO Y SEGUNDO	Tensión de operación
TERCERO	Letra L
CUARTO	Barra a la cual está conectado
QUINTO	Número de sección
SEXTO	Número de posición (1,2,3, ...)

(NGD.4.17) Las cuchillas de tierra (línea o equipo) se identifican por un código alfanumérico de la siguiente manera:

PRIMERO Y SEGUNDO	Tensión de operación
TERCERO	Letra N

Para las cuchillas de tierra en líneas;

CUARTO Y QUINTO	Número de la línea
-----------------	--------------------

Para las cuchillas de tierra en equipos;

CUARTO	Letra del equipo
QUINTO	Número del equipo

(NGD.4.18) Los interruptores y/o cuchillas asociadas a los equipos, se asignarán por medio de un código alfanumérico de cuatro dígitos.

PRIMERO Y SEGUNDO	- Tensión de operación
TERCERO	- Letra del equipo
CUARTO	- Número del equipo

NOTA: Se exceptúan los interruptores de circuitos ("circuit switcher"), que se designarán por medio de la letra "X", en lugar de la letra del equipo.

(NGD.4.19) Los interruptores y/o cuchillas entre barras de una subestación, se asignarán por medio de un código alfanumérico de cinco dígitos.

PRIMERO Y SEGUNDO	Tensión de operación
TERCERO	Barra existente
CUARTO	Barra nueva

Para los interruptores;

QUINTO	Número de orden
--------	-----------------

Para las cuchillas;

QUINTO

Número de orden. Se asigna el número 1 a la cuchilla asociada a la barra existente y el número 3 a la cuchilla asociada a la nueva barra.

- (NGD.4.20) Todo equipo se identifica por el código alfanumérico precedido por la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: MDN11A12 se refiere al Interruptor 11A12 de la Subestación MATA DE NANCE.
- (NGD.4.21) Los diagramas unifilares de la instalación (estación), deben elaborarse en tamaño carta o doble carta; para el caso de la nomenclatura, esta debe ser en tamaño igual o superior a 12 caracteres por pulgada (cpi).
- (NGD.4.22) La nomenclatura en el campo, debe hacerse, pintado el fondo color amarillo con letras y números en color negro, y de tamaño tal que puedan ser vistos a una distancia de dos metros.
- (NGD.4.23) Las cuchillas de tierra, deberán ser pintadas de color verde en su mecanismo de operación.
- (NGD.4.24) Las fases en las subestaciones deben estar identificadas por un color determinado. Para ello, los agentes del mercado deben mantener pintados los transformadores de potencial, transformadores de corriente, cuchillas motorizadas, cuchillas manuales y los interruptores; mediante la norma siguiente:

FASE	COLOR
A	Azul
B	Amarillo
C	Rojo

- (NGD.4.25) Los paneles de protección y control deben estar claramente identificados. En la parte superior debe mostrar la nomenclatura del equipo a proteger o controlar.
- (NGD.4.26) Las nomenclaturas serán presentadas por los Agentes del Mercado al CND, quien podrá solicitar el cambio y/o corrección de las mismas, en atención al presente Reglamento. Dichas nomenclaturas no podrán ser utilizadas si no han sido aprobadas por el CND. De no contarse con una nomenclatura apropiada para un equipo y/o al existir una confusión en la nomenclatura a emplear, será el CND quien defina la nomenclatura apropiada para el o los equipos y considerará el caso para su inclusión en el Reglamento de Operación.

TOMO II

MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

CAPÍTULO I

POLÍTICA DE OPERACIÓN

PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIN.

- (MOM.1.1) El **CND** elaborará, de acuerdo a lo establecido en el artículo 71 de la Ley, la planificación de la operación del **SIN**, siguiendo las pautas metodológicas que se establecen en este Reglamento.
- (MOM.1.2) El objetivo de esta programación de la operación y el despacho es establecer una política óptima de la operación de los embalses y uso de los recursos disponibles de generación incluyendo la optimización de la coordinación del mantenimiento mayor programado y minimizar los riesgos de falla en el abastecimiento y de vertimientos en los embalses, teniendo en cuenta el aleatorio de la oferta y la demanda.
- (MOM.1.3) **Actualización de la planificación de la operación.** La planificación de la operación de largo plazo será actualizada cada seis (6) meses, en los meses de junio y diciembre, o con una periodicidad menor según lo ameriten las circunstancias prevalecientes, incorporando toda la información vigente sobre proyecciones de la demanda, estaciones hidrológicas, características de las plantas, costos variables de operación y topología de la red eléctrica.
- (MOM.1.4) El **CND** deberá producir un informe con los resultados obtenidos de esta programación, se enviará a los Agentes. El informe incluirá la base de datos e hipótesis consideradas, los precios indicativos resultantes para la energía por periodos de cada año y bloques horarios con los cuales se modeló la demanda, disponibilidad y generación prevista por planta, consumo previsto, mantenimiento programado, intercambio previsto con otros países, oferta hidroeléctrica y evolución de embalse prevista, incluyendo riesgos de vertimiento, riesgo de restricciones al suministro, criterios de calidad y seguridad, restricciones de transmisión, requerimientos de reservas y otros servicios auxiliares, y todo otro tema que se considere necesario y conveniente, a fin que los Agentes tengan la información indicativa sobre el comportamiento futuro posible del mercado.
- (MOM.1.5) **Herramienta para la planificación.** La herramienta utilizada para la planificación de la operación será un modelo que calcule la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema predominantemente hidrotérmico, tomando en cuenta:
- a) Descripción operativa de las plantas hidroeléctricas (capacidad, balance hídrico, límites de turbinamiento y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, evaporación, filtración y restricciones aguas abajo)
 - b) Descripción de las plantas térmicas (capacidad máxima y mínima, "unit commitment", restricciones de generación por grupo, curvas de costo, mantenimiento, consumo de combustible, con uno o más combustibles, consumos auxiliares).
 - c) Proyección de los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.

- d) Descripción de otro tipo de planta y ofertas de autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales, con todos los parámetros, variables y características que describan las mismas y que sirvan para su representación.
- e) Aspectos de incertidumbre hidrológica: El modelo permitirá utilizar un modelo estocástico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial de los caudales, sequías, etc.), o unas secuencias históricas, de caudales, o secuencias hidrológicas específicas para condiciones particulares.
- f) Descripción del sistema de transmisión: que tengan en cuenta, entre otras cosas, topología, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica.
- g) La proyección de la demanda por bloque y por barra del sistema a lo largo de las etapas del horizonte de la planificación.
- h) Descripción operativa de las plantas eólicas que incluyan como mínimo la capacidad, curva de potencia (velocidad del viento vs potencia generada), representatividad de la estacionalidad de los vientos, así como otros parámetros, variables y características que describan las mismas y que sirvan para su representación.
- i) Descripción operativa de las centrales solares o centrales solares con tecnología fotovoltaica (cantidad de paneles, eficiencia de cada panel solar, eficiencia de la planta) sin limitarse a la siguiente información: la capacidad, curva de potencia (irradiación solar vs potencia generada), condiciones de operación y otros parámetros, variables y características que describan la misma y sirvan para su representación, nodo en donde se vinculará a la red. Proporcionar las coordenadas geográficas de la ubicación de la central de generación.

(MOM.1.6) Horizonte de la planificación. La planificación de la operación se elaborarán para un horizonte de mediano (2 años) y largo plazo (5 años).

(MOM.1.7) Información sobre las demandas. El CND requerirá de cada Participante Consumidor las proyecciones de demanda para el horizonte de la planificación, con el nivel de desagregación que se establece en el tomo IV de este Reglamento.

(MOM.1.8) Proyecciones de la demanda. El CND realizará las proyecciones de la demanda en forma agregada, para los propósitos de la planificación.

(MOM.1.9) Programa de mantenimientos mayores. Los Agentes del SIN deben presentar, antes del 15 de septiembre de cada año sus necesidades de mantenimiento para los siguientes dos años, con el detalle y formato que defina el CND. En el caso de los distribuidores serán considerados sólo los mantenimientos relativos a las líneas de alta tensión y sus subestaciones asociadas.

(MOM.1.10) Planificación de los mantenimientos. El CND efectuará la coordinación de los mantenimientos a fin de obtener los siguientes objetivos:

- a) Garantizar que existan la potencia y energía para satisfacer la demanda del **SIN**.
- b) Minimizar los costos de operación del **SIN**.
- c) Reducir el riesgo de vertimiento.
- d) Garantizar los niveles de reservas del **SIN**.

(MOM.1.11) Discusión del programa de mantenimiento. La discusión del programa de mantenimiento elaborado por el **CND** se llevará a cabo con representantes de las empresas involucradas. En caso de falta de acuerdo y conflictos, los mismos serán resueltos por el Comité Operativo.

(MOM.1.12) Publicación del programa de mantenimiento. El programa definitivo será remitido a los generadores y transportistas a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año.

(MOM.1.13) Cumplimiento del programa de mantenimiento. Los Agentes del Mercado deberán efectuar el mantenimiento programado cumpliendo estrictamente lo establecido en el programa definitivo comunicado por el **CND**. En caso de que la fecha de un mantenimiento, que resulte de la coordinación realizada por el **CND**, no sea factible posteriormente para el agente, éste deberá justificar ante el **CND** la posposición o adelanto de dicho mantenimiento, corresponderá al **CND** aprobar o rechazar dicho cambio.

(MOM.1.14) Costo de fallas. El costo de fallas será modelado tal como se establece en las Reglas Comerciales.

(MOM.1.15) Catálogo de Centrales Generadoras. El **CND** mantendrá la información actualizada en el catálogo de centrales, existentes o en construcción. Esta información es suministrada por los generadores en los términos expresados en las normas para intercambio de información, contenidos en el Tomo IV de este Reglamento. Esta información deberá estar disponible para cualquier Agente.

(MOM.1.16) Catálogo de transmisión. El **CND** mantendrá la información actualizada en el catálogo de transmisión, que incluirá la información disponible sobre el sistema de transmisión existente y en construcción. Esta información es suministrada por los transportistas en los términos expresados en las normas para intercambio de información, contenidos en el Tomo IV de este Reglamento. Esta información deberá estar disponible para cualquier Agente.

(MOM.1.17) Tasa de descuento. La tasa de descuento se basará en la rentabilidad esperada para actividades de un nivel de riesgo comparable a la generación de energía eléctrica en las condiciones del mercado de Panamá. Inicialmente este valor es de 12%.

(MOM.1.18) Optimización de la planificación. Es la actividad que tiende a optimizar a corto y mediano plazo, el uso de los recursos de generación, a fin de lograr una política de operación económica, con el objetivo de cubrir a mínimo costo la demanda prevista dentro de los requisitos de calidad y restricciones operativas. Es responsabilidad del **CND** realizar la optimización de la planificación mediante una metodología que tenga como objetivo la optimización de mínimo costo de abastecimiento dentro de los criterios de

calidad y seguridad vigentes, teniendo en cuenta los posibles escenarios futuros de oferta y demanda.

- (MOM.1.19)** Como resultado de la optimización de la planificación de mediano plazo, el **CND** deberá establecer la función de costo futuro que represente el costo de oportunidad del agua de cada embalse para fines del despacho económico y los precios de la energía en el Mercado Ocasional. Esto deberá realizarse antes del comienzo de cada semana.

Cada día el **CND** realizará un predespacho diario considerando la función de costo futuro y de éste se obtendrá el costo de oportunidad del agua aplicable al despacho de cada embalse a lo largo del día.

El **CND** deberá recalcular la función de costo futuro a lo largo de la semana si observa que las hipótesis se han apartado significativamente de las utilizadas para el cálculo antes del comienzo de la semana. El **CND** deberá informar a los Agentes cada modificación y el motivo que justifica dicho cambio.

RESERVA OPERATIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

- (MOM.1.20)** Se entiende como Reserva Operativa del **SIN** a las Reservas Frías, las Reservas Rodantes y la Demanda Interrumpible.

- (MOM.1.21)** La Reserva Fría es el margen de generación sobre la demanda pronosticada para las próximas veinticuatro (24) horas que permite cubrir desviaciones con respecto a lo planificado debido a contingencias. Será provista por unidades no sincronizadas que deben tener la capacidad de sincronizarse en un tiempo máximo de quince (15) minutos una vez dada la orden del **CND**.

- (MOM.1.22)** El margen de reserva fría requerido por el sistema deberá ser fijado por el **CND** de acuerdo a estudios técnico – económicos que permitan adecuar el costo de este servicio con la calidad de servicio requerida. El **CND** deberá informar a los generadores cuáles unidades constituyen estas reservas de manera que estén en condiciones de sincronizar las máquinas en los tiempos máximos requeridos. El **CND** deberá suministrar esta notificación junto con la información del despacho diario para el día siguiente.

- (MOM.1.23)** La Reserva Rodante está constituida por unidades sincronizadas a la red eléctrica y que aportan potencia adicional en tiempo real para corregir las desviaciones de frecuencia producto de los desvíos normales en la producción y en el consumo, de la cual forman parte la regulación primaria y secundaria.

- (MOM.1.24)** La Regulación Primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda. En esta regulación no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés).

- (MOM.1.25) La Regulación Secundaria será la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del AGC, esta permite corregir la desviación acumulada por la Regulación Primaria y el tiempo de respuesta será de cuatro (4) segundos o menos. .
- (MOM.1.26) La Demanda Interrumpible es aquella que oferta retirarse del SIN, voluntariamente en función de los precios previstos en el Mercado Ocasional.
- (MOM.1.27) El margen de reserva rodante será inicialmente de 5% de la demanda de punta proyectada (incluyendo la exportación). El **CND**, podrá modificar este margen como resultado de la operación aislada o en coordinación con el Ente Operador Regional. El **CND** cubrirá los requerimientos de regulación primaria y secundaria de acuerdo a la disponibilidad de estos servicios.
- (MOM.1.28) La reserva rodante será aportada por todos los generadores sincronizados al SIN en forma proporcional a su capacidad disponible y de acuerdo a lo establecido en el artículo (MOM.1.27) de este Reglamento. Se eximen de esta obligación los generadores eólicos, y los hidráulicos por motivos de vertimientos.
- Además se exceptúan las unidades de emergencia, siempre y cuando demuestren debidamente certificado que por sus características técnicas no les es posible aportar la reserva rodante.
- (MOM.1.29) Las unidades disponibles para regulación secundaria de frecuencia serán aquellas que puedan ser manejadas por el Control Automático de Generación (AGC) y que cuenten con una rampa mínima de 5 MW o más por minuto.
- (MOM.1.30) Las plantas de generación con capacidad de regulación de al menos seis (6) horas a turbinado mínimo y que tengan una capacidad igual o mayor a 40 MW, deberán participar obligatoriamente del servicio de reserva secundaria.

La capacidad de regulación horaria será calculada aplicando las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} & \text{Horas operación a Turbinado Mínimo (horas)} \\ & = \frac{\text{Volumen útil}[HM^3] * 1000000}{(\text{Turbinado Min}[m^3/s] + \text{Caudal Ecológico}[m^3/s]) * 3600} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Horas operación a Turbinado Máximo (horas)} \\ & = \frac{\text{Volumen útil}[HM^3] * 1000000}{(\text{Turbinado Max}[m^3/s] + \text{Caudal Ecológico}[m^3/s]) * 3600} \end{aligned}$$

Las plantas que participen serán sincronizadas en orden de costo variable ascendente, para cubrir la necesidad de regulación secundaria

ESTUDIOS DE LA RED DEL SISTEMA INTERCONECTADO.

(MOM.1.31) Los estudios de la red eléctrica del **SIN** serán el medio por el cual se establecerán las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exijan una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El **CND** deberá contar con estudios del sistema eléctrico para proponer justificadamente los parámetros de seguridad con que deberá operar en condiciones normales y de emergencia, particularmente en caso de déficit de oferta. Dichos estudios serán elevados a los Agentes para sus observaciones.

(MOM.1.32) Esta actividad incluirá como mínimo las siguientes tareas:

- a) Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas, para asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema.
- b) Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- c) Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de tensión.
- d) Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.
- e) Criterios para formación de islas, arranque en negro y conexión a línea o barra muerta.
- f) Estudios de desconexión automática de carga.

(MOM.1.33) Si el resultado de los estudios eléctricos determina que es necesario la implementación de nuevos esquemas para mantener los márgenes de seguridad o confiabilidad, el **CND** debe identificar a el Agente o los Agentes responsables de cubrir los costos que involucre la implementación del nuevo esquema. El **CND** elevará los nuevos esquemas a implementar a los Agentes involucrados, con la finalidad de que realicen sus observaciones.

(MOM.1.34) **Actualización de estudios de la red.** Los estudios de la red serán actualizados, cada año, en el mes de diciembre, o con una periodicidad menor, cuando a criterio del **CND** lo ameriten las circunstancias prevalecientes, o a solicitud debidamente sustentada de un Agente. En todo caso, es responsabilidad del **CND** verificar la necesidad de los estudios. Se debe incorporar toda la nueva información sobre proyecciones de la demanda, mantenimientos programados, lista de contingencias, topología de la red eléctrica, características de las plantas generadoras, líneas y transformadores, etc.

