



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CIX

Panamá, R. de Panamá miércoles 25 de septiembre de 2013

Nº 27381

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE ADUANAS

Resolución Nº 173
(De miércoles 22 de agosto de 2012)

POR LA CUAL SE CONCEDE A CONSORCIO ALTA VISTA, S.A., LICENCIA PARA OPERAR UN ALMACÉN ESPECIAL DE BEBIDAS ALCOHÓLICAS Y DEMÁS MERCANCÍAS NO NACIONALIZADAS.

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº JD-947
(De lunes 10 de agosto de 1998)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL REGLAMENTO DE OPERACIÓN QUE SE APLICARÁ A TODOS LOS AGENTES DEL MERCADO CONECTADOS AL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ.

AUTORIDAD DEL TRÁNSITO Y TRANSPORTE TERRESTRE

Resolución Nº AL-1201
(De jueves 19 de septiembre de 2013)

QUE DESIGNA AL DIRECTOR GENERAL, ENCARGADO Y SE ADOPTAN OTRAS MEDIDAS.

AUTORIDAD DEL TRÁNSITO Y TRANSPORTE TERRESTRE

Resolución Nº AL-1202
(De jueves 19 de septiembre de 2013)

QUE DESIGNA AL SECRETARIO GENERAL, ENCARGADO.

SECRETARÍA NACIONAL DE NIÑEZ, ADOLESCENCIA Y FAMILIA

Resolución Nº 013-2013
(De martes 10 de septiembre de 2013)

POR LA CUAL SE REGLAMENTA EL PAGO DE GASTOS DE ALIMENTACIÓN, VIÁTICOS Y TRANSPORTE EN LA SECRETARÍA NACIONAL DE NIÑEZ, ADOLESCENCIA Y FAMILIA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ.

CONSEJO MUNICIPAL DE ARRAIJAN / PANAMÁ

Acuerdo Municipal Nº 043
(De martes 23 de julio de 2013)

POR EL CUAL SE DECRETA LA SEGREGACIÓN Y ADJUDICACIÓN DEFINITIVA A TÍTULO DE COMPRA VENTA, DE UN LOTE DE TERRENO QUE FORMA PARTE DE LA FINCA MUNICIPAL Nº 3843 INSCRITA EN EL REGISTRO PÚBLICO AL TOMO 78, FOLIO 260, SECCIÓN DE LA PROPIEDAD, PROVINCIA DE PANAMÁ, A FAVOR DE ARACELLY CEDEÑO GUERRERO.

CONSEJO MUNICIPAL DE ARRAIJAN / PANAMÁ

Acuerdo Municipal Nº 044
(De martes 23 de julio de 2013)

POR EL CUAL SE DECRETA LA SEGREGACIÓN Y ADJUDICACIÓN DEFINITIVA A TÍTULO DE COMPRA VENTA, DE UN LOTE DE TERRENO QUE FORMA PARTE DE LA FINCA MUNICIPAL N° 3843 INSCRITA EN EL REGISTRO PÚBLICO AL TOMO 10133, FOLIO 9, SECCIÓN DE LA PROPIEDAD, PROVINCIA DE PANAMÁ, A FAVOR DE ROSALIA GOMEZ FRIA DE BARAHONA.

CONSEJO MUNICIPAL DE ARRAIJAN / PANAMÁ
Acuerdo Municipal N° 045
(De martes 23 de julio de 2013)

POR EL CUAL SE DECRETA LA SEGREGACIÓN Y ADJUDICACIÓN DEFINITIVA A TÍTULO DE COMPRA VENTA, DE UN LOTE DE TERRENO QUE FORMA PARTE DE LA FINCA MUNICIPAL N° 3843 INSCRITA EN EL REGISTRO PÚBLICO AL TOMO 10133, FOLIO 9, SECCIÓN DE LA PROPIEDAD, PROVINCIA DE PANAMÁ, A FAVOR DE GUILLERMO ANTONIO MORALES SOLIS.

CONSEJO MUNICIPAL DE CHAME / PANAMÁ
Acuerdo N° 2
(De jueves 4 de febrero de 2010)

POR LA CUAL SE AUTORIZA AL ALCALDE DEL DISTRITO DE CHAME, PARA QUE REALICE UNA PERMUTA DE UN GLOBO DE TERRENO MUNICIPAL QUE ESTÁ UBICADO EN LA COMUNIDAD DE COLONCITO, CORREGIMIENTO DE NUEVA GORGONA; QUE FORMA PARTE DE LA FINCA N° 55864, INSCRITA AL TOMO 1354, FOLIO 50, DE PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE CHAME, AL SR. OMAR ALBERTO GRANADOS SANGUILLÉN, A QUIEN SE LE AFECTÓ LA FINCA DE SU PROPIEDAD NO. 439, EN UN ÁREA DE 1,238.84 M2.

CONSEJO MUNICIPAL DE CHANGUINOLA / BOCAS DEL TORO
Acuerdo N° 63
(De viernes 14 de diciembre de 2012)

POR MEDIO DEL CUAL SE ADJUDICAN ALGUNOS LOTES DE TERRENOS MUNICIPALES.

CONSEJO MUNICIPAL DE CHANGUINOLA / BOCAS DEL TORO
Acuerdo N° 7
(De miércoles 20 de febrero de 2013)

POR MEDIO DEL CUAL SE ADJUDICAN ALGUNOS LOTES DE TERRENOS MUNICIPALES.

CONSEJO MUNICIPAL DE CHANGUINOLA / BOCAS DEL TORO
Acuerdo N° 8
(De miércoles 20 de febrero de 2013)

POR MEDIO DEL CUAL SE ADJUDICAN ALGUNOS LOTES DE TERRENOS MUNICIPALES.

AVISOS / EDICTOS

**REPÚBLICA DE PANAMÁ****AUTORIDAD NACIONAL DE ADUANAS**

Resolución No.173

Panamá, 22 de agosto de 2012.

EL DIRECTOR GENERAL, ENCARGADO
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Ley No. 1 de 13 de febrero de 2008, se creó la Autoridad Nacional de Aduanas como una institución de Seguridad Pública, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía en su régimen interno y jurisdicción en todo el territorio nacional.

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 162 del citado Decreto Ley No.1 de 2008, a partir de la entrada en vigencia del mismo, la Dirección General de Aduanas ha sido sustituida para todos los efectos legales por la Autoridad Nacional de Aduanas; en consecuencia, toda norma legal, documento o proceso en curso en que se designe o forme parte dicha Dirección General se entenderá referido a la nueva Autoridad.

Que la licenciada **NADIA DEL RÍO FERNÁNDEZ**, apoderada legal de la sociedad **CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.**, sociedad anónima debidamente inscrita a la **Ficha 598604, Documento 1273402**, de la Sección de Mercantil del Registro Público, de la Sección de Mercantil del Registro Público, cuyo Presidente y Representante Legal es el señor **MANUEL ALBERTO GONZÁLEZ SANTELICES**, varón, panameño, mayor de edad, vecino de esta ciudad, portador de la cédula de identidad personal **No.4-744-2424**, actuando en su calidad de Presidente y Representante Legal, ha elevado formal solicitud ante la Autoridad Nacional de Aduanas para que autorice el establecimiento de un Almacén Especial de bebidas alcohólicas y demás mercancías no nacionalizadas conforme lo estipula el Decreto de Gabinete No. 25 de 11 de octubre de 2000, ubicado en el Distrito y Provincia de Colón, Corregimiento de Barrio Norte, Urbanización Puerto Colón 2000.

Que Puerto de Cruceros Colón 2000 se encuentra habilitado para el servicio internacional de pasajeros mediante el Decreto Ejecutivo No.212 de 2 de octubre de 2000, y el Gobierno Nacional a través del Proyecto PANAMÁ HOMEPORT (Puerto de Origen) ha establecido una estrategia de gran promoción turística del país, estableciendo a Panamá como puerto de inicio de cruceros.

Que el local en donde desarrollará su actividad la empresa **CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.**, estará dedicando principalmente a la exposición y venta de mercancías a las naves o buques en tránsito internacional y que arriben a puertos habilitados para el comercio exterior, a los pasajeros destinados al tránsito internacional y las que se vendan a los tripulantes o pasajeros de dichas embarcaciones, libre de gravámenes fiscales.

Que la empresa **CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.**, ha aportado la documentación requerida por el artículo 15 del Decreto de Gabinete No.25 de 2000.

Que funcionarios de esta Autoridad Nacional de Aduanas y de la Contraloría General de la República han efectuado la inspección respectiva al local en donde se pretenden realizar las operaciones y en el informe correspondiente señalan que el mismo cumple con los requerimientos aplicables para tales operaciones, según consta en la diligencia de 22 de julio de 2011.

Que el artículo 16 del Decreto de Gabinete No.25 de 11 de octubre de 2000 establece que las licencias que se concedan para operar los almacenes regulados en dicho Decreto de Gabinete serán otorgadas por un período de cinco (5) años, prorrogables a voluntad de las partes, siempre que presenten, a más tardar en el mes de mayo de cada año, copia de su respectiva Declaración Jurada de Renta, a efecto de que la Contraloría General de la República determine la cuantía de la Fianza que debe consignar la empresa.

Que la empresa **CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.**, consignó a favor de la Autoridad Nacional de Aduanas/Contraloría General de la República, la Fianza de Obligación Fiscal (2-97) **No.072-001-000015091-000000**, y **ENDOSO DE RENOVACION AUTOMATICA**, por cinco (05) años, por la suma de **DOSCIENTOS CINCUENTA MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.250.000.00)**,

.../...

Autoridad Nacional de Aduanas

Resolución No.173

CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.

Panamá, 22 de agosto de 2012.

Página No. 2

REPÚBLICA DE PANAMÁ



SECRETARÍA GENERAL

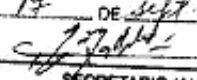
AUTORIDAD NACIONAL DE ADUANAS

El Subscrito Secretario General de la

AUTORIDAD NACIONAL DE ADUANAS

Certifica que todo lo anterior es fiel copia de su original

PANAMÁ 13 DE sept. DE 2013



SECRETARIO (A) *Carmona*

expedida por Compañía Internacional de Seguros, S.A. expedida el 19 de junio de 2012, a favor de LA AUTORIDAD/CONTRALORIA GENERAL DE LA REPÚBLICA, para responder por los impuestos que puedan causar las mercancías no nacionalizadas que se depositen en el recinto portuario de LA CONTRATISTA y las penas en que pueda incurrir por infracciones al régimen aduanero y demás disposiciones fiscales, según lo requiere el artículo del Decreto de Gabinete No.25 de 2000.

RESUELVE:

PRIMERO: CONCEDER a la empresa **CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.** licencia para operar un Almacén Especial de bebidas alcohólicas y demás mercancías no nacionalizadas conforme con el Decreto de Gabinete No.25 de 11 de octubre de 2000, ubicado en el Distrito y Provincia de Colón, Corregimiento de Barrio Norte, Urbanización Puerto Colón 2000.

SEGUNDO: ADVERTIR que ésta Licencia se otorga por un periodo de cinco (05) años a partir de la fecha de expedición de la presente Resolución, por la cual estará en vigencia hasta el día 22 de agosto de 2017.

TERCERO: ADVERTIR que la utilización de ésta Licencia para fines distintos a los cuales ha sido concedida, así como la violación al régimen fiscal, causará la cancelación de la misma; sin perjuicio de la responsabilidad que le recaiga a la empresa conforme a las disposiciones aduaneras vigentes.

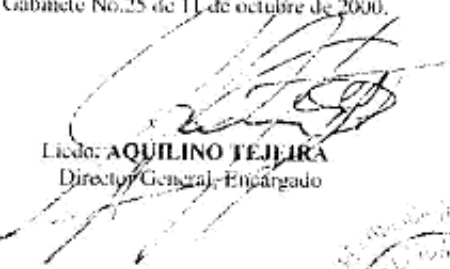
CUARTO: ADVERTIR a la empresa **CONSORCIO ALTA VISTA, S. A.**, que está en la obligación de contratar con ésta Autoridad Nacional de Aduanas el Servicio Especial de Control y Vigilancia Aduanera, sin lo cual no podrá iniciar o seguir sus operaciones y que la Fianza de Cumplimiento por los impuestos que puedan causar las mercancías no nacionalizadas y por cualquier sanción que se imponga a la empresa por infracciones al régimen aduanero y demás disposiciones fiscales y que está en la obligación de mantenerla vigente.

QUINTO: MANTENER en custodia de la Contraloría General de la República la Fianza descrita en la parte motiva de ésta Resolución.

SEXTO: REMITIR copia de la presente resolución a la Dirección de Consular Comercial de la Contraloría General de la República; a la Dirección de Tecnologías de la Información de la Autoridad; a la Oficina de Recursos Humanos; Oficina de Auditoría Interna y de Procedimientos de la Autoridad; Dirección de Finanzas; a la Caja de la Administración Regional de Aduanas, Zona Oriental; y a la Administración Regional de Aduanas, Zona Norte, todas de la Autoridad Nacional de Aduanas.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto Ley No.1 de 13 de febrero de 2008; Decreto de Gabinete No.25 de 11 de octubre de 2000.


Licda. CECILIA SUCRE ELETA
Secretaria General, Encargada


Licdo. AQUILINO TEJERA
Director General, Encargado



Panamá

mañana

Agosto

Manuel A. Gonzalez S.

173

Algozales

10:00

29

12



**REPUBLICA DE PANAMA
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS**

Resolución N°JD- 947

Panamá, 10 de agosto de 1998.

**EL ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Ley N°26 del 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones y electricidad;

Que, por medio de la Ley N°6 del 3 de febrero de 1997, se dictó el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad por el cual se estableció el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica destinada a la prestación del servicio público de electricidad;

Que, el numeral 10 del Artículo 20 de la referida Ley N°6 de 1997, faculta al Ente Regulador para aprobar el Reglamento de Operación que permitirá la realización de la operación integrada del sistema interconectado nacional, normar los sistemas de medidas asociados al despacho de los contratos y de las transferencias de energía en bloque;

Que, conforme al Artículo 70 de la Ley N°6 de 1997 referida, la operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional;

Que, conforme al Artículo 71 de la referida Ley N°6 de 1997, las funciones de la operación integrada deberán realizarse ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación;

Que, conforme al Artículo 73 de la referida Ley N°6 de 1997, las normas para la operación integrada del sistema interconectado nacional, serán establecidas en el Reglamento de Operación que deberá elaborar y revisar el Centro Nacional de Despacho como dependencia de la Empresa de Transmisión, S. A., el cual deberá ser sometido a la aprobación del Ente Regulador;

Que, previa aprobación del Reglamento de Operación presentado por el Centro Nacional de Despacho como dependencia de la Empresa de Transmisión, S. A., el Ente Regulador consultó a empresas distribuidoras y generadoras existentes en el sector eléctrico de la República de Panamá;

Handwritten signature



Resolución JD- 947
Panamá, 10 de agosto de 1998
Pág. No. 2

Que, el Ente Regulador revisó el Reglamento de Operación referido, y determinó que el mismo cumplía con las normas para la operación integrada del sistema interconectado nacional, con las disposiciones de la Ley N°6 de 1997 referida, y con las disposiciones del Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998, mediante el cual se reglamentó la referida ley;

RESUELVE:

PRIMERO: Aprobar el Reglamento de Operación que se establece en el Anexo "A" de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma y que se aplicará a todos los agentes del mercado conectados al sistema integrado nacional de la República de Panamá.

SEGUNDO: Advertir a la Empresa de Transmisión, S. A., que su Centro Nacional de Despacho deberá cumplir con las obligaciones contenidas en el Anexo "A" de esta Resolución, al igual que los deberes y obligaciones que le impone el Capítulo III, del Título III de la Ley N°6 de 3 de febrero de 1997, en concordancia con las normas establecidas en el Decreto Ejecutivo N°22 de 19 de junio de 1998, y en general con las resoluciones que emita el Ente Regulador.

TERCERO: Advertir a los agentes del mercado conectados al sistema integrado nacional de la República de Panamá, que el Ente Regulador considerará el incumplimiento del Reglamento de Operación, como un incumplimiento de las normas vigentes en materia de electricidad, susceptible de ser sancionado de conformidad al Título VII de la Ley N°6 de 3 de febrero de 1997.

CUARTO: Comunicar a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A, y a los generadores y distribuidores conectados al sistema integrado nacional de la República de Panamá que le corresponde al Ente Regulador, interpretar el Reglamento de Operación en caso de discrepancia entre estos agentes del mercado.

QUINTO: Ordenar a la Empresa de Transmisión, S. A., que su Centro Nacional de Despacho deberá a partir del séptimo día hábil siguiente a la notificación de esta Resolución, poner en disposición de los agentes del mercado del sector eléctrico de la República de Panamá, una copia del Reglamento de Operación aprobado mediante esta Resolución.

SEXTO: Advertir a los agentes del mercado conectados al sistema integrado nacional de la República de Panamá, que el Ente Regulador velará por el fiel cumplimiento de las disposiciones de esta Resolución;

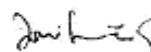
SEPTIMO: Esta Resolución regirá a partir de su notificación, y la misma sólo admite el Recurso de Reconsideración, el cual deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la notificación de esta Resolución.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley N°26 de 29 de enero de 1996, ley N°6 de 3 de febrero de 1997 y Decreto ley N°10 del 26 de febrero de 1998.

NOTIFIQUESE Y CUMPLASE,


NILSON A. ESPINO
Director


ROBERTO MEANA M.
Director Encargado


JOSE GUANTI G.
Director Presidente



REGLAMENTO DE OPERACIÓN

AGOSTO DE 1998



1

Anexo A



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.
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 AUTOMATIZADO DE MONITOREO Y CONTROL. II. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL Y NORMA PROVISIONAL PARA EL PERÍODO DE TRANSICIÓN. 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. III. NORMAS PARA CONEXIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CLIENTES. IV. PRUEBAS Y ACEPTACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES. V. MEDICIONES A LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES CLIENTES. VI. MEDICIONES A LOS GENERADORES. VII. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.
TOMO VII	NORMAS DE EMERGENCIA (NDE)
	I. GUÍA PARA EL RECORSO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.
TOMO VIII	REGLAS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

gab.
2013



TOMO I

NORMAS GENERALES Y DEFINICIONES

AGOSTO DE 1998



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 Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) y aquellos términos que se definen en el Capítulo III de este Tomo.
- (NGD.1.3) Corresponde al ERSP 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 el ERSP 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. 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 del ERSP, quien consultará previamente a los distribuidores y generadores, en cumplimiento a lo establecido en el Artículo 73 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1998.
- (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.

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

- (a) Cualquiera de los miembros del Comité Operativo podrá solicitar la revisión del reglamento de operaciones, 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 quien elaborará 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 al **ERSP** quien deberá aprobarlo o rechazarlo.
- (d) En caso de que el **ERSP** 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.



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 sistema interconectado nacional, 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 sistema interconectado nacional.
- d) Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión en el sistema interconectado nacional.
- 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.

(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**, quién lo presidirá.
- b) Un representante por el conjunto de empresas de distribución.
- c) Un representante por las empresas de transmisión.
- d) Un representante por los grandes clientes.
- e) Un representante por las empresas de generación.

(NGD.2.3) Cada representante de los Agentes del Mercado en el Comité Operativo será designado por el conjunto de empresas a quienes representa.



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

(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 operaciones;
- c) Interpretar y resolver en primera instancia los conflictos que surjan de la aplicación del reglamento de operaciones.



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.

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

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 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.

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

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

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

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

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO. 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 a ETESA y a otros agentes del mercado.

COMERCIALIZACIÓN. Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

COMPRADOR PRINCIPAL. Ente responsable de efectuar la licitación para la compra de energía necesaria a fin de satisfacer las necesidades de los distribuidores durante los primeros cinco (5) años de vigencia de la Ley No. 6 de febrero de 1997.

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.



CONTROLADOR. Operador que supervisa la operación del sistema desde los Centros de control de estaciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

CONTROLADOR DE ENERGÍA. Persona que desde el **CND** puede realizar operaciones a control remoto sobre los equipos ubicados en las diferentes estaciones que componen el **SIN**. Para los efectos del presente Reglamento, los términos Operador a Control Remoto y Controlador de Energía o simplemente Controlador serán usados indistintamente.

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.

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

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.

DISTURBIO. Alteración, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del sistema o de una de sus partes.

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.

ENERGÉTICOS. Son los recursos destinados a la producción de energía eléctrica con que cuentan los generadores.



ENERGIZAR. Permitir que el equipo adquiera potencial eléctrico.

ENTE REGULADOR. 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 no está afectado por alguna libranza y que puede ponerse en operación en cualquier momento.

EQUIPO VIVO. Equipo que está energizado.

EQUIPO MUERTO. Equipo que no está energizado.

EQUIPO LIBRADO. Equipo en el que se efectuó una libranza (ver definiciones de librar y libranza).

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

FALLA. Alteración o daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo, que varía las condiciones normales de operación y que generalmente causa un disturbio.

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, con una demanda máxima superior a quinientos (500) kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas.

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 que sirve para cerrar y abrir circuitos eléctricos, con o sin carga, o con corriente de falla.



ISLA ELÉCTRICA. Sección del sistema eléctrico, que debido a su topología, permite su independencia física y eléctrica del mismo y además cuenta con capacidad de generación y autogeneración para brindar el servicio eléctrico a sus usuarios.

LEY. Ley No. 6 de febrero de 1997.

LIBRANZA. Autorización especial que se concede a un trabajador para que éste y/o el personal a sus órdenes se protejan, observen o ejecuten un trabajo en relación con un equipo o parte de él o en el equipo o equipos cercanos; "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.

LIBRANZA GLOBAL. Autorización que se concede a un trabajador sobre un conjunto de equipos de una estación o grupo de estaciones, para que éstos puedan ordenar directamente en el lugar de trabajo a los operadores de estación, una serie de maniobras o acciones a ejecutarse en dicha estación, bajo un programa previo y aprobado por la autoridad correspondiente del CND.

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 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 agentes del mercado, que no han sido establecidas mediante contratos.

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

*Del
LBE*



OPERACIÓN NORMAL. Condición en la que se cumple la continuidad y calidad establecida del servicio eléctrico.

OPERACIÓN DE EMERGENCIA. Condición de operación fuera de lo normal.

OPERADOR DE ESTACIÓN. Persona que efectúa las maniobras localmente, en la estación donde se encuentran los equipos que se desean operar.

PARAR. Conjunto de operaciones, manuales o automáticas, mediante las cuales un equipo es llevado al reposo.

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.

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

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

PRESTADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ELECTRICIDAD. La persona natural o jurídica, pública o privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad.

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.

RÉGIMEN TARIFARIO. Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.

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

SEGURIDAD. Estado de operación que presenta un sistema eléctrico en que, de ocurrir alguna contingencia, permanece 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 porciones separadas 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.

SUB ÁREA. Grupo de estaciones y líneas que por su disposición geográfica y eléctrica, conviene controlar como una sola unidad.

SUBESTACIÓN. Estación que transforma y/o distribuye energía eléctrica.

TARJETA AUXILIAR. Tarjeta que se coloca en los mandos de los dispositivos que deben permanecer bloqueados durante el desarrollo de una libranza.

TRABAJO EN CALIENTE. Autorización que se concede a un trabajador para que éste y/o el personal a sus órdenes, ejecute un trabajo en equipo energizado.

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.

UNIDAD GENERADORA. Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario (turbina hidráulica, de vapor, de gas y de motor diesel) acoplado a un generador eléctrico. En algunos casos incluye la caldera y el transformador de potencia.

UNIDAD DE CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN. Es la unidad cuya generación está controlada y supervisada desde un centro de control a través de equipo y/o programas de control automático de generación dentro de límites y condiciones preestablecidas.

RESERVA FRÍA. Conjunto de unidades desconectadas del sistema y que está disponible para entrar en servicio de ser requeridas por el CND en un plazo máximo establecido.

UNIDAD LIMITADA. Es la condición de una unidad generadora que tiene un valor límite de generación para operar, siempre que este valor sea menor a su potencia efectiva y participa en la regulación primaria del sistema disminuyendo su generación al incrementarse la frecuencia.

UNIDAD MAESTRA. Conjunto de equipos y programas que procesan información procedente de las unidades terminales remotas y otros medios, que utiliza el controlador de energía para el desempeño de sus funciones.

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

Def
JOS



CAPÍTULO IV

NOMENCLATURA

(NGD.4.1) Con el propósito de tener una operación segura y adecuada, 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 sistema eléctrico nacional 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	Blanco
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.

(NGD.4.5) 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, de acuerdo a la que considere más conveniente y clara el **CND**. Por ejemplo:



Llano Sánchez I.L.S
San Francisco SFR

- c) Para los nombres de tres palabras y/o números, se utilizarán la primera letra y/o números de cada palabra, de acuerdo a la que considere más conveniente y clara el CND. Por ejemplo:

Mata de Nance MDN
Las Minas #1 LMI

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

Balboa	BAB
Balbuena	BAL
Las Tablas	LTA
Las Tablitas	LTI
Changuinola	CHA
Charco Azul	CAZ

- (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 dos (2) o tres (3) dígitos en donde el primero identifica la subestación de distribución desde la cual sale el alimentador y el siguiente o 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)	NÚMERO
4.16	0
13.2	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) **NUMERO 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) **NUMERO 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.

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

G	Unidad generadora
T	Transformador (todo equipo de transformación)
R	Reactor



A	Barra A
B	Barra B

(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) 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.4.20) Los diagramas unifilares de la instalación (estación), deben elaborarse en tamaño carta o doble carta, para el caso de la nomenclatura, con una nota en la parte inferior izquierda que diga: todos los números en color negro y de tamaño tal que puedan ser vistos a una distancia de dos metros.
- (NGD.4.21) 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.4.22) Las cuchillas de tierra, deberán ser pintadas de color verde en su mecanismo de operación.
- (NGD.4.23) 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.4.24) Los paneles de protección y control deben estar claramente identificados. En la parte superior debe mostrar la nomenclatura del equipo a proteger o controlar.



TOMO II

MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

AGOSTO DE 1998



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 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 anual, que enviará a los agentes. El informe incluirá la base de datos e hipótesis consideradas, los precios indicativos resultantes para la energía por periodos del 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 hidrotérmico, tomando en cuenta:



- Descripción operativa de las plantas hidroeléctricas (capacidad, balance hídrico, límites de turbinamiento y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, evaporación, filtración y restricciones aguas abajo)
- 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).
- Representación de los compromisos que surgen de contratos y precios previstos para la energía.
- 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.
- Descripción del sistema de transmisión: que tengan en cuenta topología, leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.
- La variación de la demanda por bloque y por barra del sistema a lo largo de las etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a escala horaria (estudios de corto plazo), y su flexibilidad (interrumpibilidad).

(MOM.1.6) **Horizonte de la planificación.** La planificación de la operación se elaborarán para un horizonte de mediano (1 año) y largo plazo (5 años).

(MOM.1.7) **Información sobre las demandas.** ETESA requerirá de cada empresa distribuidora y cada Gran Cliente las proyecciones de demanda para los próximos cinco (5) años, con el nivel de desagregación por nodos y por tipo de consumo que se establece en el tomo IV de este Reglamento.

(MOM.1.8) **Proyecciones de la demanda.** ETESA realizará las proyecciones de la demanda en forma agregada, suministrando al CND la información requerida para los propósitos de la planificación

(MOM.1.9) **Programa de mantenimientos mayores.** El CND coordinará la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión del SIN. Por lo cual, los agentes del SIN deben presentar sus necesidades de mantenimientos en los términos expresados en el tomo IV de este Reglamento.

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

- Garantizar que existan la potencia y energía para satisfacer la demanda del SIN.
- Minimizar los costos de operación del SIN.



- Reducir el riesgo de vertimiento.
- 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 diciembre 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 postposición de dicho mantenimiento.
- (MOM.1.14) **Costo de fallas.** El costo de fallas será modelado tal como se establece en el numeral 9.3 de las Reglas Comerciales.
- (MOM.1.15) **Catálogo de Centrales hidroeléctricas.** El CND mantendrá la información actualizada en el catálogo de centrales hidroeléctricas, 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.
- (MOM.1.16) **Catálogo de centrales térmicas.** El CND mantendrá la información actualizada en el catálogo de centrales térmicas, 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.
- (MOM.1.17) **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.
- (MOM.1.18) **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.1.19) **Optimización de la planificación.** Es la actividad que tiende a optimizar a mediano y largo 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.1.20) Como resultado de la optimización de la planificación, el **CND** deberá establecer el costo asignado al agua de cada embalse para fines del despacho económico y los precios de la energía en el Mercado Ocasional. Los resultados previstos para los siguientes seis meses serán informados a los agentes al final del mes de junio y diciembre de cada año.

Antes del comienzo de cada semana, el **CND** deberá recalcular el valor del agua de cada embalse. Dicho valor del agua será utilizado para el despacho de corto plazo. El **CND** deberá recalcular el valor del agua 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 del valor del agua y el motivo que justifica dicho cambio.

RESERVAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

- (MOM.1.21) Se entiende como Reservas del **SIN** a las Reservas Frías y las Reservas Rodantes.
- (MOM.1.22) 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.1.23) 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.1.24) 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 (regulación primaria y regulación secundaria).
- (MOM.1.25) La Regulación Primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en el cual no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación (CAG), sino sólo el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda.
- (MOM.1.26) La Regulación Secundaria será la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del CAG, esta respuesta se solicitará en



tiempos de dos (2) a cuatro (4) segundos. Permite corregir la desviación acumulada por la regulación Primaria.

- (MOM.1.27) **Criterio de Capacidad.** El margen de reserva rodante será inicialmente de 5% de la demanda de punta proyectada, incluyendo la exportación firme. El CND, por iniciativa propia o a requerimiento de uno o más agentes, podrá analizar modificar dicho porcentaje. El estudio debe basarse en los resultados de la operación real y mediante estudios técnicos y económicos complementarios y demostrar la conveniencia técnica-operativa y económica que lo justifica. El CND cubrirá los requerimientos de regulación primaria y secundaria de acuerdo a la disponibilidad de estos servicios.
- (MOM.1.28) Entre las unidades disponibles para regulación de frecuencia se escogerán aquellas que tengan la posibilidad de regular remotamente desde el CND con una rampa sostenida de 10 MW o más por minuto.
- (MOM.1.29) Se sincronizarán unidades en orden de costo variable ascendente, para cubrir la necesidad de regulación secundaria.

ESTUDIOS DE LA RED DEL SISTEMA INTEGRADO.

- (MOM.1.30) 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.1.31) Esta actividad incluirá como mínimo las siguientes tareas:
- 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.
 - Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
 - Estudios eléctricos que permitan determinar los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de tensión.



- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.
 - Criterios para formación de islas y arranque en negro.
 - Estudios de baja frecuencia.
 - Estudios de desligue de cargas.
- (MOM.1.32) **Actualización de estudios de la red.** Los estudios de la red serán actualizados, cada seis (6) meses, en los meses de junio y diciembre, o con una periodicidad menor según lo ameriten las circunstancias prevaletientes, incorporando 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 transformadoras, etc.
- (MOM.1.33) **Herramienta para los estudios de la red.** ETESA definirá la herramienta a utilizar para los estudios de la red eléctrica. 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.1.34) **Horizonte de los estudios.** Los estudios de la red eléctrica se elaborarán para un horizonte de corto plazo (1 año).
- (MOM.1.35) **Información sobre las demandas.** ETESA requerirá de las empresas distribuidoras y los Grandes Clientes las proyecciones de demanda para los próximos 5 años, con el nivel de desagregación por nodos y por tipo de consumo que se establezca.
- (MOM.1.36) **Criterio para contingencia sencilla.** El sistema estará diseñado y operado para 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:
- Inestabilidad del SIN.
 - Sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.
 - Desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10\%$.
- (MOM.1.37) Para satisfacer el criterio anterior se permite la separación del sistema en islas eléctricas, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas.
- (MOM.1.38) **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 establecer un límite menor.

can
10/9/13



- (MOM.1.39) **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.1.40) 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 quince (15) días calendario cualquier Agente podrá enviar al CND sus observaciones y proponer justificadamente modificaciones.
- (MOM.1.41) 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.1.42) 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 PRUEBAS DE PARÁMETROS TÉCNICOS.

- (MOM.1.43) El CND deberá efectuar pruebas de verificación de parámetros técnicos cada vez que estime que un agente del mercado no esté cumpliendo con los parámetros ofertados o determinados para la operación del SIN.
- (MOM.1.44) Los parámetros a verificar podrán ser para las empresas de generación: la disponibilidad de potencia, las reserva frías o rodantes, las tasas de incremento de carga, la regulación primaria y secundaria, los factores de potencia, la regulación de velocidad de estado estable, la curva de capacidad del generador, posibilidad de arranque en línea muerta y todo otro que pueda afectar la seguridad y calidad del SIN y el despacho económico; para las empresas de distribución y los grandes clientes: la operación de los esquemas de desconexión de carga, la operación de los bancos de capacitores, el factor de potencia en los puntos de entrega o los cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores de potencia.
- (MOM.1.45) El CND deberá informar al Agente las situaciones de posibles incumplimientos detectados y la solicitud de ejecución de pruebas de verificación junto con la justificación técnica de las mismas. 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 considerará como un incumplimiento al Reglamento de Operación.



- (MOM.1.46) Las instalaciones de los Agentes estarán sujetas a inspecciones y pruebas por parte del **CND**. Todas las pruebas que requieran efectuarse dentro de las instalaciones de un Agente serán informadas a éste con por lo menos cinco (5) días de anticipación para efectos de la coordinación y preparación de las mismas. El **CND** y los Agentes designarán por separado al personal que presenciara las pruebas. El pago de las pruebas correrá por cuenta del Agente si de éstas se detectará un incumplimiento. De lo contrario serán pagadas por el **CND**.
- (MOM.1.47) En la eventualidad que un Agente no pase la prueba de verificación de los parámetros, deberá proponer un plan correctivo para recuperar el valor del parámetro. El **CND** deberá modificar sus parámetros a los valores verificados, de manera inmediata.
- (MOM.1.48) Posteriormente el Agente podrá informar 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 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.



CAPÍTULO II

MANIOBRAS

- (MOM.2.1) **Instrumento de Operación del Controlador de Energía.** El instrumento de operación por medio del cual el controlador 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.** En la realización de toda maniobra deberán tomarse en cuenta los siguientes aspectos:
- Los operadores deberán realizar las maniobras tomando las medidas de seguridad necesarias, dado que cualquier error en las maniobras puede dar origen o producir condiciones de peligro para la vida de otras personas y del ejecutor de las mismas, para la seguridad del equipo y de las personas.
 - Los operadores de estación deberán estar capacitados y calificados para la operación del equipo a su cargo.
 - Cuando las maniobras a realizar correspondan a una libranza, el CND redactará un documento escrito o "instructivo de operación", en donde aparecerán todas las maniobras a ejecutar y la secuencia en que las mismas deberán efectuarse. El CND enviará copia de este documento a todo el personal involucrado en las maniobras a realizar.
 - El operador de estación será responsable de ejecutar las maniobras en equipo principal, efectuándolas siguiendo el instructivo de operación, y sólo podrá realizarlas bajo la vigilancia y por orden del controlador.
 - El operador de estación sólo podrá ejecutar sin la intervención del controlador maniobras en el equipo auxiliar o de menor importancia, siguiendo las instrucciones del instructivo de operación.
 - En las maniobras en que intervengan dos o más operadores, éstos deberán coordinar e intercambiar la información necesaria para evitar riesgos y demoras en las maniobras.
 - En todas las maniobras a control remoto que efectúe el operador, hará las veces de operador de estación con las limitaciones del caso.
 - El controlador de energía deberá comunicar el objeto de las maniobras a ejecutar al operador de estación.



- i) El controlador de energía impartirá las instrucciones en forma clara y precisa, mencionando al equipo por su nomenclatura, ordenándolas en la secuencia en que deban efectuarse.
- j) El controlador de energía solicitará al operador de estación que repita las órdenes para asegurarse, que éste las entendió correctamente.
- k) Si el operador de estación observa errores en la secuencia de las maniobras dictadas por el controlador de energía, tiene la obligación de hacer notar al controlador de energía el error detectado e informarle la secuencia correcta de las mismas.
- l) Si el operador de estación tiene dudas o el controlador de energía cree que no fueron bien entendidas sus órdenes, éstas deberán aclararse antes de efectuar cualquier maniobra. Si persisten las dudas, el operador de estación debe suspender toda orden relacionada con la maniobra en cuestión, hasta que queden aclaradas.
- m) Si durante la ejecución de las maniobras el operador de estación observa alguna condición anormal, debe comunicársela al controlador de energía. Si la condición observada fuera de peligro inmediato, debe el operador de estación considerar el caso como de emergencia.
- n) En toda maniobra compleja, el operador de estación deberá ser supervisado paso a paso.
- o) Una vez ejecutadas todas las maniobras, el operador de estación debe informar al controlador de energía y anotar en la bitácora cada maniobra y la hora de su ejecución.
- p) Al operar un interruptor, el operador de estación tomará nota de la hora y relevadores que operaron, repondrá las banderas indicadoras, se comunicará enseguida con el controlador de energía, a excepción de aquellos casos en que tenga un procedimiento expedido por el CND al respecto y/o cuando no hay comunicación con éste, operará con el procedimiento establecido en el instructivo que corresponda. (Por ejemplo una libranza o la Guía para el Recobro del Sistema Interconectado Nacional; en caso de simultaneidad, la libranza tendrá prioridad sobre la Guía para el Recobro).
- q) El controlador de energía basándose en la información recibida de los operadores de estación, en la lectura de los instrumentos y en el instructivo de operación, es el único que debe dictar o ejecutar las maniobras necesarias para restablecer la interconexión del SIN conforme lo establece el capítulo 1 del tomo VII Normas de Emergencias.
- r) Cuando la protección diferencial, Buchholz o protecciones tan importantes como éstas operen a través de un relevador de reposición manual, desconectando el equipo que protege, el CND no debe reconectarlo bajo ninguna circunstancia, sino avisar al operador de estación inmediatamente, dando información completa.



- s) En general la reconexión del equipo deberá hacerse con la autorización del responsable del mismo, cuando no se pueda establecer contacto de inmediato con el responsable del equipo, su reconexión quedará a criterio del controlador de energía.
- t) Las instrucciones del controlador de energía que no figuren en los instructivos de operación, o a falta de éstas, deberán quedar expuestas en lugar visible de la estación o en su bitácora.
- u) El CND emitirá el código del estado del sistema, estipulado en la Guía para el Recobro del Sistema Interconectado Nacional, para indicar que los operadores de estación queden alerta y los centros de distribución se someterán a las instrucciones del CND para la desconexión y reconexión de los circuitos de distribución.



CAPÍTULO III

TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

- (MOM.3.1) Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, incluyendo los equipos de protecciones, de comunicaciones; instalaciones y equipos para la recepción y almacenamiento de combustible; equipo eléctrico, electrónico, mecánico, hidráulico, neumático o cualquier otro, incluyendo conjunto de equipos, que formen parte del SIN deberán coordinarse a través de libranzas.
- (MOM.3.2) Las libranzas serán solicitadas por los representantes de los Agentes del Mercado Eléctrico y serán consideradas y aprobadas por el CND.
- (MOM.3.3) 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 todo el personal involucrado en la libranza.
 - 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 las personas que las ejecutarán, redactando esto de forma que aparezcan divididas todas 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.
- (MOM.3.4) Las libranzas se clasificarán como programadas o de emergencia.
- (MOM.3.5) Las libranzas de emergencia sólo serán aprobadas por el CND cuando éste considere que es inevitable llevar a cabo la misma para salvaguardar el sistema eléctrico de posibles daños.
- (MOM.3.6) Queda terminantemente prohibido forzar la ejecución de una libranza argumentando falsamente que se trata de una emergencia. Al detectarse en un Agente la falta de veracidad en la solicitud de libranza por emergencia, el CND deberá elevar al ERSP el pedido de penalización por incumplimiento grave.
- (MOM.3.7) Las solicitudes para libranzas de emergencia se concederán solamente en los siguientes casos:
- 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.
 - 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.3.8) Las libranzas programadas deben ser solicitadas por escrito al CND según formato establecido y con por lo menos tres (3) días hábiles de anticipación para que se pueda planificar, coordinar, redactar y divulgar la misma.
- (MOM.3.9) El CND informará por escrito al solicitante la autorización de la libranza programada en un período no mayor de cuarenta y ocho (48) horas a partir de recibida la solicitud.
- (MOM.3.10) Todas las libranzas programadas deberán ser verificadas por las debidas instancias dentro del CND, que serán las de Seguridad Operativa y Operaciones, antes de que se dé la aprobación para las mismas. Se le informará a Seguridad Industrial con copia de la libranza.
- (MOM.3.11) Será responsabilidad del CND la ejecución de las maniobras necesarias para la liberación del equipo solicitado como "equipo de libranza".
- (MOM.3.12) Al momento de realizar las maniobras de la libranza programada, 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.3.13) 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.3.14) Considerando la importancia que tienen los equipos de protecciones, herramientas de operación, comunicaciones, instalaciones y equipos para la recepción y almacenamiento de combustible se hacen extensivos a ellos los artículos anteriores referidos a libranza en este capítulo.
- (MOM.3.15) Todo trabajo maniobra o inspección de mantenimiento de un equipo eléctrico, electrónico, mecánico, hidráulico, neumático o cualquier otro que sea parte del sistema eléctrico nacional se considerará "equipo de libranzas".
- (MOM.3.16) Cuando se ejecute más de una libranza sobre un mismo equipo, el responsable de la libranza deberá ser una sola persona. Si las libranzas sobre el equipo en cuestión provienen de solicitantes distintos, quedará a criterio del CND decidir sobre quién recaerá la responsabilidad de la coordinación de la libranza con el CND.
- (MOM.3.17) 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 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.3.18) Si por cualquiera razón la persona autorizada para solicitar una libranza deja de tener funciones relacionadas con una solicitud de libranza que ya haya sido autorizada por el CND, el agente debe informar al CND.
- (MOM.3.19) Es responsabilidad del personal autorizado para solicitar la libranza, comunicar al CND, los cambios hasta de tres (3) trabajadores autorizados para recibir la libranza, confirmándolo por escrito lo antes posible.
- (MOM.3.20) 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, en un plazo no mayor de 48 horas.
- (MOM.3.21) Las libranzas para la realización de trabajos que impliquen riesgo de disparo y afectación de la prestación del servicio deberán ser programadas fuera de las horas de demanda máxima.



- (MOM.3.22) Tratándose del mantenimiento de un equipo de control o comunicaciones del SIN que no está ligado en forma directa con el equipo primario, pero que afecta en su operación, deberá solicitarse una libranza para realizar el trabajo con el equipo en servicio.
- (MOM.3.23) Tomando en cuenta que la confiabilidad de las unidades generadoras depende de su equipo auxiliar de reserva, el agente deberá avisar al CND cuando dicho equipo no esté disponible o se haga su cambio por mantenimiento a otro.
- (MOM.3.24) Si en el transcurso de un mantenimiento normal bajo libranza se detecta una condición anómala y/o peligrosa para la operación subsecuente del equipo, el agente deberá informar inmediatamente al CND para continuar dicha libranza como de *emergencia*.
- (MOM.3.25) Si durante la ejecución de una libranza se detecta alguna anomalía, se deberá suspender la siguiente maniobra hasta que la misma sea corregida o se suspenda la libranza.
- (MOM.3.26) En cada ocasión que el personal del Agente entre a una instalación del SIN, deberá informar al controlador el trabajo a realizar. De igual manera, al retirarse de la instalación deberá informar al controlador de los trabajos realizados y las condiciones de la instalación. Además deberá escribir en la bitácora dicha información.
- (MOM.3.27) 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.3.28) 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.
- (MOM.3.29) Cuando se libere una parte del equipo, el controlador de energía y el operador, deberán tomar las medidas necesarias para que no ocurran operaciones erróneas en el equipo relacionado y pueda ocasionar algún disturbio, 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.3.30) Cuando se vaya a trabajar en "línea muerta" en un equipo dado en libranza, el personal deberá verificar por medio de su equipo de prueba, que este equipo dado en libranza está efectivamente desenergizado.
- (MOM.3.31) Para la seguridad del personal, se deberán utilizar tres tipos de tarjetas de indicación 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 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 mientras se trabaja en ellos. La tarjeta amarilla colocada sobre un determinado equipo, será indicativa de que deberán ser desconectados todos los dispositivos de reenergización automática de dicho equipo.

Tarjeta Blanca: Se colocará sobre los equipos cuando éstos deban permanecer operando bajo alguna condición especial.

- (MOM.3.32) 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.3.33) Cada tarjeta sólo podrá ser removida del equipo por la persona que la colocó allí.
- (MOM.3.34) Cuando se dispone de personal en la estación 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 recierre, se bloqueará el recierre y se colocará tarjeta amarilla tanto en el control del interruptor, como en el recierre.
- (MOM.3.35) Cuando se trate de circuitos con relevadores de baja frecuencia, su bloqueo será autorizado por el CND.
- (MOM.3.36) Para las libranzas con el equipo en servicio en subestaciones telecontroladas, se colocará una tarjeta amarilla en el interruptor del circuito, así como en los relevadores que fueron previamente bloqueados.
- (MOM.3.37) Si durante la ejecución de un trabajo con el equipo en servicio, se llegase a disparar el interruptor del circuito, el controlador de energía no debe cerrarlo hasta obtener comunicación con el responsable de la libranza, el cual deberá responder al llamado del controlador de energía inmediatamente.
- (MOM.3.38) El trabajador responsable de la libranza tiene la obligación de:
 - Estar presente en el sitio y conocer los trabajos que se van a ejecutar.
 - Poseer un equipo de comunicación adecuado para tener contacto con el CND.
 - Supervisar que su personal trabaje en las condiciones de seguridad establecidas dentro de su respectivo Manual de Seguridad.
- (MOM.3.39) Al conceder la libranza al solicitante, el controlador de energía debe expresarse en forma clara y concisa, identificando con precisión el equipo de que se trate por su nomenclatura, definiendo la duración y número de libranza, haciendo las observaciones que juzgue oportunas para evitar cualquier error, así como advertirle que tome las precauciones pertinentes.
- (MOM.3.40) Todos los equipos del sistema deberán estar debidamente identificados siguiendo el patrón y nomenclatura definido por el CND de acuerdo a las normas definidas en este Reglamento.



- (MOM.3.41) En caso de una libranza en una línea de transmisión, deberá aceptarse la libranza correspondiente en cada una de las subestaciones involucradas de acuerdo con las prácticas vigentes.
- (MOM.3.42) El controlador de energía debe llevar el control de las libranzas en ejecución y el equipo que está a su cargo.
- (MOM.3.43) Sólo el trabajador a quien se concede la libranza y/o los trabajadores bajo su supervisión, pueden trabajar en el equipo.
- (MOM.3.44) La libranza autoriza exclusivamente los trabajos especificados. En caso de ser necesario otros trabajos deberán solicitarse otra libranza.
- (MOM.3.45) El que una parte del equipo esté fuera de servicio por libranza, NO autoriza a otro trabajador a trabajar en él sin pedir otra libranza.
- (MOM.3.46) En las estaciones no atendidas el solicitante de la libranza desarrolla las funciones de operador de estación (operador de planta).
- (MOM.3.47) Las libranzas no deberán ser devueltas hasta la terminación del trabajo y de las pruebas que el caso requiera.
- (MOM.3.48) Sólo el trabajador a quien fue concedida la libranza debe devolverla. En caso de emergencia, por accidente, vacaciones, u otro motivo o cuando el trabajador a quien fue concedida la libranza no le sea posible continuar con ésta, su jefe o el trabajador que él designe o que tenga esta autorización debe tomarla, previo acuerdo con el controlador de energía haciéndose totalmente responsable de ella. Así mismo, en el caso de trabajadores de turnos continuos el responsable de la libranza podrá transferirla al trabajador que ocupe su puesto siempre y cuando esté autorizado e informado el controlador de energía.
- (MOM.3.49) El no devolver la libranza al término del trabajo para el cual fue solicitada, es falta grave. El CND deberá elevar el incumplimiento del Agente responsable al ERSF, previa investigación de las causas, que se harán constar en el acta administrativa respectiva.
- (MOM.3.50) La devolución de la libranza se hará en forma clara y concisa, indicando:
- Nombre del responsable de la libranza.
 - Número de la libranza.
 - Identificación precisa del equipo en que se tiene la libranza.
 - Quien devuelve la libranza.
 - Quien retiró los medios de protección que se utilizaron para la libranza.
 - Si la libranza fue solicitada como consecuencia de falla del equipo, dar información completa de la causa del daño y de la reparación efectuada. Este informe debe llegar al CND en forma escrita a mas tardar doce (12) horas después de terminada la libranza.



- (MOM.3.51) El operador de campo bajo ninguna circunstancia debe realizar la prueba de energización al equipo en libranza, mediante un dispositivo que no tenga la debida capacidad interruptiva o que no posea esquema de protección selectivo.
- (MOM.3.52) El operador de campo tiene la obligación de verificar la posición y el estado aparente del equipo una vez entregada la libranza, (excepto en las líneas) informando al controlador de energía.
- (MOM.3.53) Al término de una libranza el equipo será normalizado lo antes posible poniéndolo en servicio en presencia del ejecutor del trabajo, o dejándolo en disponibilidad.
- (MOM.3.54) 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 telemedición no deberá recibirse hasta verificar que las señales presentadas al mismo sean razonablemente congruentes con los valores y estados en el campo.
- (MOM.3.55) En las libranzas sobre un equipo de teleprotección se requiere que en el lugar del trabajo estén trabajadores autorizados de ambas especialidades para asegurar la correcta devolución del equipo bajo libranza.
- (MOM.3.56) En caso de que no haya comunicación directa con el controlador de energía, las entregas y devoluciones de libranzas podrán hacerse a través de los operadores de planta.
- (MOM.3.57) Sólo por causas excepcionales o de fuerza mayor, podrán prorrogarse las libranzas. Usualmente se formulan programas de libranzas, concediéndose éstas en sucesión, por lo que la incorrecta duración de una de ellas, altera la ejecución de las siguientes libranzas, pudiendo causar serios perjuicios.
- (MOM.3.58) Las prórrogas serán concedidas por el CND.
- (MOM.3.59) Las prórrogas de más de cuarenta y ocho (48) horas deberán ratificarse por escrito indicando la justificación de las mismas.



TOMO III

**MANUAL DE DESPACHO Y
PLANIFICACIÓN HORARIA**

AGOSTO DE 1998

Cal
5/16



CAPÍTULO I

POLÍTICA DE DESPACHO

- (MDP.1.1) Los generadores 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 capacidad y eficiencia de sus unidades generadoras, e informar dentro de los plazos definidos en las Normas de Intercambio de Información, cualquier limitante temporal que tengan, lo mismo que el plazo estimado para superar tal condición.
- (MDP.1.4) Los agentes deben proveer los diagramas funcionales de sus gobernadores, con el fin de que el **CND** pueda realizar los estudios y simulaciones necesarias para la operación de estos equipos dentro del Sistema. Los gobernadores serán ajustados por los Agentes según los parámetros requeridos que resulten de los estudios técnicos que realice el **CND** para lograr la calidad de servicio.
- (MDP.1.5) La supervisión de la operación de los equipos deberá ser constante y mediante ella se deberá vigilar la operación del sistema. 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 y economía, para el envío, la recepción y el intercambio de energía entre los Agentes del Mercado. Mediante la operación integrada del sistema eléctrico, el **CND** deberá ejecutar las maniobras correspondientes, necesarias y en tiempo oportuno, para lograr los objetivos básicos de calidad, seguridad y economía.
- (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 vigentes 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 y su interrumpibilidad ofertada. La selección de las máquinas a sincronizar se realizará sobre la base de costo variable para el despacho creciente y requisitos técnicos tales como localización, tiempos de arranque, restricciones de arranque y parada. Inicialmente este porcentaje es fijado en el Artículo MOM.1.27.
- (MDP.1.9) La estadística de la operación es el registro sistemático y ordenado de parámetros, mediciones y eventos significativos ocurridos en el Sistema Eléctrico.
- (MDP.1.10) El análisis de la operación es el estudio sistemático de las decisiones en tiempo real y resultados de las mismas para detectar las desviaciones con respecto a lo esperado, procediéndose con los correctivos del caso.
- (MDP.1.11) El **CND** coordinará con los Agentes del Mercado la política de los esquemas de desconexión de carga. Es obligación de todos los agentes que representan demanda, participar en los esquemas de desconexión de cargas, compensar el déficit de potencia y/o mantener en los límites de operación a los elementos del Sistema Interconectado Nacional 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**. Para ello deberá aplicar la Guía para el Recobro del Sistema Interconectado Nacional indicada en el Capítulo I del Tomo VII de este Reglamento en coordinación con los Agentes del Mercado.
- (MDP.1.13) El **CND** debe mantener el Error de Control de Área (ECA) dentro de las normas siguientes:
- En periodos de 10 minutos dentro de cada hora debe cruzar el "0".
 - 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.

DAJ
RBS



- (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 del año iniciará a las 00:00 horas del 1 de enero de cada y tendrá una duración de siete (7) días.
- (MDP.2.2) Declaración de disponibilidad. Los agentes deberán informar al CND con una semana de anticipación 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 la siguiente información:
- a) Definición del periodo de disponibilidad para cada unidad. (fecha y hora de inicio y fecha y hora de terminación)
 - b) Tiempo para entregar la potencia disponible declarada.
 - c) Unidades 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 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.
- (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 y la red eléctrica del sistema



- (MDP.2.5) El modelo deberá realizar la optimización semanal de los recursos de generación minimizando los costos variables de producción más falla, dentro de las restricciones operativas y de calidad y de seguridad vigentes. El costo de falla se modelará como unidades falla en escalones en función de la magnitud del racionamiento, de acuerdo a los criterios y metodologías establecidas en las Reglas Comerciales.
- (MDP.2.6) Las salidas de este modelo deben señalar los montos de energía previstos a producir en cada una de las centrales durante cada día; así como los montos de intercambios diarios entre regiones nacionales e internacionales, riesgo de desabastecimiento, riesgo de vertimientos y cualesquiera otros datos significativos a la planificación y coordinación de la operación con un horizonte semanal.
- (MDP.2.7) El **CND** deberá informar a los Agentes los resultados del despacho semanal previsto para la próxima semana, a más tardar a las 07:00 horas del penúltimo día de la semana en curso.
- (MDP.2.8) Las ofertas de exportación en el mercado ocasional las hará el **CND** a los organismos Coordinadores de la Operación y el Despacho de otros países interconectados. En el caso de centrales térmicas, sólo se podrá ofertar la energía excedente, aquella que no está comprometida en contratos, y que no está prevista a ser requerida por la programación o el despacho como generación o como reserva para abastecer la demanda interna con el nivel requerido de calidad. En el caso de centrales hidráulicas el **CND** deberá ofertar a los organismos Coordinadores de la Operación y el Despacho de países interconectados la energía excedente prevista para derramar en la programación, al precio ofertado por el generador. En caso de no informar el generador su precio de exportación, el **CND** deberá ofertar exportación al precio horario que resulte en el Mercado Ocasional, e informará los precios previstos por la programación.
- (MDP.2.9) Las ofertas de importación en el mercado ocasional sólo serán aceptadas cuando sean informadas a través de los organismos Coordinadores de la Operación y el Despacho en los países ofertantes.
- (MDP.2.10) 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, 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 incluir un modelo de despacho que optimice la ubicación horaria del agua minimizando los costos variables de operación, incluyendo costo de falla, realice el "unit commitment" y considere los costos de arranque y parada, que represente el detalle operativo de las unidades en lo que hace a rampa de toma de carga, 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.2.11) La salida del modelo de despacho diario deberá señalar horariamente la producción de cada planta, la demanda que se modifica por interrumpibilidad y la energía a importar o exportar en la interconexión internacional. Además indicará si existe alguna restricción activa, generación obligada y el agente responsable de dicha restricción de manera que se pueda atribuir el sobrecosto de la operación.
- (MDP.2.12) El modelo diario utilizará como datos de entrada los valores informados por los agentes, las previsiones realizadas por el CND y el valor del agua calculado por el CND. Se podrán acordar intercambios internacionales sujetos a las mismas reglas que en la programación semanal.
- (MDP.2.13) 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. El mismo se basará en:
- a) La demanda esperada para el día siguiente de acuerdo al informe indicativo de demandas, las proyecciones de demanda diaria realizadas por el CND, los requerimientos de exportación de otros países y las ofertas de interrumpibilidad.
 - b) Las restricciones de transmisión informadas por los transportistas y aquellas debidas a los parámetros de seguridad de la red y calidad del servicio.
 - c) Las restricciones debidas a los niveles de los embalses y caudales de las centrales hidráulicas, las ofertas de disponibilidad de potencia y costos variables de los generadores.
 - d) Las ofertas de generación y disponibilidad de combustibles.
 - e) Las ofertas de importación de otros países, y a los compromisos de intercambios con otros países que surjan de contratos de importación y exportación o convenios internacionales.
- (MDP.2.14) 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.2.15) Las unidades serán despachadas económicamente dentro de la prioridad de satisfacer los parámetros de seguridad de la red acorde a la condición en que se encuentra el sistema.
- (MDP.2.16) Antes de las 15:00 de cada día el CND deberá informar a cada agente los resultados del predespacho del día siguiente. La información del predespacho deberá incluir como mínimo los programas de generación, programa de restricciones al suministro, demanda interrumpible aceptada, compensaciones de potencia, asignación de servicios auxiliares, restricciones de transporte, las



exportaciones e importaciones, el porcentaje de pérdidas previstas y los precios horarios de la energía previstos.

- (MDP.2.17) Los agentes Generadores, los agentes que ofertan interrumpibilidad y los organismos Coordinadores de la Operación y el Despacho de otros países deberán cumplir con lo estipulado por el predespacho informado por el CND.
- (MDP.2.18) Los agentes deben cumplir los programas que surgen del programa de despacho y redespacho, y las órdenes de operación del CND. Los agentes podrán enviar hasta las 10:00 horas del día siguiente 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 48 horas después de recibido éste, para analizarlo y verificar la operación realizada. El CND comunicará los resultados del análisis al Agente; de no ser aceptable para el Agente dichos resultados, el CND someterá el cuestionamiento y el análisis realizado al ERSP, adjuntando la información preparada por el agente. El ERSP decidirá en instancia única.
- (MDP.2.19) Antes de las 18:00 de cada día el CND enviará a los Agentes un informe de la energía comprada y vendida el día anterior en el Mercado Ocasional. Los Agentes contarán con un plazo de 48 horas para presentar sus observaciones de considerar que algunos de los valores informados son incorrectos.

Potencia Firme de Largo Plazo

- (MDP.2.20) El CND calculará la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica o eólica con los modelos y metodologías que a continuación se definen.
- (MDP.2.21) La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica o eólica 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 comprendidas entre las 08:00 horas y las 16:00 horas, con una probabilidad de excedencia de 95%, dado el régimen hidrológico o de vientos de la central.
- (MDP.2.22) En el caso de una central hidroeléctrica, la potencia firme de largo plazo se calcula utilizando 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.

- (MDP.2.23) En el caso de una central eólica, la potencia firme de largo plazo se calcula utilizando un modelo de simulación eoléctrico que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 1 a 5 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.



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) El control de la frecuencia primaria del **SIN** se llevará a cabo a través del regulador de velocidad localizado de cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores serán seleccionados determinados según se indica en el Artículo MDP.1.4.
- (MDP.3.3) El control de la frecuencia secundaria del **SIN** se realizará a través del control automático de generación (**CAG**) 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) El **CND** deberá realizar la supervisión de la seguridad, continuidad, calidad y economía del servicio en forma constante y mediante ella se vigilará el cumplimiento de dichos objetivos.
- (MDP.3.7) Para que un Agente sea habilitado para participar en un servicio auxiliar bastará que así lo manifieste expresamente al **CND**.
- (MDP.3.8) Para que un Agente sea habilitado para participar en el servicio auxiliar del sistema, además de lo descrito en el artículo anterior se aplicarán los siguientes requerimientos:



1. La planta debe tener una Unidad Terminal Remota (UTR) que se comunice con el sistema Maestro SCADA ubicado en el CND.
 2. Se debe monitorcar 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. La rampa de subida y bajada deberá satisfacer el requerimiento indicado en el párrafo (MOM.1.28).
 4. Se deben suministrar al CND los datos de las unidades, como la curva de eficiencia (si es hidro: MW por volumen, si es térmica MW por BTU/kWh); límites inferiores y superiores de regulación, rampas de subir y bajar carga, tipo de combustible, costo y otros parámetros que requieran los programas de control automático de generación, despacho económico y monitoreo de 10 minutos de Reserva.
 5. Se debe tener indicaciones de las unidades en remoto/local, y el status del interruptor de la unidad si está en línea o fuera de línea.
- (MDP.3.9) El interesado deberá cubrir los costos asociados a las comunicaciones de la UTR con el CND.

*Del
los*



TOMO IV

**NORMAS PARA INTERCAMBIO
DE INFORMACIÓN**

AGOSTO DE 1998



CAPÍTULO I

SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

- (NIL.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 estaciones Terminales remotas (UTR) 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 maneja las alarmas, datos históricos y otros datos en línea y fuera de línea para la elaboración de reportes.
- (NIL.1.2) El despacho económico de las unidades se calcula, entre dos (2) y diez (10) minutos, la carga efectiva al mejor precio entre las unidades generadoras térmicas que están de modo automático (AREG, AUT), tal que la carga requerida por el sistema es alcanzada. Además calcula el Lambda del sistema (\$/MWh) basado en los parámetros de Curva de eficiencia de las unidades, costos de producción por unidad (\$/MBTU) y otros.

Mediciones.

- (NIL.1.3) Las Mediciones registradas a través del Sistema SCADA tienen la finalidad de proporcionar al CND la información de la operación en tiempo real.
- (NIL.1.4) Todo el sistema de medición es bidireccional, de potencia y energía real. La precisión para los medidores es de 0.2% para la potencia ó mejor y menor de 0.5% para las otras mediciones, ó mejor.
- (NIL.1.5) Los agentes Generadores y Distribuidores y todos aquellos que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión Eléctrica, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados para su debido control desde el CND a través de la UTR más cercana existente en la subestación, como lo son:
- Potencia activa MW y reactiva MVAR.
 - Control Conjunto (subir y bajar carga) de las unidades generadoras que estén habilitadas para participar en el servicio auxiliar.
 - Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores.
 - Estatus de los interruptores asociados a las unidades de generación habilitadas para participar en el servicio auxiliar.

