

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.

ACUERDO No. E-13-99.-

LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES,

CONSIDERANDO:

- I. Que de conformidad al Art. 1 y 3 de la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto Legislativo No. 843, de fecha 10 de octubre de 1996, publicado en el Diario Oficial No. 201, Tomo 333 de fecha 25 del mismo mes y año, que para los efectos del presente Acuerdo se denominará "La Ley", se norman las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica y a las entidades que las desarrollan, siendo responsabilidad de SIGET el cumplimiento de las disposiciones de dicha Ley.
- II. Que de conformidad con el Art. 117 de la Ley, mientras CEL sea propietaria a cualquier título de la red de transmisión y más de un cincuenta por ciento de la capacidad instalada de generación, la Unidad de Transacciones, que para los efectos del presente Acuerdo se denominará "UT", se regirá por un reglamento interno transitorio, el cual debe garantizar los mecanismos equitativos y transparentes, para la toma de decisiones relacionadas con la operación del sistema.
- III. Que de conformidad con el Art. 33, de la Ley, la Operación del Sistema de Transmisión y la Administración del Mercado Mayorista son responsabilidad de la UT.
- IV. Que de conformidad con el Art. 67, del Reglamento de la Ley General de Electricidad, contenida en el Acuerdo Ejecutivo No. 70, de fecha 25 de julio de 1997; publicado en el Diario Oficial No. 138, Tomo 336 de fecha 25 del mismo mes y año; las normas de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista deberán estar contenida en el Reglamento de Operación que para esos efectos emita la Unidad de Transacciones.
- V. Que de conformidad con el Art. 125, de la Ley, sus disposiciones prevalecerán sobre cualquier otra reglamentación sobre la materia.
- VI. Que de conformidad con los Arts. 4 y 5 de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, contenida en el Decreto Legislativo No. 808, de fecha 12 de septiembre de 1996, publicado en el Diario Oficial No. 189, Tomo 333, de fecha 9 de octubre del mismo año; SIGET es la autoridad competente para conocer el cumplimiento de la Ley y sus reglamentos en materia de electricidad.
- VII. Que con fecha 8 de junio del presenta año, la UT presentó a la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones, para la revisión y aprobación correspondiente, el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, el cual ha sido desarrollado en cumplimiento del capítulo III, de la Ley relativo a la Organización de la Unidad de Transacciones, de la Operación del Sistema de Transmisión y de la Operación del Mercado Mayorista.

Por lo tanto,

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

1. Aprobar el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, el cual regirá a la Unidad de Transacciones y los Participantes del Mercado; estableciéndose las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador, con el fin de garantizar los mecanismos equitativos y transparentes, para la toma de decisiones relacionadas con la operación del sistema; que tendrá carácter transitorio mientras se encuentren vigentes las condiciones que establece el Art. 117 de la Ley. Dicho documento se encuentra anexo al presente acuerdo y forma parte integrante del mismo.

2. Toda adición, modificación o ampliación al Reglamento mencionado en el numeral uno, deberá ser presentado a SIGET para su aprobación.
3. Inscribir, el presente Acuerdo y el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, en la sección de Actos y Contratos del Registro de Electricidad y Telecomunicaciones, adscrito a esta Superintendencia.
4. El presente acuerdo entrará en vigencia ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

Nueva San Salvador, diecinueve de julio de mil novecientos noventa y nueve.

Notifíquese y Publíquese en el Diario Oficial.

Eric Casamiquela,
Superintendente.
SIGET

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA

EL SALVADOR

JULIO 1999

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
1. GLOSARIO.....	2
1.1 DEFINICIONES.....	2
1.2 NOMENCLATURAS.....	5
2. CONDICIONES GENERALES.....	6
2.1 OBJETO.....	6
2.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO.....	6
2.3 INTÉRVALO DE MERCADO.....	8
2.4 INCUMPLIMIENTOS Y PENALIZACIONES.....	8
3. MANEJO DE LA INFORMACIÓN.....	9
3.1 RESPONSABILIDADES.....	9
3.2 INFORMACIÓN DE DEMANDA Y DISPONIBILIDAD.....	9
3.3 PROYECCIONES DE DEMANDA.....	11
3.4 VERIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	12
3.5 INFORMES DE LA UT.....	13
4. MERCADO DE CONTRATOS Y DESPACHO PROGRAMADO	15
4.1 OBJETO.....	15
4.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	15
4.3 REQUISITOS Y OBLIGACIONES.....	15
4.4 SUMINISTRO DE INFORMACIÓN PARA TRANSACCIONES BILATERALES	16
4.5 TRANSACCIONES BILATERALES DE INYECCIÓN	16
4.6 TRANSACCIONES BILATERALES DE RETIRO.....	17
4.7 TRANSACCIONES BILATERALES DE TRANSFERENCIA.....	17
4.8 VALIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES.....	18
4.9 PÉRDIDAS.....	19
4.10 RESULTADOS DEL DESPACHO PROGRAMADO.....	20
4.11 DESVIACIONES A LAS TRANSACCIONES BILATERALES.....	20
5. OFERTAS DE OPORTUNIDAD.....	22
5.1 OBJETO.....	22
5.2 CARACTERÍSTICAS Y REQUISITOS.....	22
5.3 OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN.....	23
5.4 OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO.....	26

6.	PREDESPACHO.....	30
6.1	OBJETO.....	30
6.2	ADMINISTRACIÓN DEL PREDESPACHO.....	30
6.3	OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN.....	31
6.4	OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO.....	32
6.5	INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN.....	32
6.6	RACIONAMIENTO FORZADO.....	33
6.7	RESULTADOS DEL PREDESPACHO.....	34
6.8	PRECIO DE LA ENERGÍA.....	35
6.9	ENVÍO DE RESULTADOS.....	36
7.	OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.....	38
7.1	OBJETO.....	38
7.2	SUMINISTRO DE INFORMACIÓN.....	38
7.3	ADMINISTRACIÓN.....	39
7.4	OBLIGACIONES.....	40
7.5	RACIONAMIENTO FORZADO.....	40
7.6	GENERACIÓN OBLIGADA.....	41
7.7	PRECIO DEL MRS.....	41
7.8	RESULTADOS DE LA OPERACIÓN.....	42
8.	PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN.....	45
8.1	OBJETO.....	45
8.2	RESPONSABILIDAD DE LA UT.....	45
8.3	RESPONSABILIDAD DE LOS OPERADORES.....	45
8.4	VALORES A UTILIZAR.....	46
8.5	TIPOS DE LÍNEAS.....	46
8.6	CÁLCULO DE PÉRDIDAS.....	47
8.7	COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS.....	48
8.8	PREDESPACHO.....	48
8.9	PERDIDAS REALES.....	49
8.10	CARGOS POR PÉRDIDAS.....	49
9.	CONSGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN.....	52
9.1	OBJETO.....	52
9.2	ADMINISTRACIÓN DE LA CONGESTIÓN.....	52
9.3	LÍNEA CON CONGESTIÓN.....	53
9.4	CONGESTIÓN EN EL DESPACHO PROGRAMADO.....	53
9.5	CONGESTIÓN EN EL MRS.....	54
9.6	CARGO POR CONGESTIÓN.....	54
10.	SERVICIOS AUXILIARES.....	55
10.1	OBJETO.....	55
10.2	ALCANCE.....	55
10.3	OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES.....	56
10.4	REGLAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA REACTIVA.....	56
10.5	OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.....	60
10.6	COMPENSACIONES POR REACTIVOS.....	60
10.7	RESERVA RODANTE.....	62

10.8	RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.....	63
10.9	REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA BAJO CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN.....	67
10.10	RESERVA FRÍA.....	69
10.11	ARRANQUE EN CERO VOLTAJE.....	70
10.12	CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES.....	70
11.	TRANSACCIONES INTERNACIONALES.....	71
11.1	RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES.....	71
11.2	CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.....	71
11.3	IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN EN EL MRS.....	72
11.4	ENERGÍA INADVERTIDA.....	73
11.5	CALIDAD Y SEGURIDAD DE LA RED.....	74
12.	COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS.....	75
12.1	OBJETO.....	75
12.2	MANTENIMIENTOS MAYORES.....	75
12.3	MANTENIMIENTOS MENORES.....	79
12.4	EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS.....	80
12.5	MANTENIMIENTO DE EMERGENCIA.....	81
12.6	MANTENIMIENTO EN CONDICIÓN DE RACIONAMIENTO FORZADO.....	82
13.	CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS DEL SISTEMA.....	84
13.1	OBJETO.....	84
13.2	ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO.....	84
13.3	EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	85
13.4	PARÁMETROS DE OPERACIÓN.....	88
13.5	CONDICIÓN DE EMERGENCIA.....	89
13.6	RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA.....	89
13.7	ANÁLISIS E INFORME DE CONTINGENCIAS.....	90
13.8	COMPENSACIONES POR ENERGÍA NO SERVIDA EN EL MRS.....	91
13.9	VERIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD.....	91
13.10	SEGUIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN.....	92
13.11	ADICIÓN O MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD CONECTADA AL SISTEMA.....	93
14.	TRANSACCIONES ECONÓMICAS.....	95
14.1	ALCANCE.....	95
14.2	SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SIMEC).....	95
14.3	TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE MEDICIÓN COMERCIAL.....	97
14.4	LECTURAS INDICATIVAS.....	99
14.5	DEUDORES Y ACREEDORES.....	99
14.6	DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE).....	100
14.7	RECLAMOS DEL DTE.....	100
14.8	LIQUIDACIÓN.....	100
14.9	MORA Y FALTA DE PAGO.....	101
15.	MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.....	102
15.1	OBJETO.....	102
15.2	MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.....	102

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 67 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., emite el presente Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista.

1. GLOSARIO

1.1 DEFINICIONES

Para los efectos del presente Reglamento se establecen las siguientes definiciones y abreviaturas:

- Anexo: Conjunto de normas técnicas, métodos y/o procedimientos de detalle desarrollados por la Unidad de Transacciones para implementar los criterios y procedimientos generales definidos en el Reglamento de Operación.
- Condición de Alerta: Estado en el que el sistema de transmisión opera dentro de los parámetros de calidad y seguridad normales, pero a juicio de la Unidad de Transacciones existe riesgo de entrar en Condición de Emergencia.
- Condición de Emergencia: Estado en el que el sistema de transmisión no está operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad normales, o cuando existe una situación de peligro para bienes o vida de personas.
- Condición Normal: Estado en el que el sistema de transmisión está integrado, sin ninguna parte separada con déficit de generación o cuando está dividido pero por motivos de mantenimiento programado, se cumplen los parámetros de calidad y seguridad normales.
- Demanda Comprometida: Energía a retirar en un nodo de la red por un Participante del Mercado, por compromisos comerciales definidos en base a los resultados predespacho.
- Demanda Inflexible: Energía de un Participante del Mercado en un nodo que no oferta reducción voluntaria de la energía a retirar de la red, sino que requiere retirar la energía que resulte del consumo, independientemente de las condiciones de precio en el Mercado.
- Demanda Mínima Inflexible: Energía que un Participante del Mercado informa en su oferta de oportunidad como energía mínima a retirar de la red en un nodo. Si existe un precio por encima del cual el PM oferta voluntariamente llevar su retiro en el nodo a cero, su demanda inflexible es cero. Para una demanda inflexible, la demanda mínima inflexible es todo su consumo.
- Energía Inyectada: Aquella que un operador entrega a la red de transmisión o que ingresa a la red a través de una interconexión internacional.
- Energía Retirada de la red: Aquella que un operador retira de la red, o que es extraída de la red a través de una interconexión internacional.
- Generación Comprometida: Energía a inyectar en la red por un grupo generador a programar por compromisos comerciales en base a los resultados del predespacho.
- Generación Inflexible: Energía que un grupo generador a programar requiere inyectar a la red independientemente de las condiciones de precio en el Mercado.
- Grupo Generador a Programar: Conjunto de una o más unidades generadoras ubicadas en una misma central de un Generador, que son consideradas como un grupo productor a los efectos de la programación de la generación, las

transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad. Cada importación se considerará como un Grupo Generador a Programar virtual, con su nodo de inyección ubicado en la interconexión internacional.