(MOM.1.35) **Herramientas para los estudios de la red.** El **CND** definirá las herramientas a utilizar para los estudios de la red eléctrica, según lo acordado con el Ente Operador Regional. El

modelo debe tener como mínimo la capacidad de calcular los parámetros de líneas de transmisión, flujos de potencia, corto circuito, estabilidad transitoria y dinámica.

- (MOM.1.36) **Horizonte de los estudios.** Los estudios de la red eléctrica se elaborarán para un horizonte de un (1) año.
- (MOM.1.37) **Información sobre las demandas.** El CND utilizará la demanda aprobada en el Informe Indicativo de Demandas vigente.
- (MOM.1.38) **Criterio para contingencia sencilla.** El SIN deberá soportar sin consecuencias graves una contingencia sencilla (n-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultara:
- a) Inestabilidad del **SIN**.
 - b) Sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.
 - c) Desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10\%$.
- (MOM.1.39) Para satisfacer el criterio anterior se permite la separación del sistema en islas eléctricas o subsistemas eléctricos, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas.
- (MOM.1.40) **Criterio de cargabilidad normal en líneas.** Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de la red, se podrá disminuir su porcentaje de transporte...
- (MOM.1.41) **Criterio de cargabilidad en emergencia en líneas.** En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.
- (MOM.1.42) El **CND** deberá enviar los estudios eléctricos y los parámetros técnicos y restricciones que surgen de ellos a todos los Agentes. Dentro de los siguientes treinta (30) días calendario cualquier Agente podrá enviar al **CND** sus observaciones y proponer justificadamente modificaciones.
- (MOM.1.43) El **CND** deberá analizar las observaciones de los Agentes. El **CND** será el responsable final de fijar los criterios de calidad de servicio, pero no podrá rechazar las observaciones de los Agentes sin fundamento técnico adecuado.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

- (MOM.1.44) Es facultad del **CND** administrar las transacciones de energía entre Agentes de los países interconectados, que tengan por objeto el aprovechamiento óptimo de los recursos de

generación y transmisión y el apoyo para mantener la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

PROCEDIMIENTO DE AUDITORIAS DE PARÁMETROS TÉCNICOS.

- (MOM.1.45) Para los nuevos Agentes Productores, se utilizarán los parámetros técnicos entregados por ellos, de acuerdo a lo solicitado en el Capítulo III y IV del Tomo V de este Reglamento.
- (MOM.1.46) Para efectos de solicitar el cambio a un parámetro técnico, todo Agente deberá realizar una auditoría que certifique dicho cambio según sea el caso.
- (MOM.1.47) Los Agentes del Mercado deberán presentar al CND la solicitud para la realización de auditorías técnicas, con toda la información que la justifica, el CND deberá responder a la solicitud en un tiempo no mayor de 30 días calendarios luego de recibida la misma.
- (MOM.1.48) Los criterios para la justificación, los procedimientos y los requisitos para las auditorías técnicas estarán definidos en la Metodología de Detalle correspondiente.
- (MOM.1.49) El CND contará con 30 días hábiles para revisar los resultados del auditado, en caso del CND presentar alguna objeción, podrá rechazar los resultados del informe. De considerarse el Agente injustificado el rechazo, someterá el informe al ERSP para su consideración, adjuntando informe final del auditado.
- (MOM.1.50) Una vez aceptados los resultados de las auditorías por el CND, se utilizarán los nuevos valores reconocidos para la operación y planificación del SIN.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE PARÁMETROS TÉCNICOS.

- (MOM.1.51) El CND deberá solicitar pruebas de verificación de parámetros técnicos cada vez que estime que un Agente del mercado no esté cumpliendo con sus parámetros vigentes para la operación del SIN.
- (MOM.1.52) Los criterios para la justificación, los procedimientos y los requisitos para pruebas de parámetros técnicos estarán definidos en la Metodología de Detalle correspondiente.
- (MOM.1.53) El CND deberá informar al Agente las situaciones de incumplimientos detectados, el Agente contará con un plazo de diez (10) días después de la notificación para solucionar el posible incumplimiento o presentar al CND un plan para remediar el mismo. De no tener una solución dentro del tiempo acordado, se procederá con la ejecución de una prueba de verificación de parámetros técnicos.
- (MOM.1.54) Todas las pruebas que requieran efectuarse dentro de las instalaciones de un Agente, a solicitud del CND, serán informadas a éste con por lo menos cinco (5) días de anticipación para efectos de la coordinación y preparación de las mismas. El pago de las pruebas correrá por cuenta del Agente.
- (MOM.1.55) Las instalaciones de los Agentes estarán sujetas a inspecciones por parte del CND.

- (MOM.1.56) En la eventualidad que un Agente no pase la prueba de verificación de los parámetros, podrá proponer un plan correctivo para recuperar el valor del parámetro. El **CND** deberá modificar sus parámetros a los valores verificados, de manera inmediata.
- (MOM.1.57) Posteriormente el Agente informará al **CND** que ha recuperado el valor del parámetro original, con la correspondiente justificación de las tareas llevadas a cabo para lograr el cambio. El **CND** contará con un máximo de quince (15) días para coordinar y llevar a cabo una nueva prueba. El Agente no podrá objetar la realización de la prueba. Los parámetros serán corregidos sólo si se verifican los mismos en la prueba. El pago de los costos de esta prueba será a cargo del Agente.
- (MOM.1.58) **Capacidad Mínima de Almacenamiento.** Cada participante productor térmico deberá contar con la infraestructura que le permita mantener una capacidad mínima de almacenamiento que garantice la operación de la planta a plena carga durante 56 horas. En el caso que el agente no pueda mantener en sitio el total de la capacidad antes mencionada, éste debe garantizar el almacenamiento restante fuera de la planta.
- (MOM.1.59) **Garantía de Combustible en Existencia.**
1. En condiciones normales de operación cada participante productor térmico deberá mantener una existencia de combustible de 40 horas mínimo.
 2. Cuando en los resultados de la planificación semanal revelan una probabilidad de déficit de 5% o más en un horizonte de 5 semanas, cada participante productor térmico deberá, dentro de los siguientes 10 días, realizar las gestiones necesarias para mantener en existencia el combustible que como mínimo garantice la operación de la central durante 168 horas continuas a plena carga.

CAPÍTULO II

MANIOBRAS

(MOM.2.1) Instrumento de Operación del Despachador del CND. El instrumento de operación por medio del cual el Despachador del CND realizará las operaciones a control remoto, será el sistema automatizado vigente que disponga el **CND**. El **CND** tendrá la potestad de modificar este instrumento de operación cuando lo considere necesario e informará al resto de los Agentes del mercado de las modificaciones a realizar y su justificación.

(MOM.2.2) Normas para la ejecución de Maniobras de Operación. En la realización de toda maniobra deberán tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Cuando las maniobras a realizar correspondan a una libranza, el **Agente** solicitante en coordinación con el o los **Agentes** involucrados deberá llenar la aplicación de solicitud de libranza, en donde aparecerán todas las maniobras a ejecutar y la secuencia en que las mismas deberán efectuarse, de acuerdo con el procedimiento y/o herramienta vigente.

El Operador o Despachador será responsable de ejecutar las maniobras en los equipos, siguiendo lo establecido en la libranza, y sólo podrá realizarlas bajo autorización del Despachador del CND.

- b) Todas las operaciones de equipos sujetos a control remoto en subestaciones sólo se podrán realizar desde el cuarto de control de la subestación.
- c) El Despachador del CND impartirá las instrucciones en forma clara y precisa, mencionando el lugar y el equipo por su nomenclatura, ordenándolas en la secuencia en que deban efectuarse.
- d) El Despachador del CND solicitará al Operador o Despachador que repita las órdenes para asegurarse que las entendió correctamente.
- e) Si el Operador o Despachador observa errores en la secuencia de las maniobras dictadas por el Despachador del CND, tiene la obligación de hacer notar al Despachador del CND el error detectado e informarle la secuencia correcta de las mismas.
- f) Si el Operador o Despachador tiene dudas o el Despachador del CND cree que no fueron bien entendidas sus órdenes, éstas deberán aclararse antes de efectuar cualquier maniobra. Si persisten las dudas, el Operador o Despachador debe suspender toda orden relacionada con la maniobra en cuestión, hasta que queden aclaradas.

Si durante la ejecución de las maniobras el Operador o Despachador observa alguna condición anormal, debe comunicársela al Despachador del CND. Si la condición observada es de peligro inmediato, se deberá considerar el caso como de Emergencia.

- g) Una vez ejecutadas todas las maniobras, el Operador o Despachador debe informar al Despachador del CND y éste debe anotar en la Bitácora cada maniobra y la hora de su ejecución.

(MOM.2.3) Normas para la ejecución de Maniobras de Operación en Emergencia. En la realización de toda maniobra **de Operación en Emergencia** deberán tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Después de un Evento, el Operador o Despachador tomará nota de la información de los equipos y protecciones que operaron y se la informará al Despachador del CND.
- b) El Despachador del CND es el único que debe dictar o ejecutar las maniobras necesarias para restablecer el **SIN** conforme lo establece este Reglamento.

CAPÍTULO III

TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

(MOM.3.1) Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, deberán coordinarse a través de libranzas. Se consideran dentro de estos, los trabajos que involucren:

1. Hasta el interruptor principal del lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV.
2. La afectación de los equipos de protecciones hasta el lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV.
3. La afectación de las comunicaciones del Mercado Eléctrico.
4. Circuitos pertenecientes a los esquemas de desligue de carga.
5. Los que inhabiliten o pongan en cero las mediciones del SMEC.
6. Afectación al funcionamiento o disponibilidad de unidades de generación.
7. La afectación del SIN en su red de 230 y 115 KV.
8. La afectación a otros Agentes del Mercado.
9. La afectación a la telemetría de las señales del sistema SCADA del CND.
10. La integración de señales de telecontrol para la supervisión remota bajo el SCADA del CND de las instalaciones de los Agentes.

(MOM.3.2) Las libranzas serán solicitadas por el personal autorizado de los Agentes del Mercado Eléctrico y el CND, y serán consideradas y aprobadas por el CND. Las libranzas que solicite el CND serán para realizar trabajos en el Sistema SCADA y cualquier otro equipo de supervisión, control y/o medición.

(MOM.3.3) El formato y la herramienta para la solicitud de libranza a implementar por el CND, deberán ser consultados previamente con los Agentes.

(MOM.3.4) En todas las solicitudes de libranzas se deberán proporcionar claramente los siguientes datos:

- 1). Nombre de la empresa.
- 2). Nombre y cargo del solicitante de la libranza en la empresa.
- 3). Estación e identificación clara y precisa del equipo.
- 4). Fecha, hora de inicio y duración de la libranza.
- 5). Nombre y cargo de la persona responsable de la libranza en campo.
- 6). Nombre y cargo de la persona que preparó la libranza.
- 7). Nombre y cargo de la persona o entidad encargada de coordinar con el CND las operaciones.

- 8). Áreas que serán afectadas por la libranza.
- 9). Descripción esencial del trabajo que se efectuará, indicando los equipos afectados, identificando los mismos por su nombre, número y su lugar de ubicación. Si este es complicado, se proporcionará plano o croquis adicional.
- 10). Indicación paso a paso de las maniobras que deberán ejecutarse en la libranza, y el encargado de ejecutarlas, redactando esto de forma que aparezcan divididas todas las maniobras a realizar, en una secuencia de inicio y una secuencia de terminación de la libranza.
- 11). Tipo de bloqueo que se utilizará en los equipos para cumplir con las normas establecidas por el manual de seguridad.
- 12). Datos complementarios, tales como si la libranza afecta a otro equipo, si se disminuye la capacidad de la estación, si es necesario que otro personal intervenga para realizar operaciones.
- 13). Todos los circuitos que forman parte de los esquemas de desconexión por baja frecuencia, bajo voltaje, pérdida de línea y pérdida de generación que se vean afectados por esta libranza y aquellos que los reemplazan, según sea el caso.

(MOM.3.5) Las libranzas se clasificarán como programadas, forzadas y de emergencia o urgencia.

(MOM.3.6) Las libranzas de emergencia o urgencia son aquellas que requieren de una acción inmediata, y deben ser ejecutadas por el Agente, inmediatamente se detecte la condición de Emergencia. El CND deberá tomar las medidas de seguridad necesarias para mantener el SIN operando en forma segura, confiable y económica.

(MOM.3.7) Al siguiente día hábil después de realizada la libranza, el Agente debe presentar al CND un informe en que se sustenten las razones por las cuales ese trabajo fue clasificado como de Emergencia y los trabajos realizados.

(MOM.3.8) Las libranzas forzadas son las que requieren ser ejecutadas en la primera oportunidad que el sistema lo permita y que el Agente esté listo para realizarlas. El Agente debe someter la solicitud de libranza forzada con su justificación para la aprobación del CND.

(MOM.3.9) Al detectarse en un Agente la falta de veracidad en la solicitud de libranza de emergencia o forzada, el **CND** deberá notificar al **ERSP** el incumplimiento al Reglamento de Operación.

(MOM.3.10) Las solicitudes para libranzas forzadas o de emergencias se concederán solamente en los siguientes casos:

- a) Cuando exista una alarma que indique que algún equipo o conjunto de equipos está trabajando defectuosamente, lo que a consideración del **CND** ponga en riesgo la operación del sistema.
- b) Por condiciones anormales repentinas que puedan presentarse en cualquier instalación del sistema y que sean producto ya sea, de eventos naturales fortuitos, daños ocasionados por terceros, errores cometidos por el personal de cualquiera de

los Agentes del mercado que estén laborando en el sistema, o por defecto del equipo o conjunto de equipos que estén causando la condición anormal.

- (MOM.3.11)** Las libranzas programadas deben ser solicitadas al CND a través de la herramienta establecida por éste y por lo menos con tres (3) días hábiles de anticipación para que se pueda planificar, coordinar, y divulgar la misma.
- (MOM.3.12)** La ejecución de una libranza que involucre equipos o instalaciones de otro Agente en la realización de maniobras o permisos de acceso deberá considerar lo siguiente:
- Todos los Agentes están en la obligación de cooperar para la realización de las libranzas. Para lo cual debe existir una comunicación efectiva y efectuar la libranza bajo criterios técnicos y que se realicen maniobras seguras entre las partes.
 - El Agente responsable en conjunto con el Agente involucrado deberán coordinar previamente la ejecución de la libranza.
 - El Agente involucrado contarán con dos (2) días hábiles para emitir comentarios a la libranza, de no emitir observaciones se entenderá que la acepta. De no estar de acuerdo, en un periodo no mayor a dos (2) días hábiles después de notificado deberá demostrar al Agente responsable, a través de la herramienta establecida, las debidas justificaciones técnicas u operativas de su objeción. De no lograrse un acuerdo entre las partes, el Agente responsable, en un periodo de un (1) día hábil después de recibido la objeción del Agente Involucrado, remitirá al CND a través de la herramienta correspondiente, el caso para su evaluación.
 - El CND evaluará la sustentación del Agente responsable y la del Agente involucrado. El CND informará si aprueba o rechaza la solicitud de la libranza en un período no mayor a dos (2) días hábiles, contados a partir de recibida la información completa de parte del Agente responsable.
- (MOM.3.13)** Las libranzas que provoquen interrupción a usuarios deberán cumplir con las normas establecidas para estos casos.
- (MOM.3.14)** El CND informará al solicitante, a través del medio establecido, la autorización de la libranza programada en un período no mayor de dos (2) días hábiles a partir de recibida la solicitud.
- (MOM.3.15)** Luego de que la libranza haya sido aprobada por el CND será responsabilidad de cada Agente la ejecución de las maniobras necesarias para la liberación del equipo solicitado como “equipo en libranza”
- (MOM.3.16)** Al momento de realizar las maniobras de la libranza, las órdenes verbales deben darse en un lenguaje claro y sencillo, usando siempre el léxico adecuado para evitar confusión en la comunicación de las órdenes. Cada instrucción verbal expresada entre el CND y el personal que ejecuta la libranza deberá repetirse textualmente al menos una vez para comprobar que la misma fue claramente entendida.
- (MOM.3.17)** Todo trabajo que afecte las características y la operación del Sistema Eléctrico, debe efectuarse previa libranza, aún cuando el equipo esté desconectado, pues se considera que está disponible (listo para entrar en servicio en cualquier momento).