*del
del*



- Estatus de los conmutadores “Local – Remoto” de las unidades de generación habilitadas para participar en el servicio auxiliar.
- Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones de interés.
- Mediciones de niveles de los reservorios de las centrales hidroeléctricas.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones
- Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador
- Contadores de Energía entrando y saliendo de la planta: MWh, MVARh..



CAPÍTULO II

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL Y NORMA PROVISIONAL PARA EL PERIODO DE TRANSICIÓN

- (NII.2.1) Las Mediciones del Sistema de Medición Comercial (SMEC) serán independientes del SCADA del CND y se utilizarán exclusivamente para las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que inyectan o consumen energía.
- (NII.2.2) Todo el sistema de medición del SMEC deberá ser bidireccional, de 3 elementos, de potencia y energía real y reactiva. La precisión deberá ser de 0.2% o mejor.
- (NII.2.3) Las mediciones serán redundantes, una oficial y una de respaldo, cuando se trate de Agentes Productores y empresas distribuidoras. Cuando se trate de Grandes Clientes habrá un solo medidor.
- (NII.2.4) Cada Agente debe suplir instalar y mantener los componentes del SMEC ubicados dentro de sus instalaciones, que incluye los equipos y procedimientos requeridos para medir y recolectar las magnitudes que se utilizarán para las transacciones Comerciales, a las que se deben ajustar los agentes. Referirse a las Reglas Comerciales del Mercado del ERSP, punto 14.2.
- (NII.2.5) Cada Agente del Mercado deberá suministrar e instalar los transformadores de voltaje y de corriente con precisión para mediciones, ubicándolos en el punto de intercambio de energía, previo acuerdo con el CND. La clase de precisión de estos transformadores será de 0.3 con la carga estándar definida en la norma ANSI / IEEE C57.13 que más se aproxime a la carga total conectada al secundario de estos aparatos, incluyendo un margen de seguridad de 50% cuando se trate de transformadores dedicados al SMEC. En los casos de transformadores compartidos con otras cargas dentro de la instalación, el margen de seguridad será del 100%.
- (NII.2.6) Cada Agente del Mercado debe suplir e instalar el equipo necesario para la comunicación desde el punto de entrega de energía hasta el CND. Los medidores deben comunicarse en una red de topología RS485 y cada uno tendrá una dirección definida por el CND.
- (NII.2.7) El CND analizará si se requieren medidores adicionales justificando las razones, para luego ser suministrados por cada agente involucrado. El CND en acuerdo con cada agente, determinará dónde será ubicado.

San
14/9



- (NII.2.8) Cada agente del Mercado debe entregar al **CND** la documentación necesaria de los medidores en los puntos de intercambio. El **CND** contará con un registro oficial de estos medidores donde figuren todas sus características de instalación, planos, constantes y pruebas efectuadas.
- (NII.2.9) Es responsabilidad de los agentes de mercado, alambrear todos los puntos del SMEC que se encuentren dentro de sus instalaciones. El **CND** dará la aprobación previamente de la preparación del diseño de instalación y materiales eléctricos. El **CND** probará, con personal propio o con personal contratado, en presencia del agente involucrado, cada cuatro (4) meses o cuando se requiera, los equipos de medición, control y supervisión; siendo de responsabilidad del agente mantener los equipos en buenas condiciones. El **CND** dará un plazo de una semana al agente sobre el aviso y detalles del control a realizar, para que éste cuente con tiempo suficiente y el personal correspondiente, esté presente.

Características de operación de los medidores del SMEC

- (NII.2.10) El medidor debe aceptar entradas máximas de 5 A del secundario de un transformador de corriente y de 120 voltios, entre fase y neutro del secundario del transformador de voltaje, con un rango de frecuencia de 45 a 75 Hz.
- (NII.2.11) Debe ser programable desde su pantalla frontal local o a través de un puerto de comunicación digital con el apoyo de una computadora. Todos los parámetros programables deben ser almacenados en memoria no volátil. Se debe suministrar al **CND** el software necesario para la programación del medidor en floppy o CD (disco compacto) con su debida licencia.
- (NII.2.12) El medidor y sus periféricos deben estar herméticamente cerrados, de manera tal que no permita el ingreso al interior de insectos u otros cuerpos extraños.
- (NII.2.13) Debe operar correctamente en temperatura ambiente de entre 20 y 70 grados centígrados y con humedad entre 0 y 95%.
- (NII.2.14) Debe estar equipado con un reloj interno de alta precisión.

Características de la pantalla de los medidores del SMEC

- (NII.2.15) Capacidad para desplegar los valores instantáneos, tales como voltaje por fase, corriente por fase, watt (+/-), vars (+/-), va, factor de potencia, frecuencia. Energía activa y reactiva (watt/hora, vars/hora) entrando y saliendo. Los datos en la pantalla se deben actualizar por lo menos cada segundo



Mediciones que deben realizar los medidores del SMEC

- (NIL.2.16) Los medidores deberán tener la capacidad de realizar las siguientes mediciones:
1. Voltajes: fase - neutro, fase - fase RMS, corriente por fase y en el neutro, potencia real y reactiva, potencia aparente, factor de potencia y frecuencia.
 2. Energía activa total acumulada, energía reactiva total acumulada
 3. Debe calcular: promedio, demanda máximo / mínimo para todas las mediciones.
 4. Se debe fijar una etiqueta de fecha/hora cuando se detecta un máximo y/o mínimo.
 5. Verificar el porcentaje total de armónicas (% THD) para todos los voltajes y corrientes de entrada.
 6. Poseer una precisión de $\pm 0.2\%$ o mejor para la energía y la demanda.
 7. El medidor debe poder conectarse en sistemas de 3 fases, 4 hilos estrella y de 3 fases, 3 hilos delta abierta

Capacidad de almacenamiento de los medidores del SMEC

- (NIL.2.17) Funcionamiento circular. Al llenarse la memoria la data nueva debe sobreponerse a la data más antigua.
- (NIL.2.18) Debe almacenar los datos históricos en memoria no volátil con un mínimo de 100,000 muestras para una sola variable. El usuario debe poder seleccionar las combinaciones de valores que se deban almacenar, al igual que el intervalo o periodo de muestreo en segundos.
- (NIL.2.19) Debe poder almacenar los valores instantáneos y promedios medidos en la memoria masiva.

Capacidad de entrada / salida de los medidores del SMEC

- (NIL.2.20) Los medidores deben poseer tres (3) relevadores de contactos sin potencial forma C, con capacidad interruptiva de 10A, 150VDC y con capacidad de ser programados como puertos de entrada de alarma, salida de control o como generadores de pulso KYZ independientes.

Puertos de comunicación digital de los medidores del SMEC

- (NIL.2.21) Los medidores tendrán el siguiente hardware para comunicación remota:
1. Un puerto serial RS-232, para comunicarse con una computadora de mantenimiento.
 2. Un puerto RS-485, independiente, para establecer una red
 3. Un puerto RS-485, independiente, para comunicación con módem externo, línea dedicada, u otros medios.

Def
2013



Formatos y protocolos de comunicación

- (NII.2.22) Los medidores tendrán la capacidad de comunicarse a través de los protocolos MODBUS RTU/ASCII, DNP 3.0 o EI BUS, seleccionable por el usuario. Se debe incluir el programa de comunicación con los medidores basado en Windows NT versión 4.0.

Fuente de poder de los medidores del SMEC

- (NII.2.23) Los medidores deberán estar equipados con una fuente universal que utilice 125VAC o DC $\pm 20\%$. El mismo debe ser capaz de configurarse por medio de puentes internos a trabajar con voltajes entre 24 y 48VDC $\pm 20\%$. El equipo deberá estar construido con filtros en la entrada para eliminar los ruidos y proteger la unidad de variaciones, transitorios y otras condiciones adversas de trabajo.

Norma Provisional en el Periodo de Transición

- (NII.2.24) Desde la puesta en marcha del Mercado hasta la habilitación del SMEC, el mercado eléctrico estará medido bajo la instrumentación y ubicación detallada a continuación.
1. Se han instalado provisionalmente medidores multifuncionales del fabricante Electro-Industries, modelo FUTURA 1, ubicados en los puntos de interconexión con las empresas, cuyas mediciones llegan al **CND** instantáneamente, almacenándose en un archivo de data histórica las variables de Potencia (MW y MVAR) cada 15 minutos y la energía entrando y saliendo cada hora.
 2. La conexión de dichos medidores se ha realizado utilizando los transformadores de voltaje y de corriente (CT y PT) de asociados a las protecciones de las líneas.
- (NII.2.25) Dentro de las principales características de los medidores figuran las de:
1. Monitorear variables de Voltaje por fase, Corriente por fase, Frecuencia, Potencia real y reactiva, Factor de Potencia, y energía (+/-) que llegan al **CND** través del SCADA.
 2. Almacenan localmente data histórica de Potencia Real y Reactiva (MW, MVAR) cada 15 minutos y la energía (MWh entrando y saliendo) por hora.
 3. Analizan hasta la 31ª armónica.
 4. Son bidireccionales.
- (NII.2.26) Los medidores están equipados con su software de captura y programación desde el **CND**.
- (NII.2.27) La Precisión para Watt es de 0.20 %, VAR 0.30% en un rango de 0-2000, Wh (+/-) de 0.20% en un rango de 0 199,999.
- (NII.2.28) En caso de faltar las mediciones en los archivos de datos centralizados en el **CND**, se podrá bajar la información de la memoria masiva del medidor vía módem desde el **CND** o en su defecto, localmente mediante computador portátil, por personal del **CND**.



(NII.2.29)

Según lo dispuesto anteriormente y basados en la medición de potencia instantánea y energía horaria tomada de los medidores arriba detallados, el **CND** realizará el cálculo de la información comercial a los diferentes agentes del mercado, tanto generadores como distribuidores.



CAPÍTULO III

INFORMACIÓN PERIÓDICA PARA EL DESPACHO

(NII.3.1) Para la operación inicial del mercado mayorista se tienen algunas restricciones en el **CND**, producto de la realidad técnica y operativa vigente. Durante el período de transición, las condiciones existentes definen los criterios de operación. Ellos son:

1. Mediciones.

Los medidores multifuncionales actuales, marca Electro Industries, modelo Futura II, de memoria local, están ubicados en los puntos de interconexión con las empresas. Toman la señal del PT de protecciones, graban los datos específicos en períodos de 15 minutos (programables) además de la data instantánea que se registra históricamente en el SCADA del **CND**.

Éstos son los que recolectan la información para las transacciones comerciales mientras dure la venta de las empresas y la implementación del sistema de medición por parte del Agente Participante, tal como se describe en el 14.2 de las Reglas Comerciales del Mercado.

2. Los Datos Faltantes de las Mediciones se tratarán como se describe en el 14.3 de las Reglas Comerciales del Mercado.

3. La comunicación entre empresas y **CND**. Actualmente el intercambio de información es vía FAX y una línea telefónica para datos disponible 24 horas para recibir información, previo a que se habilite acceso al usuario. Hay un enlace con el servidor ubicado en el Edificio Hatillo con los agentes del Mercado que en un plazo estimado en 24 meses se espera disponer de recursos que permitan a las empresas conectarse, por una línea de comunicación, al servidor local, en el **CND**, donde se podrá enviar ó recoger información diaria como las ofertas de energía, liquidaciones por potencia y otros.

(NII.3.2) Los agentes tienen el compromiso de suministrar al **CND** en "tiempo y forma", como indicará el **CND**, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación, manteniendo las condiciones óptimas de desempeño, como se detalla en el 14.6 de Reglas Comerciales del Mercado

(NII.3.3) Antes de las 10:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana calendario, 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).

001
1923



- (NII.3.4) Todos los días antes de las 10:00 horas los agentes deben suministrar al CNE la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente, denominado despacho diario.
- (NII.3.5) Semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo. Los agentes deben suministrar en los plazos establecidos en el presente reglamento la información necesaria para analizar el balance que resulta entre oferta y demanda y proyecciones de precios para el cálculo de tarifas.
- (NII.3.6) Los organismos responsables de los países interconectados que realizarán operaciones en el Mercado de Panamá, deben enviar al CNE dentro de los plazos establecidos para la programación semanal y despacho diario las ofertas de importación o las solicitudes de exportación para intercambios de energía en el Mercado de Ocasión, de acuerdo a las situaciones de oportunidad que se les presenten.
- (NII.3.7) El suministro de información en caso de ofertas de importación está sujeto a iguales requisitos que los establecidos para Generadores del Mercado de energía, indicando el precio al que está dispuesto a vender. La información correspondiente a los requisitos de exportación se ajustará a iguales requisitos que los establecidos para Grandes Consumidores, indicando adicionalmente el precio máximo al que está dispuesto a comprar.

Información Requerida de los Generadores.

- (NII.3.8) Antes de entrar en servicio una central y/o una máquina, el Generador debe enviar al CNE toda la información referida a sus instalaciones que se detallan en la Licencia de Generación, tales como:
- Información de costos de operación, incluyendo costos de arranque, costo variable de producción por unidad, con provisiones para varios niveles incrementales.
 - Datos dinámicos, incluyendo generación mínima y máxima, rampas de subida y de bajada y tiempos mínimos de corridas.
 - Además de otros detalles descritos en Las Normas de Expansión del Sistema, Tomo V de este manual.
- (NII.3.9) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la Programación Semestral, los Generadores deben informar al CNE los costos variables para el despacho de producción en las máquinas para cada mes. Para las máquinas térmicas de iguales características técnicas y dentro de una misma central se debe definir el costo variable representativo de cada una de ellas. La oferta de una máquina debe incluir para cada mes del semestre:
- Combustibles disponibles previstos para consumir



- Precio medio declarado de producción (\$/MWh) mensual para cada combustible, correspondiente a la suma de costos variables de combustibles, no combustibles y mantenimiento pudiendo discriminar para distintos escalones de carga.
- (NIL3.10) Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para la Programación Semestral, mensual y Semanal, las Centrales Hidráulicas deben suministrar sus pronósticos de aportes, de existir, las normas de operación de embalses, compromisos aguas abajo y otras restricciones que afecten su despacho. En el transcurso del período semestral, cada quince (15) días, el Generador Térmico ajustará su declaración de Costo Variable para las unidades térmicas de acuerdo al precio del combustible. Adicionalmente podrá solicitar justificadamente otras modificaciones a su declaración de precio que el CND deberá aceptar de existir razones fundamentadas. Teniendo en cuenta dichos ajustes más los ajustes a las previsiones de demanda, disponibilidad y demás variables, el CND recalculará el valor del agua de los embalses.
- (NIL3.11) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la programación semanal, los agentes del mercado, tanto generadores, distribuidores o Grandes Consumidores, podrán ofertar la cantidad de potencia disponible y su precio en \$/KW mes.
- (NIL3.12) Dentro de los plazos establecidos para el envío de los datos para la programación semanal los Generadores deben informar al CND la previsión de su oferta de generación para la semana siguiente indicando para cada una de sus máquinas y/o centrales:
- Requisitos de mantenimiento previstos, programados y preventivos.
 - Potencia disponible prevista,
 - Restricciones en la capacidad de generación.
 - Para las centrales térmicas, disponibilidad de combustibles
 - Para las centrales hidráulicas el nivel de los embalses, pronósticos de aportes y restricciones aguas abajo.
- (NIL3.13) Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, los Generadores deben informar al CND su oferta para el día siguiente indicando cualquier modificación respecto a los requisitos de mantenimiento, indisponibilidades forzadas que surjan en su equipamiento así como los plazos previstos para su solución y puesta en servicio, y cualquier cambio en su oferta prevista, así como restricciones técnicas o de combustibles
- (NIL3.14) Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, los Generadores deben informar al CND el reporte de operación de cada unidad para el día anterior, detallando:
- Capacidad Disponible
 - Horas de operación normal;

Est
SP3



- Horas de operación limitada y la potencia a la que estuvo limitada
- Horas disponibles sin usar
- 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 gerenciales.

Información Requerida de los Distribuidores y Grandes Clientes

- (NIL.3.15) La empresa de Transmisión, entregará al CND un modelo de proyección de demanda de largo, mediano y corto plazo.
- (NIL.3.16) Los distribuidores y Grandes Clientes deben informar al CND dentro de los plazos establecidos, su demanda prevista de potencia horaria y energía a nivel diario y semanal, energía y curvas típicas de demanda horaria a nivel mensual según corresponda para la programación y despacho diario y semanal, mensual y semestral para mediano y largo plazo. Deberán suministrar asimismo la información de interrumpibilidad. En la operación real, los Distribuidores y Grandes Clientes deben informar al CND los cambios que prevén en sus pronósticos de demanda informados, en función del comportamiento registrado en tiempo real en su demanda.
- (NIL.3.17) 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.
- (NIL.3.18) Además de lo ya especificado en las Normas de Expansión en el Capítulo IV, Tomo V de este manual.

Información Requerida de los Transportistas

- (NIL.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.
- (NIL.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 en sus líneas sobre la base de las indisponibilidades totales previstas (forzadas y programadas).
- (NIL.3.21) Todo lo especificado en el Capítulo IV, Tomo V de este reglamento.

bal
BOS



TOMO V

NORMAS PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA

JUNIO 1998

Gal
1998
|



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ALCANCE DE ESTAS NORMAS

- (NES.1.1) El Código de Planeamiento establece los criterios técnicos y de diseño, y los procedimientos aplicados por la **ETESA** y el **CND** en la planificación y el desarrollo del **SIN**.
- (NES.1.2) El desarrollo y 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 y seguridad del servicio y abastecimiento.
- (NES.1.3) Los objetivos del Código de Planeamiento son los siguientes:
- a) Promover y facilitar la interacción entre **ETESA**, el **CND** y los Agentes del Mercado en aquellos proyectos que afectan el desarrollo del **SIN**.
 - b) Establecer la información que deben proporcionar los Agentes del Mercado, para que **ETESA** y el **CND**, puedan llevar a cabo la planificación 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) Como requisito previo a la firma de un Contrato de Conexión 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 de este tomo.
- (NES.2.3) Como requisito previo a la conexión física y operativa al **SIN**, el Agente del Mercado deberá actualizar y presentar la información y datos solicitados en los capítulos III y IV de este tomo, resultantes de las pruebas finales de los equipos y/o valores y esquemas como construido.
- (NES.2.4) Los Agentes del Mercado deberán proporcionar anualmente al **CND**, antes del 30 de junio 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.
- (NES.2.5) Los Agentes del Mercado comunicarán inmediatamente al **CND** las modificaciones de su sistema eléctrico que afecten o puedan afectar la operación del **SIN**.
- (NES.2.6) Los Agentes del Mercado deberán proporcionar a **ETESA**, dentro de los plazos establecidos en este Reglamento, la información de carga histórica, actual y pronosticada. Los datos de carga requeridos son:
- I. Datos de demanda (potencia activa y reactiva) y energía activa.
 - a) Los Agentes Productores deberán proporcionar la información de carga relacionada con el equipo de transformación en la subestación de la central de generación.
 - b) Los distribuidores deberán proporcionar la información de la carga relacionada con su sistema de distribución.

001
100



- c) Los grandes clientes, transportistas e interconexiones internacionales deberán proporcionar los datos de carga que requieren sus respectivos sistemas.

1. 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 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.

2. 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, considerando tres escenarios: bajo, promedio y alto.

3. Datos de demanda de clientes que están en programas de interrumpibilidad.

- a) Localización eléctrica del cliente, donde la demanda (activa y reactiva) afecta al SIN.
- b) La cantidad de demanda activa y reactiva (MW y MVAR) que puede reducirse con un programa de interrumpibilidad.
- c) La duración máxima que el cliente permite que se afecte su carga con un programa de interrumpibilidad.

(NES.2.7) 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.

64
2013



- e) Detalles de todas las cargas que podrían causar fluctuaciones severas al SIN.

(NES.2.8) 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) Ventas en bloques
- f) Alumbrado Público
- g) Uso de la empresa
- h) Pérdidas del Sistema
- i) Otros

(NES.2.9) ETESA podrá solicitar a los Agentes del Mercado, información adicional de pronóstico de demanda, en cualquier período del año, cuando ETESA requiera hacer análisis adicionales del sistema. ETESA debe entregar al CND la información suministrada por los agentes.

del
del



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**, en el caso de proyectos futuros de generación a desarrollarse, o al **CND**, en el caso de centrales de generación en operación, según corresponda, los datos relativos a la planta de generación: históricos, actuales y pronosticados, de acuerdo a lo señalado en el Capítulo II de este tomo.
- a) Capacidad Instalada o Registrada (MW)
 - b) Capacidad Disponible, datos mensuales (MW)
 - c) Régimen operativo esperado de cada unidad de generación de la planta.
 - d) Pronóstico de carga de acuerdo a lo solicitado en el acápite de Datos de Carga Requeridos.
- (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: Fila 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).
 - b) Datos de Topología
 - 1) Proyectos asociados donde fluye
 - 2) Aporte Hidrológico.
 - 3) Descarga.

661
663
|



- 4) Vertimiento.
- 5) Proyecto aguas abajo.
- 6) Ubicación esquemática (Diagrama).

c) Base Histórica de Caudales

- 1) Caudales medios mensuales medidos en cada estación, en archivo tipo ASCII, y en disquete (Sugerencia: 35 años ó más de información confiable, de existir).

d) Características Operacionales

- 1) Cota Normal de Operación en metros sobre nivel medio del mar (msnm).
- 2) Cota 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 en metros cúbicos por segundo (m^3/s).
- 7) Caudal Ecológico en metros cúbicos por segundo (m^3/s).
- 8) Días de mantenimiento al año.

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

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

648
BOS
|



- 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).
- 4) Cota: en metros sobre nivel medio del mar (msnm).
- 5) Área: en Kilómetros cuadrados (Km²).
- 6) Volumen: en (10⁶ m³).

g) Otros Datos

- 1) Coeficiente de producción promedio (MW/m³/seg) a usar en el cálculo de la política operativa (valor del agua); también es posible ingresar una tabla con datos de coeficiente de producción por almacenamiento.
- 2) Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de control de polución, 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.

(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).

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.

del
10/05



5) Rendimiento (eficiencia) en por ciento (%).

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) Generación mínima (MW) – representa el nivel mínimo de producción para la planta.

2) Generación máxima disponible (MW) – capacidad de la planta.

gal
27/9



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) Todos los Agentes Productores que operen en el Mercado y 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 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.

Sal
JES



8) Diagramas del modelo de la máquina síncrona 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 síncrona en el eje de directa (x_d), expresada en p.u. sobre la base del voltaje y capacidad de la unidad.
- Reactancia síncrona 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 ($T'D_0$), expresada en segundos.
- Constante de tiempo transitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto ($T'Q_0$), expresada en segundos.
- Constante de tiempo subtransitoria en el eje de directa en circuito abierto ($T''D_0$), expresada en segundos.
- Constante de tiempo subtransitoria en el eje de cuadratura en circuito abierto ($T''Q_0$), expresada en segundos.
- Curvas de saturación de voltaje en terminales (p.u.) contra corriente de campo (amperios), en circuito abierto.

Sal
100



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. 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 tasa de cambio del voltaje de campo "rising".
- Máxima tasa 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), incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación. 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.
- "Deadhand" del gobernador.

11) Diagramas de los estabilizadores de potencia, incluyendo los diagramas de bloques (control) que detallen las funciones de transferencias, para su correcta representación. 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.).



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 ó p.u. sobre la base de 100 MVA).



(NES.4.4)

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.

Todos los distribuidores o grandes clientes 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 Amperíes).
- 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 ó 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.

Est
10/9



- 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.
- e) Características de los interruptores de potencia, incluyendo capacidades nominales, capacidades interruptivas, y tiempos de apertura y recierre.

Val
LOB
|



TOMO VI

**NORMAS PARA INTERCONEXIÓN AL
SISTEMA**

AGOSTO DE 1998

Bob
Bob



CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

- (NIS.1.1) Todos los agentes del mercado serán responsables por el mantenimiento de sus propias infraestructuras hasta el punto de interconexión con el SIN.
- (NIS.1.2) Todos los agentes del mercado autorizarán la entrada al 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) Antes de conectar cualquier infraestructura a la red de transmisión, el Agente del Mercado deberá haber obtenido una concesión (en el caso de las plantas hidroeléctricas y geotermoelectricas; y las empresas transportistas y distribuidoras) o una licencia (en el caso de las plantas de generación distintas de las sujetas a concesión) ante el ERSP y la aprobación de ETESA, luego de haber sometido la documentación indicada en el Tomo V de este Reglamento.
- (NIS.1.4) 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.
- (NIS.1.5) Toda instalación nueva deberá proveer todos los canales de comunicación necesarios incluyendo unidades terminales remotas para indicaciones hasta el Centro Nacional de Despacho, 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, en todo proyecto se deberán incluir planos y especificaciones detallados de los sistemas de medición y protección de las futuras instalaciones.

Cal *ESB*



CAPÍTULO II

NORMAS PARA CONEXIÓN DE GENERADORES

- (NIS.2.1) El presente capítulo contempla las normas y condiciones aplicables para conectarse a la red de transmisión como generador 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) Para conectarse a la red de transmisión como generador, toda empresa deberá presentar a **ETESA** una solicitud escrita donde expresa su deseo de realizar este propósito, presentando también en dicha solicitud escrita toda la información relativa a su proyecto de generación.
- (NIS.2.3) La información presentada a **ETESA** deberá actualizar 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). El **CND** podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al **SIN**.
- (NIS.2.4) 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 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 al **ERSP** que resolverá en instancia última.

04
BB



CAPÍTULO III

NORMAS PARA CONEXIÓN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CLIENTES

- (NIS.3.1) El presente capítulo reúne normas del Reglamento de Operaciones y condiciones aplicables a la solicitud para integrarse a la red eléctrica de Transmisión operada por el **CND** y tiene por objeto dar a conocer a los usuarios las normas que rigen las relaciones con los suscriptores y también para que sirva de guía uniforme para todas las Empresas Distribuidoras y Grandes Clientes para definir las regulaciones técnicas de las nuevas instalaciones y aportes de los usuarios que al solicitar servicio eléctrico, requieren en forma extraordinaria, la extensión o modificación del Sistema de Transmisión o el Sistema de Distribución.
- (NIS.3.2) Para conectarse a la red de transmisión como distribuidor o gran cliente, el interesado deberá presentar a **ETESA** una solicitud escrita donde expresa su deseo de realizar este propósito, presentando también en dicha solicitud escrita toda la información relativa a su proyecto.
- (NIS.3.3) La información presentada a **ETESA** deberá actualizar 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). El **CND** podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al **SIN**.
- (NIS.3.4) 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 documento. **ETESA** o la Empresa Distribuidora son los únicos autorizados para conectar la instalación del cliente o abonado a sus redes ya sea de Transmisión o de Distribución, respectivamente.
- (NIS.3.5) Las Normas contenidas en este documento y aquellas disposiciones que se le incorporen aplican a todos los contratos, convenios y solicitudes aplicables a las Distribuidoras y Grandes Clientes.
- (NIS.3.6) El gran cliente está en la obligación de cumplir las normas y condiciones contenidas en este Reglamento. En caso de que el cliente no cumpliera con ellas, **ETESA** o la Empresa Distribuidora se reservan el derecho de suspender el servicio de energía eléctrica según corresponda.
- (NIS.3.7) Las Distribuidoras y Grandes Clientes son los responsables del mantenimiento y la seguridad de sus instalaciones de Interconexión.

*Bas
JTB*



- (NIS.3.8) Cuando ocurran fallas o imprevistos que afecten el suministro de energía eléctrica, las Distribuidoras y los Grandes Clientes deberán informar inmediatamente al **CND** o a las Empresas Distribuidoras, respectivamente a fin de coordinar las acciones que ellos (la Distribuidora o el Gran Cliente) tomarán para resolver los problemas o anomalías confrontadas.
- (NIS.3.9) Cualquier inspección o aprobación por el **CND** o por las Empresas Distribuidoras, será hecha solamente 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) Antes de la primera energización y/o sincronización de cualquier unidad generadora y como requisito para la entrada en operación, el interesado deberá 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.
 - c) **DATOS DE PLACA.** De generadores, turbinas, calderas, transformadores, interruptores, reactores.
- (NIS.4.2) A partir del momento de la recepción oficial se considerará que la instalación o el equipo están listo para su operación. A partir de este momento el **CND** operará este equipo bajo las mismas condiciones que cualquier otro equipo en operación.



CAPÍTULO V

MEDICIONES A LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES CLIENTES

- (NIS.5.1) **SISTEMA DE MEDICIÓN.** Las Distribuidoras instalarán en el Punto de Interconexión y antes de la Fecha de Entrada en Operación Comercial de sus instalaciones o de cualquier entrega de Producto Eléctrico un sistema de medición bidireccional y redundante (un medidor principal y uno de respaldo). Los medidores tendrán una precisión de 0.2%. Los Grandes Clientes instalarán un solo medidor cuyas características serán idénticas a las indicadas para los distribuidores.
- (NIS.5.2) Los medidores deben ser capaces de medir y almacenar en memoria por lo menos de 45 días los KWh (entrando), KW, Kvarh (entrando) y Kvar; éstas lecturas deben ser tomadas y almacenadas con intervalos máximos entre lecturas de quince (15) minutos.
- (NIS.5.3) El sistema de medición deberá ser capaz de asociar cada lectura con la hora correspondiente en la que fue tomada. Estos medidores deberán ser capaces de transmitir las lecturas al CND. Se podrá, además, tomar las lecturas local y directamente a través de la pantalla de este equipo.
- (NIS.5.4) La lectura de medidores se llevará a cabo de la siguiente manera:
- 1). Inexactitudes en el sistema de medición. El CND deberá establecer un procedimiento para definir las mediciones comerciales a utilizar, tal como se indica en las reglas comerciales, cuando, como resultado de cualquier prueba, se determine que hay un error mayor que el 0.4% o de otra manera esté funcionando en forma inapropiada.
- En ningún caso, sin embargo, se realizará algún ajuste de este tipo por cualquier período anterior a la fecha en la cual el sistema de medición se probó por última vez y se encontró que el error era menor que el 0.4% y sin que hubiese funcionado inapropiadamente. **NOTA:** Liquidaciones y refacturaciones es un tema de las reglas comerciales.
- (NIS.5.5) **SELLADO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.** El sistema de medición se sellará conjuntamente. Tales sellos deben ser abiertos solamente por el personal del CND en presencia de personal de la Distribuidora o del Gran Cliente cuando se inspeccione, se pruebe o se ajuste el sistema de medición.