- Intervalo de Mercado: Duración de cada período en que se divide el día para las transacciones de energía y cálculo de precios en los mercados de corto plazo que administra la UT.
- Mantenimiento Mayor: Trabajos programados en un equipo por un período previsto mayor o igual al número de días que se indica en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad operativas.
- Mantenimiento Menor: Trabajos programados en un equipo por un período previsto inferior al definido para los mantenimientos mayores.
- Mantenimiento de Emergencia: Trabajo no programados en un equipo, de tipo preventivo o correctivo el cual se requiere debido a que no puede continuar en servicio sin que sufra un daño mayor o que ponga en peligro a personas o a bienes.
- Mantenimiento en condición de Emergencia Energética: Procedimiento a aplicar a los mantenimientos cuando se presente una condición de emergencia y/o racionamiento forzado.
- Participante del Mercado: Operador o usuario final que está conectado directamente a la red de transmisión, cumpliendo con los requisitos de la Ley y que realiza transacciones comerciales de energía eléctrica en el Mercado Mayorista.
- Predespacho: Programación de la operación del día siguiente que realiza cada día la Unidad de Transacciones con el objeto de prever los programas de inyección de la generación y los programas de retiro de energía de la red, y establecer los requerimientos de servicios auxiliares para la operación segura y confiable del sistema eléctrico.
- Racionamiento Forzado: Condición en que el mercado no logra su equilibrio en base a las ofertas de oportunidad, por resultar la máxima generación ofertada insuficiente para cubrir la demanda mínima inflexible, y es necesario aplicar reducciones forzadas a la demanda mínima inflexible para lograr el balance en el abastecimiento dentro de las condiciones de calidad y seguridad establecidas.
- Reducción Forzada de Generación: Condición en que el mercado, dado el valor total que resulta para la generación mínima inflexible, no logra su equilibrio en base a las ofertas de oportunidad debido a que no existe suficiente inyección ofertada como dispuesta a reducirse voluntariamente frente a la reducción registrada en el requerimiento de demanda.
- Regulación Primaria de Frecuencia: Es la regulación automática rápida cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y consumo ante las variaciones normales en la oferta y la demanda. Se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción.
- Regulación Secundaria de Frecuencia: Es la regulación automática cuyo objeto es compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su producción programada.
- Reserva Rodante: Es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema, calculada como la diferencia entre su capacidad máxima declarada y la potencia despachada.
- Servicios Auxiliares: Todo aquel servicio proporcionado por los operadores y/o participantes del mercado, para mantener la calidad y seguridad del sistema, y que están detallados en el presente Reglamento.
- Sistema de administración del mercado: Conjunto de programas computacionales que modelan la topología de la red, las características de los grupos generadores y la demanda, las restricciones del sistema eléctrico, las transacciones

bilaterales y las ofertas de oportunidad, y que debe cumplir las características generales y requisitos definidos en este Reglamento. La UT utilizará este modelo para administrar los mercados dentro de las restricciones vigentes. Las características de dicho modelo se incluyen en el Anexo Sistema de Administración del Mercado.

- Sistema de transmisión, sistema o red: Conjunto de instalaciones dedicadas al transporte de energía conectadas a un nivel de tensión de 115 kV o superior. En el caso en que un transformador conectado al nivel de tensión de 115 kV o superior para entregar a un voltaje inferior a 115 kV, sea propiedad del Transmisor, el límite del sistema de transmisión será la barra de baja tensión a la cual está conectado dicho transformador. En el caso en que un transformador conectado al nivel de tensión de 115 kV o superior sea propiedad de un operador distinto al Transmisor, el límite del sistema de transmisión será la barra de alta tensión a la cual está conectado dicho transformador.

- Transacciones Bilaterales: Transacciones de energía acordadas entre dos Participantes del Mercado, y que las partes informan a la Unidad de Transacciones para incluir en el Despacho Programado.

- Transformador de Potencia: Todo transformador conectado al sistema de transmisión que es utilizado en la conversión de niveles de voltaje para la transmisión de energía eléctrica.

- Unidad Racionamiento Forzado: Es una unidad virtual de generación utilizada para la administración del predespacho y el MRS, que identifica la energía a programar como reducción forzada de los retiros de la red, ante una condición de Racionamiento Forzado.

- Unidad de Transacciones: Organismo responsable de operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y operar el mercado mayorista de energía eléctrica;

1.2. NOMENCLATURAS

- CAG= Control Automático de Generación.
- COP= Coordinador de Operación y Despacho.
- DP= Despacho Programado.
- DTE= Documento de Transacciones Económicas.
- GGP= Grupo Generador a Programar.
- LGE= Ley General de Electricidad.
- MC= Mercado de Contratos.
- MRS= Mercado Regulador del Sistema.
- PANM= Programa Anual de Mantenimientos Mayores.
- PM= Participante del Mercado.
- SAE= Sistema de Administración de Energía.
- SAM= Sistema de Administración del Mercado.
- SIGET= Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
- SIMEC= Sistema de Medición Comercial.

- URF= Unidad de Racionamiento Forzado.
- UT= Unidad de Transacciones.

2. CONDICIONES GENERALES

2.1. OBJETO.

2.1.1. El presente Reglamento contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador.

2.1.2. La UT operará el sistema manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en este Reglamento. Cada operador tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas.

2.1.3. Las normas y procedimientos contenidos en el presente Reglamento deben ser respetadas y acatadas por cada operador que posea instalaciones conectadas directamente al sistema de transmisión, así como por cada operador transmisor y cada usuario final conectado directamente a la red de transmisión.

2.1.4. La UT calculará las transacciones comerciales y realizará la administración comercial de los mercados, de acuerdo a los procedimientos comerciales definidos en este Reglamento. El cumplimiento de las reglas comerciales y la obligación de pago de las transacciones resultantes es una responsabilidad de cada PM que opera en el Mercado Mayorista.

2.1.5. La UT elaborará los Anexos que requiera la implementación de los procedimientos generales definidos en el Reglamento de Operación, los cuales se entenderán incorporados a éste y serán de estricto cumplimiento.

2.2. PARTICIPANTES DEL MERCADO.

2.2.1. Ingreso

2.2.1.1. Un operador o un usuario final conectado directamente a la red de transmisión que esté interesado en convertirse en Participante del Mercado (PM) debe presentar una solicitud ante la UT.

2.2.1.2. El Anexo Inscripción detalla la información y el procedimiento necesario para presentar la solicitud.

2.2.1.3. La solicitud, que tiene carácter de declaración jurada, debe presentarse por nota firmada por el representante legal de la empresa, e incluir como mínimo:

- a) Identificación de la entidad, incluyendo domicilio, lugar para recibir notificaciones, nombre y credenciales del representante legal que firma la solicitud.
- b) Identificación de las actividades que desarrollará en el Mercado Mayorista, así como la constancia de inscripción en el Registro de Operadores de la SIGET, de corresponder.
- c) Identificación de cada nodo de la red en los que se conectará al sistema, así como constancia de la existencia de los Contratos de Interconexión correspondientes.
- d) De participar como Generador, constancia de la existencia de los Contratos de Transmisión que correspondan.
- e) Identificación del equipamiento que se incorpora al sistema eléctrico, de corresponder.
- f) Fecha requerida para comenzar a operar en el Mercado y fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.

2.2.1.4. La UT deberá verificar que el solicitante presente la información requerida.

2.2.1.5. La UT aceptará la solicitud e incorporará al solicitante como PM en la fecha requerida si presenta la solicitud con las características indicadas y cumple con los requisitos establecidos en este Reglamento.

2.2.1.6. En caso de incumplimiento de alguno de los requisitos, la UT rechazará la solicitud y notificará al solicitante indicando el motivo que justifica el rechazo.

2.2.2. Modificaciones

2.2.2.1. Un PM que modifique la condición informada en su solicitud de ingreso, ya sea porque cambia su actividad como operador o modifica el equipamiento conectado, deberá notificar a la UT de dichos cambios. Los plazos para cumplir con esta obligación se establecerán en el Anexo Inscripción.

2.2.2.2. La notificación de cambios, que tiene carácter de declaración jurada, debe presentarse por nota firmada por el representante legal de la empresa. La UT aceptará la solicitud e incorporará las modificaciones del PM si presenta la solicitud con las características indicadas y cumple con lo establecido en este Reglamento. En caso de incumplimiento de alguno de los requisitos, la UT rechazará la solicitud de modificación y notificará al PM, indicando el motivo que justifica el rechazo.

2.3. INTERVALO DE MERCADO.

2.3.1. La UT administrará los mercados con un intervalo de mercado definido en el Anexo Cálculo del Precio del MRS. En función de las condiciones que se presenten en el mercado y su evolución prevista, la UT podrá decidir modificar este intervalo de mercado a un período diferente. En este caso, se deberán realizar los ajustes necesarios al Sistema de Medición Comercial para que el período de integración corresponda con el intervalo de mercado.

2.4. INCUMPLIMIENTOS Y SANCIONES.

2.4.1. Un PM o un operador que incumple las reglas definidas en este Reglamento de Operación será sancionado teniendo en cuenta la gravedad del incumplimiento.

2.4.2. El Anexo Sanciones indica el proceso a seguir para resolver disputas entre operadores, o entre operadores y la UT, así como las sanciones aplicables por incumplimientos al Reglamento y sus respectivas sanciones.

2.4.3. La UT aplicará e informará las sanciones pecuniarias que deberán ser canceladas por el responsable del incumplimiento.

2.4.4. En el caso de un PM, los montos de las sanciones serán incorporados a las transacciones económicas del mes de acuerdo al siguiente procedimiento.

- a) Para el caso de un PM que en el mes resulte acreedor en el sistema de liquidaciones y cobranzas del Mercado, la UT descontará los montos por sanciones de su monto acreedor.
- b) Para el caso de un PM que resulte en el mes deudor en el sistema de liquidaciones y cobranzas del Mercado, el monto por sanciones se le adicionará a la factura que la UT emita por cuenta y orden de los acreedores.

2.4.5. Los montos recaudados en concepto de sanciones serán registrados en una cuenta especial que para tal efecto llevará la UT, como se indica en el Anexo Sanciones.

2.4.6. Las faltas de la UT serán objeto de revisión y sanción por la Junta Directiva de la UT. Los miembros de la UT serán responsables solidariamente por los daños económicos que causen las faltas de la UT.

3.MANEJO DE LA INFORMACIÓN

3.1. RESPONSABILIDADES

3.1.1. La UT es la responsable de acordar con los PM y operadores la nomenclatura a emplear para su identificación como empresa así como la de su equipamiento. Todos los PM y operadores se comprometen a emplear dicha nomenclatura en la información que suministren a la UT.