- (MOM.3.18) Cuando se ejecute más de una libranza sobre un mismo equipo, el responsable de la libranza deberá ser una sola persona y este responsable deberá coordinar con el otro solicitante el manejo de la libranza.
- (MOM.3.19) Cada uno de los Agentes del mercado deberá tener registros actualizados ante el **CND** del personal autorizado para solicitar libranzas. Dichos registros deberán indicar el nombre de la empresa, el personal autorizado, su cargo, zona o región y/o equipo sobre el cual se emite la autorización. La designación del personal autorizado no libera al Agente de ninguna responsabilidad que le pueda caber ante la libranza.
- (MOM.3.20) Si por cualquiera razón la persona responsable de la libranza deja de tener funciones relacionadas con la misma, el Agente debe informar al **CND** el nuevo responsable de esta.
- (MOM.3.21) Al recibir una solicitud de libranza, el **CND** debe darle número de registro y estudiar el caso cuidadosamente, de manera que puedan fijarse los detalles de las maniobras, las condiciones de carga o no interrupción del servicio y las demás circunstancias que concluyen para decidir la autorización. Si es necesario hacer modificaciones a la solicitud, el **CND** fijará nuevas condiciones de acuerdo con el solicitante.
- (MOM.3.22) Las libranzas programadas y aprobadas solo podrán ser canceladas por los Agentes y/ o el **CND** bajo las siguientes condiciones:
- a. Por “libranza de emergencia” que no permita realizar la libranza programada por criterios de operación y seguridad.
 - b. Por motivos de fuerza mayor o caso fortuito.
- (MOM.3.23) Si en el transcurso de la ejecución de una libranza se detecta una condición anómala y/o peligrosa para la operación del equipo, el responsable deberá informar inmediatamente al **CND** para continuar dicha libranza como de *emergencia o de urgencia*.
- (MOM.3.24) Si durante la ejecución de una maniobra en la libranza se detecta alguna anomalía que impida la realización de esta, se deberá suspender la siguiente maniobra hasta que la misma sea completada o se suspenda la libranza.
- (MOM.3.25) En cada ocasión que el personal del Agente entre a una instalación del **SIN** bajo el control del **CND**, deberá informar al Despachador del **CND** el trabajo a realizar. De igual manera, al retirarse de la instalación deberá informar al Despachador del **CND** de los trabajos realizados y las condiciones de la instalación...
- (MOM.3.26) Un equipo puede quedar libre sólo si se han cumplido los procedimientos necesarios para asegurarse que no pueda volver a energizarse, o sea haberse desconectado la alimentación a las bobinas de cierre, cerrar válvulas de la tubería de aire, bloquear mecanismo o alguna otra manera que evite su operación.
- (MOM.3.27) El operador debe tener la seguridad por la parte que le corresponde, que el equipo no tiene peligro de llegar a quedar excitado o energizado. Cuando se vaya a trabajar en un “equipo muerto” dado en libranza, el personal deberá verificar por medio de su equipo de prueba, que este equipo dado en libranza está efectivamente desenergizado.

- (MOM.3.28) Cuando se libere una parte del equipo, el Despachador del CND, Despachador y el Operador, deberán tomar las medidas necesarias para que no ocurran operaciones erróneas en el equipo relacionado y pueda ocasionar algún evento, como puede ser bloquear la protección diferencial al librar el interruptor de un banco de transformadores sin transferencia de protección, bloquear la protección Buchholz de un transformador que se saque de servicio y otro tipo de bloqueo.
- (MOM.3.29) Para la seguridad del personal, se deberán utilizar tres tipos de tarjetas de seguridad identificadas con los colores blanco, amarillo y rojo, que definirán las condiciones bajo las cuales se encuentran los equipos involucrados en las libranzas. La forma de utilizar las tarjetas es la siguiente:
- Tarjeta Roja:** Se colocará sobre los equipos en libranza que deberán quedar desenergizados o fuera de servicio. La tarjeta roja colocada sobre un determinado equipo será indicativa de que deberán tomarse todas las medidas necesarias para que dicho equipo no pueda ser energizado accidentalmente bajo ninguna circunstancia.
- Tarjeta Amarilla:** Se colocará sobre los equipos cuando los mismos van a permanecer energizados u operando. La tarjeta amarilla colocada sobre un determinado equipo, será indicativa de que deberán ser desconectados todos los dispositivos de reenergización o rearranques automáticos de dichos equipos.
- Tarjeta Blanca:** Se colocará sobre los equipos cuando éstos deban permanecer operando o fuera de servicio bajo alguna condición especial., La condición debe especificarse en la tarjeta
- (MOM.3.30) Sobre todas las tarjetas deberá quedar indicado en forma escrita el nombre de la persona que la coloca, indicándose también la empresa para la cual labora y su cargo en ella.
- (MOM.3.31) Cada tarjeta sólo podrá ser removida del equipo por el responsable.
- (MOM.3.32) Para realizar una libranza con el equipo en servicio, se colocará la tarjeta amarilla en el control del interruptor del circuito o línea. Cuando se trate de circuitos con interruptor que tengan control de recierre, se bloqueará el recierre y se colocará tarjeta amarilla tanto en el control del interruptor, como en el control de recierre.
- (MOM.3.33) Las libranzas de líneas que solamente requieran la desactivación del recierre, deberán ser solicitadas por el responsable de la misma, indicando al Despachador del CND colocar una "**Tarjeta Amarilla**" a la línea. Estas libranzas se exceptúan del lo que estipula el MOM.3.11 de este Reglamento.
- (MOM.3.34) Cuando se trate de desactivación, rotación y/o transferencia de la protección de los circuitos de baja frecuencia o bajo voltaje que no involucren otros trabajos, estos serán solicitados mediante nota al CND para su aprobación. Para la realización física de estos trabajos deberán gestionarse a través de la solicitud de libranzas.
- (MOM.3.35) Si durante la ejecución de una libranza con equipo en servicio, se llegase a disparar el interruptor, el Despachador del CND, Despachador u Operador no debe cerrarlo hasta obtener comunicación con el responsable de la libranza.

- (MOM.3.36)** El trabajador responsable de la libranza tiene la obligación de:
- a) Solicitar el inicio e informar de la finalización, en tiempo y forma, de la libranza.
 - b) Estar presente en el sitio y conocer los trabajos que se van a ejecutar.
 - b) Poseer el equipo de comunicación para tener contacto con el Despachador del CND, Despachador u Operador.
 - c) Supervisar que su personal trabaje con las condiciones de seguridad establecidas dentro de su respectivo Manual de Seguridad.
- (MOM.3.37)** Al inicio de la libranza el Despachador del CND debe expresarse en forma clara y concisa con el Despachador u Operador, informando el número de libranza, la hora de inicio; identificando con precisión el equipo de que se trate por su nomenclatura y ubicación, haciendo las observaciones que juzgue oportunas para evitar cualquier error, así como advertirle que tome las precauciones pertinentes.
- (MOM.3.38)** El Despachador del CND, Despachador u Operador debe llevar el control de las libranzas en ejecución y el equipo que está a su cargo.
- (MOM.3.39)** Sólo el trabajador a quien se concede la libranza y/o los trabajadores bajo su supervisión, pueden trabajar en el equipo.
- (MOM.3.40)** La libranza autoriza exclusivamente los trabajos especificados. En caso de ser necesario otros trabajos deberá solicitarse otra libranza.
- (MOM.3.41)** Sólo el trabajador a quien fue concedida la libranza debe devolverla. Cuando el trabajador a quien fue concedida la libranza no le sea posible continuar con ésta, el trabajador que él designe o que tenga esta autorización debe tomarla, previo acuerdo con el Despachador del CND, Despachador u Operador haciéndose totalmente responsable de ella.
- (MOM.3.42)** El no devolver la libranza al terminar el trabajo para la cual fue solicitada, es un incumplimiento al Reglamento. El CND deberá notificar este incumplimiento del Agente al **ERSP**, previa investigación de las causas, que se harán constar en el informe respectivo.
- (MOM.3.43)** La devolución de la libranza se hará en forma clara y concisa, indicando:
- a) Quien devuelve la libranza.
 - b) Número de la libranza.
 - c) Dar información sobre la condición en que entrega el equipo.
- (MOM.3.44)** El operador debe realizar la prueba de energización al equipo en libranza, mediante un dispositivo que tenga la debida capacidad interruptiva o que posea esquema de protección selectivo.
- (MOM.3.45)** Al término de una libranza el equipo será normalizado lo antes posible poniéndolo en servicio en presencia del ejecutor del trabajo, o declarándolo disponible.

- (MOM.3.46)** La devolución de una libranza en un equipo de control supervisor (unidad maestra, terminal remota o canal de datos), que haya implicado la pérdida de tele medición no deberá recibirse hasta verificar que las señales presentadas al mismo sean razonablemente congruentes con los valores y estados en el campo.
- (MOM.3.47)** Sólo por causas excepcionales o de fuerza mayor, podrán prorrogarse las libranzas. Las prórrogas serán aprobadas por el Despachador del **CND**.
- (MOM.3.48)** Las prórrogas de más de cuarenta y ocho (48) horas deberán justificarse al **CND**, por el medio que éste designe.
- (MOM.3.49)** En caso de producirse un cambio (topología de la red, cambio de protecciones, etc.), ya sea en el sistema de las Generadoras, Distribuidoras o Grandes Clientes o en el sistema de transmisión, que pueda afectar la coordinación apropiada de los dispositivos de protección entre los agentes del mercado, la empresa responsable tendrá la obligación de notificar a los otros agentes del mercado con antelación de treinta (30) días, con el propósito de coordinar una solución. Tales cambios no se realizarán sin la aprobación del **CND**.

CAPÍTULO IV

MEDIOS DE COMUNICACIÓN.

- (MOM.4.1)** Es responsabilidad de los Participantes Productores que son despachados por el CND, Grandes Clientes conectados al sistema principal de transmisión, Distribuidores y Transmisores, utilizar los medios de comunicación establecidos para la operación del SIN y mantener los equipos de comunicación bajo su responsabilidad.
- (MOM.4.2)** Los Medios Comunicación establecidos para la operación del SIN, son los siguientes:
1. Comunicación Abierta: La comunicación entre el CND y todos los Agentes del Mercado se realizará a través de la frecuencia de radio única existente, denominada "Frecuencia del Mercado". Este medio constituye la primera opción de comunicación del mercado.
 2. Comunicación Directa: La comunicación entre el CND y un agente del Mercado se realizará a través de un sistema de telefonía dedicada existente, a la cual se le denominará "Teléfono Rojo". Este será la segunda opción para la comunicación del mercado.
 3. Comunicación Alterna: Los Agentes del Mercado contarán con una línea de teléfono. Este medio se utilizará en el caso en que no sea posible la comunicación a través de la Comunicación Abierta y la Comunicación Directa.
- (MOM.4.3)** Estos medios de Comunicación son para uso exclusivo de la operación del SIN, por lo que debe circunscribirse a las labores operativas.
- (MOM.4.4)** Al momento de utilizar estos medios de comunicación, tanto el Despachador del CND, como los Operadores y/o Despachadores, deberán indicar claramente su nombre, la empresa para la cual laboran, y la orden y/o la información expresada. Por su lado, la persona que recibe la comunicación debe indicar su nombre, la empresa para la cual labora, y repetir lo que se le ha ordenado y/o informado, a fin de que se compruebe que la transmisión de información fue correcta.
- (MOM.4.5)** Al presentarse una anomalía en cualquiera de los Medios de Comunicación, el Agente responsable contará con 24 horas para resolverla o presentar al CND un plan de acción para resolver el inconveniente y normalizar las comunicaciones.

TOMO III

MANUAL DE DESPACHO Y PLANIFICACIÓN HORARIA

CAPÍTULO I

POLÍTICA DE DESPACHO

- (MDP.1.1) Los generadores y autogeneradores están obligados a informar toda la potencia que tienen disponible al **CND** para que dicho organismo la despache.
- (MDP.1.2) Los Agentes deben informar al **CND** su plan de mantenimiento deseado, dentro de los plazos y procedimientos definidos en el Manual de Operación y Mantenimiento y en las Normas de Intercambio de Información.
- (MDP.1.3) Los Agentes deben proveer al **CND** la curva de eficiencia de sus unidades generadoras, dentro de los plazos definidos en las Normas de Intercambio de Información y/o en el Manual de Operación y Mantenimiento, e informar cualquier limitante que tengan y los motivos de la misma, incluyendo el plazo estimado para superar tal condición.
- (MDP.1.4) Los Agentes deben proveer los diagramas funcionales de sus gobernadores, excitadores, limitadores y estabilizadores, con el fin de que el **CND** pueda realizar los estudios y simulaciones necesarias para la operación de estos equipos dentro del Sistema. Los mismos serán ajustados por los Agentes según los parámetros requeridos que resulten de los estudios técnicos que realice el **CND**, para lograr la seguridad y calidad del servicio.
- (MDP.1.5) La supervisión de la operación del sistema deberá ser constante. Dicha supervisión se deberá hacer con los mejores medios disponibles, por los medios tecnológicos que lo permitan en forma directa, o con el auxilio de los trabajadores que se asignen para ello.
- (MDP.1.6) El **CND** deberá realizar el despacho de energía con eficiencia, seguridad, calidad y economía. Mediante la Operación Integrada del Sistema Eléctrico, el **CND** deberá ejecutar las acciones necesarias y en tiempo oportuno, para lograr dichos objetivos.
- (MDP.1.7) El **CND** deberá realizar el despacho económico de energía mediante procedimientos y modelos adecuados, que representen la realidad del sistema eléctrico con el nivel de detalle necesario. A través del despacho, el **CND** definirá la cobertura de la demanda asignando la generación disponible en orden ascendente de su costo variable aplicable al despacho, dentro de las restricciones de operación y calidad, de tal forma que se atienda la demanda instantánea minimizando el costo total de operación del sistema; cumpliendo con los criterios prioritarios de confiabilidad y seguridad del suministro. Dicho despacho considerará a la demanda como una variable que se puede reducir en función de las ofertas de interrumpibilidad de demanda. .

- (MDP.1.8)** El **CND** deberá sincronizar las unidades que sean necesarias para garantizar que la reserva rodante sea igual o superior al porcentaje requerido de acuerdo con la demanda esperada para cada hora, considerando la demanda interrumpible ofertada. La selección de las máquinas a sincronizar se realizará en orden creciente del costo variable aplicable al despacho, considerando el costo de arranque y requisitos técnicos tales como localización, tiempos de arranque, restricciones de arranque y parada. El Porcentaje de reserva rodante necesario está definido en el Artículo MOM.1.27.
- (MDP.1.9)** El **CND** mantendrá el registro sistemático y ordenado de parámetros, mediciones; y eventos ocurridos en el **SIN**.
- (MDP.1.10)** El **CND** deberá realizar el análisis de la operación en tiempo real, para detectar las desviaciones con respecto a lo esperado y procediéndose con los correctivos del caso.
- (MDP.1.11)** El **CND** coordinará con los Agentes la política de los esquemas de desconexión de carga, disparo de generadores o de líneas.
- a) Es obligación de todos los Agentes que representan demanda, participar en los esquemas de desconexión de carga.
- b) Es obligación de los Agentes Generadores, Transmisores y/o Distribuidores participar en los esquemas de disparo de generadores o de líneas según sea el caso.
- Estos esquemas servirán para compensar el déficit o exceso de potencia y/o mantener en los límites de operación a los elementos del **SIN** ante una condición de falla o disturbio en el sistema.
- (MDP.1.12)** El **CND**, es el responsable de dirigir y coordinar las operaciones bajo contingencias del **SIN**.
- (MDP.1.13)** El **CND** debe mantener el Error de Control de Área (ECA) dentro de las normas siguientes:
- a) En periodos de 10 minutos dentro de cada hora debe cruzar el “0”.
- b) El promedio de la desviación de la variable controlada (intercambio o frecuencia, o ambas) en periodos de 10 minutos debe estar dentro del rango permitido de control, antes de entrar en asistencia de emergencia.
- Se considera que se tiene un control de calidad si las normas son cumplidas el 90% del tiempo.
- (MDP.1.14)** El **ECA** se obtendrá como la diferencia entre la generación total y la generación requerida; midiendo la diferencia entre el intercambio actual y el planeado y midiendo la diferencia entre la frecuencia actual y la deseada.

CAPÍTULO II

DESPACHO Y PROGRAMA DE GENERACIÓN

- (MDP.2.1) Para fines del despacho y programa de generación semanal la primera semana de despacho del año iniciará a las 00:00 horas del primer sábado de cada año (día uno) y tendrá una duración de siete (7) días.
- (MDP.2.2) Declaración de disponibilidad. Los Agentes deberán informar al **CND** según lo establece la metodología de detalle correspondiente, su disponibilidad horaria semanal y todos los datos de oferta de generación necesarios para la programación de la operación y el despacho, los cuales deben incluir como mínimo la siguiente información:
- a) Definición del periodo de disponibilidad e indisponibilidad para cada unidad o grupo de generador conjunto, donde se indique la fecha y hora de inicio y la fecha y hora de terminación.
 - b) Tiempo mínimo para entregar la potencia máxima disponible declarada.
 - c) Numero de Unidades (generadores) requeridas para entregar una determinada potencia y cumplir con las instrucciones del despacho. Se suministrará la información en formato matricial, con los segmentos de potencia activa en las líneas de la matriz y las unidades necesarias para satisfacer la potencia en las columnas de la matriz.
 - d) Potencia (MW) máxima y mínima neta por unidad.
 - e) Restricciones operativas que afecten la central o una unidad en particular.
 - f) Tiempo mínimo requerido entre arranque y parada.
 - g) Tiempo mínimo de arranque en frío, tiempo mínimo de arranque en caliente y tiempo mínimo de re-arranque.
 - h) De acuerdo a la información periódica para el despacho (NII 3.9), cada generador térmico deberá informar el tiempo de operación a plena carga en que pueden operar cada unidad considerando el almacenamiento de combustible existente.
- (MDP.2.3) Estos datos sólo podrán ser modificados a través de una notificación escrita al **CND**, tan pronto sea del conocimiento del agente, con la correspondiente justificación técnica.
- (MDP.2.4) Cada semana dentro de los plazos definidos en las Normas para Intercambio de Información, los Agentes deberán enviar al **CND** la información necesaria para la

Programación Semanal siguiente. El **CND** deberá realizar dicha programación utilizando un modelo que represente adecuadamente la optimización de los recursos disponibles.