Def
1093



(NIS.5.6)

REPARACIÓN, REEMPLAZO O RECALIBRACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. Cuando se determine que cualquiera de los componentes del sistema de medición se encuentra fuera de los límites aceptables de exactitud o de cualquier otra manera no esté funcionando apropiadamente, la Distribuidora o el Gran Cliente lo(s) reparará(n) de inmediato.

del
BBE



CAPÍTULO VI

MEDICIONES A LOS GENERADORES

- (NIS.6.1) **SISTEMA DE MEDICIÓN.** Los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores instalarán en el Punto de Interconexión y antes de la Fecha de Entrada en Operación Comercial de La Planta o de cualquier entrega de Producto Eléctrico Neto un sistema de medición bidireccional y redundante (un medidor principal y uno de respaldo). Los medidores tendrán una precisión de 0.2%.
- (NIS.6.2) Los medidores deberán ser capaces de medir y almacenar en memoria por lo menos de 45 días los KWh (entrando y saliendo), KW, Kvarh (entrando y saliendo) y Kvar; éstas lecturas deben ser tomadas y almacenadas con intervalos máximos entre lecturas de quince (15) minutos.
- (NIS.6.3) El sistema de medición bidireccional y redundante deberá ser capaz de asociar cada lectura con la hora correspondiente en la que fue tomada. Estos medidores deberán ser capaces de transmitir las lecturas al CND, al igual que ser leídos local y directamente en su propia pantalla.
- (NIS.6.4) La lectura de medidores se llevará a cabo de la siguiente manera:
- 1). Las Inexactitudes en el sistema de medición bidireccional y redundante. El CND deberá establecer un procedimiento para definir las mediciones comerciales a utilizar, tal como se indica en las reglas comerciales, cuando, como resultado de cualquier prueba que determine que hay un error mayor que el 0.4% o de otra manera este funcionando en forma inapropiada
 - 2). En ningún caso, sin embargo, se realizará algún ajuste de este tipo por cualquier periodo anterior a la fecha en la cual el sistema de medición bidireccional y redundante se probó por última vez y se encontró que el error era menor que el 0.4% y sin que hubiese funcionado inapropiadamente.
- (NIS.6.5) **SELLADO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.** El sistema de medición bidireccional y redundante se sellará conjuntamente. Tales sellos deben ser abiertos solamente por el personal del CND en presencia de personal de la Generadora cuando se inspeccione, se pruebe o se ajuste el sistema de medición.



(NIS.6.6)

REPARACIÓN, REEMPLAZO O RECALIBRACION DEL SISTEMA DE MEDICIÓN BIDIRECCIONAL Y REDUNDANTE. Cuando se determine que cualquiera de los componentes del sistema de medición bidireccional y redundante se encuentra fuera de los límites aceptables de exactitud o de cualquier otra manera no este funcionando apropiadamente, La Generadora, Autogeneradora o Cogeneradora reparará de inmediato, recalibrará o reemplazará tal componente del sistema de medición bidireccional y redundante.

Dal
EE



CAPÍTULO VII

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

- (NIS.7.1) **EQUIPOS DE PROTECCIÓN.** Las compañías generadoras están en libertad de seleccionar e instalar 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 Sistema Integrado Nacional, las cuales deberán ser coordinadas con la Empresa de Transmisión Eléctrica en cuanto a su filosofía y tiempos de operación. Como norma general las protecciones se superpondrán, de tal manera que no haya(n) área(s) desprotegidas en el sistema eléctrico.
- (NIS.7.2) **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 con la información obtenida de los agentes del mercado.
- (NIS.7.3) Todos los agentes del mercado están obligados a entregar la información necesaria para realizar los estudios de corto circuito, tales como:
- Impedancia de secuencia positiva y cero de los equipos: líneas de transmisión, transformadores, capacitores, generadores, etc.
 - Impedancia transitorias y subtransitorias.
 - Posición de los "taps" fijos de los transformadores
- (NIS.7.4) **TIEMPOS DE DESPEJE DE FALLAS.** Los tiempos de despeje de fallas por las protecciones de respaldo de las compañías generadoras tendrán un intervalo de coordinación de 0.3 segundos cuando se trate de protecciones de sobrecorriente.
- (NIS.7.5) **SEGURIDAD.** La Empresa de Transmisión Eléctrica y las compañías generadoras mantendrán estrecha coordinación en sus operaciones cuando se trate de trabajos de mantenimiento correctivo o preventivo, a fin de que se garantice, en todo momento la seguridad del personal que realiza estas tareas. Para ello se seguirán las indicaciones del Manual de Seguridad.
- (NIS.7.6) Los requisitos aplicables a los Grandes Clientes son los descritos en las **NORMAS Y CONDICIONES PARA LA SOLICITUD Y SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO del IRHE.**



- (NIS.7.7) **DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.** Sujeto a darle aviso razonable a Las Generadoras, Las Distribuidoras y Grandes Clientes, el CND puede requerir que Las Generadoras, Las Distribuidoras y Grandes Clientes modifiquen o expandan los requerimientos de los dispositivos de protección, posterior a La Fecha de Entrada en Operación.
- (NIS.7.8) El CND reembolsará al Gran Cliente por los costos razonables de tal modificación o expansión, no así por los mantenimientos o reemplazos del equipo originalmente instalado.
- (NIS.7.9) 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 (15) días, con el propósito de coordinar una solución. Tales cambios no se realizarán sin la aprobación del CND.



TOMO VII

NORMAS DE EMERGENCIA

GUIA PARA EL RECOBRO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AGOSTO DE 1998

Bas
2013



CAPÍTULO I

GUÍA PARA EL RECOBRO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Este capítulo reglamenta los deberes y derechos que poseen los agentes del mercado que operan en el normal funcionamiento del SIN, dada la ocurrencia de una interrupción total o parcial del sistema eléctrico. Además, define criterios y conceptos que permitan desarrollar nuevas estrategias de restablecimiento, así como la de brindar un mejor entendimiento del proceso de restauración del sistema y formación de islas eléctricas, después de verse sometido a inestabilidades que pueden llevarlo al colapso total.

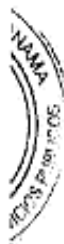
(NDE.1.1) El tiempo que el sistema eléctrico permanecerá afectado por una contingencia dependerá de dos factores:

- 1) El buen estado de los equipos.
- 2) El personal implicado en la operación debe ser debidamente adiestrado y tendrá que conocer perfectamente las maniobras que le corresponde desarrollar. A la vez, deberá estar consciente de que forma parte de un equipo y, en consecuencia, el éxito de la operación dependerá de todos y cada uno de los operadores involucrados en la operación.

(NDE.1.2) La supervisión y control automático de los equipos del SIN es realizado por el CND a través de un sistema SCADA. En caso de que por algún motivo se pierda esta capacidad, el personal de los diferentes agentes del mercado acudirá a sus subestaciones respectivas, para ejecutar, bajo el conocimiento pleno, todos los pasos a seguir con el fin de restituir el servicio a los usuarios.

(NDE.1.3) **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:

Gal
A.B.



- Una vez ocurrido el evento, el **CND**, mediante los mejores medios idóneos a su alcance, determinará la naturaleza del mismo que puede ser clasificado como: interrupción total, parcial u otra perturbación de menor importancia. Si se trata de una interrupción parcial o total, mediante un código definido más adelante.
- El **CND** comunicará a los operadores de generación y centros de distribución, el alcance del evento que ha afectado al **SIN**. El medio de comunicación será con el siguiente orden: frecuencia #4, sistema microondas y vía telefónica.
- Las empresas designadas tienen la obligación de proceder a formar "**ISLAS ELÉCTRICAS**", cuando el **CND** informe el estado del **SIN** bajo el *código negro*. Las islas eléctricas seguirán el procedimiento que se señala más adelante.
- La integración secuencial de las islas eléctricas, formadas durante el evento, se realizará una vez que el **CND** determine que el sistema eléctrico se encuentra estable y en la capacidad de integrarse.
- Cuando las "**ISLAS ELÉCTRICAS**" se hayan estabilizado, el **CND** coordinará su integración gradual al **SIN**, sólo si, la estabilidad del mismo así lo permite, para evitar nuevas interrupciones debido a un restablecimiento a corto plazo mal programado.
- El **CND**, a través del controlador de turno, es el responsable de coordinar la secuencia de restablecimiento del **SIN** definido más adelante.

(NDE.1.4) **CRITERIOS OPERATIVOS.** Son las normas y pautas que deben ser tomadas en cuenta por los agentes del mercado involucrados en el restablecimiento del **SIN**.

- 1) Se considera que todo equipo involucrado en la operación de restablecimiento opera en forma adecuada.
- 2) Se considera que todos los interruptores utilizados para sincronizar poseen sincronoscopio y protección (25) de fuera de sincronismo.
- 3) Se debe contar con personal capacitado e instruido en las operaciones de restablecimiento para realizar las maniobras de emergencia en las subestaciones. Cada agente del mercado es responsable de capacitar y



entrenar a su personal para realizar las operaciones en coordinación con el CND.

- 4) En el restablecimiento, para una interrupción total o parcial del SIN, el sistema integrado puede operar fuera de los rangos normales de frecuencia y voltaje.
- 5) Las "ISLAS ELÉCTRICAS" operarán de acuerdo a las instrucciones presentadas más adelante. Cada agente generador será el responsable de su isla eléctrica, hasta su sincronización al SIN, momento en el cual el CND será el responsable de la operación.
- 6) Las secuencias de restauración del sistema eléctrico serán ejecutadas por telemando o en forma manual, aunque exista la automatización del mismo.
- 7) El Control Automático de Generación (CAG) del sistema SCADA en el CND, permanece en servicio para la estabilización y control de la frecuencia.
- 8) Los circuitos de distribución que pertenecen al EDC-BF (*Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia*) y EDC-BV (*Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje*) tienen prioridad en el restablecimiento del SIN.
- 9) No exceder sobre el 100 % de la capacidad de generación disponible durante el restablecimiento del sistema eléctrico.

(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, aunque se satisfacen los parámetros del sistema (*Voltaje, Frecuencia y Potencia*). Todos los operadores del sistema eléctrico deberán ejercer particular vigilancia sobre los equipos bajo su cargo, estarán alerta a recibir instrucciones del CND y evitarán el uso innecesario de los medios de comunicación con el CND a menos que sea estrictamente necesario.
2. **CÓDIGO NEGRO (COLAPSO).** El SIN ha sido desarticulado de tal forma que se ha llegado a una *Interrupción Total* o *Interrupción Parcial* del suministro eléctrico a los usuarios. El personal de los agentes del mercado, designados para el caso, ocupan una posición de emergencia y es responsables de:



- Formar "ISLAS ELÉCTRICAS" operando autónomamente, en espera de instrucciones particulares provenientes del CND.
- Asistir a sus subestaciones eléctricas para asegurar la operación adecuada de los equipos durante la restauración del sistema.
- Restringir uso de los medios de comunicación con el CND a menos que sea estrictamente necesario.

3. **CÓDIGO BLANCO (NORMAL).** El SIN opera en forma segura y estable, además se satisfacen todos los parámetros eléctricos (*Voltaje, Frecuencia y Potencia*). El sistema se considerará en condiciones normales y el personal que ocupó posiciones de emergencia podrá retirarse de ellas.

(NDE.1.6) Las Islas Eléctricas se formarán cuando el CND informe el código respectivo y operarán de forma autónoma considerando los siguientes criterios:

1. Cada isla eléctrica tiene que tener la capacidad para coordinar la formación y operación autónoma, independiente del CND. Cada agente del mercado será responsable en la capacitación de su personal.
2. El responsable de cada isla eléctrica será el agente generador respectivo. Y el nombre de la isla está asociado al nombre de la región con suministro de energía, a la subestación de distribución o a la planta generadora.
3. La comunicación entre los agentes del mercado en la formación de una isla eléctrica, será a través de la frecuencia #2 de comunicación a nivel regional.
4. La comunicación de los responsables de cada isla eléctrica con el CND, será a través de la frecuencia #4 de comunicación a nivel nacional. Esta comunicación podrá realizarse sólo para:
 - 1.) Informar al CND la falla en la formación de una isla eléctrica.
 - 2.) Solicitar al CND autorización para la sincronización de la isla eléctrica con SIN.
 - 3.) Confirmar la sincronización de la isla eléctrica al SIN.
5. El CND podrá coordinar la formación de una isla eléctrica, cuando el responsable de la isla respectiva informe que la formación no fue satisfactoria. El agente responsable de la isla no formada tiene 48 horas para entregar un informe escrito al CND, presentando las causas y consecuencias por lo que no pudieron formar la isla eléctrica.



6. El **CND** no tendrá la prioridad ni la responsabilidad para la coordinación de la formación de una isla eléctrica.
7. El **CND** tiene la autorización de interrumpir la formación de una isla eléctrica ya sea por seguridad del **SIN**, integración de la región al **SIN** o necesidad de la unidad generadora para el recobro del **SIN**.
8. Los operadores de cada isla tendrán siempre presente que la meta principal es poner en servicio el número suficiente de unidades generadoras del sector, de tal manera que la isla logre alcanzar una operación estable desde el punto de vista eléctrico.

(NDE.1.7) Los sectores del **SIN** capaces de formar "**ISLAS ELÉCTRICAS**" son los siguientes:

Isla #	Nombre de la Isla	Unidad Generadora	Región
1	CHIRIQUÍ	La Estrella - Los Valles	(Chiriquí)
2	COLÓN	Bahía Las Minas	(Colón)
3	MOUNT HOPE	Mount Hope	(Colón)
4	CHITRÉ	Chitré	(Herrera)
5	YEGUADA	Yeguada	(Coclé)
6	CAPIRA	Capira	(Panamá)
7	FORTUNA	Fortuna	(Chiriquí)
8	BAYANO	Bayano	(Panamá)
9	PTP	PTP	(Chiriquí)
10	SAN FRANCISCO	San Francisco	(Panamá)

ISLA ELÉCTRICA #1: CHIRIQUÍ

UNIDAD GENERADORA: LA ESTRELLA - LOS VALLES

REGIÓN: CHIRIQUÍ

Responsable: Supervisor de turno de la central **LA ESTRELLA**.

Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje cero en la barra de 115 Kv de la Subestación **LA ESTRELLA**.
Abrir interruptor **11T1** de 115 Kv del transformador en la Subestación **LA ESTRELLA**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta **LA ESTRELLA**.
- 2) Verificar voltaje cero en la barra de 115 Kv de la Subestación **LOS VALLES**.
Abrir interruptor **11T1** de 115 Kv del transformador en la Subestación **LOS VALLES**.



Responsable: Supervisor de turno de la Planta **LOS VALLES**.

- 7) Poner en marcha una unidad de la Planta **LA ESTRELLA** y alimentar sus auxiliares.

Responsable: Supervisor de turno de la Planta **LA ESTRELLA**.

del
ASAC



- 4) Verificar voltaje cero en las barras de 230 Kv, 115Kv y 34.5 Kv en Subestación **MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- 5) Abrir todos los interruptores de 230 Kv, 115 Kv y 34.5 Kv de Subestación **MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- 6) Utilizar el transformador #1 de S/E Mata de Nance para la isla. Colocar los siguientes interruptores en *posición local*: **23A12, 23A22 y 23A32** de 230 Kv, **11B12 y 11B22** de 115 Kv y **3B12 y 3B22** de 34.5 Kv.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- 7) En caso que el transformador #1 de S/E Mata de Nance esté indisponible, entonces seleccionar el transformador #2 para la isla. Colocar los siguientes interruptores en *posición local*: **23B22, 23B32 y 23M12** de 230 Kv, **11A12 y 11A22** de 115 Kv y **3A12 y 3A22** de 34.5 Kv.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- 8) Verificar voltaje cero en 34.5 Kv y 13.8 Kv en Subestación **DAVID**. Abrir los interruptores de los circuitos de distribución en Subestación **DAVID** y los interruptores de 34.5 Kv (41-2, y 41-3).
Responsable: Despachadores en Subestación **DAVID**.
- 9) Poner en marcha una unidad de la Planta **LA ESTRELLA**. Cerrar el interruptor 11T1 de 115 Kv del transformador en Subestación **LA ESTRELLA**.
Responsable: Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**.
- 10) Informar al Despacho de Chiriquí el inicio de la energización de los circuitos.
Responsable: Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**.
- 11) En coordinación con el Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**, cerrar los interruptores de 115 Kv y 34.5 Kv de Subestación **MATA DE NANCE** que no poseen tarjeta de peligro.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- 12) Cerrar los interruptores de 34.5 Kv y 13.8 Kv de Subestación **DAVID** en coordinación con Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**.
Responsable: Despachadores en Subestación **DAVID**.
- 13) Poner en marcha una unidad de la Planta **LOS VALLES** en coordinación con el Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**.
Responsable: Supervisor de turno de **LOS VALLES**.
- 14) Cerrar interruptor 11T1 de 115 Kv del Transformador en Subestación **LOS VALLES**. Sincronizar la unidad generadora.
Responsable: Supervisor de turno de **LOS VALLES**.
- 15) Proceder a sincronizar tan pronto se reciba señal de voltaje en 230 Kv y la autorización del **CND** para proceder, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**.

pat
AOS



- 16) Confirmación al CND de la sincronización de la Isla Eléctrica **LA ESTRELLA-LOS VALLES** al SIN, a través de la frecuencia #4
Responsable: Supervisor de turno de **LA ESTRELLA**.

ISLA ELÉCTRICA #2: COLÓN
UNIDAD GENERADORA: BAHÍA LAS MINAS.
REGIÓN: COLÓN
Responsable: Supervisor de turno de BAHÍA LAS MINAS.
Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje cero en la barra de 115 Kv de la Subestación **LAS MINAS 1**. Abrir los interruptores **11A42** (Línea 115-1) y **11A52** (Línea 115-2) en la Subestación **LAS MINAS 1**. Poner el sincronoscopio en "ON" y en posición local.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 2) Verificar voltaje cero en la barra de 115 Kv de la Subestación **LAS MINAS 2**. Abrir los interruptores **11L32** (Línea 115-3) y **11L42** (Línea 115-4) en la Subestación **LAS MINAS 2**. Poner el sincronoscopio en "ON" y en posición local.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 3) Abrir los interruptores de **4XA2, 4AB2 y 4XB2** de 44 Kv, **IT8, IT9** y los circuitos de distribución de la Subestación **LAS MINAS DISTRIBUCIÓN**.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 4) Poner en servicio las Turbinas a Gas **JOHN BROWN**. De lo contrario utilizar las unidades de **PEP**. Y en última instancia las unidades **CATERPILLAR**. Servir los auxiliares de las Plantas de la Subestación **LAS MINAS 1 y LAS MINAS 2**.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 5) Utilizar el transformador #8, cerrando el interruptor **IT8** de la Subestación **LAS MINAS DISTRIBUCIÓN**, en caso que el transformador #8 se encuentre indisponible, entonces utilizar el transformador #9, cerrando el interruptor **IT9**. Cerrar los circuitos de distribución de 13.8 Kv de la Subestación **LAS MINAS DISTRIBUCIÓN**.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 6) Abrir los interruptores de 4.16 Kv de los Transformadores **T1 y T2** de la Subestación **COLÓN** y todos los interruptores de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal de Distribución de **COLÓN**.
- 7) Abrir los interruptores de 13.8 Kv de los Transformadores **T1 y T2** de la Subestación **FRANCE FIELD** y todos los interruptores de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal de Distribución de **COLÓN**.



- 8) Verificar que haya voltaje cero en las líneas de 44 Kv (44-1 y 44-2). Cerrar los interruptores **4XA2** y **4XB2** de la Subestación **LAS MINAS DISTRIBUCIÓN**. Servir la carga de las Subestaciones de **COLÓN** y **FRANCE FIELD**, en coordinación con **DISTRIBUCIÓN DE COLÓN**.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 9) Proceder a sincronizar tan pronto se reciba señal de voltaje en las líneas de transmisión 115-1, 115-2, 115-3 o 115-4; y la autorización del **CND** para proceder, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.
- 10) Confirmación al **CND** de la sincronización de la Isla Eléctrica **COLÓN** al **SIN**, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Supervisor de turno de **BAHÍA LAS MINAS**.

ISLA ELÉCTRICA #3: MOUNT HOPE
UNIDAD GENERADORA: MOUNT HOPE
REGIÓN: COLÓN

Responsable: Operador de turno de **MOUNT HOPE**.
Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 44 Kv de la Subestación **MOUNT HOPE**.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.
- 2) Abrir los interruptores **1400**, **1401** y **1402** de la Subestación **MOUNT HOPE**. Y colocar a los interruptores y en *posición local*.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.
- 3) Colocar el sincronoscopio al interruptor **1400** de la Subestación **MOUNT HOPE**.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.
- 4) Abrir todos los circuitos de distribución de 2.4 y 12 Kv de la Subestación **MOUNT HOPE**.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.
- 5) Poner en servicio la Turbina a Gas y servir la carga de los circuitos de distribución en coordinación con **DISTRIBUCIÓN DE COLÓN**.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.
- 6) Proceder a sincronizar a través del interruptor **1400**, tan pronto se reciba la señal de voltaje y la autorización del **CND** para proceder, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.

94

693



- 7) Confirmar al **CND** de la sincronización de la Isla Eléctrica de **MOUNT HOPE** al **SIN**, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta **MOUNT HOPE**.

ISLA ELÉCTRICA #4: CHITRÉ
UNIDAD GENERADORA: CHITRÉ
REGIÓN: HERRERA
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **CHITRÉ**.
Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 34.5 Kv de la Subestación **CHITRÉ**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **CHITRÉ**.
- 2) Abrir los interruptores **3LA12, 3LA22** de 34.5 Kv de la Subestación **CHITRÉ** y poner *posición local* y el sincronoscopio en "**ON**".
- 3) Abrir los circuitos de distribución de 4.16 Kv de la Subestación **CHITRÉ**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **CHITRÉ**.
- 4) Poner en servicio las unidades generadoras y servir la carga de la Subestación **CHITRÉ**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **CHITRÉ**.
- 5) Proceder a sincronizar tan pronto se reciba señal de voltaje y la autorización del **CND** para proceder, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **CHITRÉ**.
- 6) Confirmar al **CND** de la sincronización de la Isla Eléctrica de **CHITRÉ** al **SIN**, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta **CHITRÉ**.

ISLA ELÉCTRICA #5: YEGUADA
UNIDAD GENERADORA: LA YEGUADA
REGIÓN: COCLÉ
Responsable: Supervisor de turno de **LA YEGUADA**.
Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 34.5 Kv de la Subestación **LA YEGUADA**.
Responsable: Supervisor de turno de **LA YEGUADA**.



- 2) Abrir el interruptor 3LA12 de la Subestación LA YEGUADA. Y poner sincronoscopio del interruptor 3LA12 en posición "ON".
Responsable: Supervisor de turno de LA YEGUADA.
- 3) Poner en servicio una unidad y servir la carga del poblado.
Responsable: Supervisor de turno de LA YEGUADA.
- 4) Verificar la posición del sincronoscopio, y proceder a sincronizar tan pronto reciba señal de voltaje en la línea y la autorización del CND a través de la frecuencia #4. Subir la generación al máximo inmediatamente.
Responsable: Supervisor de turno de LA YEGUADA.
- 5) Confirmar al CND de la sincronización de la Isla Eléctrica de LA YEGUADA al Sistema Integrado Nacional, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta LA YEGUADA.

ISLA ELÉCTRICA #6: CAPIRA

UNIDAD GENERADORA: CAPIRA

REGIÓN: PANAMÁ

Responsable: Supervisor de turno de la planta de CAPIRA.

Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 34.5 Kv de la Subestación CAPIRA.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de CAPIRA.
- 2) Abrir los interruptores 1A32, 3A12 y 3A22 en la Subestación CAPIRA. Poner sincronoscopio de los interruptores 3A12, 1A32 y 3A22 en posición "ON", colocarlos en *posición local*.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de CAPIRA.
- 3) Sincronizar unidades generadoras y servir la carga de Capira y Coronado.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de CAPIRA.
- 4) Verificar la posición del sincronoscopio, y proceder a sincronizar tan pronto reciba señal de voltaje y la autorización del CND, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de CAPIRA.
- 5) Confirmar al CND de la sincronización de la Isla Eléctrica de CAPIRA al Sistema Integrado Nacional, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta CAPIRA.

cal
gab



ISLA ELÉCTRICA #7: FORTUNA
UNIDAD GENERADORA: FORTUNA
REGIÓN: CHIRIQUÍ
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de FORTUNA.
Comunicación: Frecuencia # 4.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 230 Kv de la Subestación FORTUNA.
Responsable: Supervisor de turno Planta FORTUNA.
- 2) Abrir todos los interruptores de 230 Kv en la Subestación FORTUNA.
Responsable: Supervisor de turno Planta FORTUNA.
- 3) Rodar sin carga todas las unidades disponibles y esperar instrucciones del CND.
Responsable: Supervisor de turno Planta FORTUNA.

ISLA ELÉCTRICA #8: BAYANO
UNIDAD GENERADORA: BAYANO
REGIÓN: PANAMÁ
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAYANO
Comunicación: Frecuencia # 4.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 230 Kv de la Subestación BAYANO.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- 2) Abrir los interruptores de 230 Kv de las líneas 230-1 y 230-2.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- 3) Poner en servicio una unidad generadora.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- 4) Servir la carga de Cañitas y Aserradero.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- 5) Notificar al CND cuando esté listo para entrar al SIN.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.

ant
ABB



ISLA ELÉCTRICA #9: PTP
UNIDAD GENERADORA: PTP
REGIÓN: PUERTO ARMUELLES
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de PTP.
Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 4.16 Kv de la Subestación **CHARCO AZUL**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **PTP**.
- 2) Verificar voltaje cero en las barras de 230 Kv, 115 Kv y 34.5 Kv de la Subestación **PROGRESO**. Abrir los interruptores **23A12** y **23A22** de la Subestación **PROGRESO** y poner en *posición local* y el sincronoscopio en "ON".
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.
- 3) Abrir todos los interruptores de 34.5 Kv de la Subestación **PROGRESO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.
- 4) Informar a Distribución de Chiriquí el inicio de la energización de los circuitos de distribución de la Subestación **PROGRESO**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **PTP**.
- 5) Poner en servicio las unidades generadoras y servir la carga de la Subestación **CHARCO AZUL**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **PTP**.
- 6) En coordinación con el Supervisor de turno de **PTP**, servir la carga de distribución cerrando los interruptores de 34.5 Kv de la Subestación **PROGRESO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.
- 7) Proceder a sincronizar el interruptor **23A12** o **23A22** de Subestación **PROGRESO**, tan pronto se reciba señal de voltaje y la autorización del **CND** para proceder, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.
- 8) Confirmar al **CND**, la sincronización de la Isla Eléctrica de **PTP** al **SIN**, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta **PTP**.

del
EBB



ISLA ELÉCTRICA #10: SAN FRANCISCO

UNIDAD GENERADORA: SAN FRANCISCO

REGIÓN: PANAMÁ

Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.

Comunicación: Frecuencia # 2.

- 1) Verificar voltaje en cero en la barra de 115 Kv y abrir el interruptor 11LA12 de la Subestación SAN FRANCISCO, colocar en posición local y el sincronoscopio en "ON".
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.
- 2) Verificar voltaje en cero en la barra de 13.8 Kv y abrir los interruptores de los circuitos de distribución de 13.8 Kv.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.
- 3) Utilizar el transformador #2 para la isla eléctrica, cerrando los equipos C/S 11XA y 11XB y abriendo los equipos 11T3 y 11T4 de la Subestación SAN FRANCISCO. En caso que el T-2 se encuentre indisponible, utilizar el T-3 cerrando los equipos C/S 11XA y 11T3 y abriendo los equipos 11XB y 11T4. En caso que el T-3 se encuentre indisponible, utilizar el T-4 cerrando los equipos C/S 11XA y 11T4 y abriendo los equipos 11XB y 11T3.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.
- 4) Poner en servicio las unidades generadoras de SAN FRANCISCO e informar la Centro de Distribución al inicio de la energización de los circuitos de la Subestación de SAN FRANCISCO.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.
- 5) En coordinación con el Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO, cerrar los interruptores de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.
- 6) Proceder a sincronizar el interruptor 11LA12 de Subestación SAN FRANCISCO, tan pronto se reciba la señal de voltaje y la autorización del CND para proceder, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.
- 7) Confirmar al CND, la sincronización de la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO al SIN, a través de la frecuencia #4.
Responsable: Operador de turno de la Planta SAN FRANCISCO.

ad
AB3



(NDE.1.8)

SECUENCIA DE APERTURA DE LOS EQUIPOS. La secuencia de apertura de los interruptores de potencia de las subestaciones generadoras, seccionadoras y distribución, garantiza un restablecimiento rápido, seguro y ordenado.

- 1.- Abrir los interruptores de 230 Kv y 115 Kv en S/E PANAMÁ y la cuchilla motorizada B2T1 o B2T2. El transformador #1 o #2 queda fuera del restablecimiento del sistema para evitar el efecto de la corriente de "inrush".
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- 2.- Arrancar manualmente las turbinas de gas de la Subestación PANAMÁ y dejar la sincronización en posición manual.
- 3.- Abrir interruptores de 230 Kv e interruptores 3AR y 3BR (Reactores) en la S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.
- 4.- Abrir todos los interruptores de 115 KV en S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- 5.- Abrir los interruptores 11AB2 y 11LC2 de 115 KV en la S/E CHILIBRE.
Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.
- 6.- Abrir el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XC de 115 KV en S/E MARAÑÓN.
Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.
- 7.- Abrir los interruptores 11T1, 11T2, 11T3 y los C/S 11XA, 11XB, 11XC de 115 KV en S/E LOCERÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- 8.- Abrir los interruptores de amarre 11AB2, 11AC2, 11BC2 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de 115 KV en S/E CERRO VIENTO.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- 9.- Abrir los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de 115 Kv en S/E SANTA MARÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTA MARÍA.
- 10.- Abrir todos los interruptores de 230 y 115 KV en S/E PROGRESO.
Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.
- 11.- Abrir los interruptores 11LA12, 11T3, 11T4 y los C/S 11XA y 11XB de la S/E SAN FRANCISCO.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.



- 12.- Abrir los interruptores de 115 KV de la S/E LAS MINAS 1.
Responsable: Supervisor de turno de BAHÍA LAS MINAS.
- 13.- Abrir los interruptores de 115 KV de la S/E LAS MINAS 2.
Responsable: Supervisor de turno de BAHÍA LAS MINAS.
- 14.- Abrir los interruptores de 230 Kv de la S/E CHORRERA.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- 15.- Abrir los interruptores de 230, 115 y 34,5 Kv de la S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- 16.- Abrir el "Circuit Switch" de 115 Kv de la S/E POCRÍ.
Responsable: Personal designado en Subestación POCRÍ.
- 17.- Abrir los "Circuit Switch" de 115 Kv de la S/E LA ARENA.
Responsable: Personal designado en Subestación LA ARENA.
- 18.- Abrir el interruptor de 115 Kv de la S/E SANTIAGO.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.
- 19.- Abrir los interruptores de 115 Kv de la S/E CALDERA.
Responsable: Personal designado en Subestación CALDERA.
- 20.- Abrir los "Circuit Switch" de 44 Kv de la S/E FRANCE FIELD.
Responsable: Personal designado en Subestación FRANCE FIELD.
- 21.- Abrir los "Circuit Switch" de 44 Kv de la S/E COLÓN.
Responsable: Personal designado en Subestación COLÓN.
- 22.- Abrir los interruptores de 44 Kv de la S/E MOUNT HOPE.
Responsable: Supervisor de turno de MOUNT HOPE.
- 23.- Abrir los interruptores de 44 y 13,8 Kv de la S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN.
Responsable: Supervisor de turno de BAHÍA LAS MINAS.
- 24.- Abrir los interruptores de 230 Kv de la S/E BAYANO.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- 25.- Abrir los interruptores de 230 Kv de la S/E FORTUNA.
Responsable: Supervisor de turno de FORTUNA.