3.1.2. La UT es la responsable de definir la nomenclatura a emplear para identificar cada nodo de la red. Todos los operadores y PM se comprometen a emplear dicha nomenclatura en la información que suministren a la UT.

3.1.3. Cada PM debe suministrar la información que se indica en este Reglamento.

3.1.4. El Generador deberá acordar con la UT cada agrupamiento de unidades generadoras a utilizar y la nomenclatura a asignar a cada Grupo Generador a Programar (GGP).

3.1.5. Cada operador y usuario final conectado directamente a la red de transmisión tiene la obligación de suministrar a la UT la información técnica referida a su equipamiento que afecte la operación del sistema eléctrico, así como cualquier modificación a la misma, para que la UT pueda realizar la supervisión centralizada de la operación dentro de los requisitos de calidad y seguridad vigentes.

3.1.6. La información técnica a suministrar, así como los formatos correspondientes, se detallan en el Anexo Información Técnica del Sistema.

3.2. INFORMACIÓN DE DEMANDA Y DISPONIBILIDAD:

3.2.1. Características Generales

3.2.1.1. Cada operador y usuario final conectado directamente a la red de transmisión tiene la obligación de suministrar a la UT la información física referida a la energía de inyección o de retiro de la red, requerida para la operación integrada del sistema y administración comercial del Mercado. En particular debe informar los nodos en que retira y/o inyecta energía a la red.

3.2.1.2. La información de demanda debe corresponder con el consumo. En el caso de contar un PM con demanda que comercializa y con generación de su propiedad conectada al sistema de transmisión, debe suministrar a la UT la información discriminada por inyección y por consumo.

3.2.1.3. En el caso de un Generador, sólo debe suministrar a la UT la información de la inyección que oferta vender al Mercado o del retiro de energía que requiere comprar del Mercado.

3.2.1.4. La información deberá ser suministrada de acuerdo con las condiciones y plazos definidos en este Reglamento, y con los medios, formatos y periodicidad que establezca la UT a través del Anexo Información Técnica del Sistema.

3.2.1.5. La información para la operación será provista en tiempo real por el Sistema de Administración de Energía (SAE), de acuerdo a los requisitos y características en el Anexo Sistema de Administración de Energía.

3.2.1.6. La información para facturación será provista por el sistema de medición comercial (SIMEC) que se define en este Reglamento y en el Anexo Medición Comercial.

3.2.2. Distribuidores y Usuarios finales

3.2.2.1. Cada Distribuidor o usuario final conectado directamente a la red de transmisión debe informar a la UT la identificación de cada uno de sus nodos de retiro, y suministrar sus datos de demanda discriminados por nodo de retiro.

3.2.2.2. Dentro de la demanda en un nodo de retiro informada a la UT por un Distribuidor, éste debe identificar la demanda propia y la que le informen terceros que comercialicen dentro de su área de distribución.

3.2.2.3. Dentro de los plazos en que los Generadores deben informar sus requerimientos de mantenimientos mayores para el año, siguiente cada Distribuidor y usuario final conectado directamente a la red de transmisión debe suministrar a la UT su pronóstico de demanda para el año siguiente, así como sus previsiones de crecimiento de energía y demanda máxima de potencia para los tres años subsiguientes.

3.2.2.4. Los pronósticos de demanda para el año siguiente deben incluir previsiones de energía, previsiones de flexibilidad de demanda (posibilidad de reducción voluntaria de la demanda ante precios en el Mercado), curvas típicas de carga, demanda de punta y su flexibilidad (posibilidad de ofertas en reducción de la demanda de punta), hipótesis utilizadas y toda otra información que sea necesaria para la coordinación del mantenimiento y estudios de la red que necesite realizar la UT en el cumplimiento de sus funciones.

3.2.2.5. Dentro de los plazos definidos para suministrar la información para el predespacho, cada Distribuidor y usuario final conectado directamente a la red de transmisión debe suministrar a la UT las previsiones de consumo para cada intervalo de Mercado del día siguiente, así como cualquier observación que considere necesaria sobre la posibilidad de desviaciones y/o hipótesis utilizadas en el cálculo de dichas previsiones, por punto de retiro de energía.

3.2.3. Generadores

3.2.3.1. Cada operador tiene la obligación de informar su generación para GGP mayores o iguales que 5 MW.

3.2.3.2. Cada Generador debe informar a la UT la disponibilidad por GGP, incluyendo potencia, energía, restricciones, y toda otra información identificada en este Reglamento y en el Anexo Información Técnica del Sistema, que sea necesaria para la programación y operación del sistema integrado.

3.2.4. Transmisores

3.2.4.1. Cada operador transmisor debe informar a la UT la capacidad de transmisión indicando disponibilidad de equipamiento, restricciones, y toda otra información identificada en este Reglamento y en el Anexo Información Técnica del sistema, que sea necesaria para la programación y operación del sistema integrado.

3.2.5. Interconexiones Internacionales

3.2.5.1. Cada PM que realiza una exportación en una interconexión internacional será considerado como un usuario final en el nodo de interconexión internacional, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un usuario final, considerando como demanda el requerimiento de exportación.

3.2.5.2. Cada PM que realiza una importación en una interconexión internacional será considerado como un GGP inyectando en el nodo de interconexión internacional, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un Generador, considerando como generación la importación prevista.

3.3 PROYECCIONES DE DEMANDA.

3.3.1. La demanda prevista para la coordinación de mantenimientos, programación del sistema y el predespacho requiere ajustarse con la mejor información posible, para garantizar que la operación prevista y programada por la UT cuente con los niveles de reserva y flexibilidad necesarios para mantener la calidad y seguridad del servicio.

3.3.2. Cada PM tiene la obligación de suministrar información de demanda que represente su mejor proyección sobre su probable consumo.

3.3.3. Es responsabilidad de la UT realizar proyecciones propias de demanda que se ajusten de la mejor manera posible a la realidad esperada, para el adecuado cumplimiento de sus funciones tales como el predespacho y la programación de

mantenimientos. Para ello, contará con modelos de pronóstico de demanda que le permitan proyectar la evolución probable de la demanda en el Mercado.

3.4 VERIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

3.4.1. Criterios Generales

3.4.1.1. La UT verificará la información recopilada por los sistemas de medición para detectar posibles fallas en los medidores.

3.4.1.2. La UT verificará la información suministrada por cada operador y PM, para identificar su coherencia y posibles errores.

3.4.1.3. La UT es la responsable de organizar la información técnica del sistema en bases de datos que permitan simular la operación de la red y realizar estudios eléctricos, con el objeto de definir o verificar los criterios de calidad, normas y procedimientos operativos necesarios para llevar a cabo sus funciones dentro de los requisitos y condiciones definidos en este Reglamento. Dicha información técnica será conocimiento público.

3.4.1.4. Como resultado de la verificación realizada, la UT identificará los datos suministrados por un operador o PM que considere erróneos o faltos de coherencia respecto de la realidad registrada o respecto de los datos suministrados por los restantes operadores y PM, o respecto de los valores obtenidos por proyecciones propias de la UT. En todos los casos, la observación estará acompañada de la correspondiente justificación.

3.4.1.5. La UT informará a cada PM los datos identificados como erróneos, con la correspondiente justificación y podrá solicitar clarificaciones y/o modificaciones. En estos casos, la UT buscará acordar con el correspondiente PM los ajustes a realizar para representar de la mejor manera posible las características del sistema y la realidad futura.

3.4.2. Información técnica del sistema

3.4.2.1. De no lograr un acuerdo respecto a un dato técnico, la UT adoptará el valor suministrado pero podrá requerir un ensayo para verificar su validez. De detectar en el ensayo que la información suministrada era incorrecta, el operador será penalizado y la UT pasará a utilizar el valor resultante del ensayo hasta que el operador demuestre mediante un nuevo ensayo un valor distinto.

3.4.3. Información de previsiones de demanda

3.4.3.1. La UT totalizará la demanda prevista informada e identificará las desviaciones que surgen respecto de su proyección propia de demanda y del comportamiento registrado históricamente.

3.4.3.2. La UT identificará como datos erróneos aquellos que presenten desviaciones significativas e informará al PM que corresponda, solicitando clarificación y justificación de los valores suministrados para lograr el mejor ajuste posible en sus proyección de demanda.

3.4.3.3. La UT buscará acordar con cada PM el valor de demanda a utilizar para los datos identificados como erróneos. De no lograr un acuerdo, utilizará el dato que a su criterio considere mejor represente la realidad probable, en base a sus proyecciones, la realidad histórica registrada y la información suministrada por los PM, e informará al PM la demanda adoptada y su justificación.

3.5. INFORMES DE LA UT.

3.5.1. El objeto de los informes que realice la UT es poner en conocimiento de los PM la evolución de la oferta y la demanda y los hechos sobresalientes registrados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

3.5.2. La UT presentará a cada PM y operador un informe mensual, a más tardar 15 días después de finalizar cada mes, y un informe anual, a más tardar un mes después de finalizar cada año. Dichos informes incluirán como mínimo:

- a) Evolución de oferta y demanda;
- b) Intercambios internacionales;
- c) Evolución de los precios;
- d) Participación en el Mercado de transacciones bilaterales y de transacciones en los mercados de corto plazo;
- e) Participación en los mercados secundarios para Servicios Auxiliares;
- f) Condiciones de congestión y cargo correspondiente;
- g) Evolución del PANM y mantenimientos menores;
- h) Mantenimientos de emergencia;
- i) Contingencias y condiciones de emergencia registradas, sus motivos y consecuencias;
- j) Condiciones de Racionamiento Forzado, motivo y consecuencias;

3.5.3. La UT elaborará un informe sobre la aplicación de las normas del presente Reglamento, para cada uno de los períodos enero- junio y julio- diciembre; los cuales deberán ser presentados a más tardar dos meses después de finalizado cada período. El informe será enviado a cada PM y operador, así como a la SIGET. Dicho informe incluirá, al menos, los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en este Reglamento; el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado; los conflictos con PM y operadores en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

3.5.4. Sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley, la UT pondrá a disposición de SIGET los informes de operación del sistema de transmisión y del Mercado Mayorista.

4. MERCADO DE CONTRATOS Y DESPACHO PROGRAMADO

4.1. OBJETO.

4.1.1. El objeto de las reglas para el Mercado de Contratos es establecer las características generales de contratación y las características de las transacciones bilaterales que pueden surgir de los contratos.

4.1.2. El objeto de las reglas para el Despacho Programado (DP) es:

- a) definir los procedimientos a llevar a cabo por cada PM para informar a la UT las transacciones bilaterales de energía que surgen del Mercado de Contratos;
- b) definir los procedimientos mediante los cuales la UT realizará el Despacho Programado.

4.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES.

4.2.1. Cada PM tiene la libertad de elegir su estrategia comercial de compraventa y decidir las transacciones a realizar en el Mercado de Contratos (MC), con condiciones y precios pactados libremente entre las partes.

4.3 REQUISITOS Y OBLIGACIONES.

4.3.1. Cada PM que participe en el MC esta obligado a proporcionar los servicios auxiliares correspondientes a sus transacciones como se indica en el Capítulo 11 de este Reglamento.