- (MDP.2.5) El modelo deberá realizar la optimización semanal del uso de los recursos de generación minimizando el costo de operación del SIN incluyendo el costo de falla, dentro de las restricciones operativas, de calidad y de seguridad vigentes. El costo de falla se modelará de acuerdo a los criterios y metodologías establecidas en las Reglas Comerciales.
- (MDP.2.6) El resultado de la planificación semanal debe incluir la energía prevista a producir en cada una de las centrales, la energía de intercambios internacionales, el riesgo de desabastecimiento, el riesgo de vertimiento y cualesquiera otros datos significativos a la planificación y coordinación de la operación.
- (MDP.2.7) El **CND** deberá informar a los Agentes el resultado del despacho semanal previsto para la próxima semana, de acuerdo a la metodología de detalle correspondiente.
- (MDP.2.8) Las ofertas de exportación e importación al Mercado de Oportunidad Regional (MOR) las harán los Agentes al **CND** y éste a nombre de ellos y/o en nombre propio al Ente Operador Regional, de acuerdo a las regulaciones vigentes aplicables y respetando la prioridad de abastecimiento del mercado nacional.
- (MDP.2.9) El **CND** realizará el predespacho diario con un modelo que cumpla con los mismos requisitos que el modelo semanal, pero que modele en mayor detalle las características de la oferta del Agente, la red de transmisión, la demanda, los requerimientos de los servicios auxiliares de respaldo del sistema, las pérdidas y restricciones de transmisión. Para ello deberá contar con un modelo de despacho que minimice el costo de operación del SIN, optimizando la ubicación horaria del agua y de las unidades térmicas, incluyendo el costo de falla, realice el “unit commitment”, considere los costos de arranque y parada, modele la rampa de subida y bajada de carga, los tiempos mínimos de arranque y parada, y cualquier otro elemento operativo significativo que afecte la operación real y sea necesario tener en cuenta para asegurar la calidad, seguridad y economía del servicio.
- (MDP.2.10) La salida del modelo de despacho diario deberá señalar horariamente la producción de cada planta, la demanda que se modifica por interrumpibilidad, la energía a importar o exportar en la interconexión internacional, la existencia de alguna restricción activa, generación obligada y el Agente responsable de dicha restricción.
- (MDP.2.11) El modelo diario utilizará como datos de entrada los valores informados por los Agentes, las previsiones realizadas y el valor del agua calculado por el **CND**.

- (MDP.2.12)** Cada día dentro de los plazos definidos en las Normas para el Intercambio de la Información, el **CND** deberá realizar el despacho económico previsto para el día siguiente, denominado predespacho diario. El mismo se basará en:
- a) La demanda para el día siguiente tomando en cuenta las proyecciones de demanda diaria realizadas por el **CND**, la Exportación / Importación programada y la demanda interrumpible ofertada.
 - b) Las restricciones de transmisión informadas por los transportistas.
 - c) Los parámetros de seguridad de la red y calidad del servicio señalado por el **CND**.
 - d) La información de los generadores y autogeneradores que corresponde a las consideraciones operativas de las unidades generadoras, la disponibilidad de potencia y combustible, y los costos variables.
- (MDP.2.13)** El **CND** deberá completar datos faltantes y verificar la coherencia de la información a utilizar para lograr la mejor representación posible del día siguiente y así garantizar una programación eficiente de la operación.
- (MDP.2.14)** Las unidades serán despachadas económicamente dentro de la prioridad de satisfacer los parámetros de seguridad de la red acorde a la condición del SIN.
- (MDP.2.15)** Cada día el **CND** deberá informar a los Agentes los resultados del predespacho diario del día siguiente según lo establece la metodología de detalle correspondiente. La información del predespacho deberá incluir como mínimo los programas de generación, programa de restricciones al suministro, demanda interrumpible aceptada, restricciones de transporte, las exportaciones e importaciones y los precios horarios de la energía previstos (costos marginales del SIN).
- (MDP.2.16)** Los Agentes deben cumplir los programas que surgen del despacho, y órdenes de operación del **CND**.
- (MDP.2.17)** El **CND** tiene hasta las 18:00 horas de cada día para enviar a los Agentes el postdespacho. Los Agentes tendrán dos días hábiles a partir del momento que se recibe la información para enviar sus cuestionamientos sobre el despacho y/o operación realizada durante el día anterior, indicando la operación que a su juicio debió ser. Transcurrido este plazo los Agentes no podrán presentar reclamos. En caso de recibir reclamos el **CND** cuenta con dos días hábiles después de recibido éste, para analizarlo y verificar la operación realizada. El **CND** comunicará los resultados del análisis a los Agentes; de no ser aceptado por algún Agente dichos resultados, el **CND** someterá el cuestionamiento y el análisis realizado al ERSP, adjuntando la información preparada por el o los Agentes.

Potencia Firme de Largo Plazo

(MDP.2.18) El **CND** calculará la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica con los modelos y metodologías que a continuación se definen.

(MDP.2.19) La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica, eólica o fotovoltaica se define como aquella potencia cuya entrega puede ser garantizada por la central durante el periodo de máximo requerimiento del sistema, correspondiente a las horas de demanda máxima diaria, con una probabilidad de excedencia de 95%, dado el régimen hidrológico, de viento o de radiación solar de la central.

(MDP.2.20) En el caso de una central hidroeléctrica, el **CND** debe calcular el valor inicial de la potencia firme de largo plazo y para tal fin se utilizará un modelo de simulación hidroeléctrico que reproduce la operación del sistema hidroeléctrico en forma integrada para un periodo hidrológico registrado de un mínimo de 30 años. Este modelo calcula la generación mensual para las centrales a filo de agua o pasada, de embalse o en cascada para el periodo de estudio. Para centrales a filo de agua o pasada, la potencia firme de largo plazo se estima sobre la base del caudal diario o mensual afluente captado, garantizado el 95% del tiempo de la curva de duración de caudales captados. Para las centrales de embalses y centrales en cascada con un embalse regulador importante aguas arriba, la potencia firme de largo plazo se estima en función de la energía garantizada mensual con probabilidad de ocurrencia del 95% del tiempo, que puede ser colocada por la central en ocho (8) horas diarias durante todos y cada uno de los días del mes correspondiente.

El valor calculado de la potencia firme de largo plazo de la central hidroeléctrica será revisado por el **CND** para que este valor refleje las condiciones inherentes a la operación real de las unidades, la forma de cómo afectará dicho valor será establecida en la correspondiente Metodología de Detalle.

(MDP.2.21) En el caso de una central eólica, la potencia firme de largo plazo se calcula utilizando un modelo de simulación que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 20 años. La estimación de dicha potencia se basará en las curvas de duración horaria de las potencias, la cual corresponderá al 95% de probabilidad de ocurrencia.

El valor calculado de la potencia firme de largo plazo de la central eólica será revisado para que este valor refleje las condiciones inherentes a la operación real de las unidades, la forma de cómo afectará dicho valor será establecida en la correspondiente Metodología de Detalle.

Los Agentes Productores Eólicos deberán realizar un estudio para cubrir un registro de la velocidad del viento a largo plazo, para un horizonte histórico de por lo menos 20 años, utilizando los datos reales de por lo menos dos años más

recientes de medición climatológicos tomados del lugar del proyecto que influyen en el comportamiento del viento. Para lo cual utilizará modelos meteorológicos cuyos resultados deberán incluir las características del recurso eólico disponible, tales como: la información de salidas horarias de la distribución de velocidad del viento, dirección del viento, presión, temperatura y densidad del viento en el emplazamiento del proyecto eólico. Esta Base de datos deberá ser entregada al CND.

(MDP.2.22) En el caso de una central térmica, la potencia firme de largo plazo es la potencia que es capaz de garantizar en condiciones de máximo requerimiento y la misma se encuentra en función de sus características técnicas y operativas, el requisito de confiabilidad regulado, y el compromiso que asume el Participante Productor. El valor de la potencia firme de largo plazo deberá reflejar las condiciones inherentes a la operación real de las unidades, la forma de cómo afectarán dicho valor será establecida en la correspondiente Metodología de Detalle.

(MDP.2.23) En el caso de una central fotovoltaica, la potencia firme de largo plazo se calcula utilizando un modelo de simulación que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 20 años. La estimación de dicha potencia se basará en las curvas de duración horaria de las potencias, la cual corresponderá al 95% de probabilidad de ocurrencia.

El valor calculado de la potencia firme de largo plazo de la central fotovoltaica será revisado para que este valor refleje las condiciones inherentes a la operación real de las unidades, la forma de cómo afectará dicho valor será establecida en la correspondiente Metodología de Detalle.

Los Agentes Productores Fotovoltaicos deberán realizar un estudio para cubrir un registro de la radiación solar a largo plazo, para un horizonte histórico de por lo menos 20 años, utilizando los datos reales de por lo menos los cinco años más recientes de medición climatológicas tomados del lugar del proyecto que influyen en el comportamiento de la radiación solar. Para lo cual utilizará modelos estadísticos aplicados a información meteorológica cuyos resultados deberán incluir las características del recurso solar disponible, tales como: latitud y longitud del instrumento de medición, horas luz o brillo solar, densidad de nubes, temperatura del aire, porcentaje de humedad, orientación e inclinación (seguidor) por mencionar algunos a considerar. Esta Base de datos deberá ser entregada a la Dirección de Hidrometeorología de ETESA para su validación y posteriormente entregada al CND.

CAPÍTULO III

CONTROL DE FRECUENCIA, VOLTAJE Y SERVICIOS AUXILIARES

- (MDP.3.1) El control de la generación (manual o automática), deberá ser constante y permanente; mediante este control el **CND** deberá mantener el equilibrio entre la generación y la demanda conforme a las políticas operativas establecidas.
- (MDP.3.2) La Regulación Primaria de la frecuencia del **SIN** se llevará a cabo a través del regulador de velocidad de cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores serán determinados según se indica en el Artículo MDP.1.4.
- (MDP.3.3) La Regulación Secundaria de la frecuencia del **SIN** se realizará a través del control automático de generación (**AGC**) del Sistema **SCADA** del **CND**.
- (MDP.3.4) **El control de voltaje** deberá ser constante y el **CND** deberá vigilar que sus valores no excedan de los límites establecidos en las normas vigentes.
- (MDP.3.5) El **CND** controlará el voltaje del **SIN** a través de:
- a) Los equipos de compensación del sistema.
 - b) Los cambiadores automáticos bajo carga o reguladores de voltaje en los transformadores reductores.
 - c) Reguladores de voltaje (**AVR**) en los generadores.
- (MDP.3.6) Para que un Agente sea habilitado para participar en los servicios auxiliares generales deberá cumplir con los siguientes requerimientos:
1. La planta debe tener una Unidad Terminal Remota (**UTR**) que se comunique con el sistema Maestro **SCADA** ubicado en el **CND**.
 2. Se debe monitorear instantáneamente la potencia generada de cada generador mediante transductores de potencia u otro compatible con la **UTR**.
 3. El **CND** controlará de forma remota la subida y bajada de la carga **MW** y **MVAR** de la unidad generadora bajo control del **AGC**. La rampa de subida y bajada deberá satisfacer el requerimiento indicado en el artículo (**MOM.1.29**).
 4. Se deben suministrar al **CND** los datos de las unidades, como la curva de eficiencia; límites inferiores y superiores de regulación, rampas de subir y bajar carga, tipo de combustible, costo(s) variables y otros parámetros que requieran los programas de control automático de generación y despacho económico.
 5. Se debe tener indicaciones de las unidades en remoto/local, y el estado del interruptor de la unidad.
- (MDP.3.7) El Agente deberá cubrir los costos asociados a las comunicaciones de su **UTR** o **SCADA** local con el **SCADA** del **CND**.

TOMO IV

**NORMAS PARA INTERCAMBIO
DE INFORMACIÓN**

CAPÍTULO I

SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

(NII.1.1) El sistema SCADA, ubicado en las instalaciones del Centro Nacional de Despacho (CND) en la ciudad de Panamá, centraliza la Supervisión Control y Adquisición de Datos recolectados de cada una de las subestaciones a nivel nacional y realiza las funciones de control de la Frecuencia, Voltajes, Control de Generación de las unidades e Intercambio de energía basados en un despacho económico.

También administrará siguiendo las normas indicadas en este Capítulo las alarmas, datos históricos, estado de equipos y otros datos en línea y fuera de línea para la elaboración de reportes y la atención de la operación del SIN.

(NII.1.2) Las Mediciones registradas a través del Sistema SCADA tienen la finalidad de proporcionar al CND la información de la operación en tiempo real.

(NII.1.3) Todo el sistema de medición de potencia y energía es bidireccional. La precisión de los medidores para la potencia debe ser igual o menor que 0.2% y menor de 0.5% para las otras mediciones.

(NII.1.4) Las mediciones recibidas en el SCADA del CND deberán cumplir con las siguientes bandas muertas como máximo:

Unidad	Banda Muerta
MW	0.1
MVAR	0.1
MVA	0.1
KV	0.05
AMP	1
FREC	0.005
NIVEL	0.005
FP	0.005
m3/s	0.005
°C	0.005
hPa	0.005
W/m2	0.005

(NII.1.5) Con referencia a las alarmas y señales asociadas a los estados de los equipos las mismas deberán ser reportadas con estampado de tiempo SOE (Sequence of Event), que permita conocer el instante exacto del cambio de estado en campo. Esta información es requerida para analizar la secuencia de actuación durante eventos y maniobras de recuperación del SIN. Para lograr el objetivo las instalaciones o equipos de los Agentes (UTR, SCADA, protecciones, etc) deben ser sincronizadas por relojes satelitales (GPS).

(NII.1.6) Los Agentes de Mercado, deberán adquirir e instalar los equipamientos que permitan que la información asociada a sus instalaciones pueda ser integrada al SCADA del CND, para tal fin deberán coordinar con el CND las características asociadas a los equipos de tal forma que su integración sea posible.

(NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

Los parámetros a suministrar serán:

1. Control
 - Operación Automática o AGC del sistema SCADA, cumpliendo con lo indicado en el artículo MOM.1.29 y MOM.1.30.
 - Operación Esclavo, en el que se define un punto de operación deseado a la central de generación desde el sistema SCADA, para las centrales hidroeléctricas que no operen bajo AGC para la regulación secundaria. Esto aplicará siempre y cuando la Planta posea los equipos para tal operación.
 - Control Conjunto (subir y bajar carga en MW/minuto) de las unidades generadoras que lo posean.

2. Información de Estatus
 - Estatus de posición de cada una de las compuertas de los embalses, y en la descarga según sea el caso.
 - Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores.
 - Estatus de los interruptores de las subestaciones de conexión de las centrales de generación y/o recerradores en los puntos de conexión a una línea existente.
 - Estatus de los interruptores asociados a las unidades de generación.
 - Estatus de los conmutadores “Local – Remoto” de las unidades de generación habilitadas para participar en el Control Automático de Generación.
 - Estatus del modo de control del Sistema de Excitación.
 - Regulación automática de la tensión (AVR).
 - Regulación Manual (corriente de campo).
 - Regulación del Factor de Potencia.
 - Regulación de MVAR.

3. Medición de tiempo real
 - Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR), para cada unidad.
 - Medición de voltaje de fase a fase preferiblemente o fase a neutro en su defecto, y frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de Generación.
 - Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador.
 - Mediciones de voltaje (kV), Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparante (MVA) en ambos extremos de las líneas.
 - Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) de equipos de compensación reactiva.
 - Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión.
 - Medición del factor de potencia para los transformadores.

- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores, subestaciones y líneas.
- Contadores de Energía entrando y saliendo de la planta: MWh, MVARh.
- En los casos que la central participe de la regulación secundaria en AGC deberá remitirse señal de retroalimentación del comando recibido por el equipo ubicado en la central y destinado a coordinar los mandos hacia las unidades de generación.

4. Mediciones de tiempo real adicionales para centrales hidroeléctricas

- Mediciones de niveles de embalse, desarenador, tanque de presión o cámara de carga, en metros sobre el nivel del mar (msnm), en los casos en los que la central cuenta con una regulación horaria.
- Mediciones de niveles, nivel de descarga, nivel canal de conducción y cota de descarga (aguas abajo) en metros sobre el nivel del mar (msnm).
- Mediciones de flujo canal conducción (m³/s) y flujo turbinado por unidad (m³/s).