(NDE.1.9) **RUTAS DEL RESTABLECIMIENTO.** Debido a la topología particular del SIN, en el recobro se podrá utilizar un (1) circuito de las líneas de transmisión de 230 Kv:

- (a) 230-1 o 230-2
- (b) 230-3 o 230-4
- (c) 230-5 o 230-6
- (d) 230-7 o 230-8

El otro circuito de la línea de transmisión se podrá utilizar en el recobro cuando:

- (a) Se requiera mayor capacidad de transporte.
- (b) Por regulación de voltaje.
- (c) Aumentar la confiabilidad en el recobro.

(NDE.1.10) **SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO.** La secuencia de restablecimiento del SIN, se inicia con el siguiente orden de generadores:

- #1.- Bayano
- #2.- Fortuna
- #3.- Turbina de Gas de Panamá
- #4.- Bahía Las Minas
- #5.- La Estrella y Los Valles
- #6.- Comisión del Canal de Panamá (CCP).
- #7.- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

(NDE.1.11) El CND puede utilizar secuencias de restablecimiento simultáneamente, en el recobro del SIN; con el objetivo de reducir el tiempo de recobro.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #1 CENTRAL BAYANO

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la SECUENCIA DE APERTURA de este Reglamento.

- #1.1. Poner en servicio la unidad generadora de Bayano y cerrar el interruptor de 230 Kv en S/E BAYANO de la línea de transmisión 230-1, en caso contrario la 230-2.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- #1.2. Si en punto anterior se seleccionó la 230-1, entonces cerrar el interruptor B2N2, de lo contrario cerrar el B2N4 de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #1.3. Si el transformador #1 está energizado, cierre el interruptor N21N22 (115-9). De lo contrario cierre el N19N20 (115-10) en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #1.4. Si la L/T 115-9 está energizada, cierre el C/S 11XA de la S/E CERRO VIENTO y sirva la carga de distribución. De lo contrario, cierre el 11XC de la S/E CERRO VIENTO.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- #1.5. Se pone en operación el AGC (Control de Generación Automático).
Responsable: Controlador del CND.
- #1.6. Cerrar los interruptores 11AB2, 11BC2 y 11AC2 y los C/S 11XB y 11XC de S/E CERRO VIENTO. Servir la carga de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- #1.7. El CND autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO, a través del interruptor 11LA12 en S/E SAN FRANCISCO.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.
- #1.8. Cerrar los equipos de 115 Kv de la S/E SAN FRANCISCO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.

gal
AS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #1 CENTRAL BAYANO

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
#1.9.	Energizar las barra 11 y 12 de S/E PANAMÁ, cerrando interruptores B11N21, N21N22 y B12N22 (nave 1) ó B11N19, N19N20 y B12N20 (nave 2) de S/E PANAMÁ. Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.	
#1.10.	Sincronizar la Turbina a Gas de S/E PANAMÁ. Responsable: Controlador del CND.	
#1.11.	Energizar la L/T 115-3, cerrando el interruptor B11N11 de S/E PANAMÁ. En caso de estar indisponible, energizar la L/T 115-4, cerrando el interruptor B11N13 de S/E PANAMÁ. Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.	
#1.12.	El CND autoriza a la Planta de Bahía Las Minas sincronizar la Isla Eléctrica de COLÓN, a través del interruptor 11L32 (L/T 115-3) en S/E LAS MINAS 2 o el interruptor 11L42 (L/T 115-4). Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	
#1.13.	Cerrar los interruptores 11L32, 11L42, 11AL52 11LA62, 11A72, 11A82 y 11A92 en Subestación LAS MINAS 2. Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	
#1.14.	Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de BAHÍA LAS MINAS. Responsable: Controlador del CND.	
#1.15.	Cerrar interruptor 11AB2 de 115 Kv en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución. Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.	
#1.16.	Cerrar interruptor 11LC2 de 115 Kv en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución de la Subestación CALZADA LARGA. Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.	
#1.17.	Cerrar los interruptores 4XA2 y 4XB2 en S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN. Servir la carga con el interruptor 1T8 o 1T9. Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #1 CENTRAL BAYANO

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #1.18. Cerrar todos los interruptores en **S/E FRANCE FIELD**.
Responsable: Personal designado en Subestación **FRANCE FIELD**.
- #1.19. Cerrar todos los interruptores en **S/E COLÓN**.
Responsable: Personal designado en Subestación **COLÓN**.
- #1.20. El **CND** autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de **MOUNT HOPE**, a través del interruptor **1400**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **MOUNT HOPE**.
- #1.21. Servir la carga de los circuitos de distribución de la **S/E MOUNT HOPE**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **MOUNT HOPE**.
- #1.22. Cerrar los interruptores **B11N13**, **N13N14**, **B12N14**, **B11N11** y **N11N12** de la **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #1.23. Cerrar el interruptor **11T3** y los **C/S 11XA**, **11XB** y **11XC** de la **S/E LOCERÍA**. Servir la carga de los circuitos de la **S/E LOCERÍA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LOCERÍA**.
- #1.24. Cerrar todos los interruptores de 115 Kv de la **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #1.25. Cerrar los **C/S 11X1**, **11X2** y **11X3** de la **S/E SANTA MARÍA**. Servir la carga de los circuitos de distribución de la **S/E SANTA MARÍA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **SANTA MARÍA**.
- #1.26. Cerrar los interruptores de la **11A42** y **11A62**, en **S/E CÁCERES**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CÁCERES**.
- #1.27. Cerrar el interruptor **11AB2** y los **C/S 11XA** y **11XB** de **S/E MARAÑÓN**. Servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **MARAÑÓN**.
- #1.28. Cerrar los interruptores **N1N2** y **B1N1** de 230 Kv de **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #1 CENTRAL BAYANO

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#1.29. Cerrar los interruptores 23A12 de 230 Kv y 3AR asociado al reactor de 34.5 Kv en S/E LLANO SÁNCHEZ. Luego cerrar el interruptor 23M12.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

#1.30. Cerrar los interruptores 23M32 de 230 Kv en S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#1.31. Cerrar los interruptores 23A12, 23M12, 23B12 y 23B22 de 230 Kv en S/E FORTUNA. Luego cerrar el interruptor 23A22 y 23M22.
Responsable: Operador de turno de la Planta de FORTUNA.

#1.32. Sincronizar las unidades que se encuentren disponibles en la planta FORTUNA.
Responsable: Operador de turno de la Planta de FORTUNA.

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

#1.33. El CND autoriza a la Planta de La Estrella sincronizar la Isla Eléctrica de LA ESTRELLA-LOS VALLES, a través del interruptor 23A32 de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#1.34. Cerrar los interruptores 23B32, 23M22, 23A32, 23B22, 23M12 y 23A12 de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#1.35. El CND autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de PTP, a través del interruptor 23A22 de S/E PROGRESO.
Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.

#1.36. Cerrar los interruptores de 230, 115y 34.5 Kv de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#1.37. Cerrar los interruptores de 115 Kv de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

Ad
BBB



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #1 CENTRAL BAYANO

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #1.38. Cerrar el C/S 11LA1 de S/E POCRÍ y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación POCRÍ.
- #1.39. Cerrar el C/S 11LA1 de S/E LA ARENA y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación LA ARENA.
- #1.40. Cerrar el interruptor 11T1 de S/E SANTIAGO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.
- #1.41. El CND autoriza a la Planta de CHITRÉ sincronizar la Isla Eléctrica de CHITRÉ, a través del interruptor 3LA12 de S/E CHITRÉ.
Responsable: Personal designado en Subestación CHITRÉ.
- #1.42. El CND autoriza a la Planta de LA YEGUADA sincronizar la Isla Eléctrica de YEGUADA, a través de interruptor 3LA12 de S/E YEGUADA.
Responsable: Personal designado en Subestación YEGUADA.
- #1.43. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #1.44. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 Kv de S/E CHORRERA.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- #1.45. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #1.46. Cerrar los interruptores de 34.5 Kv de S/E EL TORNO.
Responsable: Personal designado en Subestación EL TORNO.
- #1.47. El CND autoriza a la Planta de CAPIRA sincronizar la Isla Eléctrica de CAPIRA, a través de interruptor 3A12 de S/E CAPIRA.
Responsable: Personal designado en Subestación CAPIRA.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

ced
15/9



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #1 CENTRAL BAYANO

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #1.48. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E BAYANO.
Responsable: Operador de turno de la Planta de BAYANO.
- #1.49. Cerrar los interruptores 11T1 y 11T2 en S/E LOCERÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- #1.50. Cerrar los interruptores 115 Kv de S/E LAS MINAS 1.
Responsable: Operador de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.
- #1.51. Cerrar los interruptores 11A12, 11A22 y 11A52 de S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- #1.52. Verificar con la Comisión del Canal de Panamá (CCP) que la línea 115-5 esté abierta en S/E MIRAFLORES.
Responsable: Personal del CND.
- #1.53. Cerrar el interruptor de 11A32 de S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- #1.54. El CND autoriza a la C.C.P. sincronizar su sistema al SIN, a través de la S/E MIRAFLORES.
Responsable: Operador de turno de la CCP.
- #1.55. Verificar con Costa Rica (ICE) que la línea 230-10 esté abierta en S/E RÍO CLARO.
Responsable: Personal del CND.
- #1.56. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E PROGRESO.
Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.
- #1.57. Solicitar al ICE la sincronización del sistema en S/E RIO CLARO.
Responsable: Personal del CND.

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.

gal
BB



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #2 CENTRAL FORTUNA

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la **SECUENCIA DE APERTURA** de este Reglamento.

- #2.1. Poner en servicio las unidades generadoras de Fortuna y cerrar los interruptores de **23A12, 23M12, 23B12 y 23B22** en **S/E FORTUNA** de la línea de transmisión **230-7**.
Responsable: Supervisor de turno de **FORTUNA**.
- #2.2. Cerrar los interruptores **23B32 y 23M12** de **S/E MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- #2.3. El **CND** autoriza a la Planta de La Estrella sincronizar la Isla Eléctrica de **LA ESTRELLA-LOS VALLES**, a través del interruptor **23A12** de **S/E MATA DE NANCE**. Cerrar el reactor **3AR** o **3BR**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- #2.4. El **CND** autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de **PTP**, a través del interruptor **23A22** de **S/E PROGRESO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.
- #2.5. Verificar con **Costa Rica (ICE)** que la línea **230-10** esté abierta en **S/E RÍO CLARO**.
Responsable: Personal del **CND**.
- #2.6. Cerrar los interruptores de **230 KV** de **S/E PROGRESO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.
- #2.7. Solicitar al **ICE** la sincronización del sistema en **S/E RIO CLARO**.
Responsable: Personal del **CND**.
- #2.8. Abrir la **C/M 23LA10 (230-4)** y cerrar los interruptores de **23M12, 23A12**, y el reactor **3AR** en **S/E LLANO SÁNCHEZ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LLANO SÁNCHEZ**.
- #2.9. Cerrar los interruptores de **115 Kv** en **S/E LLANO SÁNCHEZ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LLANO SÁNCHEZ**.

gal
BBS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #2 CENTRAL FORTUNA

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #2.10. Cerrar el C/S 11LA1 en S/E POCRI. Servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación POCRI.
- #2.11. Cerrar el C/S 11LA1 en S/E LA ARENA. Servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación LA ARENA.
- #2.12. Cerrar el interruptor 11T1 en S/E SANTIAGO. Servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.
- #2.13. El CND autoriza a la Planta de CHITRÉ sincronizar la Isla Eléctrica de CHITRÉ, a través del interruptor 3LA12 de S/E CHITRÉ.
Responsable: Personal designado en Subestación CHITRÉ.
- #2.14. El CND autoriza a la Planta de LA YEGUADA sincronizar la Isla Eléctrica de YEGUADA, a través de interruptor 3LA12 de S/E YEGUADA.
Responsable: Personal designado en Subestación YEGUADA.
- #2.15. Cerrar el interruptor 23A22 de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #2.16. Cerrar los interruptores 23B32, 23M32 y 23B22 de CHORRERA. Servir la carga de distribución cerrando todos los interruptores de 34,5 Kv.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- #2.17. Cerrar los interruptores BIN3 de 230 Kv y B11N17, N17N18 y B12N18 de 115 Kv en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #2.18. Se pone en operación el AGC (Control de Generación Automático).
Responsable: Personal del CND.
- #2.19. Cerrar los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de la S/E SANTA MARÍA. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E SANTA MARÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTA MARÍA.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #2 CENTRAL FORTUNA

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#2.20. Cerrar los interruptores **B12N22** y **B11N15** de 115 Kv en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#2.21. Cerrar los interruptores **11AB2**, **11BC2** y **11AC2** y los C/S **11XA**, **11XB** y **11XC** de S/E CERRO VIENTO. Servir la carga de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

#2.22. Sincronizar la Turbina a Gas de S/E PANAMÁ.
Responsable: Controlador del CND.

#2.23. Cerrar los interruptores **N3N4** y **B2N4** de 230 Kv en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#2.24. Sincronizar las unidades de BAYANO.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.

#2.25. Cerrar los interruptores **B11N13**, **N13N14**, **B12N14**, **B11N11** y **N11N12** de 115 Kv en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#2.26. El CND autoriza a la Planta de Bahía Las Minas sincronizar la Isla Eléctrica de COLÓN, a través del interruptor **11L32** (L/T 115-3) en S/E LAS MINAS 2 o el interruptor **11L42** (L/T 115-4).
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#2.27. Cerrar los interruptores **11L32**, **11L42**, **11A52**, **11A62**, **11A72** y **11A82** en Subestación LAS MINAS 2.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#2.28. Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de BAHÍA LAS MINAS.
Responsable: Controlador del CND.

del
LRS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #2 CENTRAL FORTUNA

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #2.29. Cerrar interruptor **11AB2** de 115 Kv en **S/E CHILIBRE** y servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **CHILIBRE**.
- #2.30. Cerrar interruptor **11LC2** de 115 Kv en **S/E CHILIBRE** y servir los circuitos de distribución de la Subestación **CALZADA LARGA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CHILIBRE**.
- #2.31. Cerrar todos los interruptores en **S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **BAHÍA LAS MINAS**.
- #2.32. Cerrar todos los interruptores en **S/E FRANCE FIELD**.
Responsable: Personal designado en Subestación **FRANCE FIELD**.
- #2.33. Cerrar todos los interruptores en **S/E COLÓN**.
Responsable: Personal designado en Subestación **COLÓN**.
- #2.34. El **CND** autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de **MOUNT HOPE**, a través del interruptor **1400**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **MOUNT HOPE**.
- #2.35. Servir la carga de los circuitos de distribución de la **S/E MOUNT HOPE**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **MOUNT HOPE**.
- #2.36. Cerrar el interruptor **11T3** y los **C/S 11XA, 11XB y 11XC** de la **S/E LOCERÍA**. Servir la carga de los circuitos de la **S/E LOCERÍA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LOCERÍA**.
- #2.37. El **CND** autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de **SAN FRANCISCO**, a través del interruptor **11LA12** en **S/E SAN FRANCISCO**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **SAN FRANCISCO**.
- #2.38. Cerrar los equipos de 115 Kv de la **S/E SAN FRANCISCO** y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **SAN FRANCISCO**.

del
LMB



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #2 CENTRAL FORTUNA

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #2.39. Cerrar todos los equipos de 115 Kv de la S/E LOCERÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- #2.40. Cerrar el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XB de S/E MARAÑÓN.
Servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.
- #2.41. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 Kv de S/E CHORRERA.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- #2.42. Cerrar los interruptores de 34.5 Kv de S/E EL TORNO.
Responsable: Personal designado en Subestación EL TORNO.
- #2.43. El CND autoriza a la Planta de CAPIRA sincronizar la Isla Eléctrica de CAPIRA, a través de interruptor 3A12 de S/E CAPIRA.
Responsable: Personal designado en Subestación CAPIRA.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

- #2.44. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E BAYANO.
Responsable: Operador de turno de la Planta de BAYANO.
- #2.45. Cerrar los interruptores de 230 y 115 Kv en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #2.46. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E LLANO SÁNCHEZ. Abrir los interruptores 23A12 y 23M12 y cerrar la C/M 11LA10. Finalmente cerrar los interruptores 23A12 y 23M12.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #2.47. Cerrar los interruptores de 230, 115 y 34.5 Kv de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO #2 CENTRAL FORTUNA

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
#2.48.	Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E FORTUNA. Responsable: Personal designado en Subestación FORTUNA.	
#2.49.	Cerrar los interruptores 115 Kv de S/E LAS MINAS 1. Responsable: Operador de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	
#2.50.	Cerrar los interruptores 11A12, 11A22, 11A42, 11A52 y 11A62 de S/E CÁCERES. Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.	
#2.51.	Verificar con la Comisión del Canal de Panamá (CCP) que la línea 115-5 esté abierta en S/E MIRAFLORES. Responsable: Personal del CND.	
#2.52.	Cerrar el interruptor de 11A32 de S/E CÁCERES. Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.	
#2.53.	El CND autoriza a la C.C.P. sincronizar su sistema al SIN, a través de la S/E MIRAFLORES. Responsable: Operador de turno de la CCP.	

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#3 TURBINA DE GAS DE PANAMÁ.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la SECUENCIA DE APERTURA de este Reglamento.

- #3.1. Poner en servicio la Turbina de Gas en S/E PANAMÁ.
Responsable: Controlador del CND.
- #3.2. Cerrar los interruptores B11N19, N19N20, B12B20 y B11N21 de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #3.3. Cerrar el C/S 11XB de la S/E CERRO VIENTO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- #3.4. Cerrar el interruptor B2N2, de lo contrario cerrar el B2N4 de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #3.5. Sincronizar la unidad generadora de Bayano a través del interruptor de 230 Kv en S/E BAYANO.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- #3.6. Se pone en operación el AGC (Control de Generación Automático).
Responsable: Controlador del CND.
- #3.7. Cerrar los interruptores 11AB2, 11BC2 y 11AC2 y los C/S 11XA y 11XC de S/E CERRO VIENTO. Servir la carga de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- #3.8. El CND autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO, a través del interruptor 11LA12 en S/E SAN FRANCISCO.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.
- #3.9. Cerrar los equipos de 115 Kv de la S/E SAN FRANCISCO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.

gal
BOS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#3 TURBINA DE GAS DE PANAMÁ.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
#3.10.	Energizar la L/T 115-3, cerrando el interruptor B11N11 de S/E PANAMÁ . En caso de estar indisponible, energizar la L/T 115-4, cerrando el interruptor B11N13 de S/E PANAMÁ .	
	Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ .	
#3.11.	El CND autoriza a la Planta de Bahía Las Minas sincronizar la Isla Eléctrica de COLÓN , a través del interruptor 11L32 (L/T 115-3) en S/E LAS MINAS 2 o el interruptor 11L42 (L/T 115-4).	
	Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS .	
#3.12.	Cerrar los interruptores 11L32 , 11L42 , 11AL52 , 11LA62 , 11A72 , 11A82 y 11A92 en Subestación LAS MINAS 2 .	
	Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS .	
#3.13.	Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de BAHÍA LAS MINAS .	
	Responsable: Controlador del CND .	
#3.14.	Cerrar interruptor 11AB2 de 115 Kv en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución.	
	Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE .	
#3.15.	Cerrar interruptor 11LC2 de 115 Kv en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución de la Subestación CAIZADA LARGA .	
	Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE .	
#3.16.	Cerrar los interruptores 4XA2 y 4XB2 en S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN . Servir la carga con el interruptor 1T8 o 1T9 .	
	Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS .	
#3.17.	Cerrar todos los interruptores en S/E FRANCE FIELD .	
	Responsable: Personal designado en Subestación FRANCE FIELD .	
#3.18.	Cerrar todos los interruptores en S/E COLÓN .	
	Responsable: Personal designado en Subestación COLÓN .	
#3.19.	El CND autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de MOUNT HOPE , a través del interruptor 1400 .	
	Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE .	



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#3 TURBINA DE GAS DE PANAMÁ.**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #3.20. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E MOUNT HOPE.
Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.
- #3.21. Cerrar los interruptores B11N13, N13N14, B12N14, B11N11 y N11N12 de la S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #3.22. Cerrar el interruptor 11T3 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de la S/E LOCERÍA.
Servir la carga de los circuitos de la S/E LOCERÍA
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- #3.23. Cerrar todos los interruptores de 115 Kv de la S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #3.24. Cerrar los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de la S/E SANTA MARÍA. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E SANTA MARÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTA MARÍA.
- #3.25. Cerrar los interruptores de la 11A42 y 11A62, en S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- #3.26. Cerrar el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XB de S/E MARAÑÓN. Servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.
- #3.27. Cerrar los interruptores N1N2 y B1N1 de 230 Kv de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #3.28. Cerrar los interruptores 23A12 de 230 Kv y 3AR asociado al reactor de 34.5 Kv en S/E LLANO SÁNCHEZ. Luego cerrar el interruptor 23M12.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #3.29. Cerrar los interruptores 23M32 de 230 Kv en S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#3 TURBINA DE GAS DE PANAMÁ.**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#3.30. Cerrar los interruptores **23A12, 23M12, 23B12 y 23B22** de 230 Kv en S/E **FORTUNA**. Luego cerrar el interruptor **23A22 y 23M22**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **FORTUNA**.

#3.31. Sincronizar las unidades que se encuentren disponibles en la planta **FORTUNA**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **FORTUNA**.

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

#3.32. El **CND** autoriza a la Planta de La Estrella sincronizar la Isla Eléctrica de **LA ESTRELLA-LOS VALLES**, a través del interruptor **23A32** de S/E **MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.

#3.33. Cerrar los interruptores **23B32, 23M22, 23A32, 23B22, 23M12 y 23A12** de S/E **MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.

#3.34. El **CND** autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de **PTP**, a través del interruptor **23A22** de S/E **PROGRESO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.

#3.35. Cerrar los interruptores de 230, 115 y 34.5 Kv de S/E **MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.

#3.36. Cerrar los interruptores de 115 Kv de S/E **LLANO SÁNCHEZ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LLANO SÁNCHEZ**.

#3.37. Cerrar el C/S **11LA1** de S/E **POCRÍ** y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **POCRÍ**.

#3.38. Cerrar el C/S **11LA1** de S/E **LA ARENA** y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **LA ARENA**.

del
LOS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#3 TURBINA DE GAS DE PANAMÁ.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #3.39. Cerrar el interruptor 11T1 de S/E SANTIAGO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.
- #3.40. El CND autoriza a la Planta de CHITRÉ sincronizar la Isla Eléctrica de CHITRÉ, a través del interruptor 3LA12 de S/E CHITRÉ.
Responsable: Personal designado en Subestación CHITRÉ.
- #3.41. El CND autoriza a la Planta de LA YEGUADA sincronizar la Isla Eléctrica de YEGUADA, a través de interruptor 3LA12 de S/E YEGUADA.
Responsable: Personal designado en Subestación YEGUADA.
- #3.42. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #3.43. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 Kv de S/E CHORRERA.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- #3.44. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #3.45. Cerrar los interruptores de 34.5 Kv de S/E EL TORNO.
Responsable: Personal designado en Subestación EL TORNO.
- #3.46. El CND autoriza a la Planta de CAPIRA sincronizar la Isla Eléctrica de CAPIRA, a través de interruptor 3A12 de S/E CAPIRA.
Responsable: Personal designado en Subestación CAPIRA.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

- #3.47. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E BAYANO.
Responsable: Operador de turno de la Planta de BAYANO.
- #3.48. Cerrar los interruptores 11T1 y 11T2 en S/E LOCERÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- #3.49. Cerrar los interruptores 115 Kv de S/E LAS MINAS 1.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#3 TURBINA DE GAS DE PANAMÁ.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#3.50. Cerrar los interruptores 11A12, 11A22 y 11A52 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#3.51. Verificar con la Comisión del Canal de Panamá (CCP) que la línea 115-5 esté abierta en S/E MIRAFLORES.

Responsable: Personal del CND.

#3.52. Cerrar el interruptor de 11A32 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#3.53. El CND autoriza a la C.C.P. sincronizar su sistema al SIN, a través de la S/E MIRAFLORES.

Responsable: Operador de turno de la CCP.

#3.54. Verificar con Costa Rica (ICE) que la línea 230-10 esté abierta en S/E RÍO CLARO.

Responsable: Personal del CND.

#3.55. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E PROGRESO.

Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.

#3.56. Solicitar al ICE la sincronización del sistema en S/E RÍO CLARO.

Responsable: Personal del CND.

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.

del
EEB



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#4 CENTRAL BAHÍA LAS MINAS.**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la **SECUENCIA DE APERTURA** de este Reglamento.

- #4.1. Poner en servicio una unidad de la Central Bahía Las Minas y cerrar el interruptor 11L32 de S/E LAS MINAS 2.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.
- #4.2. Cerrar los interruptores B11N11, N11N12 B11N19, N19N20 y B12N20 de S/E PANAMÁ. Sincronizar las unidades de gas de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #4.3. Cerrar el C/S 11XB de la S/E CERRO VIENTO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- #4.4. Cerrar el interruptor B2N2, de lo contrario cerrar el B2N4 de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #4.5. Sincronizar la unidad generadora de Bayano a través del interruptor de 230 Kv en S/E BAYANO.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.
- #4.6. Se pone en operación el AGC (Control de Generación Automático).
Responsable: Controlador del CND.
- #4.7. Cerrar los interruptores 11AB2, 11BC2 y 11AC2 y los C/S 11XA y 11XC de S/E CERRO VIENTO. Servir la carga de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.
- #4.8. El CND autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO, a través del interruptor 11LA12 en S/E SAN FRANCISCO.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.
- #4.9. Cerrar los equipos de 115 Kv de la S/E SAN FRANCISCO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.

del
del



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#4 CENTRAL BAHÍA LAS MINAS.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #4.10. Cerrar el interruptor **B11N13** (L/T 115-4) de S/E **PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #4.11. Cerrar los interruptores **11L32, 11L42, 11AL52, 11LA62, 11A72, 11A82 y 11A92** en Subestación **LAS MINAS 2**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **BAHÍA LAS MINAS**.
- #4.12. Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de **BAHÍA LAS MINAS**.
Responsable: Controlador del **CND**.
- #4.13. Cerrar interruptor **11AB2** de 115 Kv en S/E **CHILIBRE** y servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **CHILIBRE**.
- #4.14. Cerrar interruptor **11LC2** de 115 Kv en S/E **CHILIBRE** y servir los circuitos de distribución de la Subestación **CALZADA LARGA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CHILIBRE**.
- #4.15. Cerrar los interruptores **4XA2 y 4XB2** en S/E **LAS MINAS DISTRIBUCIÓN**. Servir la carga con el interruptor **1T8 o 1T9**.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de **BAHÍA LAS MINAS**.
- #4.16. Cerrar todos los interruptores en S/E **FRANCE FIELD**.
Responsable: Personal designado en Subestación **FRANCE FIELD**.
- #4.17. Cerrar todos los interruptores en S/E **COLÓN**.
Responsable: Personal designado en Subestación **COLÓN**.
- #4.18. El **CND** autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de **MOUNT HOPE**, a través del interruptor **1400**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **MOUNT HOPE**.
- #4.19. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E **MOUNT HOPE**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **MOUNT HOPE**.

af
LES



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#4 CENTRAL BAHÍA LAS MINAS.**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#4.20. Cerrar los interruptores B11N13, N13N14, B12N14, B11N11 y N11N12 de la S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#4.21. Cerrar el interruptor 11T3 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de la S/E LOCERÍA. Servir la carga de los circuitos de la S/E LOCERÍA.

Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.

#4.22. Cerrar todos los interruptores de 115 Kv de la S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#4.23. Cerrar los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de la S/E SANTA MARÍA. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E SANTA MARÍA.

Responsable: Personal designado en Subestación SANTA MARÍA.

#4.24. Cerrar los interruptores de la 11A42 y 11A62, en S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#4.25. Cerrar el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XB de S/E MARAÑÓN. Servir los circuitos de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.

#4.26. Cerrar los interruptores N1N2 y B1N1 de 230 Kv de S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#4.27. Cerrar los interruptores 23A12 de 230 Kv y 3AR asociado al reactor de 34.5 Kv en S/E LLANO SÁNCHEZ. Luego cerrar el interruptor 23M12.

Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

#4.28. Cerrar los interruptores 23M32 de 230 Kv en S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#4.29. Cerrar los interruptores 23A12, 23M12, 23B12 y 23B22 de 230 Kv en S/E FORTUNA. Luego cerrar el interruptor 23A22 y 23M22.

Responsable: Operador de turno de la Planta de FORTUNA.

#4.30. Sincronizar las unidades que se encuentren disponibles en la planta FORTUNA.

Responsable: Operador de turno de la Planta de FORTUNA.

del
EGS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#4 CENTRAL BAHÍA LAS MINAS.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

#4.31. El CND autoriza a la Planta de La Estrella sincronizar la Isla Eléctrica de LA ESTRELLA-LOS VALLES, a través del interruptor 23A32 de S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#4.32. Cerrar los interruptores 23B32, 23M22, 23A32, 23B22, 23M12 y 23A12 de S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#4.33. El CND autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de PTP, a través del interruptor 23A22 de S/E PROGRESO.

Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.

#4.34. Cerrar los interruptores de 230, 115 y 34.5 Kv de S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#4.35. Cerrar los interruptores de 115 Kv de S/E LLANO SÁNCHEZ.

Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

#4.36. Cerrar el C/S 11LA1 de S/E POCRÍ y servir la carga de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación POCRÍ.

#4.37. Cerrar el C/S 11LA1 de S/E LA ARENA y servir la carga de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación LA ARENA.

#4.38. Cerrar el interruptor 11T1 de S/E SANTIAGO y servir la carga de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.

del
del



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#4 CENTRAL BAHÍA LAS MINAS.**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#4.39. El CND autoriza a la Planta de **CHITRÉ** sincronizar la Isla Eléctrica de **CHITRÉ**, a través del interruptor 3LA12 de S/E **CHITRÉ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CHITRÉ**.

#4.40. El CND autoriza a la Planta de **LA YEGUADA** sincronizar la Isla Eléctrica de **YEGUADA**, a través de interruptor 3LA12 de S/E **YEGUADA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **YEGUADA**.

#4.41. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E **LLANO SÁNCHEZ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LLANO SÁNCHEZ**.

#4.42. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 Kv de S/E **CHORRERA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CHORRERA**.

#4.43. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E **PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.

#4.44. Cerrar los interruptores de 34.5 Kv de S/E **EL TORNO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **EL TORNO**.

#4.45. El CND autoriza a la Planta de **CAPIRA** sincronizar la Isla Eléctrica de **CAPIRA**, a través de interruptor 3A12 de S/E **CAPIRA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CAPIRA**.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

#4.46. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E **BAYANO**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **BAYANO**.

#4.47. Cerrar los interruptores 11T1 y 11T2 en S/E **LOCERÍA**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LOCERÍA**.