4.3.2. Cada PM debe informar diariamente a la UT las transacciones bilaterales que resultan de sus contratos, de acuerdo a los procedimientos, formatos y plazos que se definen en este Reglamento y el Anexo Transacciones del Mercado.

4.3.3. Cada Generador debe informar diariamente a la UT junto con sus transacciones bilaterales, la inyección en cada GGP de su propiedad asignada como pérdidas asociadas a la inyección que realiza dicho GGP por transacciones bilaterales.

4.3.4. Las transacciones bilaterales que surgen de la información diaria suministrada por los PM a la UT son un compromiso de inyectar a la red y retirar de la red respectivamente por la parte vendedora y la parte compradora. La UT realizará el predespacho teniendo en cuenta las transacciones bilaterales informadas por los PM, y administrará las desviaciones cuando ello sea necesario, de acuerdo a los procedimientos que se definen en este Reglamento.

4.4. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN PARA TRANSACCIONES BILATERALES.

4.4.1. Cada PM debe suministrar diariamente la información de transacciones bilaterales de acuerdo a los plazos, características y formatos que se definen en este Reglamento y el Anexo Transacciones del Mercado.

4.4.2. Opcionalmente, una transacción bilateral puede ser reportada como válida por un período mayor de un día, siempre que ambas partes lo manifiesten en su declaración. En este caso, la transacción reportada no podrá ser alterada mientras dure el período de validez de la declaración y la UT la despachará sin requerir confirmaciones diarias.

4.4.3. Cada transacción bilateral debe indicar las inyecciones y retiros como cantidades específicas de energía, no permitiéndose expresarlas condicionales a algún otro valor, tales como una inyección definida como un porcentaje de la energía que retira de la red el receptor o un retiro definido como un porcentaje de la inyección total que resulte para el Generador.

4.4.4. Una misma transacción bilateral podrá informar inyección de uno o más nodos, así como de uno o más nodos de retiro de la red.

4.4.5. La UT considerará que

- a) cada GGP que no tiene declarada inyección en transacciones bilaterales, no participa con transacciones bilaterales en el DP:
- b) cada nodo de retiro de un PM que no tiene declarado retiro en transacciones bilaterales, no participa con transacciones bilaterales en el DP.

4.5. TRANSACCIONES BILATERALES DE INYECCIÓN

4.5.1. Cada PM debe informar a la UT sus transacciones bilaterales de inyección, identificando al PM que recibe la energía.

4.5.2. En una transacción bilateral de inyección, la parte que entrega al informar dicha transacción bilateral podrá incluir como inyección:

- a) la correspondiente a un GGP de su propiedad, en cuyo caso el nodo de inyección será el correspondiente a dicho GGP:
- b) la energía que recibe en transacciones bilaterales internacionales, en cuyo caso el nodo de inyección será el nodo de la línea de interconexión correspondiente, en el sistema nacional.

4.5.3. En caso que en una transacción bilateral de inyección se indique más de un nodo de entrega:

- a) la transacción bilateral deberá indicar la energía a inyectar detallada por cada nodo de inyección;

- b) la UT considerará que a cada nodo de retiro declarado en la transacción bilateral le corresponde una proporción de la inyección de cada nodo de inyección que representa la energía a retirar en dicho nodo dentro del retiro total de la transacción bilateral.

4.6. TRANSACCIONES BILATERALES DE RETIRO

4.6.1. Cada PM debe informar a la UT sus transacciones bilaterales de retiro, identificando al PM que le entrega.

4.6.2. En una transacción bilateral de retiro, la parte que recibe podrá incluir en su declaración como puntos de entrega, nodos propios y/o de la parte que entrega.

4.6.3. En caso que la energía total a retirar de la red en una transacción bilateral corresponda a más de un nodo de retiro de la red:

- a) la transacción bilateral deberá detallar la energía a retirar en cada uno de los nodos de retiro;
- b) la UT considerará que a cada nodo de inyección declarado en la transacción bilateral le corresponde una proporción del retiro en cada nodo de retiro que representa la energía a inyectar en dicho nodo dentro de la inyección total de la transacción bilateral.

4.7 TRANSACCIONES BILATERALES DE TRANSFERENCIA

4.7.1. Cada PM debe informar a la UT sus transacciones bilaterales de transferencia, identificando tanto al PM que entrega la energía como al PM que recibe la energía.

4.7.2. En una transacción bilateral de transferencia, el PM que la informa deberá incluir lo siguiente:

- a) la energía a recibir detallada por cada nodo de recepción;
- b) la energía a retirar en cada uno de los nodos de retiro;
- c) la energía que recibe o entrega en transacciones bilaterales internacionales, en cuyo caso el nodo de inyección o retiro será el nodo de la línea de interconexión correspondiente, en el sistema nacional.

4.8 VALIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES

4.8.1. Dentro de los plazos indicados para el predespacho, la UT verificará la validez de las transacciones bilaterales informadas para el día siguiente, solicitará las clarificaciones que sean necesarias, informará las transacciones rechazadas, recibirá las correcciones que suministren los PM y determinará las transacciones válidas a ser consideradas en el DP.

4.8.2. La UT determinará si una transacción bilateral es válida verificando el cumplimiento de los requisitos definidos en este Reglamento y en el Anexo Transacciones del Mercado.

4.8.3. Para que una transacción bilateral de inyección sea considerada válida, la UT debe recibir la o las correspondientes transacciones bilaterales de retiro asociadas, con la información de detalle indicada en el Anexo Transacciones del Mercado. Opcionalmente, sólo la parte que inyecta podrá suministrar la información detallada a la UT si la parte que retira informa en la transacción bilateral de retiro que acepta la información detallada suministrada por la parte que inyecta.

4.8.4. La UT debe rechazar una transacción bilateral de inyección si incluye la venta de energía que no corresponde a inyección de un GGP que pertenece a la parte vendedora, sin estar declarada como transacción bilateral de transferencia.

4.8.5. Dentro del plazo máximo indicado en el Anexo Transacciones del Mercado, luego de la finalización del período de recepción de información de transacciones bilaterales, la UT informará a cada PM las transacciones bilaterales

rechazadas como inválidas y el motivo que lo justifica. El PM contará con un plazo máximo en el que podrá suministrar correcciones a las transacciones bilaterales inválidas, indicando:

- a) identificación de la transacción bilateral rechazada que corrige;
- b) la transacción bilateral modificada.

4.8.6. La UT rechazará las correcciones a transacciones bilaterales que no cumplan los requisitos indicados en este Reglamento para ser consideradas transacciones válidas. De surgir una corrección inválida, la UT informará a los PM involucrados junto con el motivo del rechazo.

4.8.7. Una vez recibido las correcciones y si aún existen transacciones rechazadas, la UT determinará como inválida toda transacción bilateral que se refiera a energía vendida o comprada en una transacción bilateral declarada como inválida, e informará a los PM involucrados.

4.8.8. Toda transacción bilateral que haya sido informada dentro de los plazos y formatos establecidos y que la UT no haya informado a el o los PM involucrados como rechazada, con el motivo que justifica dicho rechazo, será considerada como válida.

4.8.9. La UT organizará el conjunto de transacciones bilaterales válidas en la base de datos para el SAM.

4.9 PÉRDIDAS.

4.9.1. Junto con el suministro de información de transacciones bilaterales de inyección, cada Generador debe informar la inyección por pérdidas requerida en cada GGP que participa en las transacciones bilaterales declaradas, de acuerdo al formato definido en el Anexo Transacciones del Mercado.

4.9.2. La inyección por pérdidas asociadas a transacciones bilaterales para un GGP no puede superar un valor límite calculado como el mínimo entre:

- a) las pérdidas máximas asignables, determinadas con la inyección total por transacciones bilaterales que resulta para dicho GGP y los factores de pérdidas informados por la UT para el predespacho;
- b) la inyección restante en el GGP, luego de descontar de la energía máxima ofertada por dicho GGP, la inyección total asignada en las transacciones bilaterales.

4.9.3. De declarar un Generador para un GGP un valor mayor que dicho máximo, la UT debe reemplazar el valor declarado por el máximo permitido. La UT debe informar al Generador del reemplazo y la inyección para pérdidas asignadas al GGP.

4.9.4. Para cada GGP, la UT considerará como inyección total para transacciones bilaterales a la suma de las inyecciones para dicho GGP en las transacciones bilaterales válidas más la correspondiente inyección para pérdidas.

4.10 RESULTADOS DEL DESPACHO PROGRAMADO.

4.10.1. La UT determinará el DP, con las transacciones bilaterales válidas.

4.10.2. Cada PM que inyecta a la red resulta con una inyección para transacciones bilaterales en cada GGP de su propiedad igual a la suma de las inyecciones asignada para transacciones bilaterales válidas para dicho GGP más la inyección por pérdidas.

4.10.3. Cada PM tiene en cada nodo que retira de la red un retiro programado por transacciones bilaterales igual al saldo neto de las compras y ventas informadas como retiro e inyección en las transacciones bilaterales en dicho nodo.

4.11. DESVIACIONES A LAS TRANSACCIONES BILATERALES

4.11.1. En la operación en tiempo real, la administración de la operación y situaciones imprevistas y contingencias podrán llevar a un PM a una inyección o retiro en un nodo, según corresponda, diferente de la energía comprometida en transacciones bilaterales.

4.11.2. La UT administrará en cada nodo las desviaciones entre los compromisos de inyección y/o de retiro de las transacciones bilaterales válidas y los resultados del predespacho y la administración del MRS, mediante transacciones económicas en los mercados de corto plazo que opere la UT.

4.11.3. Un PM que, por restricciones y/o las ofertas de oportunidad, resulte en un intervalo de Mercado inyectando una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado comprador en el MRS del faltante para cumplir con sus transacciones bilaterales.

4.11.4. Un PM que, por restricciones y/o la administración de las ofertas de oportunidad resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales será considerado en dicho intervalo de Mercado vendedor en el MRS del sobrante que surge de dichas transacciones bilaterales.

4.11.5. En cada intervalo de mercado, la UT determinará para cada PM en cada nodo:

- a) el sobrante de existir, que se asignará como una oferta que se vende en la medida que sea requerido por la demanda de compra;
- b) el faltante de existir, que se asignará como una demanda de compra que se cubre en la medida que exista el excedente necesario.

5. OFERTAS DE OPORTUNIDAD

5.1. OBJETO.

5.1.1. El objeto de las reglas para las ofertas de oportunidad es establecer los procedimientos mediante los cuales los PM suministrarán a la UT sus ofertas comerciales asociadas a la flexibilidad de su capacidad de inyección y sus requerimientos de retiro, así como la forma en que la UT administrará los mercados de corto plazo.

5.2 CARACTERÍSTICAS Y REQUISITOS.

5.2.1. Cada PM debe suministrar cada día las ofertas de oportunidad de inyección y/o retiro, de acuerdo a los plazos, características y formatos establecido en este Reglamento y en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.2.2. Opcionalmente, una oferta de oportunidad puede ser reportada como válida por un período mayor de un día. En este caso, la transacción reportada no podrá ser alterada mientras dure el período de validez de la declaración y la UT la tomará en cuenta en el predespacho y la administración en tiempo real del MRS sin requerir confirmaciones diarias.

5.2.3. Una oferta de oportunidad debe definir uno o más períodos, cada período con una duración de uno o más intervalos de Mercado consecutivos, tales que el conjunto de períodos abarque la totalidad de un día. La UT sólo considerará válida una oferta de oportunidad si la suma de la duración de los períodos definidos totaliza las 24 horas del día.