En los casos en los que no se cuente con dichas mediciones el Agente debe proporcionar las ecuaciones de cálculo de dichos parámetros con el informe de validación.

5. Mediciones de tiempo real adicionales para las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales:

Además de los puntos que anteceden y les apliquen, deben enviar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo a su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros).

La medición de las señales en tiempo real deberá ser por unidad o en casos especiales por grupo de unidades dependiendo de la necesidad para la operación de tiempo real, planificación y/o programación de esta central, para lo cual el CND deberá dar su aval.

(NII.1.8) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

Los parámetros a suministrar serán:

- Estatus de los interruptores asociados a las líneas del agente en sus dos extremos, así como de los transformadores en todos sus devanados y equipos de compensación reactiva.
- Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones previamente acordadas con la Empresa de Transmisión.

- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparente (MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva.
- Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh.
- Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores.
- Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia.
- Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión.
- Mediciones de factor de potencia para los transformadores.
- Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones.

(NII.1.9) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Transportistas y los que posean instalaciones asociadas a los equipamientos de un Agente Transportista, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de los protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

Los parámetros a suministrar serán:

- Estatus de los interruptores asociados a las líneas de transmisión, transformadores y equipos de compensación reactiva.
- Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores, y subestaciones y líneas de transmisión.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva(MVAR) y aparente(MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva
- Medición del factor de potencia para los transformadores y líneas de transmisión.
- Medición de frecuencia para las líneas de transmisión.
- Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh
- Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores.
- Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia.
- Mediciones de amperios (fases y neutro) para ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los tranformadores.
- Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones.

(NII.1.10) Todos los Agentes que estén conectados a la red de transmisión deben contar con los medios de comunicación establecidos en el Tomo II, Capítulo IV de este Reglamento.

CAPÍTULO II

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL PARA TODOS LOS AGENTES PARTICIPANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.

(NII.2.1) **Generales**

(NII.2.1.1) Las transacciones comerciales entre los Participantes del Mercado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se calcularán utilizando las mediciones tomadas del Sistema de Medición Comercial (SMEC) o del sistema de medición de la Distribuidora para los Grandes Clientes, según sea el caso. En particular, el Sistema de Medición Comercial (SMEC) de los Autogeneradores deberá permitir discriminar el origen de la generación que vende al Mercado.

(NII.2.1.2) El SMEC lo constituyen:
El (los) medidor(es), enlaces y protocolo de comunicación con el CND, fuente(s) de alimentación y dispositivos de transformación de Potencial (TP) y Corriente (TC).

(NII.2.1.3) El SMEC para operación en alta tensión será redundante en medición, o sea, un medidor principal y uno de respaldo. Para las operaciones en media y en baja tensión requerirá un (1) medidor.

(NII.2.1.4) Cada Agente debe suplir, instalar y darle mantenimiento a los componentes del SMEC asociados a su(s) puntos(s) de entrega o recibo de energía, a fin de que estén en condiciones operativas.

Se entiende por punto de entrega o de recibo de energía, el punto de interconexión al Sistema ya sea de transmisión o de distribución.

(NII.2.1.5) Para seleccionar el arreglo del SMEC se tomará en cuenta el sistema de conexión (estrella o delta), al cual se va a conectar el Agente. En cualquier caso se aplicará el teorema de Andre E. Blondel.

(NII.2.1.6) Para el conexionado del SMEC, se tomará en cuenta lo siguiente: para un sistema estrella en el primario, la medición debe tener un arreglo estrella en su secundario; así mismo, para un sistema delta en el primario, la medición debe tener un arreglo delta en su secundario.

(NII.2.1.7) El SMEC de cada Agente, será objeto de revisión cada año a partir de su certificación, o cuando el CND o un Agente lo solicite.

(NII.2.1.8) El diseño del SMEC debe cumplir con lo siguiente:

- Todos los dispositivos, equipos, cables deben estar debidamente identificados.
- Tener su protección a tierra con una resistencia igual o menor a veinticinco (25) Ohm.
- El (los) medidor (es) y sus equipos de interconexión con las señales de voltajes y de corrientes deben estar en un recinto que será sellado por el CND.

- Los equipos de comunicación y alimentación deben estar en un recinto separado de los medidores, que no será sellado por el CND.

(NII.2.2) Solicitud de Implementación

La implementación de un SMEC, requiere que el Agente someta a la aprobación del CND, las siguientes informaciones:

(NII.2.2.1) Diseño propuesto, el cual implica:

- Plano de comunicación y fuente de alimentación,
- Plano de conexionado del (los) medidor(es),
- Plano de la ubicación física de los equipos.

(NII.2.2.2) Datos Técnicos de los Equipos Propuestos:

Transformadores de Corriente y de Potencial de utilizarse.

- Corriente y/o Voltaje primaria y secundaria.
- Clase y carga estándar (burden).
- Número de devanados secundarios.
- Relaciones de transformación disponibles y el elegido.
- Marca y modelo.

Medidor (es) de energía:

- Marca, modelo y clase. Capacidad de almacenamiento (en días) de las variables y con la periodicidad exigida en este reglamento.
- Tipo de emisor de impulsos de energía.
- Constante de pulso Kh.

Equipos de comunicación:

- Marca y modelo.
- Consumo VA o Ampere
- Tipo de alimentación (Vac o Vdc).

Fuente de Alimentación:

- Marca y modelo.
- Tipo de alimentación (Vac o Vdc).
- Tiempo de respaldo o autonomía de la fuente de alimentación.

(NII.2.2.3) Información adicional:

- Distancia entre el (los) medidor (es) y el punto de conexión de la fuente de voltaje y corriente utilizado para efectuar la medida.
- Características del cable utilizado para transportar el voltaje y corriente entre el (los) medidor (es) y el punto de conexión de sus respectivas fuentes.
- Demanda mínima y máxima, expectativa de crecimiento del punto de entrega o retiro, dados en MVA.
- Demanda máxima en caso de emergencia del punto de entrega o retiro, dado en MVA.
- Factor térmico elegido para el TC.
- Con cuántos equipos, si fuese el caso, comparte los secundarios de los TC y TP y sus respectivas carga, dados en VA.

- (NII.2.2.4)** Autorización de la Implementación.
- Dentro de los cinco (5) días laborables después de haber recibido la solicitud de Implementación, el CND mediante nota le indicará al Agente la aprobación o rechazo de la misma.
- (NII.2.3) Características del (los) Medidor (es).**
- (NII.2.3.1)** Programable desde un puerto local con el apoyo de una computadora sin interferir con la comunicación remota.
Los parámetros programables deben ser almacenados en memoria no volátil.
- (NII.2.3.2)** Operar sin detrimento de su precisión en temperatura ambiente de entre 15° y 70° Centígrados con humedad relativa entre 30% y 95%.
- (NII.2.3.3)** Equipado con un reloj interno el cual será sincronizado únicamente por el computador servidor en el CND, por medio de la utilización de una contraseña, la cual fijará el CND. No deberá desviarse más de dos (2) minutos con respecto al Servidor en un término de siete (7) días calendarios.
- (NII.2.3.4)** Tener una fotocélula contador tipo Ferrari o Electrónico para la calibración de la medición. La utilización de la misma no debe interferir en la operación normal del medidor.
- (NII.2.3.5)** En los SMEC que utilicen TC o TP, el (los) medidor(es) debe(n) aceptar entradas máximas de corriente del secundario del TC a máxima demanda más expectativa de crecimiento multiplicado por el Factor Térmico, y voltaje máximo del secundario del TP elegido.
- En los SMEC que no utilicen TC o TP, el (los) medidor(es) debe(n) aceptar entradas máximas de corriente a demanda máxima más la expectativa de crecimiento del punto de entrega o retiro.
- (NII.2.3.6)** En los SMEC que utilicen TC y TP, el (los) medidor(es) debe(n) ser bidireccional (es) con precisión de 0.2% o mejor para las mediciones de energía activa (kWh) según las Normas IEEE / ANSI C12.1, IEEE / ANSI C12.20 e IEC 60687.
- En los SMEC que no utilicen TC, TP o ambos el (los) medidor(es) debe(n) ser bidireccional (es) con precisión de 0.5% o mejor para las mediciones de energía activa (kWh) según las Normas IEEE / ANSI C12.1, IEEE / ANSI C12.20 e IEC 60687."
- (NII.2.3.7)** Almacenar en memoria con períodos de quince (15) minutos, por lo menos por doce (12) días las variables de energía activa y reactiva entrando y saliendo, voltajes por fase, demanda integrada en 15 minutos, utilizando el principio de almacenamiento circular, bajo el concepto FIFO (lo primero que entra es lo primero que sale).

(NII.2.4) Características de los Dispositivos de Transformación.

(NII.2.4.1) Los transformadores de potencial (TP) y de corriente (TC) deben ser de clase 0.2 según las normas IEC 60044-1 / 60044-2 o clase 0.3 para la norma ANSI / IEEE C57.13.

(NII.2.4.2) Los dispositivos de transformación deben elegirse con la carga estándar que más se aproxime a la carga total conectada al secundario de estos transformadores, incluyendo un margen de seguridad de 50% de la carga cuando se trate de transformadores dedicados al SMEC.

En los casos de transformadores cuyo uso es compartido con otras cargas, el margen de seguridad será del 100%.

(NII.2.4.3) El voltaje secundario del TP deberá corresponder con el voltaje de operación del medidor. Así mismo, la corriente del secundario del TC deberá corresponder con la corriente de operación del medidor.

(NII.2.4.4) La elección de la corriente primaria del TC no debe ser más del 20 % de la corriente primaria a demanda máxima más la expectativa de crecimiento.

A demanda mínima la corriente secundaria del TC, debe ser mayor que la corriente de arranque del medidor.

(NII.2.4.5) El factor térmico del TC debe ser elegido proporcional a la capacidad máxima de corriente en operación de emergencia.

(NII.2.4.6) La instalación del TC debe ser polarizada con H1 hacia el punto de interconexión, indicando de esta manera que la potencia cuando entra al SIN es negativa y cuando sale del SIN es positiva.

(NII.2.5) Características de Comunicación con los Medidores.

(NII.2.5.1) La comunicación entre los medidores y el CND debe utilizar el medio y protocolo vigente y no debe depender de otro medidor.

(NII.2.5.2) Cada Agente debe entregar el programa de comunicación con su licencia al CND e instruir al personal en el uso del mismo y la exportación de la data a un formato texto.

(NII.2.5.3) Cada medidor debe tener por lo menos dos puertos de comunicación independientes y de uso simultaneo:

1. Un puerto local y sus accesorios para la configuración y obtención de data almacenada en memoria.
2. Un puerto para establecer la comunicación con el CND.

(NII.2.6) Fuente de Alimentación.

Es responsabilidad del Agente que los Medidores del SMEC posean una alimentación segura, continua y estable que garantice su operación por lo menos treinta (30) minutos

posterior a una interrupción del flujo de energía.

(NII.2.7) Certificación.

(NII.2.7.1) Solicitud de Certificación.

Mediante nota dirigida al Centro Nacional de Despacho el Agente solicitara la Certificación. Previo a dicha solicitud, deberá completar los trabajos de instalación del SMEC siguiendo los criterios de diseño aprobados.

Dentro de los dos (2) días laborables después de haber recibido la Solicitud de Certificación, el CND mediante nota le indicará al Agente la fecha y hora de la inspección de campo. Esta inspección se deberá realizar en un plazo no mayor de diez (10) días laborables.

(NII.2.7.2) Un SMEC se considera certificado cuando:

1. El Agente entregue los documentos que certifiquen los resultados de las pruebas efectuadas a los TP y TC en los casos que se utilicen.
2. El CND apruebe:
 - a. La instalación eléctrica de acuerdo al diseño aprobado.
 - b. La comunicación y sincronización de los medidores.
 - c. La relación de transformación de los TP y TC, en los casos que se utilicen.
 - d. La calibración de la medición.
 - e. La validación de los datos obtenidos localmente versus los obtenidos remotamente.
3. El CND emita la certificación.

CAPÍTULO III

INFORMACIÓN PERIÓDICA PARA EL DESPACHO

- (NII.3.1) Los agentes tienen el compromiso de suministrar al **CND** en “tiempo y forma”, como indique el **CND**, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación.
- (NII.3.2) Los Agentes del Mercado deben proporcionar anualmente al **CND**, antes del 15 de Mayo de cada año, la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del **SIN**. Si el sistema del Agente del Mercado no ha sido modificado durante ese periodo, el Agente del Mercado deberá indicar por escrito que el sistema no ha sufrido cambios, en lugar de presentar al **CND** toda la información nuevamente.
- (NII.3.3) Los Agentes del Mercado deben comunicar inmediatamente al **CND** las modificaciones de su sistema eléctrico que afecten o puedan afectar la operación del **SIN**, actualizando los datos descritos en el Tomo V de este Reglamento.
- (NII.3.4) Antes de las 10:00 horas del antepenúltimo día hábil de cada semana de despacho, los agentes deben enviar al **CND** la información necesaria para realizar la programación de la semana siguiente, denominada programación semanal, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Tomo III (MDP).
- (NII.3.5) Todos los días antes de las 10:00 horas los agentes deben suministrar al **CND** la información necesaria para realizar el despacho del día siguiente, denominado predespacho diario, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Tomo III (MDP). Para el caso de los intercambios con otros países, los plazos corresponderán a los establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
- (NII.3.6) Semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo. Los agentes deben suministrar a solicitud del **CND** la información necesaria para realizar esta programación.

Información Requerida de los Generadores.

- (NII.3.7) Antes de entrar en servicio una central y/o una máquina, el generador debe enviar al **CND** toda la información referida a sus instalaciones que se detallan a continuación:
- Información de costos de operación considerando la curva de eficiencia con un mínimo de tres niveles incrementales, incluyendo costos de arranque y costo variable de producción por unidad de generación.
 - Datos dinámicos, incluyendo generación mínima y máxima, rampas de subida y de bajada, tiempos de sincronización y de arranque en línea muerta.

- Los detalles descritos en las Normas de Expansión del Sistema, Tomo V de este Reglamento.

(NII.3.8) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la Programación Semestral, los Generadores para cada mes del semestre deben informar al **CND** lo siguiente:

- Costo variable aplicable al despacho (\$/MWh), correspondiente a la suma de costos variables de combustibles, costos variables de Operación y Mantenimiento pudiendo discriminar para distintos escalones de carga. Para las máquinas térmicas de iguales características técnicas y dentro de una misma central se debe definir el costo variable representativo.
- La disponibilidad de las unidades generadoras.
- Las centrales hidráulicas deben suministrar sus pronósticos de aportes, las normas de operación de embalses, compromisos aguas abajo.
- Las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales deben suministrar los pronósticos de generación y de su recurso primario según sea el caso.
- Otras restricciones que afecten el despacho.

(NII.3.9) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la programación semanal los Generadores deben informar al **CND** para cada una de sus máquinas y/o centrales:

- Requisitos de mantenimiento.
- Potencia disponible.
- Restricciones en la capacidad de generación.
- Para las centrales térmicas, disponibilidad de combustibles ya sea en tanques o bien a través de garantías de suministro por parte del proveedor. También, debe informar cualquier restricción o limitante en el suministro de combustible de existir.
- Para las centrales hidráulicas el nivel de los embalses, pronósticos de aportes y restricciones aguas abajo.
- Costo variable aplicable al despacho (\$/MWh), correspondiente a la suma de costos variables de combustibles, costos variables de Operación y Mantenimiento pudiendo discriminar para distintos escalones de carga. Para las máquinas térmicas de iguales características técnicas y dentro de una misma central se debe definir el costo variable representativo.

- Las centrales basadas en Energías Renovable No Convencionales deben suministrar los pronósticos de generación y de su recurso primario según sea el caso.

(NII.3.10) Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, los Generadores deben informar al **CND**, para el día siguiente, cualquier modificación respecto a los requisitos de mantenimiento, indisponibilidades forzadas indicando los plazos previstos para su puesta en servicio, así como restricciones técnicas o de combustibles o cualquier cambio que afecte la disponibilidad declarada.

(NII.3.11) Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, los Generadores deben remitir al **CND** el reporte de operación del día anterior para cada unidad, detallando:

- Capacidad Disponible.
- Horas de operación normal.
- Horas de operación limitada y la potencia a la que estuvo limitada.
- Horas disponibles fuera de línea.
- Horas en mantenimiento programado.
- Horas en mantenimiento por emergencia.
- Horas de salida forzada y Número de disparos en el día.

En caso de días feriados, la información será enviada el día siguiente hábil. El **CND** elaborará los respectivos reportes.

Información Requerida de los Autogeneradores y Cogeneradores.