#4.48. Cerrar los interruptores 115 Kv de S/E **LAS MINAS 1**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **BAHÍA LAS MINAS**.

bat
503



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#4 CENTRAL BAHÍA LAS MINAS.

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #4.49. Cerrar los interruptores 11A12, 11A22 y 11A52 de S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- #4.50. Verificar con la Comisión del Canal de Panamá (CCP) que la línea 115-5 esté abierta en S/E MIRAFLORES.
Responsable: Personal del CND.
- #4.51. Cerrar el interruptor de 11A32 de S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- #4.52. El CND autoriza a la C.C.P. sincronizar su sistema al SIN, a través de la S/E MIRAFLORES.
Responsable: Operador de turno de la CCP.
- #4.53. Verificar con Costa Rica (ICE) que la línea 230-10 esté abierta en S/E RÍO CLARO.
Responsable: Personal del CND.
- #4.54. Cerrar los interruptores de 230 Kv de S/E PROGRESO.
Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.
- #4.55. Solicitar al ICE la sincronización del sistema en S/E RIO CLARO.
Responsable: Personal del CND.

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#5 CENTRAL LA ESTRELLA Y LOS VALLES**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la **SECUENCIA DE APERTURA** de este Reglamento.

- #5.1. El CND verifica la formación de la Isla Eléctrica de LA ESTRELLA-LOS VALLES, a través del interruptor 23A12 de S/E MATA DE NANCE. Cerrar el reactor 3AR o 3BR.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.
- #5.2. Cerrar los interruptores 23A12 y 23M12 de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.
- #5.3. El CND autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de PTP, a través del interruptor 23A22 de S/E PROGRESO.
Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.
- #5.4. Cerrar el interruptor 23B32 de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.
- #5.5. Cerrar los interruptores de 23A12, 23M12, 23B12 y 23B22 en S/E FORTUNA de la línea de transmisión 230-7. Poner en servicio las unidades generadoras de Fortuna.
Responsable: Supervisor de turno de FORTUNA.
- #5.6. Verificar con Costa Rica (ICE) que la línea 230-10 esté abierta en S/E RÍO CLARO.
Responsable: Personal del CND.
- #5.7. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E PROGRESO.
Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.
- #5.8. Solicitar al ICE la sincronización del sistema en S/E RÍO CLARO.
Responsable: Personal del CND.
- #5.9. Abrir la C/M 23LA10 (230-4) y cerrar los interruptores de 23M12, 23A12, y el reactor 3AR en S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

ad
ES



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#5 CENTRAL LA ESTRELLA Y LOS VALLES

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #5.10. Cerrar los interruptores de 115 KV en S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #5.11. Cerrar el C/S 11LA1 en S/E POCRÍ. Servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación POCRÍ.
- #5.12. Cerrar el C/S 11LA1 en S/E LA ARENA. Servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación LA ARENA.
- #5.13. Cerrar el interruptor 11T1 en S/E SANTIAGO. Servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.
- #5.14. El CND autoriza a la Planta de CHITRÉ sincronizar la Isla Eléctrica de CHITRÉ, a través del interruptor 3LA12 de S/E CHITRÉ.
Responsable: Personal designado en Subestación CHITRÉ.
- #5.15. El CND autoriza a la Planta de LA YEGUADA sincronizar la Isla Eléctrica de YEGUADA, a través de interruptor 3LA12 de S/E YEGUADA.
Responsable: Personal designado en Subestación YEGUADA.
- #5.16. Cerrar el interruptor 23A22 de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #5.17. Cerrar los interruptores 23B32, 23M32 y 23B22 de CHORRERA. Servir la carga de distribución cerrando todos los interruptores de 34.5 Kv.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- #5.18. Cerrar los interruptores B1N3 de 230 KV y B11N17, N17N18 y B12N18 de 115 KV en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #5.19. Cerrar los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de la S/E SANTA MARÍA. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E SANTA MARÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTA MARÍA.



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#5 CENTRAL LA ESTRELLA Y LOS VALLES**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#5.20. Cerrar los interruptores **B12N22** y **B11N15** de 115 KV en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#5.21. Cerrar los interruptores **11AB2**, **11BC2** y **11AC2** y los C/S **11XA**, **11XB** y **11XC** de S/E CERRO VIENTO. Servir la carga de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CERRO VIENTO.

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

#5.22. Sincronizar la Turbina a Gas de S/E PANAMÁ.
Responsable: Controlador del CND.

#5.23. Cerrar los interruptores **N3N4** y **B2N4** de 230 KV en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#5.24. Sincronizar las unidades de BAYANO.
Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.

#5.25. Cerrar los interruptores **B11N13**, **N13N14**, **B12N14**, **B11N11** y **N11N12** de 115 KV en S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#5.26. El CND autoriza a la Planta de Bahía Las Minas sincronizar la Isla Eléctrica de COLÓN, a través del interruptor **11L32** (L/T 115-3) en S/E LAS MINAS 2 o el interruptor **11L42** (L/T 115-4).
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#5.27. Cerrar los interruptores **11L32**, **11L42**, **11A52**, **11A62**, **11A72** y **11A82** en Subestación LAS MINAS 2.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#5.28. Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de BAHÍA LAS MINAS.
Responsable: Controlador del CND.

gal

lee



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#5 CENTRAL LA ESTRELLA Y LOS VALLES**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #5.29. Cerrar interruptor 11AB2 de 115 KV en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.
- #5.30. Cerrar interruptor 11LC2 de 115 KV en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución de la Subestación CALZADA LARGA.
Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.
- #5.31. Cerrar todos los interruptores en S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.
- #5.32. Cerrar todos los interruptores en S/E FRANCE FIELD.
Responsable: Personal designado en Subestación FRANCE FIELD.
- #5.33. Cerrar todos los interruptores en S/E COLÓN.
Responsable: Personal designado en Subestación COLÓN.
- #5.34. El CND autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de MOUNT HOPE, a través del interruptor 1400.
Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.
- #5.35. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E MOUNT HOPE.
Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.
- #5.36. Cerrar el interruptor 11T3 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de la S/E LOCERÍA.
Servir la carga de los circuitos de la S/E LOCERÍA
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- #5.37. El CND autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO, a través del interruptor 11LA12 en S/E SAN FRANCISCO.
Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.
- #5.38. Cerrar los equipos de 115 KV de la S/E SAN FRANCISCO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.

gal
LOO



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#5 CENTRAL LA ESTRELLA Y LOS VALLES

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#5.39. Cerrar todos los equipos de 115 KV de la S/E LOCERÍA.

Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.

#5.40. Cerrar el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XB de S/E MARAÑÓN. Servir los circuitos de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.

#5.41. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 KV de S/E CHORRERA.

Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.

#5.42. Cerrar los interruptores de 34.5 KV de S/E EL TORNO.

Responsable: Personal designado en Subestación EL TORNO.

#5.43. El CND autoriza a la Planta de CAPIRA sincronizar la Isla Eléctrica de CAPIRA, a través de interruptor 3A12 de S/E CAPIRA.

Responsable: Personal designado en Subestación CAPIRA.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

#5.44. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E BAYANO.

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAYANO.

#5.45. Cerrar los interruptores de 230 y 115 KV en S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#5.46. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E LLANO SÁNCHEZ. Abrir los interruptores 23A12 y 23M12 y cerrar la C/M 11LA10. Finalmente cerrar los interruptores 23A12 y 23M12.

Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

#5.47. Cerrar los interruptores de 230, 115 y 34.5 KV de S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#5.48. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E FORTUNA.

Responsable: Personal designado en Subestación FORTUNA.



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#5 CENTRAL LA ESTRELLA Y LOS VALLES**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#5.49. Cerrar los interruptores 115 KV de S/E LAS MINAS 1.

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#5.50. Cerrar los interruptores 11A12, 11A22, 11A42, 11A52 y 11A62 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#5.51. Verificar con la Comisión del Canal de Panamá (CCP) que la línea 115-5 esté abierta en S/E MIRAFLORES.

Responsable: Personal del CND.

#5.52. Cerrar el interruptor de 11A32 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#5.53. El CND autoriza a la C.C.P. sincronizar su sistema al SIN, a través de la S/E MIRAFLORES.

Responsable: Operador de turno de la CCP.

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#6 COMISIÓN DEL CANAL DE PANAMÁ (CCP).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la **SECUENCIA DE APERTURA** de este Reglamento.

- #6.1. Verificar con la **Comisión del Canal de Panamá (CCP)** que la línea 115-5 esté cerrada en **S/E MIRAFLORES**.
Responsable: Operador de turno de la **CCP**.
- #6.2. Cerrar los interruptores de **11A62 y 11A32** de **S/E CÁCERES**.
Responsable: Personal designado en Subestación **CÁCERES**.
- #6.3. Cerrar el interruptor **N15N16** de **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #6.4. Poner en servicio la Turbina de Gas en **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Controlador del **CND**.
- #6.5. Cerrar los interruptores **B11N19, N19N20, B12B20 y B11N21** de **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #6.6. Cerrar el **C/S 11XB** de la **S/E CERRO VIENTO** y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **CERRO VIENTO**.
- #6.7. Cerrar el interruptor **B2N2**, de lo contrario cerrar el **B2N4** de **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #6.8. Sincronizar la unidad generadora de Bayano a través del interruptor de 230 KV en **S/E BAYANO**.
Responsable: Supervisor de turno de **BAYANO**.
- #6.9. Se pone en operación el **AGC** (Control de Generación Automático).
Responsable: Controlador del **CND**.
- #6.10. Cerrar los interruptores **11AB2, 11BC2 y 11AC2** y los **C/S 11XA y 11XC** de **S/E CERRO VIENTO**. Servir la carga de los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación **CERRO VIENTO**.

del
1003



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#6 COMISIÓN DEL CANAL DE PANAMÁ (CCP).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
#6.11.	El CND autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO, a través del interruptor 11LA12 en S/E SAN FRANCISCO. Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.	
#6.12.	Cerrar los equipos de 115 KV de la S/E SAN FRANCISCO y servir la carga de distribución. Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.	
#6.13.	Energizar la L/T 115-3, cerrando el interruptor B11N11 de S/E PANAMÁ. En caso de estar indisponible, energizar la L/T 115-4, cerrando el interruptor B11N13 de S/E PANAMÁ. Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.	
#6.14.	El CND autoriza a la Planta de Bahía Las Minas sincronizar la Isla Eléctrica de COLÓN, a través del interruptor 11L32 (L/T 115-3) en S/E LAS MINAS 2 o el interruptor 11L42 (L/T 115-4). Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	
#6.15.	Cerrar los interruptores 11L32, 11L42, 11AL52 11LA62, 11A72, 11A82 y 11A92 en Subestación LAS MINAS 2. Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	
#6.16.	Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de BAHÍA LAS MINAS. Responsable: Controlador del CND.	
#6.17.	Cerrar interruptor 11AB2 de 115 KV en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución. Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.	
#6.18.	Cerrar interruptor 11LC2 de 115 KV en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución de la Subestación CALZADA LARGA. Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.	
#6.19.	Cerrar los interruptores 4XA2 y 4XB2 en S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN. Servir la carga con el interruptor 1T8 o 1T9. Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.	



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#6 COMISIÓN DEL CANAL DE PANAMÁ (CCP).**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #6.20. Cerrar todos los interruptores en S/E FRANCE FIELD.
Responsable: Personal designado en Subestación FRANCE FIELD.
- #6.21. Cerrar todos los interruptores en S/E COLÓN.
Responsable: Personal designado en Subestación COLÓN.
- #6.22. El CND autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de MOUNT HOPE, a través del interruptor 1400.
Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.
- #6.23. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E MOUNT HOPE.
Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.
- #6.24. Cerrar los interruptores B11N13, N13N14, B12N14, B11N11 y N11N12 de la S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #6.25. Cerrar el interruptor 11T3 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de la S/E LOCERÍA. Servir la carga de los circuitos de la S/E LOCERÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.
- #6.26. Cerrar todos los interruptores de 115 KV de la S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #6.27. Cerrar los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de la S/E SANTA MARÍA. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E SANTA MARÍA.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTA MARÍA.
- #6.28. Cerrar los interruptores de la 11A42 y 11A62, en S/E CÁCERES.
Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.
- #6.29. Cerrar el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XB de S/E MARAÑÓN. Servir los circuitos de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#6 COMISIÓN DEL CANAL DE PANAMÁ (CCP).**

PAÑO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #6.30. Cerrar los interruptores **N1N2** y **B1N1** de 230 KV de **S/E PANAMÁ**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ**.
- #6.31. Cerrar los interruptores **23A12** de 230 KV y **3AR** asociado al reactor de 34.5 KV en **S/E LLANO SÁNCHEZ**. Luego cerrar el interruptor **23M12**.
Responsable: Personal designado en Subestación **LLANO SÁNCHEZ**.
- #6.32. Cerrar los interruptores **23M32** de 230 KV en **S/E MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- #6.33. Cerrar los interruptores **23A12**, **23M12**, **23B12** y **23B22** de 230 KV en **S/E FORTUNA**. Luego cerrar el interruptor **23A22** y **23M22**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **FORTUNA**.
- #6.34. Sincronizar las unidades que se encuentren disponibles en la planta **FORTUNA**.
Responsable: Operador de turno de la Planta de **FORTUNA**.

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

- #6.35. El **CND** autoriza a la Planta de La Estrella sincronizar la Isla Eléctrica de **LA ESTRELLA-LOS VALLES**, a través del interruptor **23A32** de **S/E MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- #6.36. Cerrar los interruptores **23B32**, **23M22**, **23A32**, **23B22**, **23M12** y **23A12** de **S/E MATA DE NANCE**.
Responsable: Personal designado en Subestación **MATA DE NANCE**.
- #6.37. El **CND** autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de **PTP**, a través del interruptor **23A22** de **S/E PROGRESO**.
Responsable: Personal designado en Subestación **PROGRESO**.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#6 COMISIÓN DEL CANAL DE PANAMÁ (CCP).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #6.38. Cerrar los interruptores de 230, 115 y 34.5 KV de S/E MATA DE NANCE.
Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.
- #6.39. Cerrar los interruptores de 115 KV de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #6.40. Cerrar el C/S 11LA1 de S/E POCRÍ y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación POCRÍ.
- #6.41. Cerrar el C/S 11LA1 de S/E LA ARENA y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación LA ARENA.
- #6.42. Cerrar el interruptor 11T1 de S/E SANTIAGO y servir la carga de distribución.
Responsable: Personal designado en Subestación SANTIAGO.
- #6.43. El CND autoriza a la Planta de CHITRÉ sincronizar la Isla Eléctrica de CHITRÉ, a través del interruptor 3LA12 de S/E CHITRÉ.
Responsable: Personal designado en Subestación CHITRÉ.
- #6.44. El CND autoriza a la Planta de LA YEGUADA sincronizar la Isla Eléctrica de YEGUADA, a través de interruptor 3LA12 de S/E YEGUADA.
Responsable: Personal designado en Subestación YEGUADA.
- #6.45. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E LLANO SÁNCHEZ.
Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.
- #6.46. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 KV de S/E CHORRERA.
Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.
- #6.47. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E PANAMÁ.
Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.
- #6.48. Cerrar los interruptores de 34.5 KV de S/E EL TORNO.
Responsable: Personal designado en Subestación EL TORNO.



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#6 COMISIÓN DEL CANAL DE PANAMÁ (CCP).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #6.49. El CND autoriza a la Planta de CAPIRA sincronizar la Isla Eléctrica de CAPIRA, a través de interruptor 3A12 de S/E CAPIRA.

Responsable: Personal designado en Subestación CAPIRA.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

- #6.50. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E BAYANO.

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAYANO.

- #6.51. Cerrar los interruptores 11T1 y 11T2 en S/E LOCERÍA.

Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.

- #6.52. Cerrar los interruptores 115 KV de S/E LAS MINAS 1.

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

- #6.53. Cerrar los interruptores 11A12, 11A22 y 11A52 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

- #6.54. Verificar con Costa Rica (ICE) que la línea 230-10 esté abierta en S/E RÍO CLARO.

Responsable: Personal del CND.

- #6.55. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E PROGRESO.

Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.

- #6.56. Solicitar al ICE la sincronización del sistema en S/E RÍO CLARO.

Responsable: Personal del CND.

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#7 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: Antes de iniciar el restablecimiento, se debe haber realizado la **SECUENCIA DE APERTURA** de este Reglamento.

- #7.1. Verificar con Costa Rica (ICE) que la línea 230-10 esté cerrada en S/E RÍO CLARO.

Responsable: Personal del CND.

- #7.2. Cerrar los interruptores 23M12 y 23M22 de 230 KV de S/E PROGRESO.

Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.

- #7.3. El CND autoriza a la Planta de PTP sincronizar la Isla Eléctrica de PTP, a través del interruptor 23A22 o 23A12 de S/E PROGRESO.

Responsable: Personal designado en Subestación PROGRESO.

- #7.4. El CND autoriza la sincronización de la Isla Eléctrica de LA ESTRELLA-LOS VALLES, a través del interruptor 23M12 de S/E MATA DE NANCE. Cerrar el reactor 3AR o 3BR.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

- #7.5. Cerrar los interruptores 23M12 y 23B32 de S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

- #7.6. Cerrar los interruptores de 23A12, 23M12, 23B12 y 23B22 en S/E FORTUNA de la línea de transmisión 230-7. Poner en servicio las unidades generadoras de Fortuna.

Responsable: Supervisor de turno de FORTUNA.

- #7.7. Abrir la C/M 23LA10 (230-4) y cerrar los interruptores de 23M12, 23A12, y el reactor 3AR en S/E LLANO SANCHEZ.

Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

- #7.8. Cerrar los interruptores de 115 KV en S/E LLANO SÁNCHEZ.

Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

- #7.9. Cerrar el C/S 11LA1 en S/E POCRÍ. Servir la carga de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación POCRÍ.

- #7.10. Cerrar el C/S 11LA1 en S/E LA ARENA. Servir la carga de distribución.

*Del
105*



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#7 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE).**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

Responsable: Personal designado en Subestación **LA ARENA.**

#7.11. Cerrar el interruptor 11T1 en S/E SANTIAGO. Servir la carga de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación **SANTIAGO.**

#7.12. El CND autoriza a la Planta de CHITRÉ sincronizar la Isla Eléctrica de CHITRÉ, a través del interruptor 3LA12 de S/E CHITRÉ.

Responsable: Personal designado en Subestación **CHITRÉ.**

#7.13. El CND autoriza a la Planta de LA YEGUADA sincronizar la Isla Eléctrica de YEGUADA, a través de interruptor 3LA12 de S/E YEGUADA.

Responsable: Personal designado en Subestación **YEGUADA.**

#7.14. Cerrar el interruptor 23A22 de S/E LLANO SÁNCHEZ.

Responsable: Personal designado en Subestación **LLANO SÁNCHEZ.**

#7.15. Cerrar los interruptores 23B32, 23M32 y 23B22 de CHORRERA. Servir la carga de distribución cerrando todos los interruptores de 34.5 Kv.

Responsable: Personal designado en Subestación **CHORRERA.**

#7.16. Cerrar los interruptores B1N3 de 230 KV y B11N17, N17N18 y B12N18 de 115 KV en S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ.**

#7.17. Cerrar los C/S 11X1, 11X2 y 11X3 de la S/E SANTA MARÍA. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E SANTA MARÍA.

Responsable: Personal designado en Subestación **SANTA MARÍA.**

#7.18. Cerrar los interruptores B12N22 y B11N15 de 115 KV en S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación **PANAMÁ.**

#7.19. Cerrar los interruptores 11AB2, 11BC2 y 11AC2 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de S/E CERRO VIENTO. Servir la carga de los circuitos de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación **CERRO VIENTO.**

Handwritten signature/initials



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#7 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

NOTA: NO EXCEDER EL LÍMITE DE 250 MW DE FLUJO DE POTENCIA, SI HAY UN SÓLO CIRCUITO DESDE S/E FORTUNA A S/E PANAMÁ.

#7.20. Sincronizar la Turbina a Gas de S/E PANAMÁ.

Responsable: Controlador del CND.

#7.21. Cerrar los interruptores N3N4 y B2N4 de 230 KV en S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#7.22. Sincronizar las unidades de BAYANO.

Responsable: Supervisor de turno de BAYANO.

#7.23. Cerrar los interruptores B11N13, N13N14, B12N14, B11N11 y N11N12 de 115 KV en S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#7.24. El CND autoriza a la Planta de Bahía Las Minas sincronizar la Isla Eléctrica de COLÓN, a través del interruptor 11L32 (L/T 115-3) en S/E LAS MINAS 2 o el interruptor 11L42 (L/T 115-4).

Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#7.25. Cerrar los interruptores 11L32, 11L42, 11A52 11A62, 11A72 y 11A82 en Subestación LAS MINAS 2.

Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

#7.26. Solicitar la entrada de todas las unidades generadoras de la Central de BAHÍA LAS MINAS.

Responsable: Controlador del CND.

#7.27. Cerrar interruptor 11AB2 de 115 KV en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.

bal
525



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#7 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

- #7.28. Cerrar interruptor 11LC2 de 115 KV en S/E CHILIBRE y servir los circuitos de distribución de la Subestación CALZADA LARGA.

Responsable: Personal designado en Subestación CHILIBRE.

- #7.29. Cerrar todos los interruptores en S/E LAS MINAS DISTRIBUCIÓN.

Responsable: Supervisor de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

- #7.30. Cerrar todos los interruptores en S/E FRANCE FIELD.

Responsable: Personal designado en Subestación FRANCE FIELD.

- #7.31. Cerrar todos los interruptores en S/E COLÓN.

Responsable: Personal designado en Subestación COLÓN.

- #7.32. El CND autoriza a la Planta de Mount Hope sincronizar la Isla Eléctrica de MOUNT HOPE, a través del interruptor 1400.

Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.

- #7.33. Servir la carga de los circuitos de distribución de la S/E MOUNT HOPE.

Responsable: Operador de turno de la Planta de MOUNT HOPE.

- #7.34. Cerrar el interruptor 11T3 y los C/S 11XA, 11XB y 11XC de la S/E LOCERÍA.
Servir la carga de los circuitos de la S/E LOCERÍA

Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.

- #7.35. El CND autoriza a la Planta de San Francisco sincronizar la Isla Eléctrica de SAN FRANCISCO, a través del interruptor 11LA12 en S/E SAN FRANCISCO.

Responsable: Supervisor de turno de la Planta de SAN FRANCISCO.

- #7.36. Cerrar los equipos de 115 KV de la S/E SAN FRANCISCO y servir la carga de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación SAN FRANCISCO.

- #7.37. Cerrar todos los equipos de 115 KV de la S/E LOCERÍA.

Responsable: Personal designado en Subestación LOCERÍA.

Sal
603



**SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.
#7 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE).**

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#7.38. Cerrar el interruptor 11AB2 y los C/S 11XA y 11XB de S/E MARAÑÓN. Servir los circuitos de distribución.

Responsable: Personal designado en Subestación MARAÑÓN.

#7.39. Cerrar los interruptores de 230 y 34.5 KV de S/E CHORRERA.

Responsable: Personal designado en Subestación CHORRERA.

#7.40. Cerrar los interruptores de 34.5 KV de S/E EL TORNO.

Responsable: Personal designado en Subestación EL TORNO.

#7.41. El CND autoriza a la Planta de CAPIRA sincronizar la Isla Eléctrica de CAPIRA, a través de interruptor 3A12 de S/E CAPIRA.

Responsable: Personal designado en Subestación CAPIRA.

NOTA: SE HA COMPLETADO EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA INTEGRADO NACIONAL.

#7.42. Cerrar los interruptores 901L y 902L en S/E BAYANO.

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAYANO.

#7.43. Cerrar los interruptores de 230 y 115 KV en S/E PANAMÁ.

Responsable: Personal designado en Subestación PANAMÁ.

#7.44. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E LLANO SÁNCHEZ. Abrir los interruptores 23A12 y 23M12 y cerrar la C/M 11LA10. Finalmente cerrar los interruptores 23A12 y 23M12.

Responsable: Personal designado en Subestación LLANO SÁNCHEZ.

#7.45. Cerrar los interruptores de 230, 115 y 34.5 KV de S/E MATA DE NANCE.

Responsable: Personal designado en Subestación MATA DE NANCE.

#7.46. Cerrar los interruptores de 230 KV de S/E FORTUNA.

Responsable: Personal designado en Subestación FORTUNA.

#7.47. Cerrar los interruptores 115 KV de S/E LAS MINAS 1.

Responsable: Operador de turno de la Planta de BAHÍA LAS MINAS.

001
BOS



SECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

#7 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE).

PASO	OPERACIÓN / RESPONSABLE	*OBSERVACIONES
------	-------------------------	----------------

#7.48. Cerrar los interruptores 11A12, 11A22, 11A42, 11A52 y 11A62 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#7.49. Verificar con la Comisión del Canal de Panamá (CCP) que la línea 115-5 esté abierta en S/E MIRAFLORES.

Responsable: Personal del CND.

#7.50. Cerrar el interruptor de 11A32 de S/E CÁCERES.

Responsable: Personal designado en Subestación CÁCERES.

#7.51. El CND autoriza a la C.C.P. sincronizar su sistema al SIN, a través de la S/E MIRAFLORES.

Responsable: Operador de turno de la CCP.

NOTA: SE HA LOGRADO EL RESTABLECIMIENTO COMPLETO DEL SISTEMA Y SU CONFIABILIDAD MÁXIMA.

Del
[Signature]

[Signature]



TOMO VIII

REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE LA REPUBLICA DE PANAMA

**Estas Reglas se encuentran contenidas en el Anexo A
de la Resolución N°JD-605 del 24 de abril de 1998,
expedida por el Ente Regulador de los Servicios
Públicos**

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD DEL TRÁNSITO Y TRANSPORTE TERRESTRE

Resolución AL-No. 1201
(19 de septiembre de 2013)

QUE DESIGNA AL DIRECTOR GENERAL, ENCARGADO Y SE ADOPTAN OTRAS
MEDIDAS.

El Director General, en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 18 de la Ley No. 34 de 28 de julio de 1999, establece que el Subdirector General de la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre, en adelante La Autoridad, reemplazará al Director General en sus ausencias temporales.

Que en concordancia a esta disposición, el numeral 12 del artículo 16 de la Ley No. 34 de 28 de julio de 1999, reformada por el artículo 25 de la Ley No. 42 de del 22 de octubre de 2007, dispone que el Director General de La Autoridad, tiene la potestad de nombrar, trasladar y remover el personal subalterno, lo mismo que determinar sus deberes y atribuciones.

Que, considerando los lineamientos esbozados, a fin de garantizar el normal y legal desenvolvimiento de la Institución, se hace necesario con ocasión de la ausencia temporal del titular del cargo los días 20 al 23 de septiembre de 2013, designar al Licdo. Arturo Araúz como Director General, Encargado; de igual forma, designar al Licdo. Abraham Williams, como Subdirector General, Encargado sin dejar de ejercer sus funciones como Director Administrativo.

Por tanto,

RESUELVE:

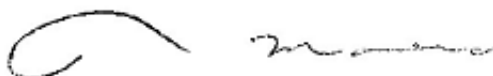
Artículo 1: Designese al licenciado ARTURO ARAÚZ, actual Subdirector General, como Director General, Encargado los días 20 al 23 de septiembre de 2013, mientras dure la ausencia del titular del cargo.

Artículo 2: Designese al licenciado ABRAHAM WILLIAMS, actual Director Administrativo, como Subdirector General, Encargado los días 20 al 23 de septiembre de 2013, mientras dure la ausencia del titular del cargo, sin dejar de ejercer sus funciones como Director Administrativo.

Artículo 3: Esta resolución rige a partir de su firma.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Numeral 12 del artículo 16 y artículo 18 de la Ley No. 34 de 28 de julio de 1999, reformada por la Ley No. 42 del 22 de octubre de 2007.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,



ROBERTO MORENO
Director General



AUTORIDAD DEL TRÁNSITO Y TRANSPORTE TERRESTRE
certifico que lo anterior es fiel copia de su original. ATTT.


Secretario General

Panamá, 19 De 09 De 20 13

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD DEL TRÁNSITO Y TRANSPORTE TERRESTRE

Resolución AL-No. 1202
(19 de septiembre de 2013)

QUE DESIGNA AL SECRETARIO GENERAL, ENCARGADO.

El Director General, en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que el numeral 12 del artículo 16 de la Ley No. 34 de 28 de julio de 1999, reformada por el artículo 25 de la Ley No. 42 de del 22 de octubre de 2007, dispone que el Director General de la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre tiene la potestad de nombrar, trasladar y remover el personal subalterno, lo mismo que determinar sus deberes y atribuciones.

Que, considerando los lineamientos esbozados, a fin de garantizar el normal y legal desenvolvimiento de la Institución, se hace necesario con ocasión de la ausencia temporal del titular del cargo los días 20 al 23 de septiembre de 2013, designar al Licenciado Agustín Blanco como Secretario General, Encargado, sin dejar de ejercer sus funciones como Asesor de la Dirección General.

Por tanto,

RESUELVE:

Artículo 1: Designese al licenciado AGUSTIN BLANCO, actual Asesor de la Dirección General, como Secretario General, Encargado los días 20 al 23 de septiembre de 2013, mientras dure la ausencia del titular del cargo, sin dejar de ejercer sus funciones como Asesor de la Dirección General.

Artículo 2: Esta resolución rige a partir de su firma.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Numeral 12 del artículo 16 de la Ley No. 34 de 28 de julio de 1999, reformada por la Ley No. 42 del 22 de octubre de 2007.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

ROBERTO MORENO
Director General



AUTORIDAD DEL TRÁNSITO Y TRANSPORTE TERRESTRE
certifico que lo anterior es fiel copia de su original

Secretario General

Panamá, 17 De 09 De 20 13



República de Panamá
Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia

RESOLUCIÓN No. 013-2013
(DE 10 DE SEPTIEMBRE DE 2013)

"POR LA CUAL SE REGLAMENTA EL PAGO DE GASTOS DE ALIMENTACIÓN , VIÁTICOS Y TRANSPORTE EN LA SECRETARÍA NACIONAL DE NIÑEZ, ADOLESCENCIA Y FAMILIA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ."

La Directora General de la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley No. 14 de 23 de enero de 2009 se creó la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia (SENNIAF), como entidad pública descentralizada y especializada del Estado, con personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, presupuestaria, financiera, técnica y de gestión, responsable de coordinar, articular, ejecutar y dar seguimiento al cumplimiento de las políticas de protección integral de los derechos de la niñez, la adolescencia y la Familia.

Que el artículo 20 de la Ley 14 de 23 de enero de 2013, señala las funciones del Director/Directora General de la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia, entre las cuales esta la administración de los recursos de la entidad.

Que la Ley de presupuesto vigente de la República de Panamá establece las tarifas para el pago de viáticos a los funcionarios en el país y el exterior.

RESUELVE:

PRIMERO: Reconocer viáticos por concepto de alimentación y hospedaje a funcionarios de la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia de Panamá, cuando viajen en misión oficial dentro del territorio nacional, de acuerdo a la tabla establecida y lo que disponga la Ley de Presupuesto Vigente en lo concerniente a Sobre tiempo y Viáticos.