5.2.4. La UT organizará las ofertas de oportunidad que recibe cada día para incorporarlas a la base de datos del SAM y las utilizará para realizar el predespacho y la administración de la operación en tiempo real del día siguiente.

5.2.5. Con el objeto de dar transparencia a la administración del Mercado realizada por la UT, ésta informará a los PM las ofertas presentadas al MRS con el desfase de días establecido en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.2.6. Los PM que presentan ofertas de oportunidad válidas a la UT, estarán en la obligación de cumplirlas durante la operación en tiempo real si la UT las requiere, excepto en aquellos casos en que se justifique, lo cual deberá ser debidamente documentado; en caso contrario, serán sancionados de acuerdo a lo establecido en el Anexo Sanciones.

5.3. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN.

5.3.1. Objeto

5.3.1.1. A través de las ofertas de oportunidad cada Generador deberá informar a la UT su oferta de inyección y la flexibilidad asociada.

5.3.1.2. La inyección real de un GGP será el resultado de las transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad, excepto en las condiciones de generación obligada o de reducción forzada de generación o de emergencia; en estos casos se seguirán las metodologías específicas que define el Reglamento.

5.3.2. Requisitos y Plazos

5.3.2.1. Cada día, junto con la información para el Despacho Programado, cada PM debe presentar una oferta de oportunidad para cada GGP que comercializa, salvo para aquellos GGP que informe como indisponibles.

5.3.2.2. Opcionalmente, un PM podrá informar a la UT una oferta de oportunidad como válida por un período mayor de un día. En este caso, la oferta reportada no podrá ser alterada mientras dure el período de validez de la declaración y la UT la incluirá en la determinación del predespacho sin requerir confirmaciones diarias.

5.3.2.3. Si dentro del plazo establecido, un Generador no suministra las ofertas de oportunidad para la inyección de uno o más de los GGP que comercializa, la UT debe programar la inyección de dichos GGP como si fuera inflexible, con una energía igual a la que surge de sus transacciones bilaterales. De no existir transacciones bilaterales asociadas, no será considerado dentro del predespacho.

5.3.2.4. La UT considerará que un GGP no cumple con su compromiso de oferta de oportunidad si el plazo que transcurre desde que la UT instruye una variación de la inyección como resultado de la oferta de oportunidad hasta que dicha variación se realiza es mayor que lo establecido en el Anexo Operación en Tiempo Real. En dicho caso, el Generador deberá pagar los costos adicionales asociados con dichos incumplimientos.

5.3.3. Características Generales

5.3.3.1. Una oferta de oportunidad para inyección de un GGP debe incluir para cada período definido una energía máxima ofertada y dos o más bloques de energía ofertados, cada bloque con su precio, con las siguientes características.

- a) Un primer bloque que corresponde a la inyección mínima ofertada.
- b) Uno o más bloques, cada uno con una energía acumulada mayor que la del bloque anterior y menor o igual que la energía máxima ofertada.

5.3.3.2. El precio ofertado debe ser igual o monótonamente creciente entre un bloque y el siguiente.

5.3.3.3. Para el primer bloque el precio ofertado corresponde al precio del Mercado a partir del cual el GGP ofrece su inyección mínima, la cual puede ser inferior a la inyección establecida en su transacción bilateral, si existe. Todo precio en el Mercado inferior al correspondiente a este bloque no producirá una reducción en la inyección.

5.3.3.4. Para el último bloque, el precio ofertado corresponde al precio a partir del cual el GGP ofrece el máximo incremento a su inyección, o sea su inyección máxima. Todo precio en el Mercado superior al correspondiente a este bloque no producirá un incremento en la inyección.

5.3.3.5. Toda oferta de oportunidad debe incluir información sobre las limitaciones técnicas asociadas con la oferta, tal como se indica en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.3.3.6. Las ofertas de oportunidad también serán utilizadas por la UT para ajustar las inyecciones informadas en una o más de sus transacciones bilaterales en función de los precios que resulten en el predespacho y el MRS. En este caso, el

predespacho y la administración del MRS reducirán la inyección en la transacción bilateral cuando resulte más económico cubrir el compromiso con compras del MRS.

5.3.4. Requisitos especiales para ofertas de oportunidad de inyección

5.3.4.1. Un operador o usuario final, por sí sólo o como parte de un consorcio en el que participen varios operadores locales, estará sujeto a requisitos especiales en sus ofertas de oportunidad de inyección, si cumple con cualquiera de las siguientes condiciones:

- a) declare en un año determinado una capacidad máxima a transmitir mayor o igual que el cincuenta por ciento (50%) de la capacidad instalada de generación del país;
- b) inyecte durante tres meses consecutivos una cantidad mayor o igual que el cincuenta por ciento (50%) de la demanda del Mercado Mayorista de dicho período.

5.3.4.2. Los requisitos especiales para las ofertas de oportunidad son los siguientes:

- I. La oferta de cada GGP térmico o geotérmico, de existir, debe reflejar, como mínimo, los costos variables involucrados y como máximo, los costos variables más los costos de inversión y un margen de rentabilidad del 12%. El operador o usuario final deberá informar los criterios y metodología de cálculo.
- II. La oferta de cada una de sus centrales hidroeléctricas, de existir, debe corresponder al valor de reemplazo del agua, considerando los precios de las ofertas contra las cuales compite en el MRS y el costo de la energía no servida. El operador o usuario final debe informar la metodología, criterios y modelos para calcular el valor del agua de sus centrales hidroeléctricas. La metodología podrá ser distinta para distinto tipo de central.

5.3.4.3. Será considerada como parte del consorcio aquella empresa en la que la matriz o cualquiera de las empresas en las que esta participa, tenga una participación directa de más del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

5.3.4.4. A solicitud de uno o más PM, debidamente justificada, la UT podrá requerir la auditoría exclusivamente del cálculo de una o más ofertas del operador o usuario final que posee alguna de las condiciones indicadas anteriormente. Este deberá demostrar que la oferta cuestionada respeta los requisitos establecidos en este Reglamento.

5.3.5. Generación Inflexible

5.3.5.1. Cada PM deberá informar su inflexibilidad para la inyección de cada GGP que comercializa, en la correspondiente oferta de oportunidad, indicando:

- a) la potencia mínima que requiere generar como la inyección correspondiente al primer bloque de la oferta. La oferta de un GGP resulta con generación mínima inflexible si la energía del primer bloque es mayor que cero.
- b) la potencia máxima que oferta generar a través de la inyección máxima que oferta.

5.3.5.2. El PM deberá tener en cuenta en su oferta que una inyección declarada como mínima inflexible será considerada como dispuesta a seguir generando aún cuando el precio del Mercado sea inferior al precio declarado en el primer bloque de su oferta.

5.3.5.3. Cada PM debe informar a la UT su generación inflexible por motivos técnicos del equipamiento, indicando en la correspondiente oferta de oportunidad su inflexibilidad y el motivo técnico que la justifica. En este caso su oferta de oportunidad no deberá incluir bloques ni precios, sino solamente la energía máxima ofertada, de acuerdo al formato definido en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.3.6. Reducción Forzada de Generación

5.3.6.1. En una condición de reducción forzada de generación la UT dará prioridad a la seguridad del sistema y asignará la reducción forzada de generación entre los GGP que están inyectando, con criterio técnico y operativo, teniendo en cuenta los tiempos de respuestas requeridos por cada GGP para entrar en servicio, variar su carga, etc.

5.4. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO.

5.4.1. Objeto

5.4.1.1. A través de las ofertas de oportunidad, cada PM que retira energía de la red informará a la UT su requerimiento de retiro y la flexibilidad asociada.

5.4.1.2. El retiro real de un PM será el resultado de las transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad, excepto en las condiciones de racionamiento o de emergencia, en que será el resultado de las metodologías específicas que define para estos casos el Reglamento.

5.4.2. Requisitos y Plazos

5.4.2.1. Cada día, junto con la información de las transacciones bilaterales para el Despacho Programado, el PM que retira de la red debe suministrar a la UT en cada nodo de retiro la oferta de oportunidad, de acuerdo al formato establecido por la UT en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.4.2.2. Si dentro del plazo indicado en este Reglamento, un PM que retira de la red no suministra las ofertas de oportunidad para uno o más de sus nodos, la UT programará su declaración de transacciones bilaterales como demanda inflexible.

5.4.2.3. Opcionalmente, un PM podrá informar a la UT una oferta de oportunidad como válida por un período mayor de un día. En este caso, la oferta reportada no podrá ser alterada mientras dure el período de validez de la declaración y la UT la incluirá en la determinación del predespacho sin requerir confirmaciones diarias.

5.4.3. Características Generales

5.4.3.1. Cada PM que retira energía de la red tiene la facultad de hacer un manejo de su demanda en función de los precios en el Mercado, a través de sus ofertas de oportunidad.

5.4.3.2. La oferta de oportunidad informada en un nodo de retiro de la red indicará el grado de flexibilidad de la demanda asociada.

5.4.3.3. Una oferta de oportunidad de un PM que retira de la red debe identificar al PM y el nodo de retiro, e incluir para cada período definido una energía mínima a retirar de la red ofertada y dos o más bloques de energía ofertados, cada bloque con su precio, con las siguientes características:

- a) Un primer bloque que corresponde a la energía mínima a retirar de la red ofertada.
- b) Uno o más bloques, cada uno con una energía mayor que el bloque anterior. El último bloque corresponde a la máxima energía a retirar de la red.

5.4.3.4. El precio ofertado para un bloque debe ser igual o monótonamente decreciente entre dicho bloque y el siguiente.

5.4.3.5. El precio ofertado para el primer bloque corresponde al precio del Mercado a partir del cual en el nodo se ofrece la energía mínima a retirar de la red. Todo precio en el Mercado superior a éste no producirá un decremento en la energía retirada de la red.

5.4.3.6. El precio ofertado para el último bloque corresponde al precio en el Mercado a partir del cual ofrece en el nodo incrementar al máximo su energía a retirar de la red. Todo precio en el Mercado inferior a éste no producirá un incremento adicional en la energía retirada de la red.

5.4.3.7. Un PM que retira de la red podrá utilizar sus ofertas de oportunidad para administrar la energía a retirar de la red informada en sus transacciones bilaterales, de acuerdo al precio que resulte en el predespacho y el MRS.

5.4.3.8. La UT considerará que un PM no cumple con su compromiso correspondiente a su oferta de oportunidad en un nodo de retiro si el plazo que transcurre desde que la UT instruye una variación de la energía que retira de la red como resultado de la oferta de oportunidad hasta que dicha variación se realiza es mayor que lo establecido en el Operación en Tiempo Real. En dicho caso, el PM deberá pagar los costos adicionales asociados con dichos incumplimientos.

5.4.4. Demanda Inflexible

5.4.4.1. Un PM que retira energía de la red y no tienen flexibilidad, debe informar en su oferta de oportunidad dicha inflexibilidad, de acuerdo al formato definido en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.4.4.2. El PM deberá tener en cuenta que una demanda inflexible será considerada como dispuesta a seguir retirando de la red ante cualquier incremento en el precio del Mercado.

5.4.4.3. La UT administrará la demanda que se declare inflexible en las ofertas de oportunidad como si para cada intervalo de Mercado retira de la red la energía que requiere, no pudiendo solicitarle decrementos salvo condiciones de emergencia y/o congestión de la red de transmisión que imposibilite entregar la energía que requiere retirar de la red.