(NII.3.12) Los Autogeneradores cada año, a más tardar el 10 de octubre definirán al **CND** sus requerimientos propios de potencia y energía para el año siguiente y las unidades de generación destinadas a cubrirlos. Una vez que el Autogenerador establece sus requerimientos, las unidades de generación o GGC que no requiera para respaldar su consumo propio se les aplicarán las mismas reglas que rigen para los Generadores y deberán cumplir con la entrega de la información requerida.

(NII.3.13) Tanto en el caso de los Autogeneradores como de los Cogeneradores para los excedentes correspondientes a las unidades de cogeneración y las unidades destinadas para autogeneración deberán:

- Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la programación semestral y semanal, suministrar su oferta de excedente de energía y precio ofertado si cuyos excedentes totales no superen los 5 MW, y la previsión de compra de faltantes.
- Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, notificar al **CND** los cambios en los excedentes de energía ofertada.

Información Requerida de los Distribuidores y Grandes Clientes

(NII.3.14) Los Distribuidores y Grandes Clientes deben informar al **CND** dentro de los plazos establecidos, su demanda prevista de energía en forma mensual y semanal, para la

programación semestral. Deberán suministrar asimismo la información de interrumpibilidad.

- (NII.3.15) En la operación real, los Distribuidores y Grandes Clientes deben informar al **CND** los cambios que prevén en sus pronósticos de demanda, en función del comportamiento registrado en tiempo real.
- (NII.3.16) Sobre la base de la información suministrada y al análisis del comportamiento de la demanda, el **CND** debe determinar las proyecciones de demanda, energía y potencia máxima así como las curvas de demanda horaria a utilizar en los modelos de programación y despacho, a los efectos de garantizar que la operación programada se aproxime lo más posible a la real probable y se logre la optimización de los recursos.
- (NII.3.17) Los detalles descritos en las Normas de Expansión del Sistema, Tomo V de este Reglamento.
- (NII.3.18) El **CND** dará el seguimiento a las proyecciones de demanda realizadas por los agentes consumidores, y realizará las gestiones necesarias para la actualización de éstas de ser necesario.

Información Requerida de los Transportistas

- (NII.3.19) Los transportistas deben suministrar al **CND** sus solicitudes de mantenimiento programado anual y mantenimiento preventivo para la programación semanal y de despacho diario dentro de los plazos establecidos.
- (NII.3.20) En la operación real, deben informar al **CND** las indisponibilidades forzadas que surjan en su equipamiento así como los plazos previstos para su solución y puesta en servicio y las limitaciones a la capacidad de transmisión.
- (NII.3.21) Los detalles descritos en las Normas de Expansión del Sistema, Tomo V de este Reglamento.

TOMO V

NORMAS PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ALCANCE DE ESTAS NORMAS

- (NES.1.1) Estas Normas establecen los procedimientos aplicados por **ETESA** en el planeamiento y la expansión del **SIN**.
- (NES.1.2) La expansión del **SIN** se deberá principalmente a las siguientes razones:
- a) La necesidad de expansión del sistema de un Agente del Mercado, actualmente conectado al **SIN**.
 - b) La interconexión al **SIN** de un nuevo Agente del Mercado.
 - c) La inserción al sistema de un nuevo sitio de interconexión o la modificación de un sitio de interconexión existente, entre el sistema del Agente del Mercado y el **SIN**.
 - d) Nuevas interconexiones internacionales.
 - e) El incremento de capacidad de transmisión o de equipamiento que mejore la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio y del abastecimiento.
- (NES.1.3) Los objetivos de esta norma son los siguientes:
- a) Promover y facilitar la interacción entre **ETESA**, el **CND** y los Agentes del Mercado en aquellos proyectos que afectan la expansión del **SIN**.
 - b) Establecer la información que deben proporcionar los Agentes del Mercado, para que **ETESA** pueda llevar a cabo el planeamiento y la expansión del **SIN**.

CAPÍTULO II

PROCEDIMIENTOS E INFORMACIÓN GENERAL REQUERIDA PARA EL PLANEAMIENTO

- (NES.2.1) Todo interesado o Agente del Mercado que presente una solicitud de Conexión a **ETESA**, deberá presentar la información general y los datos requeridos para el planeamiento del **SIN**, definidos en los capítulos III y IV de este tomo.
- (NES.2.2) Los Agentes del Mercado deberán comunicar inmediatamente a **ETESA** las modificaciones de su sistema eléctrico, de acuerdo a los puntos señalados en los capítulos III y IV de este tomo.
- (NES.2.3) Los Agentes del Mercado deben proporcionar a **ETESA**, a más tardar el 1 de noviembre de cada año, la información de carga histórica, actual y pronosticada. Los datos de carga requeridos son:
1. Datos de demanda (potencia activa y reactiva) y energía activa.
 - a) Los distribuidores deben proporcionar la información de la carga relacionada con su sistema de distribución.
 - b) Los grandes clientes, Autogeneradores y Cogeneradores deben proporcionar los datos de carga que requieren sus respectivos sistemas.
 2. Datos de demanda (potencia activa) diaria:
 - a) Los distintos Agentes del Mercado deberán proporcionar la información de carga requerida para construir las curvas de carga diaria, de acuerdo a cada uno de sus puntos de interconexión.
 - b) Demanda máxima diaria, no coincidente, en los puntos de interconexión, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
 - c) Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "máxima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
 - d) Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "mínima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
 3. Pronóstico de carga para los próximos veinte (20) años
 - a) Con el fin de establecer los requerimientos de demanda y energía en el **SIN**, cada Agente del Mercado deberá proporcionar a **ETESA**, un pronóstico mensual de demanda activa y energía activa para los próximos 20 años de su respectivo sistema.
- (NES.2.4) Información que deberá ser proporcionada a requerimiento de **ETESA**:
- a) Detalles de las cargas individuales que tienen características atípicas.

- b) La sensibilidad de la demanda activa y reactiva a las variaciones de voltaje y frecuencia del **SIN**.
- c) El desbalance de fase promedio y máximo que el cliente espera que su demanda le cause al **SIN**.
- d) El contenido máximo de armónicas que el cliente espera que su demanda le cause al **SIN**.
- e) Detalles de todas las cargas que podrían causar fluctuaciones severas al **SIN**.

(NES.2.5) Categorías de clientes

Los datos anuales de energía activa a suministrar por cada agente a **ETESA** deben ser desglosados en las siguientes categorías de clientes:

- a) Residenciales
- b) Comerciales
- c) Industriales
- d) Gobierno
- e) Grandes Clientes no regulados
- f) Alumbrado Público
- g) Pérdidas del Sistema
- h) Otros

(NES.2.6) **ETESA** podrá solicitar a los Agentes del Mercado, información adicional de pronóstico de demanda, en cualquier período del año, cuando se requieran hacer análisis adicionales del sistema.

CAPÍTULO III

INFORMACIÓN REQUERIDA PARA ESTUDIOS DE GENERACIÓN

(NES.3.1) Cada interesado o Agente Productor con una central de generación nueva o existente, que se conecte al SIN, deberá suministrar a **ETESA**, los datos relativos a la planta de generación: históricos, actuales y de diseño, según corresponda.

(NES.3.2) En el caso de generadores hidráulicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

a) Datos de Identificación del Proyecto

- 1) Nombre de la Planta.
- 2) Tipo de Planta: Filo de agua / Embalse
- 3) Capacidad Instalada (MW).
- 4) Energía Promedio anual (GWh/año).
- 5) Potencia (MW) y energía firme (GWh).
- 6) Fecha de entrada de operación (mes, año).
- 7) Cronograma de Ejecución del Proyecto.

b) Datos de Topología

- 1) Aporte Hidrológico.
- 2) Descarga.
- 3) Vertimiento.
- 4) Proyectos aguas arriba.
- 5) Proyectos aguas abajo.
- 6) Ubicación esquemática (Diagrama).

c) Base Histórica de Caudales

- 1) Caudales medios mensuales en cada estación, en archivo digital tipo hoja de cálculo. Este archivo debe contener toda la información disponible.

d) Características Operacionales

- 1) Cota mínima y máxima de operación en metros sobre nivel medio del mar (msnm).
- 2) Cota de descarga en metros sobre nivel medio del mar (msnm).
- 3) Caída Neta en metros (m).
- 4) Caída Bruta en metros (m).
- 5) Pérdidas Hidráulicas medias en las conducciones en metros (m).
- 6) Caudal de Diseño máximo y mínimo en metros cúbicos por segundo (m^3/s), por central y por unidad.
- 7) Caudal Ecológico en metros cúbicos por segundo (m^3/s).
- 8) Días de mantenimiento al año.
- 9) Tiempo medio de viaje del agua desde el proyecto aguas arriba y/o aguas abajo al proyecto en estudio, si aplica. Incluir metodología o procedimiento detallada para el cálculo del mismo.
- 10) Información detallada para el cálculo del caudal de vertimiento (m^3/s) dependiendo del nivel y posición de las compuertas, ya sea para el vertedero de flujo libre y/o el vertedero controlado.
- 11) Representación esquemática hídrica del proyecto, con cada elemento debidamente identificados (sus coordenadas UTM-WGS84, proyecto aguas arriba y aguas abajo, embalse, desarenador, cámara de carga, bocatoma, canal de conducción, túnel, tuberías, casa máquina, vertedero, etc).

e) Información de las Unidades de Generación

- 1) Número de unidades de Generación.
- 2) Potencia por unidad (MW).
- 3) Curvas de eficiencia Turbina-Generador en (p.u.).
- 4) Tasa de salidas forzadas en (p.u.).
- 5) Tasa de salidas programadas en (p.u.)
- 6) Porcentaje de Sobrecarga

f) Características del Embalse, cámara de carga o tanque (según aplique):

- 1) Cota máxima en metros sobre nivel medio del mar (msnm).

- 2) Cota mínima en metros sobre nivel medio del mar (msnm).
- 3) Tabla Cota-Área-Volumen del embalse. (Tabla de 5 ó más puntos, incluir mínimos y máximos y las curvas correspondientes).
 - a) Cota: en metros sobre nivel medio del mar (msnm).
 - b) Área: en Kilómetros cuadrados (Km²).
 - c) Volumen en (10⁶ m³).

g) Otros Datos

- 1) Tabla con los datos de los coeficientes de producción (MW/m³/seg) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla cota – área – volumen del embalse.
- 2) Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de controles ambientales, suministro del agua o restricciones de navegación.
- 3) Caudal turbinado máximo (m³/s) – capacidad máxima de turbinamiento.
- 4) Factor de regulación para central filo de agua.
- 5) Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
- 6) Costo Fijo Anual de O&M (U.S.\$/ kW).

Tiempo mínimo para entregar la potencia máxima disponible declarada, tiempo mínimo requerido entre arranque y parada, tiempo mínimo de arranque y tiempo mínimo de re-arranque.

(NES.3.3) En el caso de generadores térmicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

a) Datos de Identificación del Proyecto

- 1) Nombre de la Planta.
- 2) Tipo de Tecnología.
- 3) Capacidad Instalada (MW)
- 4) Fecha de entrada de operación (mes, año).
- 5) Cronograma de Ejecución del Proyecto.

b) Características Operacionales

- 1) Costo Variable de O&M (U.S.\$/MWh) por tipo de combustible.

- 2) Costo Fijo Anual de O&M (U.S.\$/ kW).
 - 3) Vida útil en años.
 - 4) Tipo de Combustible con su poder calorífico típico.
 - 5) Curva de eficiencia en BTU/MWh.
- c) Información de las Unidades de Generación
- 1) Número de unidades de Generación.
 - 2) Potencia por unidad (MW).
 - 3) Tasa de salidas forzadas en (p.u.).
 - 4) Tasa de salidas programada en (p.u.).
- d) Otros Datos
- 1) Potencia mínima (MW) – representa el nivel mínimo de producción para la planta.
 - 2) Potencia máxima (MW): Potencia continua a plena carga de un generador indicada por el fabricante.
 - 3) Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso.
 - 4) Capacidad de almacenamiento de combustible en volumen bruto y volumen útil.
- Tiempo mínimo para entregar la potencia máxima disponible declarada, tiempo mínimo requerido entre arranque y parada, tiempo mínimo de arranque en frío, tiempo mínimo de arranque en caliente y tiempo mínimo de re-arranque.

(NES.3.4) En el caso de generadores eólicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

- a) Datos de identificación del Proyecto
- 1) Nombre de la planta.
 - 2) Tipo de tecnología.
 - 3) Capacidad Instalada (MW).
 - 4) Energía promedio anual (GWh/año).
 - 5) Fecha de entrada en operación (mes, año).

6) Cronograma de ejecución del proyecto.

b) Datos de Topología

- 1) Localización del proyecto.
- 2) Emplazamiento en un mapa escala 1:50,000
- 3) Implantación de aerogeneradores en un mapa escala 1:25,000

c) Base Histórica del Recurso

- 1) Toda la información de velocidad del viento (como mínimo de un año calendario) en el lugar del emplazamiento del proyecto, a una altura de 60 y 80 metros, para intervalos de 10 minutos, para cada torre de medición que se tenga en el proyecto.
- 2) Distribución de frecuencias de viento (por intervalos de velocidad), la Rosa de Viento y la Rosa de Energía, para una altura de 60 y 80 metros. Generar una base sintética de registros horarios de velocidad y dirección de viento, para completar 20 años mínimo, utilizando los datos disponibles medidos en el emplazamiento del proyecto (debe presentar las premisas y criterios utilizados para generar esta serie de datos históricos).

d) Características Operacionales

- 1) Días de mantenimiento al año. Se debe especificar la forma en la que se programará el mantenimiento preventivo.
- 2) Costo variable anual de operación y mantenimiento (USD/MWh).
- 3) Costo fijo anual de operación y mantenimiento (USD/kW).
- 4) Vida útil (años).
- 5) Curva de potencia de los aerogeneradores para la densidad del aire en el sitio de emplazamiento.
- 6) Curva P/Q de los aerogeneradores.

e) Información de los Aerogeneradores

- 1) Número de aerogeneradores a instalar.
- 2) Potencia por unidad (MW).

- 3) Tipo de tecnología de los aerogeneradores (marca, diámetro de las aspas, tipo de tecnología, otras).
- 4) Potencia máxima alcanzable por aerogenerador (MW).
- 5) Eficiencia de cada aerogenerador y de la central completa (%).
- 6) Velocidad de viento en la que inicia la producción los aerogeneradores (m/s).
- 7) Velocidad de viento de desconexión por seguridad de los aerogeneradores (m/s).
- 8) Protocolo de re-conexión (velocidad) tras una parada por alto viento.
- 9) Indicar si los aerogeneradores cuentan con regulación del ángulo de ataque de viento (Pitch Control).
- 10) Vida útil de las unidades generadoras (años).
- 11) Respuesta ante huecos de tensión.
- 12) Posibilidad de recibir consignas para reducción de potencia.
- 13) Nivel máximo de armónicos.
- 14) Tasa de salidas forzadas en (p.u.).
- 15) Tasa de salidas programada en (p.u.).

f) Otros Datos

- 1) Costo de Inversión por MW instalado (USD/MW).
- 2) Costo de inversión total (USD) y programa de desembolso.

(NES.3.5) En el caso de generadores fotovoltaicos, se deberá proporcionar la siguiente información:

- a) Datos de Identificación del Proyecto
 - i. Nombre de la planta.
 - ii. Tipo de tecnología.
 - iii. Capacidad instalada (MW).
 - iv. Energía promedio anual (GWh/año).
 - v. Fecha de entrada en operación (mes, año).
 - vi. Cronograma de ejecución del proyecto.

- b) Datos de Topología
 - i. Localización del proyecto.
 - ii. Emplazamiento en un mapa escala 1:50,000
 - iii. Implantación de los paneles solares en un mapa escala 1:20,000

- c) Base Histórica de Recurso
 - i. Variación de la radiación promedio mensual (kWh/m²) del sitio de emplazamiento de la Central Solar. La base histórica deberá contener como mínimo un año de información.
 - ii. Variación de la radiación promedio diaria (kWh/m²) del sitio de emplazamiento de la Central Solar. Se deberá tomar en consideración días para diferentes periodos estacionales durante el año.
 - iii. Temperatura ambiente en condición de operación normal (°C).
 - iv. Temperatura de los módulos en condiciones de operación normal (°C).

- d) Características Operacionales
 - i. Días de mantenimiento al año. Se debe especificar la forma en la que se programará el mantenimiento preventivo.
 - ii. Costo variable anual de operación y mantenimiento (USD/MWh).
 - iii. Costo fijo anual de operación y mantenimiento (USD/kW).
 - iv. Vida útil (años).
 - v. Indicar si la central cuenta con periodo de autonomía. En caso de contar con ello, indicar el tiempo de autonomía considerado.
 - vi. Angulo de inclinación en el cual estarán instalados los paneles solares fotovoltaicos (en caso de estar fijos), y su rango de ángulos de inclinación para el caso de que sean instalados con algún sistema de control eléctrico seguidor solar.

- e) Información de los Paneles Solares
 - i. Número de paneles solares a instalar.
 - ii. Potencia por unidad (Wp).
 - iii. Tipo de tecnología de los paneles solares.
 - iv. Potencia máxima alcanzable por módulo solar (Wp).
 - v. Eficiencia de cada módulo solar y de la central completa (%).
 - vi. Vida útil de los módulos fotovoltaicos (años).