SEGUNDO: Para el pago de los viáticos se entiende como:

Viático de alimentación: Es el reconocimiento que se hace al funcionario cuando cumple una misión oficial fuera de su sede de trabajo, para cubrir sus gastos de alimentación.

Viático de hospedaje: Es el reconocimiento que se hace al funcionario cuando cumple una misión oficial de más de un día fuera de su sede de trabajo y deba pernoctar en el área.

Sede Central: Oficinas de la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia de Panamá, ubicadas en la ciudad de Panamá.

Sede de Trabajo: Es el área donde el servidor público realiza sus funciones normales de trabajo. Entiéndase sede central de la SENNIAF (área metropolitana), Dirección Regional (provincia).

Sede Regional: Lugar donde se encuentra la oficina de la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia de Panamá, en cada una de las cabecera de Provincia o Distrito.

TERCERO: Los viáticos de alimentación, fuera de la sede de trabajo, se pagarán de la siguiente forma:

Desayuno: Si el funcionario inicia labores antes de las 6:05 a.m., debidamente comprobado con el registro de asistencia o con la justificación escrita del Director o Jefe de Unidad.

Almuerzo: Si el funcionario labora cuatro horas continuas y estas coinciden con el horario de almuerzo establecido en el Reglamento Interno de la SENNIAF.

Cena: Si el funcionario finaliza labores después de las 6:00 p.m., debidamente comprobado con el registro de asistencia o con la justificación escrita del Director o Jefe de la Unidad.

CUARTO: Los viáticos de alimentación cuando el funcionario realice labores en el área de trabajo (distrito o área fuera de la Sede Regional, pero en la misma provincia) previa justificación por escrito del Director, se pagarán de la siguiente manera:

Desayuno: B/.2.50. Si el funcionario inicia labores antes de las 6:05 a.m., debidamente comprobado con el registro de asistencia o con la justificación escrita del Director.

Almuerzo: B/.4.00. Si el funcionario labora cuatro horas continuas y estas coinciden con el horario de almuerzo establecido en el Reglamento Interno de la SENNIAF.

Cena: B/.4.00. Si el funcionario finaliza labores después de las 6:00 p.m., debidamente comprobado con el registro de asistencia o con la justificación escrita del Director.

QUINTO: Cuando los funcionarios deban realizar, por necesidad, misiones de inspección y/o supervisión, se les reconocerá el viático de alimentación de acuerdo a la Ley de Presupuesto Vigente. Si es necesario que los funcionarios permanezcan en los puestos de trabajo por misiones de inspección y/o vigilancia, se les reconocerá un viático por hospedaje de B/.15.00 por cada noche.

SEXTO: En los casos en que la Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia de Panamá no pueda proveer vehículo oficial al servidor público, para el cumplimiento de misiones oficiales o en los casos en que disponga más conveniente, suministrará al servidor el equivalente a las tarifas establecidas para uso de transporte público.

a) En la Sede Central este pago se efectuará de la siguiente forma:

1. la movilización dentro de las áreas urbanas y suburbanas para el transporte selectivo solo se pagará en caso de urgencia notoria comprobada y de acuerdo a las tarifas establecidas, y hasta un máximo de B/.3.50 por carrera. Este gasto debe ser justificado por escrito por el Director o responsable de la unidad administrativa o técnica respectiva.
2. la movilización para trasladarse a otros Corregimientos, Distritos o Provincias se reconocerá de acuerdo a las tarifas establecidas.
3. cuando el funcionario, previa autorización del Director correspondiente, labore tiempo extraordinario en días regulares, fines de semanas, días feriados y de duelo nacional, se le pagará transporte de acuerdo a las tarifas establecidas por un máximo de B/.3.50 por carrera o el costo del transporte colectivo hasta su residencia (Corregimiento, Distrito, Provincia).

b) En la Sede Regional este pago se efectuará de la siguiente forma:

1. la movilización dentro de las áreas urbanas y suburbanas para el transporte selectivo solo se pagará en caso de urgencia notoria comprobada y de acuerdo a las tarifas establecidas, y hasta un máximo de B/.2.50 por carrera. Este gasto debe ser justificado por escrito por el Director o responsable de la unidad administrativa o técnica respectiva.
2. la movilización para trasladarse a otros Corregimientos, Distritos o Provincias se reconocerá de acuerdo a las tarifas establecidas.
3. cuando el funcionario, previa autorización del Director correspondiente, labore tiempo extraordinario en días regulares, fines de semanas, días feriados y de duelo nacional, se le pagará transporte de acuerdo a las tarifas establecidas por un máximo de B/.3.00 por carrera o el costo del transporte colectivo hasta su residencia (Corregimiento, Distrito, Provincia).

Parágrafo: Cuando los funcionarios deban iniciar la misión oficial antes de la 5:00 a.m. y retomen después de las 9:00 p.m. al lugar de origen de la misión (lugar donde deben abordar el vehículo oficial), se les reconocerá la movilización de acuerdo a los numerales anteriormente descritos. Este pago, debe ser justificado por escrito por el Director o responsable de la unidad administrativa o técnica respectiva.

SÉPTIMO: Los funcionarios que realicen trabajos en horas extraordinarias se les reconocerán los gastos de alimentación de la siguiente forma:

a) En la Sede Central:

1. cuando por necesidad de sus servicios, el servidor público inicie labores los días sábados, domingos, durante un mínimo de cuatro horas continuas, se le reconocerán gastos de alimentación (almuerzo) por B/.4.00;
2. cuando por necesidad de sus servicios, el servidor público continúe laborando en forma ininterrumpida luego del horario regular, se le reconocerá la alimentación (cena) a razón de B/.4.00 a partir de las 6:00 p.m.;
3. cuando por necesidad de sus servicios, el servidor público inicie labores los días feriados o de duelo nacional, se le reconocerá gastos de alimentación de acuerdo a la tabla establecida en la Ley de Presupuesto Vigente.

a) En la Sede Regional:

1. cuando por necesidad de sus servicios, el servidor público inicie labores los días sábados, domingos, durante un mínimo de cuatro horas continuas, se le reconocerán gastos de alimentación (almuerzo) por B/.4.00;
2. cuando por necesidad de sus servicios, el servidor público continúe laborando en forma ininterrumpida luego del horario regular, se le reconocerá la alimentación (cena) a razón de B/.4.00 a partir de las 6:00 p.m.;
3. cuando por necesidad de sus servicios, el servidor público inicie labores los días feriados o de duelo nacional, se le reconocerá gastos de alimentación de acuerdo a la tabla establecida en la Ley de Presupuesto Vigente.

OK

OCTAVO: En el caso en que sea necesario enviar a funcionarios de Secretaría Nacional de Niñez, Adolescencia y Familia en misiones oficiales fuera del país, se reconocerán de acuerdo a lo establecido en la Ley de Presupuesto Vigente.

NOVENO: Se ordena la publicación en Gaceta Oficial de la presente resolución.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley No. 14 de 23 de Enero de 2009, Reglamento Interno de la Senniaf, aprobado por Resolución No.001 del 20 de octubre de 2011.

Dada en la Ciudad de Panamá, a los diez (10) días del mes de Septiembre de dos mil trece (2013).

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE


GLORIA LOZANO DE DÍAZ
Directora General





**DISTRITO DE ARRAIJÁN
CONSEJO MUNICIPAL**

ACUERDO MUNICIPAL N° 043
(De 23 de julio de 2013)



“Por el cual se decreta la segregación y adjudicación definitiva a título de compra venta, de un lote de terreno que forma parte de la Finca Municipal N° 3843 inscrita en el Registro Público al Tomo 78, Folio 260, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, a favor de ARACELLY CEDEÑO GUERRERO”.

**EL HONORABLE CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, EN
USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

CONSIDERANDO:

Que la ciudadana ARACELLY CEDEÑO GUERRERO, mujer, panameña, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal N° 8-740-86, ha solicitado a este Municipio mediante memorial fechado 21 de abril de 2008, la adjudicación definitiva a título de compra venta de un lote de terreno con una superficie de SEISCIENTOS SESENTA Y TRES METROS CUADRADO CON CINCUENTA Y CUATRO CENTIMETROS (663.54 M2), que forma parte de la Finca N° 3843, inscrita en el Registro Público al Tomo 78, Folio 260, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, de propiedad del Municipio de Arraiján, localizada en el Corregimiento de Nuevo Emperador.

Que el lote de terreno mencionado se encuentra localizado dentro de los siguientes linderos y medidas: NORTE: AVENIDA NORTE y mide 22.118 mts. SUR: RESTO LIBRE DE LA FINCA 3843 y mide 22.118 mts. ESTE: AVENIDA PANORAMA y mide 30.00 mts. OESTE: RESTO LIBRE DE LA FINCA 3843 y mide 27.45 Mts., descrito en el Plano N° 80103-112991, fechado el 13 de febrero de 2008.

Que el solicitante ha cumplido con todos los requisitos que exige los Acuerdos que rigen la materia sobre venta de tierras municipales y ha cancelado la suma SEISCIENTOS SESENTA Y TRES BALBOAS CON CINCUENTA Y CUATRO CENTESIMOS (B/. 663.54) precio pactado en el Contrato de Adjudicación Provisional N° 087-12, fechado 15 de marzo de 2012, según Recibo N° 30000000317, fechado 4 de febrero de 2009, de la Tesorería Municipal de Arraiján (Dirección de Ingeniería).

Que es competencia de este Concejo decretar la venta de bienes municipales, según lo establecido en el Artículo 99 de la Ley 106 de 8 de Octubre de 1973, modificada por la Ley 52 del 12 de diciembre de 1984, y según el procedimiento establecido en los Acuerdos Municipales que rige la materia.



ACUERDA:

ARTÍCULO PRIMERO: Adjudicar definitivamente a título de Compra -Venta a favor de ARACELLY CEDENO GUERRERO , mujer, panameña, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal N° 8-740-86, un lote de terreno con una superficie de SEISCIENTOS SESENTA Y TRES METROS CUADRADO CON CINCUENTA Y CUATRO CENTIMETROS (663.54 M2), que forma parte de la Finca N° 3843, inscrita en el Registro Público al Tomo 78, Folio 260, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, de propiedad del Municipio de Arraiján, localizada en el Corregimiento de Nuevo Emperador , cuyo precio de venta, medidas, linderos y demás detalles se mencionan en la parte motiva de este Acuerdo.

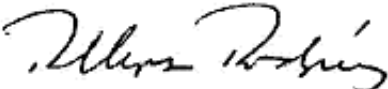
ARTÍCULO SEGUNDO: Ordénese la segregación del lote en mención y facúltase al Alcalde Municipal y al Tesorero Municipal para que procedan a la formalización de la venta decretada y suscriban la escritura correspondiente

ARTÍCULO TERCERO: Este Acuerdo comenzará a regir a partir de su promulgación y publicación en la Gaceta Oficial.

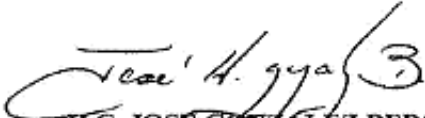
FUNDAMENTO DE DERECHO: Acuerdo Municipal N° 22 de 01 de junio de 2004.

Comuníquese y cúmplase

DADO EN LA SALA DE SESIONES DEL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, A LOS VEINTITRES (23) DIAS DEL MES DE JULIO DE DOS MIL TRECE (2013)


H.C. ROLLYNS RODRIGUEZ TEJADA
PRESIDENTE




H.C. JOSE GONZALEZ BEDOYA
VICEPRESIDENTE


SR. JUSTO ALVAREZ MARTINEZ
SECRETARIO

REPÚBLICA DE PANAMÁ, PROVINCIA DE PANAMÁ
ALCALDÍA MUNICIPAL DE ARRAIJÁN, 6 DE AGOSTO DE 2013

SANCIONADO


LICDO. MANOLITH SAMANICO
ALCALDE



EJECÚTESE Y CÚMPLASE



En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; SE FIJA para su promulgación el presente Acuerdo Municipal en las tablillas de la Secretaría del Consejo Municipal por el término de diez (10) días calendarios, las once y treinta de la mañana (11:30 a.m.) del día seis (6) de Agosto del año dos mil trece (2013).

J. Muñoz
SR. JUSTO ALVAREZ
Secretario del Consejo Municipal



En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; vencido el termino anterior para la promulgación correspondiente, SE DESFIJA el presente Acuerdo Municipal, siendo las tres de la tarde (3:00 p.m.) del día viernes (16) de Agosto del año dos mil trece (2013).

J. Muñoz
SR. JUSTO ALVAREZ
Secretario del Consejo Municipal





**DISTRITO DE ARRAIJÁN
CONSEJO MUNICIPAL**

ACUERDO MUNICIPAL N° 044
(De 23 de julio de 2013)



“Por el cual se decreta la segregación y adjudicación definitiva a título de compra venta, de un lote de terreno que forma parte de la Finca Municipal N° 3843 inscrita en el Registro Público al Tomo 10133, Folio 9, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, a favor de ROSALIA GOMEZ FRIA DE BARAHONA”.

**EL HONORABLE CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, EN
USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

CONSIDERANDO:

Que la ciudadana ROSALIA GOMEZ FRIA DE BARAHONA, mujer, panameña, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal N° 7-13-973, ha solicitado a este Municipio mediante memorial fechado 23 de marzo de 2012, la adjudicación definitiva a título de compra venta de un lote de terreno con una superficie de TRESCIENTOS VEINTICUATRO METROS CUADRADO CON SIETE CENTIMETROS (324.07 M2), que forma parte de la Finca N° 3843, inscrita en el Registro Público al Tomo 10133, Folio 9, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, de propiedad del Municipio de Arraiján, localizada en el Corregimiento de Juan Demóstenes Arosemena.

Que el lote de terreno mencionado se encuentra localizado dentro de los siguientes linderos y medidas: NORTE: MUNICIPIO DE ARRAIJAN y mide 27.55 mts. SUR: VEREDA y mide 29.87 mts. ESTE: CALLE TERCERA y mide 12.22 mts. OESTE: MUNICIPIO DE ARRAIJAN y mide 11.32 Mts., descrito en el Plano N° 80102-126578, fechado el 3 de enero de 2013.

Que el solicitante ha cumplido con todos los requisitos que exige los Acuerdos que rigen la materia sobre venta de tierras municipales y ha cancelado la suma OCHOCIENTOS CINCUENTA BALBOAS CON SESENTA Y OCHO CENTESIMOS (B/. 850.68) precio pactado en el Contrato de Adjudicación Provisional N° 114-13, fechado 10 de junio de 2013, según Recibo N° 50000020510, fechado 1 de julio de 2013, de la Tesorería Municipal de Arraiján (Dirección de Ingeniería).

Que es competencia de este Concejo decretar la venta de bienes municipales, según lo establecido en el Artículo 99 de la Ley 106 de 8 de Octubre de 1973, modificada por la Ley 52 del 12 de diciembre de 1984, y según el procedimiento establecido en los Acuerdos Municipales que rige la materia.



ACUERDA:



ARTÍCULO PRIMERO: Adjudicar definitivamente a título de Compra -Venta a favor de ROSALIA GOMEZ FRIA DE BARAHONA, mujer, panameña, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal N° 7-13-97, un lote de terreno con una superficie de TRESCIENTOS VEINTICUATRO METROS CUADRADO CON SIETE CENTIMETROS (324.07 M2), que forma parte de la Finca N° 3843, inscrita en el Registro Público al Tomo 10133, Folio 9, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, de propiedad del Municipio de Arraiján, localizada en el Corregimiento de Juan Demóstenes Arosemena, cuyo precio de venta, medidas, linderos y demás detalles se mencionan en la parte motiva de este Acuerdo.

ARTÍCULO SEGUNDO: Ordénese la segregación del lote en mención y fúltese al Alcalde Municipal y al Tesorero Municipal para que procedan a la formalización de la venta decretada y suscriban la escritura correspondiente

ARTÍCULO TERCERO: Este Acuerdo comenzará a regir a partir de su promulgación y publicación en la Gaceta Oficial.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Acuerdo Municipal N° 22 de 01 de junio de 2004.

Comuníquese y cúmplase

DADO EN LA SALA DE SESIONES DEL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, A LOS VEINTITRES (23) DIAS DEL MES DE JULIO DE DOS MIL TRECE (2013)

H.C. Rollyns Rodríguez Tejada

H.C. ROLLYNS RODRIGUEZ TEJADA
PRESIDENTE

H.C. José González Bedoya

H.C. JOSE GONZALEZ BEDOYA
VICEPRESIDENTE



Sr. Justo Álvarez Martínez

SR. JUSTO ALVAREZ MARTINEZ
SECRETARIO

REPÚBLICA DE PANAMÁ, PROVINCIA DE PANAMÁ
ALCALDÍA MUNICIPAL DE ARRAIJÁN, 6 DE AGOSTO DE 2013

SANCIONADO

Licdo. Manóel Samaniego

LICDO. MANÓEL SAMANIEGO

EJECÚTESE Y CÚMPLASE.



*En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; **SE FIJA** para su promulgación el presente Acuerdo Municipal en las tablillas de la Secretaría del Consejo Municipal por el término de diez (10) días calendarios, las once y treinta de la mañana (11:30 a.m.) del día seis (6) de Agosto del año dos mil trece (2013).*

J. Muñoz.

SR. JUSTO ALVAREZ

Secretario del Consejo Municipal



*En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; vencido el termino anterior para la promulgación correspondiente, **SE DESFIJA** el presente Acuerdo Municipal, siendo las tres de la tarde (3:00 p.m.) del día viernes (16) de Agosto del año dos mil trece (2013).*

J. Muñoz.

SR. JUSTO ALVAREZ

Secretario del Consejo Municipal





**DISTRITO DE ARRAIJÁN
CONSEJO MUNICIPAL**

**ACUERDO MUNICIPAL N° 045
(De 23 de julio de 2013)**

“Por el cual se decreta la segregación y adjudicación definitiva a título de compra venta, de un lote de terreno que forma parte de la Finca Municipal N° 3843 inscrita en el Registro Público al Tomo 10133, Folio 9, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, a favor de GUILLERMO ANTONIO MORALES SOLIS”.

**EL HONORABLE CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, EN
USO DE SUS FACULTADES LEGALES,**

CONSIDERANDO:

Que el ciudadano GUILLERMO ANTONIO MORALES SOLIS, varón, panameño, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal N° 8-835-1749, ha solicitado a este Municipio mediante memorial fechado 5 de enero de 2012, la adjudicación definitiva a título de compra venta de un lote de terreno con una superficie de MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO METROS CUADRADO CON OCHENTA Y NUEVE CENTIMETROS (1,245.89 M2), que forma parte de la Finca N° 3843, inscrita en el Registro Público al Tomo 10133, Folio 9, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, de propiedad del Municipio de Arraiján, localizada en el Corregimiento de Juan Demóstenes Arosemena.

Que el lote de terreno mencionado se encuentra localizado dentro de los siguientes linderos y medidas: NORTE: CALLE NOVENA y mide 45.600 mts. SUR: RESTO LIBRE DE LA FINCA 3843 y mide 44.147 mts. ESTE: CALLE OCTAVA y mide 27.500 mts. OESTE: CALLE SIN NOMBRE y mide 27.594 Mts., descrito en el Plano N° 80102-127406, fechado el 16 de enero de 2013.

Que el solicitante ha cumplido con todos los requisitos que exige los Acuerdos que rigen la materia sobre venta de tierras municipales y ha cancelado la suma CUATRO MIL TRESCIENTOS SESENTA BALBOAS CON SESENTA Y DOS CENTESIMOS (B/. 4,360.62) precio pactado en el Contrato de Adjudicación Provisional N° 122-13, fechado 10 de junio de 2013, según Recibo N° 50000020406, fechado 25 de junio de 2013, de la Tesorería Municipal de Arraiján (Dirección de Ingeniería).

Que es competencia de este Concejo decretar la venta de bienes municipales, según lo establecido en el Artículo 99 de la Ley 106 de 8 de Octubre de 1973, modificada por la Ley 52 del 12 de diciembre de 1984, y según el procedimiento establecido en los Acuerdos Municipales que rige la materia.



ACUERDA:



ARTÍCULO PRIMERO: Adjudicar definitivamente a título de Compra -Venta a favor de GUILLERMO ANTONIO MORALES SOLIS, varón, panameño, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal N° 8-835-1749, un lote de terreno con una superficie de MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO METROS CUADRADO CON OCHENTA Y NUEVE CENTIMETROS (1,245.89 M2), que forma parte de la Finca N° 3843, inscrita en el Registro Público al Tomo 10133, Folio 9, Sección de la Propiedad, Provincia de Panamá, de propiedad del Municipio de Arraiján, localizada en el Corregimiento de Juan Demóstenes Arosemena, cuyo precio de venta, medidas, linderos y demás detalles se mencionan en la parte motiva de este Acuerdo.

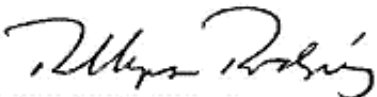
ARTÍCULO SEGUNDO: Ordénese la segregación del lote en mención y facúltase al Alcalde Municipal y al Tesorero Municipal para que procedan a la formalización de la venta decretada y suscriban la escritura correspondiente

ARTÍCULO TERCERO: Este Acuerdo comenzará a regir a partir de su promulgación y publicación en la Gaceta Oficial.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Acuerdo Municipal N° 22 de 01 de junio de 2004.

Comuníquese y cúmplase

DADO EN LA SALA DE SESIONES DEL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, A LOS VEINTITRES (23) DIAS DEL MES DE JULIO DE DOS MIL TRECE (2013)


H.C. ROLLYNS RODRIGUEZ TEJADA




H.C. JOSE GONZALEZ BEDOYA
VICEPRESIDENTE


SR. JUSTO ALVAREZ MARTINEZ
SECRETARIO

REPÚBLICA DE PANAMÁ, PROVINCIA DE PANAMÁ
ALCALDÍA MUNICIPAL DE ARRAIJÁN, 6 DE AGOSTO DE 2013

COPIA DEL ORIGINAL
CONSEJO MUNICIPAL DE ARRAIJÁN


SANCIONADO
DISTRITO DE ARRAIJÁN
ALCALDÍA MUNICIPAL
EJECÚTESE Y CÚMPLASE.



*En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; **SE FIJA** para su promulgación el presente Acuerdo Municipal en las tablillas de la Secretaría del Consejo Municipal por el término de diez (10) días calendarios, las once y treinta de la mañana (11:30 a.m.) del día seis (6) de Agosto del año dos mil trece (2013).*

J. Álvarez
SR. JUSTO ALVAREZ
Secretario del Consejo Municipal



*En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; vencido el termino anterior para la promulgación correspondiente, **SE DESFIJA** el presente Acuerdo Municipal, siendo las tres de la tarde (3:00 p.m.) del día viernes (16) de Agosto del año dos mil trece (2013).*

J. Álvarez
SR. JUSTO ALVAREZ
Secretario del Consejo Municipal



REPÚBLICA DE PANAMÁ
DISTRITO DE CHAME
CONSEJO MUNICIPAL DE CHAME



ACUERDO N° 2

(de 4 de febrero de 2010)

Por la cual se autoriza al Alcalde del Distrito de Chame, para que realice una permuta del terreno de un globo del terreno municipal que está ubicado en la comunidad de Coloncito, Corregimiento de Nueva Gorgona; que forma parte de la finca N° 55864, inscrita al tomo 1354, Folio 50 de propiedad del Municipio de Chame, al Sr. Omar Alberto Granados Sanguillén, a quien se le afectó la Finca de su propiedad No. 439, en un área de 1,238.84 m².

EL HONORABLE CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHAME,
En pleno uso de sus facultades legales ; y,

CONSIDERANDO

Que el Sr. Omar Alberto Granados Sanguillén, propietario de la Finca No. 439 con un área de 8,560.21 m², ubicada en la comunidad de Coloncito, Corregimiento de Nueva Gorgona, Distrito de Chame, fue afectado por terceros hace más de 10 años, mediante la autorización del Municipio de Chame y por error del Agrimensor de esa época.

Que el área afectada de la Finca No. 439 es de 1,238.84 m², en una parte de la finca está ubicado el Sr. Ariel Lasso, en otra parte de la finca construyeron la carretera de asfalto hacia la comunidad de Llano del Medio y en la otra parte está ubicado un tanque séptico del Sr. Peña.

Que la Comisión de Tierras, el Inspector de Tierras y el H.R.S. Vitelio García del Municipio de Chame, en conjunto con los Representantes Legales del Sr. Granados y el Técnico en Ingeniería Sr. Edwin A. Lasso, realizaron la inspección y la nueva mensura del terreno el día 21 de diciembre de 2009, a las 10:00 a. m.

Que la nueva mensura que se realizó al área, incluye un globo terreno municipal para permutar por el área que fue afectada a la finca del Sr. Granados, y que corresponde a la cantidad 1,238.84 m².

ACUERDA:

PRIMERO:

Autorizar al Alcalde Municipal del Distrito de Chame, para que formalice y suscriba una permuta por la cantidad de 1,238.84 m², del terreno municipal, que está ubicado en la comunidad de Coloncito, Corregimiento de Nueva Gorgona, Distrito de Chame, Provincia de Panamá; que forma parte de la finca N° 55864, inscrita al tomo 1354, folio 50 de propiedad del Municipio de Chame que colinda con terreno de Reforma Agraria según plano adjunto elaborado por I. De León a favor del Sr. Omar Alberto Granados Sanguillén, quien es propietario de la Finca No. 439, la cual fue afectada por terceros hace más de 10 años.

SEGUNDO:

Que los nuevos linderos de la Finca No. 439, propiedad del Sr. Omar Alberto Granados Sanguillén serán los siguientes:

Norte: Carretera Panamericana y lotes ocupados por Porfirio Quiroz y Manuel Antonio Lasso.
Sur: Terreno Municipal, Finca No. 55864

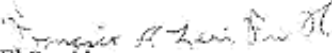
Este: Servidumbre del camino a Llano del Medio.
Oeste: Terreno Reforma Agraria - Comunidad de Agua Mina.

TERCERO:

Enviar fiel copia de este acuerdo al Sr. Euclides Mayorga L., Alcalde del Distrito de Chame, para que proceda a realizar la permuta y al afectado Sr. Omar Alberto Granados Sanguillén.

Dado a los 4 dias del mes de febrero de 2010, en el salón de sesiones del Consejo Municipal de Chame.

Presentado a la consideración por el H. C. Roberto O. Moran B..


El Presidente
HC. ING. FRANCISCO LEON




La Secretaria
Cleotilde R. de Martínez

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHAME..... CINCO (5) DE MARZO DE DOS MIL DIEZ (2010).

VISTOS: Que este acuerdo ha sido aprobado y sancionado en todas sus partes.


EUCLIDES MAYORGA
ALCALDE DTTO. DE CHAME


HILDA PINTO
SRIA.

CERTIFICO QUE TODO LO ANTERIOR ES FIEL
COPIA DE SU ORIGINAL
CONSEJO DE CHAME 5 DE Sept DEL 2013

SECRETARIA

República de Panamá

**Concejo Municipal**

Distrito de Changuinola

*Prov. De Bocas del Toro

*Teléfono 7356

**Acuerdo N°. 63
(14 DE DICIEMBRE DE 2012)****"POR MEDIO DEL CUAL, SE ADJUDICA ALGUNOS LOTES DE TERRENOS MUNICIPALES"***EL HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO, REPUBLICA DE PANAMA; EN USO DE SUS FACULTADES CONSTITUCIONALES Y LEGALES.***CONSIDERANDO:**

PRIMERO: Que al haberse cumplido con los requisitos establecidos en el Acuerdo N° 28 de 31 de Agosto de 2011 que modifico el Acuerdo N°. 13 de 13 de abril de 2011, por medio del cual, se establece un precio especial a los ex y actuales obreros bananeros de la Bocas Fruit Company en la venta de terrenos pertenecientes a Ejidos Municipales del Distrito de Changuinola.

SEGUNDO: Que a la persona que se le adjudican estos lotes de terreno ya han pagado en su totalidad el valor del mismo a la Tesorería del Municipio de Changuinola.

ACUERDA:

ARTÍCULO PRIMERO: Adjudicar a **CATALINA MOLINO SERRANO**, con cédula de identidad personal IPI-6-82, lote s/n, ubicado en finca 13, segregado de la finca 3761, tomo 1493, folio 390, cuenta con un área 326.18 metros cuadrados, cancelo el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto de 2011, mediante recibo de tesorería 58382, el 30 de agosto de 2011. Observación: La señora Catalina, compro la vivienda a la Bocas Fruit Company.

ARTÍCULO SEGUNDO: Adjudicar a **LUCILDA JURADO**, con cédula de identidad personal 1-712-698, lote s/n, ubicado en finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 322.00 metros, cuadrados, cancelo el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011, mediante recibo de tesorería 51199 el día 19 de enero del 2011. Observación: La señora Catalina, compro la vivienda a la Bocas Fruit Company

ARTÍCULO TERCERO: Adjudicar a **ARTEMIO LORENZO**, con cédula de identidad personal, 1-761-98, **CRISTINA CASTILLO**, con cédula de identidad personal 1-730-606, **ROXANA LORENZO CASTILLO** con cédula de identidad personal 1-732-1165 y **ALFONSO LORENZO CASTILLO**, con cédula de identidad personal 1-745-1749, lote S/N, ubicado en finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 49.38 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto de 2011, mediante recibo de tesorería 56358, el 11 de julio de 2011. Observación: el señor Artemio, le compro la vivienda a Bocas Fruit Company e incluyo a sus hijos como dueños.

ARTÍCULO CUARTO: Adjudicar a **CECILIA JURADO BEKER**, con cédula de identidad personal 1-24-627, **ONILDA ESTHER ERLINGTON JURADO**, con cédula de identidad personal 1-717-1119, **RUFINO TROTMAN JURADO**, con cédula de identidad personal 1-724-1066 y **AMILCAR ERLINGTON JURADO**, con cédula de identidad personal 1-713-360, lote S/N, ubicado en finca 11, segregado de la finca 3764, tomo 1493, folio 398, cuenta con un área de 283.76 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011, mediante recibo de tesorería 58040, el día 23 de agosto de 2011, Observación: La señora Cecilia, le compro la vivienda a Bocas Fruit Company e incluyo a sus hijos como dueño.

ARTÍCULO QUINTO: Adjudicar a **ORLANDO PEREIRA GARCIA**, con cédula de identidad personal E-1-1541, lote S/N, ubicado en finca 8, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 308.348 metros cuadrados, canceló el lote, mediante recibo de tesorería 274307, el día 17 de octubre del 2002, según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011.

Observación: El señor Pereira, le compro la vivienda a Bocas Fruit Company.

ARTÍCULO SEXTO:

Adjudicar a **ANDRES MOISES BAENA**, con cédula de identidad personal 1-PI-2-1610 y **LUCIANA SANTIAGO**, con cédula de identidad 1-17-743, lote S/N, ubicado en finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 334.28 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011, mediante recibo de tesorería 61858, el día 11 de enero del 2012.

ARTÍCULO SEPTIMO:

Adjudicar a **SESINIO JACOBO JOSE**, con cédula de identidad personal 1-22-2012 Y **ROSINA BAKER SANTIAGO**, con cédula de identidad personal 1-22-835, lote S/N, ubicado en finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 281.52 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011, mediante recibo de tesorería 57137, el día 28 de julio del 2011. Observación: el señor SESINIO, le compro la vivienda a Bocas Fruit Company.