5.4.5. La Unidad de Racionamiento Forzado

5.4.5.1. La Unidad Racionamiento Forzado (URF) se agrega en el SAM y representa la demanda que sólo ante emergencias y/o déficit se puede reducir. Su objeto es garantizar el balance virtual de las inyecciones y los retiros en el mercado, en condiciones de déficit en la oferta y/o congestión que requieren para su solución una reducción en la energía retirada de la red mayor que lo ofrecido como disminuciones voluntarios en las ofertas de oportunidad. De resultar en el SAM condiciones de congestión, se agregarán una URF en cada MRS.

5.4.5.2. La URF se modela como un GGP que no tiene transacciones bilaterales.

5.4.5.3. Para cada intervalo de Mercado la oferta de oportunidad de cada URF se modela con las siguientes características.

- a) Su inyección mínima es cero.
- b) Su inyección máxima es igual a la suma de la demanda mínima inflexible en los nodos del MRS, o sea la demanda que no se reduce voluntariamente ante incrementos en el precio del mercado.

5.4.5.4. Los bloques de precios se modelarán con las siguientes características.

- a) Al primer bloque, o sea de inyección cero, le corresponde un precio igual al máximo de los precios en las ofertas de oportunidad de inyección. De este modo, en la administración de los mercados de corto plazo, hasta que no se usen todas las ofertas de oportunidad, la inyección de la URF resultará cero.
- b) Al último bloque, correspondiente a la inyección máxima de la URF, le corresponde un precio representativo del racionamiento a realizar, determinado en función del costo de la energía no suministrada. Este bloque, que corresponde a un racionamiento total, representa el máximo precio que se puede dar en el mercado. El precio de la energía no servida se estimará mediante un estudio específico realizado por la UT y SIGET, el cual deberá ser actualizado periódicamente. El valor de la

energía no servida se incluirá en el Anexo Racionamiento, así como la frecuencia mínima de revisión de dicho valor.

- c) De acuerdo a las condiciones vigentes en el Mercado, la UT definirá dos o más bloques incrementales intermedios.

5.4.5.5. Las características de los bloques en la oferta de oportunidad de la URF se establecen de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo Racionamiento.

5.4.6. Asignación del Racionamiento Forzado programado

5.4.6.1. En una condición de racionamiento forzado programado, el mercado encuentra virtualmente su equilibrio a través de la inyección que asigna a la URF el SAM, y el precio del mercado lo define la oferta de oportunidad de dicha URF.

5.4.6.2. La inyección que resulta asignada a la URF indica el racionamiento forzado a aplicar en forma programada a la demanda mínima inflexible.

5.4.6.3. Para cada intervalo de mercado, la UT repartirá la energía asignada a la URF entre los PM en forma proporcional a la compra prevista en el MRS, de acuerdo a la siguiente metodología:

- a) La UT calculará para cada PM en cada nodo la compra en el MRS como la compra que resultaría asignada si la URF fuera realmente una unidad generadora.
- b) La UT repartirá la reducción forzada, o sea la energía asignada a la URF, entre los nodos de cada PM previsto comprador en el MRS, en forma proporcional a la parte que representa su compra requerida dentro de la compra requerida total en el MRS.

6. PREDESPACHO

6.1. OBJETO.

6.1.1.1. El objeto del predespacho es programar con anticipación la operación del sistema eléctrico del día siguiente, para asignar los recursos ofertados de forma tal de:

- a) Administrar el cubrimiento de la demanda a mínimo costo, teniendo en cuenta las transacciones bilaterales, las pérdidas y las ofertas de oportunidad, dentro de las restricciones operativas y de transmisión;
- b) Contar con los servicios auxiliares necesarios para mantener los parámetros de calidad y seguridad de la red.

6.1.1.2. El objeto de las reglas para el predespacho es:

- a) Definir los procedimientos a llevar a cabo por cada PM para suministrar la información para el día siguiente referida a disponibilidad de generación, requerimiento de demanda, las transacciones bilaterales que surgen del Mercado de Contratos, y las ofertas de oportunidad;
- b) Definir los procedimientos mediante los cuales la UT debe realizar la previsión de la operación del día siguiente teniendo en cuenta los requisitos que surgen de las transacciones bilaterales, la demanda prevista, las ofertas de oportunidad, la topología de la red y sus requerimientos, incluyendo las pérdidas.

6.1.1.3. En el predespacho, la UT utilizará las ofertas de oportunidad para determinar las transacciones que resulten al administrar el balance de la operación prevista en el sistema para el día siguiente, incluyendo la administración de las condiciones de congestión previstas en la red de transmisión.

6.2. ADMINISTRACIÓN DEL PREDESPACHO.

Cada día, la UT administrará la programación del día siguiente realizando el predespacho. Para ello, la UT contará con un Sistema de Administración del Mercado (SAM), que cumpla con los requisitos definidos en el Anexo Sistema de Administración del Mercado. El modelo deberá:

- a) Permitir representar con el necesario grado de detalle la red y sus restricciones, los compromisos bilaterales, las pérdidas, las ofertas y su flexibilidad, las restricciones técnicas y operativas, y los requerimientos de seguridad y calidad, incluyendo los requisitos de servicios auxiliares;
- b) Realizar la administración de la generación y el consumo en base a las transacciones bilaterales, las ofertas de oportunidad, y las restricciones, minimizando el costo de abastecimiento del Mercado;
- c) Permitir un paso de cálculo igual al intervalo de Mercado, y determinar para cada paso de calculo los programas de inyección y retiro en cada nodo por cada PM y cada GGP;
- d) Determinar las pérdidas;
- e) Realizar el flujo probable en las líneas y transformadores de la red, para determinar condiciones de congestión, y calcular el costo de la congestión;
- f) Determinar los precios previstos en cada MRS.

6.2.1.1. La UT realizará el predespacho del día siguiente, utilizando el SAM con los valores de oferta, demanda y restricciones previstos para el día siguiente.

6.2.1.2. La administración del predespacho consiste en definir con el SAM los programas por intervalo de Mercado de inyecciones y retiros de la red de mínimo costo previstos para el día siguiente, de forma tal de:

- a) Reflejar las condiciones acordadas libremente entre los PM en el Mercado de Contratos, de acuerdo a las transacciones bilaterales informadas a la UT;
- b) Administrar las congestiones previstas, a mínimo costo, utilizando las ofertas de oportunidad;
- c) Administrar las ofertas de oportunidad para el cubrimiento a mínimo costo de la demanda prevista para el día siguiente que no cuente con una transacción bilateral asociada y la administración de aquellas transacciones bilaterales para las que el PM requiera utilizar las ofertas de oportunidad que informe.

6.2.1.3. Cada día, la UT utilizará los resultados del predespacho realizado el día anterior como base para administrar el MRS en la operación en tiempo real, realizando los ajustes necesarios para cubrir las desviaciones entre los valores previstos y los valores reales.

6.3. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN.

6.3.1.1. En un intervalo de Mercado, para cada GGP resulta una inyección total en transacciones bilaterales. Las ofertas de oportunidad informadas para dicho GGP serán administradas en base a dicho compromiso, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los bloques de la oferta de dicho GGP que correspondan a una energía superior a la inyección total prevista por transacciones bilaterales definen los precios a los que el GGP está dispuesto a incrementar su inyección, y corresponden a su oferta incremental.

- b) Los bloques de la oferta de dicho GGP que correspondan a una energía menor que la inyección total prevista por transacciones bilaterales definen los precios a los que el GGP está dispuesto a reducir su inyección, y corresponden a su oferta decremental.

6.3.1.2. Para cada GGP, la UT modelará la oferta incremental como una curva definida por bloques de incrementos desde la inyección prevista en las transacciones bilaterales hasta la inyección máxima ofertada, y el correspondiente precio de cada bloque.

6.3.1.3. Para cada GGP, la UT modelará la oferta decremental como una curva definida por bloques de decrementos desde la inyección prevista en las transacciones bilaterales hasta la inyección mínima ofertada, y el correspondiente precio de cada bloque.

6.4. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO.

6.4.1. En un intervalo de Mercado, para cada PM en cada nodo de retiro resulta una energía total a retirar de la red por transacciones bilaterales. Las ofertas de oportunidad informadas para dicho PM serán administradas en base a dicho compromiso, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los bloques de la oferta de dicho nodo que correspondan a una energía superior al retiro total previsto por transacciones bilaterales definen los precios a los que está dispuesto a incrementar la energía que retira de la red, y representan su oferta incremental.
- b) Los bloques de la oferta de dicho nodo que correspondan a una energía menor que el retiro total previsto por transacciones bilaterales definen los precios a los que está dispuesto a reducir la energía que retira de la red, y representan a su oferta decremental.

6.4.2. Para cada nodo, la UT modelará la oferta incremental como una curva definida por bloques de incrementos hasta la máxima energía a retirar de la red ofertada, y el correspondiente precio de cada bloque.

6.4.3. Para cada nodo, la UT modelará la oferta decremental como una curva definida por bloques de decrementos hasta la mínima energía a retirar de la red ofertada, y el correspondiente precio de cada bloque.

6.5. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN.

6.5.1. Capacidad de transmisión

6.5.1.1. Cada día, todo operador transmisor debe informar a la UT la indisponibilidad prevista de transmisión de las líneas y transformadores, incluyendo las interconexiones internacionales, para el día siguiente. Si no existiera modificación, deberá de reportar como válida la información enviada el día anterior.

6.5.2. Datos Indicativos

6.5.2.1. Cada día, la UT suministrará a cada Generador los factores de pérdidas indicativos del sistema y de sus nodos de inyección, para cada período de uno o más intervalos de Mercado del día siguiente. La metodología de cálculo de dichos factores corresponderá con la utilizada por la UT para el cálculo del factor de participación de cada nodo de inyección en los cargos por pérdidas del sistema y se indica en el Anexo Pérdidas de Transmisión.

6.5.2.2. Cada día, la UT informará a cada PM los límites previstos para el día siguiente a la capacidad de transmisión y la demanda prevista por la UT, para que lo tengan en cuenta en sus transacciones bilaterales.

6.5.3. Suministro de información

6.5.3.1. Cada día, cada PM debe suministrar a la UT la información para el día siguiente indicando la demanda prevista, las transacciones bilaterales, y las ofertas de oportunidad que las complementan, de acuerdo con el procedimiento e información indicada en este Reglamento.

6.5.3.2. El Distribuidor es el responsable de recopilar la demanda consolidada de su área de distribución y entregar a la UT la demanda para cada intervalo de Mercado y diaria total prevista para el área en cada nodo en que retira de la red.

6.5.3.3. Junto con la información de las transacciones bilaterales, cada Generador debe informar las pérdidas que oferta generar el día siguiente asociadas a sus transacciones bilaterales, que no podrán superar el máximo dado por los factores de pérdidas informados por la UT.

6.5.4. Verificación de Transacciones Válidas

6.5.4.1. La UT verificará la validez de las transacciones bilaterales informadas, solicitará las clarificaciones que sean necesarias, informará las transacciones rechazadas, recibirá las correcciones que suministren los PM y determinará las transacciones válidas a ser consideradas en el DP, de acuerdo a lo indicado en este Reglamento.