- f) Otros Datos
 - i. Costo de Inversión por MW instalado (MM\$/MW).
 - ii. Costo de inversión total (MM\$) y programa de desembolso.

CAPÍTULO IV

INFORMACIÓN REQUERIDA PARA ESTUDIOS DE TRANSMISIÓN

- (NES.4.1) **ETESA** tiene la responsabilidad de planificar la expansión del sistema de transmisión, para determinar las ampliaciones requeridas a la red que garanticen que la potencia y la energía previstas a producir en las distintas centrales de generación sea transportada en forma eficiente, con adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad, hasta los distintos centros de consumo.
- (NES.4.2) En este sentido, los distintos Agentes del Mercado deben suministrar a **ETESA**, la información necesaria requerida para la elaboración de los planes de expansión del sistema de transmisión.
- (NES.4.3) Cada interesado o Agente Productor con una central de generación nueva o existente, que se conecten al **SIN**, están en la obligación de suministrar a **ETESA** la siguiente información:
- a) Localización de la central generadora en un mapa escala 1:50,000.
 - b) Subestación o línea de transmisión existente más cercana a la central propuesta.
 - c) Características eléctricas de las unidades de generación:
 - 1) Números de unidades de la central.
 - 2) Voltaje en terminales de las unidades (KV).
 - 3) Capacidad nominal (MVA).
 - 4) Capacidad nominal (MW).
 - 5) Capacidad mínima permisible (MW).
 - 6) Factor de potencia de las unidades.
 - 7) Curvas de capacidad de las unidades.
 - 8) Diagramas del modelo de la máquina sincrónica y diagrama de control asociado, que permitan su correcta representación. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
 - Reactancia transitoria en el eje de directa ($x'd$), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - Reactancia transitoria en el eje de cuadratura ($x'q$), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.

- Reactancia sincrónica en el eje de directa (x_d), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - Reactancia sincrónica en el eje de cuadratura (x_q), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - Reactancia subtransitoria en el eje de directa (x''_d), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - Reactancia subtransitoria en el eje de cuadratura (x''_q), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - Reactancia de Potier (x_l), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
 - Constante de inercia de la unidad, expresada en MW-Seg/MVA.
 - Constante de tiempo transitoria en el eje de directa en circuito abierto (T'_{Do}), expresada en segundos.
 - Constante de tiempo transitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto (T'_{Qo}), expresada en segundos.
 - Constante de tiempo subtransitoria en el eje de directa en circuito abierto (T''_{Do}), expresada en segundos.
 - Constante de tiempo subtransitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto (T''_{Qo}), expresada en segundos.
 - Curvas de saturación de voltaje en terminales (p.u.) contra corriente de campo (amperios), en circuito abierto.
- 9) Diagramas de los sistemas de excitación, incluyendo los diagramas de bloques (control) que muestre las funciones de transferencia y detalles de los lazos de excitación que permitan una correcta representación en el modelo PSS/E. Los datos deben incluir los siguientes parámetros.
- Ganancia de los lazos de excitación.
 - Voltaje de campo nominal (p.u.).
 - Máximo voltaje de campo (p.u.).
 - Mínimo voltaje de campo (p.u.).
 - Máxima rata de cambio del voltaje de campo “rising”.
 - Máxima rata de cambio del voltaje de campo “falling”.
 - Características dinámicas del “over-excitation limiter”.

- Características dinámicas del “under-excitation limiter”.
- 10) Diagramas de los reguladores de velocidad (gobernadores, se debe indicar marca y modelo del mismo), incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación en el modelo utilizado por el CND para estudios eléctricos. Los diagramas de bloques deben describir claramente las características de las unidades, a saber: hidráulicas, térmicas a vapor, térmicas a gas, térmicas tipo “reheat”. Los datos deben especificar los siguientes parámetros:
- Ganancia promedio, dependiendo de la tecnología de la unidad.
 - Constantes de tiempo del gobernador, dependiendo de la tecnología de la unidad.
 - “Deadband” del gobernador, el cual debe cumplir con las regulaciones vigentes (nacional y/o regional).
- 11) Diagramas de los estabilizadores de potencia y de los reguladores de voltaje (se debe indicar marca y modelo del mismo), incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación en el modelo utilizado por el CND para estudios eléctricos.. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
- Constantes de tiempo de entrada de señal de frecuencia, potencia eléctrica, velocidad (p.u.).
 - Ganancias de la señal de frecuencia, potencia eléctrica, torque mecánico (p.u.).
 - Valores o rangos de ajuste.
- d) Características de la Subestación Elevadora.
- 1) Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras de la subestación elevadora, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la central generadora.
 - 2) Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
- e) Características de los transformadores elevadores. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
- 1) Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - 2) Voltajes de operación (KV) y derivaciones (taps) en KV ó p.u.

- 3) Tipo de conexión de los transformadores.
 - 4) Impedancias de secuencia positiva y cero (%) sobre la base de la capacidad del transformador ó 100 MVA base.
 - 5) Pérdidas en vacío y a plena carga.
- f) Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.
- g) Características Eléctricas de las Líneas de Conexión de las Centrales de Generación al Sistema de Transmisión.
- 1) Longitud de la línea (Km).
 - 2) Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA ó Amperios).
 - 3) Especificar si la línea será circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo “bundle”. Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - 4) Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - 5) Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua (Ω/Km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
 - 6) Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

(NES.4.4) Todos los agentes consumidores que se conecten al SIN, están en la obligación de suministrar a ETESA, de acuerdo a lo señalado en el Capítulo II de este tomo, la información siguiente:

a) Localización y Punto de Conexión

- 1) Localización de las subestaciones propuestas en un mapa escala 1:50,000.
- 2) Subestaciones o líneas de transmisión existentes más cercanas a la subestación o subestaciones de distribución propuestas.

b) Características Eléctricas de Líneas

- 1) Longitud de la Línea en Km.
- 2) Máxima cargabilidad de la línea en operación normal y emergencia (MVA ó Amperios).

- 3) Especificar si la línea será circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo “bundle”. Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres. Si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - 4) Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - 5) Impedancias de secuencias positiva, cero y mutua (Ω/Km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
- c) Características de las Subestaciones de Subtransmisión y Distribución
- 1) Diagrama unifilar, donde se muestre el arreglo de las barras y demás equipos de la subestación, además debe mostrar las provisiones para posibles expansiones a la subestación.
 - 2) Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación. El diagrama debe mostrar el área y perímetro total de la subestación y futuras áreas a ser consideradas para posibles expansiones.
 - 3) Especificar el voltaje (KV) y capacidad (MVAR) de posibles equipos de compensación reactiva o capacitiva a instalarse en la subestación.
- d) Características de los transformadores de potencia. Los datos deben incluir los siguientes parámetros:
- 1) Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - 2) Voltajes de operación (KV) y derivaciones (taps) en KV ó p.u.
 - 3) Tipo de conexión de los transformadores.
 - 4) Impedancias de secuencia positiva y cero (%) en base a la capacidad del transformador ó 100 MVA base.
 - 5) Pérdidas en vacío y a plena carga.
 - 6) Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.

(NES.4.5) En adición a lo indicado en este Capítulo, en el caso de generadores eólicos deberán proporcionar la siguiente información:

- a) Localización de la central generadora en un mapa escala 1:50,000.
- b) Subestación o línea de transmisión existente más cercana a la central propuesta.

- c) Características eléctricas de los aerogeneradores:
- 1) Número de aerogeneradores a instalar.
 - 2) Tipo de tecnología de los aerogeneradores.
 - 3) Voltaje en terminales de los aerogeneradores (kV).
 - 4) Capacidad nominal (MVA).
 - 5) Capacidad nominal (MW).
 - 6) Potencia máxima alcanzable por aerogenerador (MW).
 - 7) Rango de factor de potencia permisible en la operación. Indicar si es capacitivo e inductivo.
 - 8) Curva de potencia de los aerogeneradores para la densidad del aire en el sitio de emplazamiento.
 - 9) Velocidad de viento en la que inicia la producción los aerogeneradores (m/s).
 - 10) Velocidad de viento de desconexión por seguridad de los aerogeneradores (m/s).
 - 11) Indicar si los aerogeneradores cuentan con regulación del ángulo de ataque de viento (Pitch Control).
 - 12) Diagramas del modelo de las unidades generadoras y diagrama de control asociado, que permitan su representación. Incluir modelos de generadores, control eléctrico, sistema mecánico, sistema de control (Pitch) y cualquier otro modelo que aplique.
 - 13) Características del rotor (tipo, número de palas, etc.).
 - 14) Características del generador. (asíncrono, síncrono, etc.)
 - 15) Características del sistema de frenado.
 - 16) Características de regulación de velocidad (protección).
 - 17) Características civiles y mecánicas de las torres.

- 18) Arreglo de los ramales alimentadores (niveles de tensión claramente definidos, impedancia y cantidad de aerogeneradores conectados por ramal y otros).
- d) Característica de la subestación elevadora:
- 1) Diagrama unifilar con su respectiva nomenclatura propuesta según el Reglamento de Operaciones (Tomo I, Capítulo IV) donde se muestre el arreglo de las barras de la subestación elevadora, además mostrar las provisiones para posibles expansiones a la central generadora.
 - 2) Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación.
 - 3) Indicar si la subestación elevadora contará con compensación reactiva instalada. Indicar capacidad instalada de compensación reactiva (Mvar) y el arreglo de bancos o elemento compensador a instalarse.
- e) Características de los transformadores elevadores, los datos deben incluir los siguientes parámetros:
- 1) Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - 2) Voltajes de operación (kV) y derivaciones (taps) en kV o p.u.
 - 3) Tipo de conexión de los transformadores.
 - 4) Impedancia de secuencia positiva y cero (%) sobre la base de la capacidad del transformador ó 100 MVA base. Indicar explícitamente sobre cual base se han tomado en cuenta.
 - 5) Pérdidas en vacío y a plena carga.
- f) Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre. Incluir todos los interruptores que se instalen, para los diferentes niveles de tensión.
- g) Características eléctricas de las líneas de conexión de la central de generación:
- 1) Longitud de la línea (km).
 - 2) Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA o Amperios).

- 3) Especificar si la línea será de circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo múltiple. Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
- 4) Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para las líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
- 5) Impedancias de secuencia positiva, cero y mutua (Ω/km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
- 6) Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

(NES.4.6) En adición a lo indicado en este Capítulo, en el caso de generadores fotovoltaicos deberán proporcionar la siguiente información: Localización de la central generadora en un mapa escala 1:50,000.

- a) Subestación o línea de transmisión existente más cercana a la central propuesta.
- b) Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos:
 - i. Número de módulos solares a instalar.
 - ii. Voltaje en terminales de los módulos (kV).
 - iii. Capacidad nominal (MVA).
 - iv. Capacidad nominal (W).
 - v. Capacidad mínima permisible (W).
 - vi. Curva característica de los módulos solares a instalarse (I vs V). Considerar las variaciones de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) y nivel de irradiación (kW/m^2) del sitio de emplazamiento de la Central Solar.
 - vii. Corriente de cortocircuito (I_{sc}).

- viii. Tensión de circuito abierto (V_{oc}).
 - ix. Tensión de máxima potencia (V_{max}).
 - x. Corriente de máxima potencia (I_{max}).
 - xi. Coeficiente de temperatura ($V/^\circ C$).
 - xii. Diagramas del modelo de los paneles fotovoltaicos y diagrama de control asociado, que permitan su representación. Incluir modelos de inversores, controles eléctricos, características I-P de los paneles, perfil de irradiación de diseño y cualquier otro modelo que aplique.
- c) Característica de la subestación elevadora:
- i. Diagrama unifilar con su respectiva nomenclatura propuesta según el Reglamento de Operación (Tomo I, Capítulo IV) donde se muestre el arreglo de las barras de la subestación elevadora, además de mostrar las provisiones para posibles expansiones a la central generadora.
 - ii. Diagrama de planta, que muestre la disposición de los diferentes equipos dentro del área de la subestación.
 - iii. Indicar si la subestación elevadora contará con compensación reactiva instalada. Indicar capacidad instalada de compensación reactiva (Mvar) y el arreglo de bancos o elemento compensador a instalarse.
- d) Características de los transformadores elevadores, los datos deben incluir los siguientes parámetros:
- i. Capacidad nominal y máxima (MVA).
 - ii. Voltajes de operación (kV) y derivaciones (taps) en kV o p.u.
 - iii. Tipo de conexión de los transformadores.

- iv. Impedancia de secuencia positiva y cero (%) sobre la base de la capacidad del transformador ó 100 MVA base. Indicar explícitamente sobre cual base se han tomado en cuenta.
 - v. Pérdidas en vacío y a plena carga.
- e) Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre. Incluir todos los interruptores que se instalen, para los diferentes niveles de tensión.
- f) Características eléctricas de las líneas de conexión de la central de generación:
- i. Longitud de la línea (km).
 - ii. Máxima cargabilidad de la línea en estado normal y de emergencia (MVA o Amperios).
 - iii. Especificar si la línea será de circuito sencillo o doble circuito, conductor simple o tipo “bundle”. Especificar configuración espacial y arreglo de conductores en las torres, si la línea es subterránea especificar igualmente configuración.
 - iv. Tipo y tamaño de los conductores e hilo de guarda para las líneas aéreas; tipo y tamaño de los cables, aislamiento y cubierta o protección externa si es subterránea.
 - v. Impedancias de secuencia positiva, cero y mutua (Ω/km y p.u. sobre la base de 100 MVA).
 - vi. Especificar si el desarrollo del sistema de transmisión asociado a las centrales se verificará en forma gradual, de ser así especificar las fechas de entrada de las etapas del desarrollo.

TOMO VI

**NORMAS PARA INTERCONEXIÓN AL
SISTEMA**

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

- (NIS.1.1) Todos los agentes del mercado serán responsables por el mantenimiento y seguridad de sus propias infraestructuras hasta el punto de interconexión con el **SIN**.
- (NIS.1.2) Todos los agentes del mercado autorizarán la entrada del **CND** a sus instalaciones para misiones y objetivos específicos, sujeto solamente al aviso con tres (3) días de anticipación por parte del **CND**.
- (NIS.1.3) La nuevas instalaciones o en caso de ampliaciones a las infraestructuras existentes, no podrán tener la autorización para el funcionamiento operativo por el **CND**, si existen problemas que afectan su control y operación, o que impidan mantener el mismo nivel de calidad operativo del **SIN**, existente antes de la entrada del equipo.
- (NIS.1.4) Como requisito previo a la firma de un Contrato de Acceso entre **ETESA** y un Agente del Mercado, se requiere que el interesado o Agente del Mercado presente la información actualizada de los datos requeridos para el planeamiento del **SIN**, definidos en los capítulos III y IV del tomo V.
- (NIS.1.5) Como requisito previo a la conexión física y operativa al **SIN**, el Agente del Mercado deberá actualizar y presentar al **CND** y **ETESA** la información y datos solicitados en los capítulos III y IV del tomo V, resultantes de las pruebas finales de los equipos y/o valores y esquemas como construido.
- (NIS.1.6) Antes de conectar cualquier infraestructura a la red de transmisión, el Agente del Mercado deberá haber obtenido una concesión o una licencia ante la **ASEP** y la aprobación de la Solicitud de Acceso al Sistema de Transmisión por parte de **ETESA**, luego de haber sometido la documentación indicada en el Tomo V de este Reglamento y los Estudios que demuestren que las nuevas instalaciones no afectarán de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el Reglamento de Transmisión.
- (NIS.1.7) Todo interesado en conectar sus equipos a la red de transmisión, deberá asegurarse de que los nuevos componentes incorporados no degraden los esquemas de protección existentes ni disminuyan la disponibilidad de las partes del sistema afectadas. Al mismo tiempo será responsabilidad del interesado el enlazar los esquemas de protección nuevos con los existentes para completar esquemas de Protección en los puntos de interconexión respetando los criterios señalados, así como los esquemas suplementarios que se requieran.
- (NIS.1.8) Toda instalación deberá proveer todos los canales de comunicación necesarios incluyendo unidades terminales remotas para transmitir las indicaciones hasta el **CND**, canales de comunicación necesarios para los equipos de Protección y telefonía asociados a la coordinación de operaciones con el **CND**. Como parte importante de la información a suministrar a **ETESA** y al **CND**, en todo proyecto se deberán incluir planos y especificaciones detallados de los sistemas de medición y protección de las futuras instalaciones.