ARTÍCULO OCTAVO:

Adjudicar a **LUIS CARLOS GONZALEZ**, con cédula de identidad personal 6-49-1228 y **MARINA ALFONSO DE GONZALEZ**, con cédula de identidad personal 6-66-842, lote S/N ubicado en finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 237.39 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto de 2011 mediante recibo de tesorería 56713, el día 20 de julio del 2011, Observación: el señor LUIS, le compro la vivienda a Bocas Fruit Company

ARTÍCULO NOVENO:

Adjudicar a **MAURICIO PALACIO PALACIO**, con cédula de identidad personal 1-25-1947, lote S/N, ubicado en Finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 164.63 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011, mediante recibo de tesorería 56278, el día 27 de julio del 2011

ARTICULO DECIMO:

Adjudicar a **LUZ MARTINEZ MAGALLANES**, con cédula de identidad personal 1-25-984, lote S/N, ubicado en Luzón, segregado de la finca 3757, tomo 1493, folio 378, cuenta con un área de 351.28 metros cuadrados cancelado mediante recibo de tesorería 55345, el día 10 de junio del 2011, según acuerdo 28 del 31 de agosto el 2011, hasta los 500.00 metros cuadrados. Observación: Lote adjudicado mediante Resolución 77 del 30 de octubre de 2002, la señora compro la casa a la Bocas Fruit Company.

ARTICULO DECIMO PRIMERO: Adjudicar a **MARIO ROBERTO GIL MACIS**, con cédula de identidad personal 1-40-255, lote S/N ubicado en finca 12, segregado de la finca 3765, tomo 1493, folio 402, cuenta con un área de 175.92 metros cuadrados, canceló el lote según acuerdo 28 del 31 de agosto del 2011, mediante recibo de tesorería 55991, el día 30 de junio del 2011, Observación: El señor Mario, le compro la vivienda a Bocas Fruit Company.

ARTÍCULO DECIMO SEGUNDO: Este Acuerdo entrara a regir a partir de su sanción.

DADO EN EL HONORABLE SALÓN DE SESIONES DEL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA A LOS CATORCE (14) DÍAS DEL MES DE DICIEMBRE DE 2012

EL PRESIDENTE

Constantino Aguilar
HR. CONSTANTINO AGUILAR

LA SECRETARIA

Tereza Garay Quintero
TEREZA GARAY QUINTERO

EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y CONSTITUCIONALES, SANCIONA EL PRESENTE ACUERDO DE 14 DE DICIEMBRE DE 2012.

LA SUSCRITA TEREZA GARAY QUINTERO SECRETARIA DEL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, CON CÉDULA DE IDENTIDAD PERSONAL 1-710-927, CON FUNCIONES DE NOTARÍA ESPECIAL EN EL DISTRITO DE CHANGUINOLA, AUTENTICA EL PRESENTE ACUERDO, POR TANTO, ES AUTÉNTICA. DE LO CUAL DOY FE, CHANGUINOLA, 19 DE AGOSTO DEL 2013.

Tereza Garay Quintero
TEREZA GARAY QUINTERO
Notaria Especial.



República de Panamá



Concejo Municipal

Distrito de Changuinola *Prov. De Bocas del Toro * Teléfono 758-7356

Acuerdo #7
(del 20 de febrero de 2013)

“POR MEDIO DEL CUAL SE ADJUDICAN ALGUNOS LOTES DE TERRENOS MUNICIPALES”

EL HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO, REPUBLICA DE PANAMÁ; EN USO DE SUS FACULTADES CONSTITUCIONALES Y LEGALES.

CONSIDERANDO:

PRIMERO: Que al haberse cumplido con los requisitos establecidos en el Acuerdo N° 28 de 31 de Agosto de 2011 que modifico el Acuerdo N°. 13 de 13 de abril de 2011, por medio del cual, se establece un precio especial a los ex y actuales obreros bananeros de la Bocas Fruit Company en la venta de terrenos pertenecientes a Ejidos Municipales del Distrito de Changuinola.

SEGUNDO: Que a las personas que se le adjudican estos lotes de terreno ya han pagado en su totalidad el valor del mismo a la Tesorería del Municipio de Changuinola.

ACUERDA:

ARTÍCULO PRIMERO: Adjudicar:

Nombre	Cédula	ubicación	L/N	Finca	Tomo	Folio	Área	Valor Total	Fecha- Recibo
Silvestre Augusto y Otros	1-49-799	Finca #12	S/N	3785	1493	402	298.22	50.00	7 de Julio 2011- 56258
Luis Uribe y Otros	4-181-282	Finca # 12	S/N	3785	1493	402	474.18	50.00	13 de Abril 2004-307382
Martin Sarrano Baker y otros	1-45-210	Finca #12	S/N	3785	1493	402	46.50	50.00	29 de Diciembre 2011- 61503
es Nichi Hooker y Otros	1-710-995	Finca #12	S/N	3785	1493	402	293.02	50.00	5 de Julio 2011-56101
Dionicio Baker Baker y otros	1-706-128	Finca #12	S/N	3785	1493	402	300.91	50.00	19 de Julio 2011-56661
Samuel Pérez Molina y Otros	1-706-854	Finca #12	S/N	3785	1493	402	42.98	50.00	4 de Julio 2011-56057
Samuel Quintero Smith y Otros	1-701-2020	Finca #12	S/N	3785	1493	402	45.05	50.00	11 de Julio 2011-56326
Ignacio López Quiroz y Otros	1-pi-II-525	Finca #12	S/N	3785	1493	402	72.30	50.00	29 de Junio 2011-55888

ARTÍCULO SEGUNDO: Este Acuerdo entrara a regir a partir de su sanción.

DADO EN EL HONORABLE SALÓN DE SESIONES DEL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA A LOS VEINTE (20) DÍAS DEL MES DE FEBRERO DE 2013.

EL PRESIDENTE

Constantino Aguirre

HR. CONSTANTINO AGUIRRE

SECRETARIA

Tereza Garay Quintero

TEREZA GARAY QUINTERO

EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y CONSTITUCIONALES, SANCIONA EL PRESENTE ACUERDO HOY 20 DE febrero DE 2013

Loenzo Luis Baker

LORENZO LUIS BAKER

ALCALDE DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA



República de Panamá

Concejo Municipal

Distrito de Changuinola *Prov. De Bocas del Toro

* Teléfono 758-7356

Acuerdo # 8

(del 20 de febrero de 2013)

“POR MEDIO DEL CUAL SE ADJUDICAN ALGUNOS LOTES DE TERRENOS MUNICIPALES”

EL HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO, REPUBLICA DE PANAMÁ; EN USO DE SUS FACULTADES CONSTITUCIONALES Y LEGALES.

CONSIDERANDO:

- PRIMERO:

Que al haberse cumplido con los requisitos establecidos en el Acuerdo N° 28 de 31 de Agosto de 2011 que modifico el Acuerdo N°. 13 de 13 de abril de 2011, por medio del cual, se establece un precio especial a los ex y actuales obreros bananeros de la Bocas Fruit Company en la venta de terrenos pertenecientes a Ejidos Municipales del Distrito de Changuinola.
- SEGUNDO:

Que a las personas que se le adjudican estos lotes de terreno ya han pagado en su totalidad el valor del mismo a la Tesorería del Municipio de Changuinola.

ACUERDA:

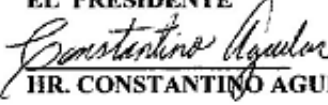
ARTÍCULO PRIMERO: Adjudicar:

Nombre	Cédula	ubicación	L/H	Finca	Tamo	Folio	Área	Valor Total	Fecha- Recibo
Andres Allero Polacio y Otros	10-5-881	Empalme	S/N	3761	1493	350	245.29	50.00	1 de Septiembre 2011-59484
Raquel Sanjurjo Hurtado y Otros	4-86-885	Finca #13	S/N	3761	1493	350	354.22	50.00	5 de Julio 2011-59189
Anastacia Acosta Quietero y otros	1-14-838	Finca #13	S/N	3761	1493	350	315.00	50.00	1 de Agosto 2011-57260
Benita Abraga Machi y Otros	1-pi-3-2031	Finca #15	S/N	3757	1493	378	303.75	50.00	8 de Julio 2011-56294
Cecilia Ciferriño Georgotte Sheeling y Otros	1-24-2501	Finca #13	S/N	3765	1493	350	307.62	50.00	2 de Agosto 2011-57293
Falipo Abraga Nica y Otros	1-pi-8-669	Finca #13	S/N	3761	1493	350	289.88	50.00	1 de Julio 2011-440234
Efraín Antole Machado	1-7-718	Finca #13	S/N	3763	1493	356	277.36	50.00	29 de Diciembre 2011- 61488
Carlos Baker	1-18-316	Finca #13	S/N	3763	1493	306	136.18	50.00	4 de Julio 2011-56334
*Juisa Santos Santos y Otros	1-pi-13-568	Finca #13	S/N	3761	1493	350	242.08	50.00	6 de Diciembre 2011-50819
...onimo Abraga Serrano y Otros	1-pi-10-572	Finca #13	S/N	3757	1493	378	234.31	50.00	6 de julio 2011-56483

ARTÍCULO SEGUNDO: Este Acuerdo entrara a regir a partir de su sanción.

DADO EN EL HONORABLE SALÓN DE SESIONES DEL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA A LOS VEINTE (20) DÍAS DEL MES DE FEBRERO DE 2013.

EL PRESIDENTE



HR. CONSTANTINO AGUILAR

LA SECRETARIA



TERESITA GARAY QUINTERO

EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA, EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y CONSTITUCIONALES, SANCIONA EL PRESENTE ACUERDO HOY 20 DE Febrero DE 2013



LORENZO LUIS BAKER

ALCALDE DEL DISTRITO DE CHANGUINOLA



AVISOS

Para dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 777 del Código de Comercio, hago del conocimiento público que he vendido a la sociedad anónima SUNLY INSVESTMENTS, S.A., registrada con el RUC No.1823691-1-709432, el establecimiento comercial denominado **RESTAURANTE SUNLY**, ubicados en la El Dorado, calle Miguel Brostella, centro comercial Los Tucanes, local No.19, corregimiento de Betania, amparada por la sociedad anónima

RESTAURANTE SUNLI, S.A., con RUC No.46195-99-302768. Dado en la ciudad de Panamá, a los 6 días del mes de junio de 2013. Atentamente, Ernesto Loo Yong cédula N°8-805-1020 REP. LEGAL. L.201-402249. Tercera publicación.

AVISO. FELIX RODRIGUEZ WONG-CHANG, con cédula de identidad personal N°8-431-337, nacionalidad panameña, nacido el 5 de enero de 1979, propietario del negocio denominado M/S YAU, ubicado en la provincia de Panamá, distrito de Capi, corregimiento de Capi, Cabecera urbanización Acera, Vía Interamericana y calle 3era N°1, entrada hacia Lídice. Que se dedica a la venta de víveres, refrescos, artículos para el hogar, tocador, escolares, aseo, ropa, zapatos, carnes, medicamentos populares sin receta médica, tanques de gas y licores en recipientes cerrados; traspaso a **YUMELIS CELINA GUAN HUANG**, panameña, con cédula de identidad personal N°8-893-177 dicho negocio amparado por el Aviso de Operación N°8-431-2009-178883. Atentamente, FELIX RODRIGUEZ WONG-CHANG 8-431-337. L.201-401632. Tercera publicación.

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento al artículo 777 del Código de Comercio, Yo, **LUIS ALBERTO MADRID DELGADO**, varón, panameño, con cédula de identidad personal 9-146-665, traspaso el derecho de Llave al señor **CARMELO MADRID**, con cédula de identidad personal 9-125-2649 de mi negocio denominado **BAR RESTAURANTE MADRID** ubicado en Edificio Principal, Urbanización Puerto Caimito, corregimiento Puerto Caimito, distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, con aviso de operación No.9-146-665-2010-233949. L.201-402326. Segunda publicación.

AVISO. Arraiján, 29 de agosto de 2013. Para dar cumplimiento al artículo 77 del Código de Comercio hago constar que Yo, **ONEIDA LUNA TORRES**, con cédula de identidad personal No.2-43-40, traspaso mi negocio **el MINI SUPER JOSUE DAVID**, ubicado en Panamá, distrito de Arraiján, corregimiento de Arraiján Cabecera, urbanización Valle del Sol, calle principal, casa lote No.72 a la nueva propietaria la Sra. **VIVIAN PAN SONG**, con cédula de identidad personal No.8-898-308. Sin otro particular, atentamente. Oneida LunaTorres C.I.P. 2-43-40. L.201-402385. Segunda publicación.

AVISO. Traspaso de Establecimiento Comercial Aviso de Operación de Persona Natural a Persona Jurídica. La suscrita **BATCHEVA RAQUEL MIZRACHI MEREL**, mujer, panameña, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal número ocho-cuatro siete seis-tres siete cuatro (8-476-374), con domicilio en la provincia de Panamá, distrito de La Chorrera, corregimiento Barrio Balboa, barriada La Revolución, calle La Paz, casa 2672, por este medio solicita el traspaso completo de las actividades y permisos obtenidos ante el Municipio de La Chorrera mediante Resolución No.22 de 20 de agosto de 2010, código 1.2.4.2.18 actividades: permiso para la venta nocturna de licor hasta al por menor hasta las 3:00 a.m., (Decreto 85) y en todas otras entidades de la cual se necesitaron Permisos Especiales por el Aviso de Operación No.8-476-374-2010-200108 obtenido como Persona Natural con el nombre comercial denominado **RESTAURANTE Y PIZZERIA TEMPTATION PLACE**, para el nuevo aviso de operación el cual se solicitará como Persona Jurídica bajo el nombre de la sociedad anónima KOJAVIM, S.A., debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, a ficha 812874, documento 2455835, desde el 2 de septiembre de 2013, cuyo establecimiento comercial será **RESTAURANTE Y PIZZERIA TEMPTATION POINT**. Para lo cual se firma hoy a los nueve (9) días del mes de septiembre de 2013. Batcheva Raquel Mizrachi Merel Cédula 8-476-374. L.201-402449. Segunda publicación.

TRASPASO DE LICENCIA. Para dar cumplimiento a lo que establece el artículo 777 del Código de Comercio, aviso al público en general que he traspasado el aviso de operación No.4-186-170-2013-368722 de diciembre de 1988 expedido a través de Panamá Emprende del Ministerio de Comercio e Industrias a favor de **EDUARDO ALEXI RIVERA GAITAN**, cuyo nombre comercial se denomina **JARDIN LOS GUARUMOS**, ubicado en la provincia de Chiriquí, distrito de Alanje, corregimiento de Guarumal, urbanización Guarumal, calle principal, a la señora **MARCIA ARGELIS SMITH DEL RIO**, con cédula de identidad personal No.8-306-399. El que traspasa EDUARDO ALEXI GAITAN, con céd. 4-186-170. Guarumal, 31 de enero de 2013. L.201-402325. Primera publicación.

AVISO DE DISOLUCION. Por medio de la Escritura Pública No.16633 de 9 de septiembre de 2013, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 11 de septiembre de 2013, a la ficha 243680, documento 2461538, de la Sección de Mercantil del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **VERNON ENTERPRISES S.A.**, L.201-402451. Única publicación.

AVISO DE DISOLUCION. Por medio de la Escritura Pública No.16,656 de 9 de septiembre de 2013, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 13 de septiembre de 2013, a la ficha 496910, documento 2463102, de la Sección de Mercantil del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **MADLINE FINANCIAL S.A.** , L.201-402450. Única publicación.

AVISO DE DISOLUCION. La sociedad anónima denominada **ICANA CF, S.A.**, inscrita en el Registro Público, sección de Mercantil, a ficha 679756 desde el día 27 de octubre de 2009, fue DISUELTA mediante Escritura Pública N°24,267 de 3 de septiembre de 2013 de la Notaría Décima del Circuito de Panamá e inscrita en el sistema Tecnológico de Información del Registro Público de Panamá, Sección de Mercantil, a ficha 679756, documento 2465288, desde el día 17 de septiembre de 2013. **VACCARO & VACCARO.** Raúl Eduardo Vaccaro. L.201-402531. Única publicación.

AVISO DE DISOLUCION. Para los efectos del Artículo 82 de la Ley 32 de 26 de febrero de 1927, se avisa al público: 1.La sociedad **JAUNT ENTERPRISE, S.A.**, fue organizada mediante Escritura Pública No.7800 de 16 de diciembre de 1985 de la Notaría Segunda del Circuito de Panamá e inscrita en el Registro Público, Sección de Micropelículas (Mercantil) a la Ficha 162321, Rollo 17218, Imagen 122, desde el día 26 de diciembre de 1985. 2. Que dicha sociedad acordó la disolución según consta en la Escritura Pública No.16645, del 9 de septiembre de 2013, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, la cual fue inscrita en el Registro Público, Sección de Micropelículas (Mercantil) a la Ficha 162321, Documento Redi 2463802 desde el día 16 de septiembre de 2013. L.201-402512. Primera publicación.

AVISO. Panamá, 4 de septiembre de 2013. A Quien Concierne. Yo, **LEILA EDITH HERRERA VILLARREAL**, mujer mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal Número 3-90-714, actuando en mi condición de Representante Legal de la Sociedad _____, propietario del negocio denominado **MINI SUPER HERMANOS GARCIAS**, ubicado en la provincia de Colón, distrito de Colón, corregimiento de San Juan, Urbanización de Gatuncillo Norte, calle Los Lotes, Casa 54; registrado con el número de contribuyente N°3-90-714-2011-260529 comunico a el traspado a el Señor **RUFINO ANTONIO GARCIA DELGADO** con cédula N°7-92-1377. Atentamente, Leila Edith Herrera Villarreal CIP. 3-90-714. L.201-402534. Primera publicación.

AVISO. Para dar cumplimiento a lo que establece el artículo setecientos setenta y siete (777) del Código de Comercio, yo, **YESSICA LILIANA CASTRO** con cédula número ocho-setecientos noventa y ocho-trescientos veinte (8-798-320), nacida el dos (2) de septiembre de mil novecientos ochenta y seis (1986), comunico al público en general que he traspasado mi negocio denominado **OCEANO S BAR & GRILL**, ubicado en la calle Emilio Castro, frente al antiguo Hospital, distrito y corregimiento de Las Tablas, provincia de Los Santos, con aviso de operación No.8-798-320-2010-200980, cuya actividad principal es la venta de comidas preparadas, cervezas y licores nacionales y extranjeros en envases abiertos al por menor y otras actividades asociadas, a la sociedad anónima panameña **PRIMITO ENTERPRISE S.A.**, inscrita a la ficha número ocho uno cero ocho siete (810087), documento dos cuatro tres cinco ocho dos cero (2435820), debidamente representada por la Licenciada **JAYNE MICHELLE MORENO RODRIGUEZ**, mujer, panameña, mayor de edad, casada, abogada en ejercicio, con cédula número cuatro-setecientos veintiséis-dos mil cuarenta y seis (4-726-2046), a partir de la fecha. Las Tablas, diecinueve (19) de septiembre de dos mil trece (2013). Yessica Liliana Castro Cédula 7-798-320. L.201-402516. Primera publicación.



REPUBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN DE TIERRAS
DIRECCIÓN NACIONAL DE TITULACIÓN Y REGULARIZACIÓN
ANATI, CHIRIQUI



EDICTO N°.301-2012

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras en la provincia de Chiriquí al público,

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a) SANTOS VALLES MARTEZ Y OTROS Vecino (a) de **MANACA CIVIL** Corregimiento de **RODOLFO AGUILAR DELGADO** del Distrito de **BARU** Provincia de **CHIRIQUI** Portador de la cédula de identidad personal N° **4-134-2314** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° **4-0285** del **16** de **SEPTIEMBRE** de **2010**, según plano aprobado N° **402-05-23416** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable con una superficie total de **0 HÁS. + 969.84 M2** que forma parte de la Finca No. **4699**, inscrita en el Rollo **14,343**, Doc. **3** Propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno esta ubicado en la localidad de **MANACA CIVIL** corregimiento de **RODOLFO AGUILAR DELGADO** Distrito de **BARU** Provincia de **CHIRIQUI**, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: LUIS RIOS ESPINOSA, LUIS OSCAR QUIEL SAUCEDO

SUR: CARRETERA PRINCIPAL HACIA PUERTO ARMUELLES Y HACIA PROGRESO, ELADIA CABALLERO

ESTE: LUIS OSCAR QUIEL SAUCEDO

OESTE: GRISELDA BONILLA ACOSTA, ELADIA CABALLERO

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **BARU** o en la corregiduría de **RODOLFO AGUILAR DELGADO** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena la Ley 37 de 1962. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en DAVID a los 03 días del mes de SEPTIEMBRE de 2013

Firma: Elvia Elizondo
 Nombre: **ELVIA ELIZONDO**
 Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Fabio Franceschi
 Nombre: **LICDO FABIO FRANCESCHI**
 Funcionaria Sustanciador

201-401772



REPUBLICA DE PANAMA
AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACION DE TIERRAS
DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION
ANATI, CHIRIQUI

EDICTO N°.217-2013

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Chiriquí al público,

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a) **ELIZABETH RIOS MIRANDA** Vecino (a) de **CALDERA** Corregimiento de **CALDERA** del Distrito de **BOQUETE** provincia de **CHIRIQUI** Portador de la cédula de identidad personal No. **4-122-2297** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud No. **4-0217** según plano aprobado No. **404-02-24058** la adjudicación del título oneroso de una parcela de Tierra Baldía Nacional adjudicable con una superficie total de **0 HA. + 2080.29 M2.**

El terreno esta ubicado en la localidad de **PERICO** Corregimiento de **CALDERA** Distrito de **BOQUETE** Provincia de **CHIRIQUI** comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: FRANCISCO ACOSTA, ISMAEL RIOS GUERRA, QUEBRADA SIN NOMBRE

SUR: CALLE AL POBLADO DE CALDERA Y A OTRAS FINCAS

ESTE: GONZALO SANTAMARIA, OSCAR SAMUDIO

OESTE: FRANCISCO ACOSTA, QUEBRADA SIN NOMBRE

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **BOQUETE** o en la Corregiduría de **CALDERA** copias del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena la Ley 37 de 1962. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en **DAVID** a los **04** días del mes de **SEPTIEMBRE** de **2013**

Firma: Elvia Elizondo
Nombre: **ELVIA ELIZONDO**
Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Fabio Franceschi
Nombre: **LICDO. FABIO FRANCESCHI**
Funcionario Sustanciador

201-401895



**REPUBLICA DE PANAMA
AUTORIDAD NACIONAL DE
ADMINISTRACION DE TIERRAS
DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION
PROVINCIA DE COCLE**

EDICTO No. 084-2013

**EL SUSCRITO FUNCIONARIO SUSTANCIADOR DE LA AUTORIDAD
NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION DE TIERRA PROVINCIA
DE COCLÉ,**

HACE SABER QUE:

Que DAVID ZAMORA NUÑEZ, vecino (a) de VISTA HERMOSA, Corregimiento PENONOME, de Distrito de PENONOME, portador (a) de la cédula N°. 8-127-782, ha solicitado a la Dirección Nacional de Titulación y Regularización mediante solicitud No. 2-689-12 según plano aprobado N°. 25-01-4680, adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía con una superficie total de 0 HAS + 1476.53 M2 Ubicada en la localidad de CRISTO REY, Corregimiento de PENONOME, Distrito de PENONOME, Provincia de COCLE, comprendidos dentro de los siguientes linderos:

NORTE: RICARDO IBARRA MARISCAL. – SERAFÍN PIMENTEL CHAVEZ – SERV. INT. CALLE 1^{ERA}

SUR: SERVIDUMBRE A OTROS LOTES

ESTE: CARLOS JAVIER CEDEÑO VELASQUEZ – MELIDA NERY FIGUEROA GONZALEZ DE PASCUAL

OESTE: AGUSTIN JIMENEZ VARGAS – SERV. INT. CALLE 1^{ERA}

Para los efectos legales, se fija el presente edicto en lugar visible de la Dirección Nacional de Titulación y Regularización de Tierra en la Provincia de Coclé y en la Corregiduría de PENONOME. Copia del mismo se hará publicar en el órgano de publicidad correspondiente tal como lo ordena el Artículo 108 del Código Agrario.

Este edicto tendrá una vigencia de 15 días a partir de su última publicación.

DADO EN LA CIUDAD DE PENONOME, HOY 15 DE JULIO 2013.


ING. ROBERTO CHANIS
FUNCIONARIO SUSTANCIADOR
ANATI – COCLE




CESAR FERNANDEZ
SECRETARIO AD-HOC

201-399275

EDICTO No. 146

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA

EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:

QUE EL SEÑOR (A) JUAN JOSE ALDEANO LORE, panameno mayor de edad,
con residencia en La Arbolada de Caseres, Arraijan, cerca de
la Parrillada Edy, Calle Principal, casa No.A-16, telefono 259-
9503, estado civil casado, trabaja como Contable, portador de
la cedula de identidad personal No.5-13-2576.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA

Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE LOS TANQUES de la Barriada COCO CENTRO Corregimiento EL COCO donde SE LLEVABA A CABO UNA CONSTRUCCION distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas son los siguientes:

NORTE:	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON 16.59 MTS
SUR:	FINCA 255135 CODIGO 0000, DOCUMENTO 1947458, PROPIEDAD DE JUAN JOSE ALDEANO LORE.	CON 18.90 MTS
ESTE:	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 9.24 MTS
OESTE:	CALLE LOS TANQUES	CON. 14.18 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO DOSCIENTOS CUATRO METROS CUADRADOS CON SETENTA Y SIETE DECIMETROS CUADRADOS (204.77 MTS,2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No. 11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entregueses senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez. En un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial.

La Chorrera, 9 de septiembre de dos mil trece

ALCALDE:

(fdo.) SE. TENISTOCLES JAVIER HERRERA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO, (fdo.) SRTA. IRISCELYS DIAZ G.

Es fiel copia de su original
 La Chorrera, nueve (9) de
 septiembre de dos mil trece

SRTA. IRISCELYS DIAZ G.
 JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL

201-402486

EDICTO No. 123

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA
 EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
 QUE EL SEÑOR (A) MAYRELYS VERUSTKA CACHO RODRIGUEZ, panameña,
 Mayor de edad, soltera, oficio Estudiante, residente en Santos
 Jorge, casa No. 4317, teléfono 263-2503, portadora de la cédula
 de identidad personal No. 8-736-1372.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA
 Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en
 concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
 denominado CALLE SAN JOSE de la Barriada SITIO MARIN
 Corregimiento EL COCO, donde SE LLEVARA A CABO UNA
CONSTRUCCION distingue con el número _____ y cuyo linderos y medidas
 son los siguientes:

	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194	
NORTE:	PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 35.32 MTS
	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194	
SUR:	PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 35.32 MTS
	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194	
ESTE:	PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 18.90 MTS
OESTE:	CALLE SAN JOSE	CON. 18.00 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO SEISCIENTOS TREINTA Y CINCO METROS CUADRADOS
SESENTA Y SEIS DECIMETROS CUADRADOS (635.76 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No. 11-A, del 6 de marzo de 1969,
 se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ
 (10) días, para que dentro dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas
 Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez.
 En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 9 de septiembre de dos mil trece

ALCALDE: (fdo.) **GR. TEAISTOCLES JAVIER HERRERA**

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO, (fdo.) **SRTA. IRISCELYS DIAZ G.**

Es fiel copia de su original
 La Chorrera, nueve (9) de
 septiembre de dos mil trece

SRTA. IRISCELYS DIAZ G.
 JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL

261-402448

**AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN DE TIERRAS
DIRECCIÓN NACIONAL DE TITULACIÓN Y REGULARIZACIÓN
PROVINCIA DE DARIÉN**

EDICTO N° 35-12

La Suscrita Funcionaria Sustanciadora De La Dirección De Titulación Y Regularización En La Provincia De Darién Al Público:

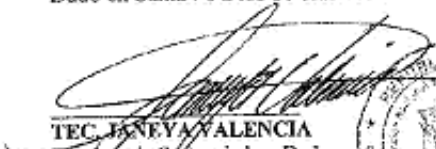
HACE SABER

Que el señor (a), **CONCEPCION GIL GOMEZ** con cédula de identidad personal N° 9-124-715, vecino (a) de **METETI**, Corregimiento de **METETI**, Distrito de **PINOANA**, ha solicitado a la Dirección Nacional de Titulación y Regularización mediante solicitud N° 5-402-10, según plano aprobado N° 502-08-2140, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie de **0HAS.+960.74m²**, ubicada en la localidad de **METETI**, Corregimiento de **METETI**, Distrito de **PINOANA**, Provincia de **DARIÉN**, comprendido dentro de los siguientes linderos:

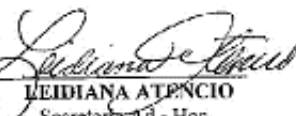
Norte: SERVIDUMBRE (RIVERA) DE RIO METETI DE 10.00 METROS
Sur: ULISES MORALES AVILES
Este: ERIC JAVIER CABRERA RAMIREZ
Oeste: CALLEJON DE ACCESO A OTROS LOTES

Para los efectos legales, se fija el presente **EDICTO** en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía Municipal del Distrito de **PINOANA**, de la Corregiduría de **METETI** y copias del mismo se entregan al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario.

Este edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación, Dado en Santa Fe a los 10 días del mes de **MARZO** del 2012.


TEC. JANEVA VALENCIA
Funcionaria Sustanciadora De La
Dirección De Titulación Y Regularización/Darién




LEIDIANA ATENCIO
Secretaría Ad - Hoc

 **GOBIERNO NACIONAL**
REPÚBLICA DE PANAMÁ

201-402530

EDICTO No. 255

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO.

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
QUE EL SEÑOR (A) NIEVES AGOSTA BARRA MAJIN, panameña, mayor de edad, oficio
Ana de casa, residente en Amaya, casa No.2163, portadora de la cédula de identidad
personal No.7-56-613.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en
concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
denominado CALLE ESCORPIO de la Barriada AMAYA
Corregimiento EL COCO, donde SE LLEVABA A CABO UNA
CONSTRUCCION distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas
son los siguiente:

NORTE:	<u>CALLE ESCORPIO</u>	<u>CON. 20.00 MTS.</u>
SUR :	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u> <u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	<u>CON. 20.00 MTS.</u>
ESTE :	<u>FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194</u> <u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	<u>CON. 30.00 MTS.</u>
OESTE:	<u>CALLE LOS ENANORADOS</u>	<u>CON. 30.00 MTS.</u>

AREA TOTAL DE TERRENO SELECCION DE LOTES CUADRADOS (600.00 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo del 2009
se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ
(10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.
Entregúeseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez
En un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial.

La Chorrera, 16 de noviembre de dos mil once

ALCALDE: (fdo.) SR. TEMISTOCLES JAVIER ESPERAZA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO. (fdo.) SRTA. TEMISTOCLES DIAZ G.
Es fiel copia de su original
La Chorrera, dieciséis (16) de
noviembre de dos mil once
SRTA. TEMISTOCLES DIAZ G.
JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL

201-40285