6.5.4.2. En el caso de que el Despacho Programado de las transacciones bilaterales demuestre que no es posible cumplir con los requerimientos de calidad y seguridad del sistema, después de solicitar modificaciones a los PM, la UT declarará inaceptable el DP y notificará a los PM que sus transacciones bilaterales serán manejadas en el MRS, por lo que será necesario que envíen ofertas para dicho Mercado.

6.6. RACIONAMIENTO FORZADO.

6.6.1. De resultar una condición de déficit previsto en el predespacho, la UT administrará el faltante previsto reduciendo en primer lugar el margen de reserva a un nivel de emergencia y, de ser esto suficiente, programado racionamiento forzado de demanda.

6.6.2. Cuando en el predespacho resulte inyección asignada a la URF, la UT programará dicho racionamiento entre los PM de acuerdo a la metodología definida en este Reglamento.

6.6.3. De prever en el predespacho una condición de Racionamiento Forzado, la UT informará a cada PM la restricción a aplicar a la demanda inflexible en cada nodo que retira de la red. Para el caso de un Distribuidor, la información suministrada por la UT incluirá en cada nodo la correspondiente a la demanda total. El Distribuidor es el responsable de coordinar la restricción programada total dentro de su área y mantener en la operación en tiempo real dicho programa de reducción forzada de demanda.

6.6.4. La UT coordinará con cada PM los programas de racionamiento previstos, de forma tal de contar con la anticipación necesaria para programar su ejecución, y que operativamente dichos racionamientos se puedan llevar a cabo.

6.6.5. Los programas de racionamiento son de cumplimiento obligatorio, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real, para mantener el sistema eléctrico en condiciones seguras. Los incumplimientos, fuera de la tolerancia definida, serán penalizados.

6.7. RESULTADOS DEL PREDESPACHO.

6.7.1. Cada día, la UT realizará el predespacho para el día siguiente, de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en este Reglamento.

6.7.2. Como resultado del predespacho, la UT obtendrá para cada intervalo de Mercado del día siguiente:

- a) El cubrimiento de la demanda prevista
- b) Los programas de racionamiento existentes

- c) Las transacciones bilaterales;
- d) La generación obligada prevista;
- e) De existir, las previsiones de condiciones de congestión, indicando las líneas y transformadores afectados, los MRS y los cargos por congestión;
- f) El precio previsto del predespacho (ex ante) de él o los MRS previstos que resulten de acuerdo a las condiciones de congestión esperadas.

6.7.3. La UT calculará la Generación Comprometida en cada GGP totalizando las inyecciones en transacciones bilaterales para dicho GGP.

6.7.4. La UT calculará para cada PM, la Demanda Comprometida en cada nodo de retiro totalizando los retiros en dicho nodo en transacciones bilaterales.

6.7.5. La inyección prevista en el predespacho para cada GGP, que surja del DP y las ofertas de oportunidad, se considera un compromiso de disponibilidad para cada intervalo de Mercado del PM a quien pertenece dicho GGP.

6.7.6. La reducción en la energía que retira de la red un PM en un nodo, que resulta del DP y las ofertas de oportunidad, se considera un compromiso del PM de estar preparado para realizar dicha reducción de serle requerida.

6.7.7. Los resultados informados del predespacho deben ser considerados como valores indicativos, para que cada PM programe con la suficiente anticipación los medios necesarios para cumplir con los programas de inyección y retiro de demanda previstos, y tenga en cuenta la posible evolución del precio y el efecto en el resultado comercial de su actuación en el mercado.

6.8. PRECIO DE LA ENERGÍA.

6.8.1. Características Generales

6.8.1.1. Las transacciones de energía se realizan para cada intervalo de Mercado. Cada MRS tendrá un precio.

6.8.1.2. La UT calculará el precio de la energía con los resultados del SAM.

6.8.2. Metodología de cálculo del Precio de la energía

6.8.2.1. La UT calculará el precio de la energía en base a los resultados del SAM, teniendo en cuenta las restricciones existentes, incluyendo las condiciones de congestión, las pérdidas, los requerimientos de servicios auxiliares y las ofertas de oportunidad, incluyendo la oferta de oportunidad de la URF.

6.8.2.2. En el predespacho, la UT determinará con los resultados del SAM para los valores previstos de demanda, disponibilidad de generación y restricciones, el precio de la energía asociado a suministrar una unidad adicional de demanda de acuerdo a las ofertas de oportunidad.

6.8.2.3. En cada intervalo de mercado que resulte programado en el predespacho con una reserva menor que la requerida por los parámetros de calidad vigentes, la UT considerará que la reserva faltante se asigna a la URF. La UT determinará el precio con reserva a partir de la oferta de oportunidad de la URF para la energía correspondiente a la reserva faltante.

6.8.2.4. Para cada intervalo de Mercado el precio previsto para un MRS en el predespacho será el precio resultante del SAM salvo que la reserva programada en dicho MRS sea menor que la requerida en cuyo caso el precio estará dado por precio con reserva que resulta de la URF.

6.8.2.5. Al finalizar cada día la UT determinará con los resultados del SAM y los valores registrados de demanda, disponibilidad y restricciones de la operación real, el precio de la energía para dicho día, asociado a suministrar una unidad adicional de demanda de acuerdo a las ofertas de oportunidad.

6.8.2.6. Para cada intervalo de Mercado el precio real en un MRS será el precio resultante del SAM con los valores registrados, salvo en las siguientes condiciones.

- a) Se haya presentado una falla, el sistema se encuentre en condición de emergencia y aún la UT no haya suministrado el correspondiente despacho ajustado, en cuyo caso el precio estará dado por el precio máximo que resulta de las ofertas de oportunidad.
- b) Para dicho intervalo de Mercado en el MRS, la reserva resultante en la operación real es menor que la requerida por calidad, en cuyo caso el precio estará dado por el precio calculado en el predespacho.

6.8.3. Nodos de un MRS

6.8.3.1. En un intervalo de Mercado, de existir congestión, se determina cada MRS como el conjunto de nodos con igual precio.

6.8.3.2. En un intervalo de Mercado, si no hay congestión, existirá un único MRS y un único precio de la energía.

6.9. ENVÍO DE RESULTADOS.

6.9.1. La UT informará a cada PM que haya presentado ofertas de oportunidad y/o transacciones bilaterales, los resultados del predespacho del día siguiente, con la información indicada en este Reglamento.

6.9.2. La UT enviará a cada PM los programas previstos para cada intervalo de Mercado del día siguiente de inyección por cada uno de sus GGP y/o de energía a retirar de la red en cada uno de sus nodos de retiro, identificando:

- a) Sus transacciones para cada intervalo de Mercado, inyección y/o retiro, asociadas a transacciones bilaterales del DP;
- b) La generación y/o demanda comprometida;
- c) Las transacciones para cada intervalo de Mercado, inyección y/o retiro, requeridas por el predespacho y que no corresponden a transacciones bilaterales.

6.9.3. La UT enviará a cada PM que retira de la red sus programas de racionamiento forzado previstos, de existir. Cada Distribuidor debe informar y coordinar los racionamientos previstos en su área de distribución.

6.9.4. Adicionalmente, la UT informará a cada PM las condiciones de congestión previstas para el día siguiente, indicando para cada una:

- a) Identificación de las líneas y transformadores involucrados y período de congestión;
- b) Identificación de los MRS en que se divide el sistema;
- c) De tratarse de un Generador, cargo que resulta previsto por congestión.

6.9.4.1. La UT pondrá a disposición de los PM los resultados del predespacho.

7. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

7.1. OBJETO

7.1.1. El objeto de las reglas para la operación en tiempo real es definir los procedimientos que deberán seguir la UT, los operadores y usuarios finales mientras se realiza el manejo del sistema de transmisión y del mercado mayorista. En especial, se definen las reglas para el Mercado Regulator del Sistema (MRS), específicamente:

- a) los procedimientos mediante los cuales la UT administrará el MRS cada día en la operación en tiempo real;
- b) la metodología de cálculo del precio del MRS.

7.1.2. En la operación en tiempo real, la UT administrará el MRS en base a los resultados del predespacho y utilizando el SAM para realizar los ajustes necesarios para cubrir a mínimo costo las desviaciones entre los valores previstos y los valores reales registrados.

7.1.3. En lo referido al MRS, la UT utilizará las ofertas de oportunidad para:

- a) Administrar cada día en tiempo real la generación y la demanda flexible de forma tal de cubrir a mínimo costo las desviaciones que surjan respecto de la oferta y demanda en la operación en tiempo real, incluyendo la administración de las condiciones de congestión que se presenten en la red;
- b) Determinar los precios del MRS, de la operación en tiempo real (ex pos).

7.2 FACULTAD DE CONTROL DE LA UT

7.2.1. Todo operador Transmisor deberá de poner a disposición de la UT los medios de control de sus equipos e instalaciones, con el fin de realizar su función de coordinar la operación del sistema. Los equipos que tengan la capacidad de control remoto deberán estar disponibles para ser operados desde el SAE. En donde no exista esta facilidad, el personal destacado en el sitio para operar manualmente los equipos deberá acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado.

7.2.2. Los operadores de unidades de generación deberán acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado. Ninguna unidad generadora podrá ser sincronizada al sistema o desconectada del sistema sin la autorización de la UT. El Generador que lo desee, podrá ofrecer a la UT el control de sus unidades en forma remota para el servicio de CAG.

7.2.3. Los Distribuidores y Usuarios Finales deberán acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado. Ningún Distribuidor o Usuario Final podrá conectar o desconectar sus instalaciones del sistema sin autorización de la UT.

7.3 SUMINISTRO DE INFORMACIÓN.

7.3.1. A lo largo de un día, cada PM y operador deberá informar a la UT las modificaciones que surjan a las condiciones informadas el día anterior para el predespacho.

7.3.2. La UT actualizará las previsiones en función de los ajustes informados por los operadores y la realidad observada en tiempo real.

7.4. ADMINISTRACIÓN.

7.4.1. La UT operará el sistema en tiempo real buscando de mantener el balance entre oferta, pérdidas y demanda a mínimo costo dentro de las restricciones de transmisión y los requisitos de seguridad y calidad.

7.4.2. La UT administrará en tiempo real las desviaciones respecto del predespacho entre la oferta y demanda real, a través del MRS y las ofertas de oportunidad de forma tal de cubrir las desviaciones a mínimo costo dentro de las

prioridades definidas por los requerimientos de calidad y seguridad de servicio. Para ello realizará el seguimiento de la oferta, la demanda y las restricciones en el sistema.

7.4.3. En caso de modificaciones significativas a las condiciones previstas en el predespacho, la UT realizará un nuevo despacho utilizando el SAM, e informará los nuevos programas de inyección y retiro para lo que resta del día.

7.4.4. Luego de una falla o condición de emergencia, la UT, una vez determinada la condición final esperada, deberá realizar un despacho ajustado en el menor plazo posible e informar a los PM la nueva condición de inyección y retiro programados.

7.4.5. En condición de emergencia, la UT podrá reducir el nivel de reserva rodante hasta el porcentaje establecido para dicha condición, el cual se encuentra establecido en el Anexo.

7.4.6. La UT podrá excepcionalmente alterar el orden de aceptación de ofertas que resulta de los precios de las ofertas de oportunidad, ante requerimientos operativos de calidad y seguridad del servicio o restricciones operativas del sistema eléctrico o condiciones de emergencia o alerta. Dichas situaciones excepcionales registradas deberán ser reportadas por la UT en el informe diario con la correspondiente justificación.