CAPÍTULO II

NORMAS PARA CONEXIÓN DE GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

- (NIS.2.1) El presente capítulo contempla las normas y condiciones aplicables para conectarse a la Red de Transmisión como generador, autogenerador o cogenerador a fin de que todas las empresas que deseen ingresar al mercado del suministro de energía cuenten con una guía uniforme para tal efecto.
- (NIS.2.2) Estas normas también son aplicables a los generadores, autogeneradores o cogeneradores existentes, que aumenten su capacidad instalada.
- (NIS.2.3) Para conectarse a la red de transmisión como generador, autogenerador o cogenerador, toda empresa deberá presentar a **ETESA**, con copia al CND una solicitud escrita donde expresa su deseo de realizar este propósito, presentando también en dicha solicitud escrita toda la información técnica relativa a su proyecto de generación y los correspondientes Estudios que demuestren que su conexión no afectará de manera adversa al Sistema de Transmisión. **ETESA** suministrará la base de datos correspondiente, luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad en su uso.
- (NIS.2.4) La Solicitud de Acceso presentada a **ETESA**; deberá ser acompañada de:
1. La información indicada en el Capítulo III de las Normas para la Expansión del Sistema, actualizadas como se indica en el Artículo (NES.2.3). **ETESA** podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al **SIN**.
 2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el Reglamento de Transmisión. Los Estudios requeridos son:
 - a. Estudios de Flujos de Carga
 - b. Estudios de Corto Circuito
 - c. Estudios de Estabilidad Transitoria
 3. En el caso de un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada igual o mayor de 10.0 MW, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al Sistema de Transmisión, acompañando su solicitud con la información indicada en los numerales 1) y 2) anteriores, además de suministrar copia del contrato de acceso con dicho usuario.
 4. En el caso de un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada menor de 10.0 MW, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, deberá solicitar el acceso al Sistema de

Transmisión, acompañando su solicitud con la información indicada en el numeral 1), además de suministrar copia del contrato de acceso con dicho usuario y el estudio de interconexión.

5. En adición a lo indicado en el punto 2, los generadores eólicos y solares presentarán las certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en los Códigos de Redes vigentes y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso. Los generadores eólicos y solares deberán cumplir con sus respectivos Código de Redes, en donde se describen los requerimientos específicos y generales necesarios para conectar los generadores eólicas al Sistema Interconectado Nacional.
6. La información a suministrar deberá ser compatible con la herramienta tecnológica utilizada por ETESA. Estos estudios deberán demostrar que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión.

(NIS.2.5) ETESA verificará que el ingreso de esta generación no producirá efectos adversos en el sistema, analizando lo siguiente:

1. Si afecta la Capacidad de Transmisión del Sistema.
2. Si producen sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuitos u otros efectos que afecten la vida útil o exceden la capacidad de los equipos existentes.
3. Si afecta la Calidad del Servicio de Transmisión existente.

(NIS.2.6) Una vez cumplidos los requisitos establecidos en este Reglamento y en el Reglamento de Transmisión; será potestad del **CND** dictaminar cuándo un generador está en condiciones técnicas de ser operado por esta entidad. Una vez que se produzca esta declaración, el **CND** certificará y notificará a los involucrados mediante una nota la fecha de entrada en operación comercial, por lo que, el generador quedará automáticamente a disposición del **CND** para ser operado según lo estipulado en el “Manual de Operación y Mantenimiento” y en el “Manual de Despacho y Planificación Horaria”. En el caso que el **CND** niegue el comienzo a operar de un generador, deberá suministrar a la empresa el informe con los motivos técnicos que lo justifican. Ante conflictos, se deberá elevar la situación a la ASEP que resolverá en instancia última.

CAPÍTULO III

NORMAS PARA CONEXIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CLIENTES

- (NIS.3.1) El presente capítulo reúne normas y condiciones aplicables a la solicitud de conexión o ampliación de Distribuidores a conectarse a la Red de Transmisión o de Grandes Clientes a conectarse al Sistema de Transmisión.
- (NIS.3.2) Para conectarse a la Red de Transmisión como distribuidor o al Sistema de Transmisión como Gran Cliente, el interesado deberá presentar a **ETESA**, con copia al **CND** una solicitud escrita donde expresa su deseo de realizar este propósito, presentando también en dicha solicitud escrita toda la información relativa a su proyecto y los correspondientes Estudios que demuestren que su conexión no afectará de manera adversa al Sistema de Transmisión.
- (NIS.3.3) La Solicitud de Acceso presentada a **ETESA**; deberá ser acompañada de:
1. La información indicada en el Capítulo IV de las Normas para la Expansión del Sistema, actualizadas como se indica en el Artículo (NES.2.3). **ETESA** podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al **SIN**.
 2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el Reglamento de Transmisión. Los Estudios requeridos son:
 - a. Estudios de Flujos de Carga
 - b. Estudios de Corto Circuito
 - c. Estudios de Coordinación de Protecciones.
- (NIS.3.4) **ETESA** verificará que el ingreso de esta demanda o ampliación de instalaciones existentes del solicitante, no producirán efectos adversos en el sistema, analizando lo siguiente:
- 1- Si afecta la Capacidad de Transmisión del Sistema.
 - 2- Si afecta la Calidad del Servicio de Transmisión existente
 - 3- Si producen sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuitos u otros efectos que afecten la vida útil o exceden la capacidad de los equipos existentes.
- (NIS.3.5) El Distribuidor que se conecte a la red de transmisión o el Gran Cliente que se conecte al Sistema de Transmisión, deberá cumplir los requisitos establecidos en este Reglamento y en el Reglamento de Transmisión y será potestad del **CND** dictaminar cuándo esta demanda o ampliación de instalaciones existentes está en condiciones técnicas de ser operada por esta entidad o de conectarse al **SIN**. Una vez que se produzca esta

declaración, el CND certificará y notificará a los involucrados mediante una nota la fecha de entrada en operación comercial.

- (NIS.3.6)** En el caso de un Distribuidor o Gran Cliente, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, una vez cumplidos los requisitos establecidos en este Reglamento y en el Reglamento de Transmisión, deberá comunicar por escrito al **CND** que esta demanda o ampliación de instalaciones existentes está en condiciones técnicas de conectarse al SIN.
- (NIS.3.7)** El suministro de energía, ya sea a través de la red de transmisión o por la Empresa Distribuidora correspondiente, se rige por las disposiciones contenidas en este Reglamento. **ETESA** o la Empresa Distribuidora son los únicos autorizados para conectar la instalación del Agente a sus redes ya sea de Transmisión o de Distribución, respectivamente.
- (NIS.3.8)** Cualquier inspección a las nuevas instalaciones por el **CND**, por **ETESA** o por las Empresas Distribuidoras, será hecha con el propósito de asegurar la protección adecuada de las personas, de la propiedad y la continuidad del servicio eléctrico al cliente.

CAPÍTULO IV

PRUEBAS Y ACEPTACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES

- (NIS.4.1) La aceptación de las nuevas instalaciones o ampliaciones a las que se refiere este tomo estará sujeta al cumplimiento de los requerimientos establecidos en este Reglamento y en el Reglamento de Transmisión.
- (NIS.4.2) Para efectos de la autorización para el funcionamiento operativo de la conexión por parte del CND, definido en el artículo 50 del Reglamento de Transmisión, se debe cumplir con la siguiente información en detalle:
1. Prueba de campo de los equipos instalados.
 2. Aprobación del SMEC.
 3. Pruebas a los medios de supervisión y suministro de parámetros para el debido control desde el CND.
 4. Prueba de coordinación de protecciones.
 5. Prueba de los equipos de comunicaciones.
 6. Manual Operativo de los equipos, según sea el caso.
 7. Contrato de acceso, según corresponda, de acuerdo con el Reglamento de Transmisión.
 8. En adición a lo indicado en el punto 1, los generadores eólicos y solares presentarán los Estudios de Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos.
- (NIS.4.3) Antes de la primera energización y/o sincronización de cualquier unidad generadora subestación o línea y como requisito para la entrada en operación, el interesado deberá además presentar lo siguiente al CND:
- a) **INFORMACIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.** Características del generador, curvas de capacidad del equipo generador, relación de ajuste de protecciones y dispositivos de control.
 - b) **PLANOS Y DIAGRAMAS.** Diagramas unifilares de maniobras, diagramas lógicos de disparos, diagramas unifilares de protecciones, diagramas de la subestación...
 - c) **DATOS DE PLACA.** De generadores, turbinas, calderas, transformadores, interruptores, reactores, bancos de capacitores, cambiadores de tomas bajo carga (Load Tap Changer LTC), transformadores de tierra y cualquier otro equipo instalado.
- (NIS.4.4) A partir del momento que el CND certifique y notifique a los involucrados mediante una nota la fecha de entrada en operación comercial, se considerará que la instalación o el equipo están listo para su operación.

CAPÍTULO V

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

- (NIS.5.1) EQUIPOS DE PROTECCIÓN.** Los Agentes del Mercado seleccionarán e instalarán los equipos que estimen convenientes para proteger sus instalaciones. Deberán proporcionar, además, protecciones de respaldo para fallas o disturbios que afecten todo o parte del SIN. Las protecciones deberán ser coordinadas con la Empresa de Transmisión Eléctrica y los Agentes involucrados, en cuanto a su filosofía de protección y tiempos de operación, y aprobadas por el CND. Como norma general las protecciones se superpondrán, de tal manera que no haya(n) área(s) desprotegidas en el SIN.
- (NIS.5.2) NIVELES DE FALLA.** Los niveles de falla a ser utilizados para la selección de los ajustes de las protecciones serán el resultado del estudio de corto circuito realizado por el Agente, coordinado con ETESA y el Agente por el cual se vincula al SIN.
- (NIS.5.3) MODIFICACIONES A LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.** Posterior a la fecha de entrada en operación de las instalaciones de un Agente, y con el objetivo de garantizar la confiabilidad del SIN, el CND puede requerir que los Agentes modifiquen o expandan los requerimientos de los dispositivos de protección.

TOMO VII

NORMAS DE EMERGENCIA

**GUÍA PARA EL RECOBRO DEL
SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL**

CAPITULO I

GUÍA PARA EL RECOBRO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Este capítulo reglamenta los criterios y define los conceptos que deben seguir el **CND** y los Agentes del Mercado que operan en el **SIN** cuando ocurre una interrupción total o parcial del sistema eléctrico.

(NDE.1.1) El tiempo que el sistema eléctrico permanecerá afectado por una contingencia dependerá de los siguientes factores:

1. La coordinación de las maniobras entre el **CND** y los Agentes del Mercado.
2. El personal implicado en la operación.
3. El estado de los equipos.
4. La sincronización de las unidades generadoras al **SIN**.

(NDE.1.2) En caso de que por algún motivo el **CND** pierda total o parcialmente el **SCADA**, el **CND** solicitará a los Agentes enviar personal a las instalaciones afectadas, para ejecutar, bajo la coordinación del **CND**, todas las maniobras necesarias para el restablecimiento del **SIN**.

(NDE.1.3) El **CND** mantendrá un listado actualizado de las islas eléctricas que se pueden formar sin la participación del Despachador del **SIN**, debido a que poseen el control de la generación y carga. Este listado deberá ser informado previamente al Agente con la capacidad de formar este tipo de isla eléctrica.

(NDE.1.4) METODOLOGÍA. Para lograr el objetivo fundamental de minimizar el tiempo de interrupción y restablecimiento del **SIN** en forma completa, segura y confiable, se deberá cumplir el siguiente procedimiento:

- Una vez ocurrido el evento, el **CND** determinará la naturaleza del mismo, que puede ser clasificado como: interrupción total o parcial y lo comunicará utilizando los códigos definidos en el artículo NDE. 1.5.
- El **CND** comunicará a los operadores de generación y despachadores de los centros de distribución, el alcance del evento que ha afectado

al **SIN**. El medio de comunicación será: frecuencia del Mercado, vía telefónica o cualquier otro medio disponible.

- Las empresas con control de Generación y Carga, incluidas en el listado a que hace referencia el artículo NDE. 1.3, tienen la obligación de proceder a formar "**ISLAS ELÉCTRICAS**", cuando el **CND** informe el estado del **SIN** utilizando el *código negro*.
- El **CND**, a través del Despachador del **SIN** de turno, es el responsable de coordinar la secuencia de restablecimiento del **SIN**.

(NDE.1.5) CÓDIGOS. Existen tres (3) códigos que definen el estado del **SIN**. El **CND** es el responsable en determinar la magnitud del evento y dar a conocer el código a los agentes del mercado. Los códigos son definidos a continuación:

1. **CÓDIGO AMARILLO (ALERTA).** El **SIN** opera en forma insegura por alguna contingencia o a sido desarticulado de tal forma que se ha llegado a una *Interrupción Parcial* del suministro eléctrico.
2. **CÓDIGO NEGRO (COLAPSO).** El **SIN** ha sido desarticulado de tal forma que se ha llegado a una *Interrupción Total* del suministro eléctrico.
3. **CÓDIGO BLANCO (NORMAL).** El **SIN** opera en forma segura y estable, además se satisfacen todos los parámetros eléctricos (*Voltaje, Frecuencia y Potencia*).

(NDE.1.6) CRITERIOS OPERATIVOS. Son las normas y pautas que deben ser tomadas en cuenta por el **CND** y los Agentes del mercado involucrados en el restablecimiento del **SIN**.

1. Se debe contar con personal capacitado e instruido en las operaciones de restablecimiento para realizar las maniobras de emergencia en las subestaciones bajo su responsabilidad. Cada agente del mercado es responsable de capacitar y entrenar a su personal para realizar las operaciones de coordinación con el **CND**.
2. Todos los equipos involucrados en la operación de restablecimiento deben operar en forma adecuada.
3. Todos los interruptores utilizados para sincronizar deben poseer sincronoscopio y esquema de protección de sincronismo.
4. La comunicación entre los agentes del mercado y el **CND**, será a través de: la frecuencia del Mercado, Teléfono, beeper, troncal, o cualquier

otro medio disponible de comunicación a nivel nacional.

5. Todo el personal involucrado en las operaciones del SIN evitará el uso innecesario de los medios de comunicación del SIN, y éste se limitará a lo estrictamente necesario.
6. En caso de **Código Amarillo**, el personal de los Agentes del Mercado, los Despachadores, Operadores y Despachadores del SIN, deberán:
 - a) A requerimiento del CND, asistir a sus subestaciones eléctricas de 230 KV y 115 KV, verificar el estado de los equipos bajo su responsabilidad y esperar instrucciones del CND.
 - b) Abrir todos los interruptores de los equipos de 230 KV, 115 KV, líneas de distribución, transformadores y circuitos de distribución de las subestaciones con voltaje cero de su responsabilidad.
 - c) Las plantas generadoras que estaban entregando potencia y energía al SIN, y han quedado con voltaje cero, deberán iniciar el proceso de arranque de los generadores necesarios para alimentar sus auxiliares.
 - d) Una vez que los generadores estén preparados para sincronizar o entrar en línea muerta deberán informar al CND su condición y esperar instrucciones del mismo.
 - e) **No** energizar líneas de 115 KV y 230 KV con el transformador y la carga conectada.
7. En caso de **Código Negro**, el personal de los Agentes del Mercado, los Despachadores, Operadores y Despachadores del SIN, deberán:
 - a) Asistir a sus subestaciones eléctricas de 230 KV y 115 KV, verificar el estado de los equipos bajo su responsabilidad y esperar instrucciones del CND.
 - b) Abrir todos los interruptores de los equipos de 230 KV, 115 KV, líneas de distribución, transformadores y circuitos de distribución de las subestaciones con voltaje cero de su responsabilidad.
 - c) Las plantas generadoras que estaban entregando potencia y energía al SIN, deberán iniciar el proceso de arranque de los generadores necesarios para alimentar sus auxiliares.
 - d) Las plantas que tienen capacidad para entrar en línea muerta y están disponibles para despacho deberán estar listas a velocidad de sincronismo.
 - e) Una vez que los generadores estén preparados para sincronizar o entrar en línea muerta deberán informar al CND su condición y esperar instrucciones del mismo.

- f) Todos los Agentes que han sido notificados por el CND, de su capacidad de formar islas eléctricas, deberán proceder a formarlas. Luego de lograda la isla eléctrica, el despachador u operador respectivo, deberá comunicar al Despachador del SIN la formación de la isla y esperará instrucciones de éste para la sincronización al SIN.
 - g) No energizar líneas de 115 KV y 230 KV con el transformador y la carga conectada.
- 8.** En el restablecimiento de una interrupción total o parcial, el SIN puede operar fuera de los rangos normales de frecuencia y voltaje. En todo caso el voltaje debe estar dentro del rango de +/- 10% del voltaje nominal y la frecuencia en +/- 2 Hz de la frecuencia nominal.
- 9.** Las secuencias de reestablecimiento del SIN serán coordinadas por el Despachador del CND y ejecutadas por los Despachadores u Operadores, ya sea por telemando o en forma manual, independientemente de que exista la automatización del equipo.
- 10.** En el restablecimiento del SIN, el Despachador del CND, coordinará con los agentes distribuidores y grandes clientes conectados a la red de transmisión, la energización de los circuitos.
- 11.** En el restablecimiento del SIN, las Empresas Distribuidoras darán prioridad a los circuitos de distribución que pertenecen a los Esquemas de Desconexión de Carga.
- 12.** Una vez que el CND considere el SIN en condiciones normales de operación declarará el Código Blanco y el personal que acudió a las subestaciones eléctricas podrá retirarse.