7.5. OBLIGACIONES.

7.5.1. Cada operador y PM está obligado a mantener sus transacciones dentro de los valores resultados del predespacho y de las instrucciones giradas por la UT durante la administración en tiempo real del MRS, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real.

7.5.2. Toda energía generada en un intervalo de Mercado por un GGP que resulte mayor que la asignada por la UT, de acuerdo al predespacho y la administración del MRS, por encima de la banda de tolerancia, será tratada de acuerdo a lo indicado en el Anexo Operación en Tiempo Real. Esto incluye los incumplimientos en la reducción de generación que resulte de la aceptación de ofertas de oportunidad.

7.5.3. Los incumplimientos de un PM fuera de la banda de tolerancia en la reducción de consumo que resulte de las ofertas de oportunidad, serán tratados de acuerdo a lo indicado en el Anexo Operación en Tiempo Real.

7.6. RACIONAMIENTO FORZADO.

7.6.1. Durante la operación, la UT realizará el seguimiento de los programas de racionamiento previstos en el predespacho, e irá ajustándolo a las modificaciones que surjan respecto de la oferta y demanda prevista, de forma tal de mantener el balance en el sistema eléctrico y la calidad y seguridad de la operación de la red.

7.6.2. En la operación en tiempo real, condiciones de falla y/o congestión imprevistas pueden requerir para su solución un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado. En estos casos la UT administrará el faltante que surge reduciendo en primer lugar el margen de reserva a un nivel de emergencia y, de ser esto insuficiente, administrando el MRS mediante restricciones al abastecimiento a través de la URF.

7.6.3. La UT distribuirá el racionamiento requerido, o sea la inyección asignada a la URF, entre cada PM de acuerdo a sus compras requeridas al MRS y la metodología de asignación y programación del Racionamiento Forzado establecido en este Reglamento. Los programas de racionamiento que asigne la UT serán de cumplimiento obligatorio.

7.6.4. La UT informará y coordinará con cada PM que retira de la red la reducción forzada a aplicar a los retiros de la red. Para el caso de un Distribuidor, la información suministrada por la UT incluirá la correspondiente a la demanda comercializada por el Distribuidor y por terceros en su área de distribución. El Distribuidor es el responsable de coordinar la restricción programada total dentro de su área y mantener en la operación en tiempo real dicho programa de reducción forzada de demanda.

7.7. GENERACIÓN OBLIGADA.

7.7.1. Las restricciones operativas, de transmisión y de calidad y seguridad pueden requerir programar y operar el sistema en una condición de oferta y demanda distinta a la de mínimo costo de las ofertas de oportunidad.

7.7.2. Se denomina generación obligada a aquella que resulta forzada por los requisitos de calidad y seguridad en la operación del sistema eléctrico, a pesar, que de acuerdo a las transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad, dicha generación no hubiera resultado económicamente requerida.

7.7.3. Las restricciones propias de un PM no son consideradas generación obligada. Si un PM necesita condiciones especiales en su inyección o en la energía que retira de la red, o en la inyección de un tercero, deberá informarla en sus transacciones bilaterales con precios en las ofertas de oportunidad tales que dicha restricción resulte como inyección o energía retirada de la red, según corresponda, inflexible.

7.7.4. La energía de la generación obligada recibirá una compensación igual a valorar dicha energía a la diferencia entre el precio correspondiente a su oferta de oportunidad y el precio en el MRS. La UT identificará el o los PM u operadores responsables de la condición que forzó dicha generación y les asignará el pago del monto correspondiente a la compensación como un cargo por compensación.

7.7.5. Si la generación resultó obligada por motivos de calidad del servicio para el sistema eléctrico en su conjunto, sin existir ningún PM u operador responsable de la condición, la UT asignará el cargo entre todos los PM que retiran de la red, en forma proporcional a la energía que retira de la red.

7.8. PRECIO DEL MRS.

7.8.1. La UT calculará los precios del MRS ex pos, con los datos reales de energía inyectada y energía retirada de la red, salvo incumplimientos a las instrucciones de la UT en que se utilizarán las condiciones que hubieran existido si se hubiera cumplido la o las instrucciones de la UT. En el cálculo se tendrá en cuenta las restricciones existentes en la operación en tiempo real.

7.8.2. En la formación del precio no participan:

- a) Los precios ofertados por la generación que resulta obligada;
- b) Los precios ofertados por la generación con incumplimientos respecto de la inyección requerida por la UT;
- c) Los precios ofertados por la demanda con incumplimientos respecto de la reducción a la energía a retirar de la red requerida por la UT.

7.8.3. Si durante el transcurso de un intervalo de Mercado se producen desviaciones y/o fallas que modifican cuáles son las ofertas aceptadas, la UT debe dividir el intervalo de Mercado en tantos subperíodos como sean necesarios para que en cada uno de ellos se mantenga la misma configuración oferta y demanda requerida. De no existir modificaciones a lo largo del intervalo de Mercado, surgirá un único subperíodo igual al intervalo de Mercado.

7.8.4. La UT calculará el precio en cada subperíodo definido.

7.8.5. La UT calculará el precio del MRS como el promedio de los precios de los subperíodos ponderados por la duración de cada subperíodo, salvo ante una falla que signifique pérdida de demanda en cuyo caso se ponderarán de acuerdo a la energía inyectada en cada subperíodo en el correspondiente MRS.

7.8.6. Si como resultado de existir más de un subperíodo y resultar el precio del MRS menor que el de algún subperíodo, surge energía inyectada por un GGP con un precio ofertado superior que el precio del MRS, dicha energía será liquidada de acuerdo a la meteorología especificada en el Anexo Cálculo del precio del MRS.

7.9. RESULTADOS DE LA OPERACIÓN.

7.9.1. Cada día, la UT enviará a cada PM los resultados del día anterior discriminados por intervalo de Mercado de inyección de cada GGP y de retiro en cada nodo que resultan en el MRS de la operación real, con la información indicada en este Reglamento.

7.9.2. Cada día, las transacciones de cada PM en el MRS surgirán en la operación en tiempo real como:

- a) Para cada GGP, la diferencia entre la inyección real y la Generación Comprometida, comprando del MRS el faltante si inyecta menos que lo comprometido, o vendiendo al MRS el sobrante si inyecta más que lo comprometido, en condiciones de operación normal.
- b) Para cada nodo de retiro de la red, la diferencia entre la energía retirada de la red real y la Demanda Comprometida, comprando del MRS el faltante si retira de la red más que lo comprometido, o vendiendo al MRS el sobrante si retira de la red menos que lo comprometido, en condiciones de operación normal.

7.9.3. La UT enviará a cada PM, por intervalo de Mercado, los valores indicativos de inyección y de retiro en cada nodo, que resultan del SAE, identificando:

- a) Las transacciones para cada intervalo de Mercado, de venta y/o compra, en función de las desviaciones de la inyección y retiro real respecto de la generación comprometida o demanda comprometida, según corresponda;
- b) Toda restricción que alteró el orden de aceptación de oferta;
- c) La generación obligada;
- d) Las restricciones reales en la red de transmisión;
- e) Los precios del MRS.

7.9.4. Adicionalmente, la UT informará las condiciones de congestión registradas, indicando para cada una:

- a) Identificación de los equipos que restringieron la transferencia de energía y el período de congestión;
- b) Número de MRS en que se dividió el sistema y los precios correspondientes;
- c) De tratarse de un Generador, cargos que resultan por congestión.

7.9.5. La UT pondrá a disposición de los PM y operadores los resultados de la operación en tiempo real, en el plazo indicado en el Anexo Transacciones del Mercado.

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

8.1. OBJETO

8.1.1. El objeto de las reglas para las pérdidas es definir los procedimientos que la UT utilizará para distribuir el pago del costo de las pérdidas entre los Generadores, y los procedimientos mediante los cuales los Generadores informarán la inyección para las pérdidas asociadas a sus transacciones bilaterales.

8.2. RESPONSABILIDAD DE LA UT.

8.2.1. Las pérdidas serán tenidas en cuenta por la UT al realizar el predespacho y la administración del MRS. Para ello incluirá en el SAM una representación de la red con el nivel de detalle necesario.

8.2.2. Cada día, la UT evaluará las pérdidas previstas que resultan del predespacho, y las pérdidas reales que resultan de la operación.

8.3. RESPONSABILIDAD DE LOS OPERADORES.

8.3.1. Los Generadores son los responsables de pagar por el costo de las pérdidas del sistema de transmisión. La responsabilidad de cada GGP será asignada en función de su inyección y del uso de las líneas.

8.3.2. Los PM que se conecten en un nivel inferior a 115 kV son responsables por el pago de las pérdidas asociadas al transformador reductor a través del cual se conectan a la red de transmisión.

8.3.3. Todo GGP que participe en transacciones bilaterales tiene la obligación de aportar la inyección correspondiente a las pérdidas asociadas a la inyección comprometida, ya sea con generación propia o comprando a través del MRS.

8.3.4. Todo GGP que venda inyección al MRS tiene la obligación de aportar la inyección correspondiente a las pérdidas asociadas a dicha venta, ya sea con inyección propia o comprando en el MRS.

8.3.5. Las pérdidas previstas asociadas a la participación en transacciones bilaterales de un GGP y que dicho GGP puede informar como aporte con inyección propia se determinan en función de:

- a) La inyección comprometida en transacciones bilaterales;
- b) El Factor de pérdidas que informe la UT.

8.3.6. La energía que ingresa en una interconexión internacional, ya sea debido a una importación o debido a energía intercambiada entre terceros países que usan como paso la red de transmisión del sistema, será considerada como un GGP cuyo nodo de inyección es la interconexión internacional. Como tal, el PM que importa tiene la responsabilidad de compensar o comprar las pérdidas asociadas a la energía que inyecta al sistema.

8.4. VALORES A UTILIZAR.

8.4.1. La UT calculará las pérdidas previstas del predespacho con los resultados del SAM.

8.4.2. La UT calculará el costo previsto de las pérdidas del sistema de transmisión en un intervalo de Mercado con los valores de energía inyectada y retirada utilizadas para el cálculo de las transacciones económicas del MRS.

8.4.3. Para el cálculo de las pérdidas reales de una línea, la UT utilizará como energía a la entrada y a la salida de la línea el balance entre las mediciones de inyección y de retiro en dichos puntos, salvo que exista medición directa del SIMEC para la energía de entrada y de salida de la línea, en cuyo caso utilizará dichas mediciones.

8.5 TIPOS DE LÍNEAS.

8.5.1. Para el sólo efecto del cálculo y asignación de las pérdidas, se diferencian dos tipos de líneas: líneas de uso particular y líneas de uso común.

8.5.2. Una línea es considerada línea de uso particular si es la vinculación física entre dos MRS o si, por las características del vínculo, la UT decide asignar la responsabilidad del pago de sus pérdidas a un grupo específico de GGP. En particular, la UT considerará como línea de uso particular a una línea que:

- a) Está en condición de congestión, con precios distintos en la entrada y salida de la línea; o

- b) Es la vinculación radial de uno o más GGP con el resto del sistema de transmisión, siendo el flujo de energía por ella en un único sentido independientemente de la inyección del GGP.

8.5.3. Una línea es considerada línea de uso común si sirve de vinculación física entre los nodos que pertenecen a un mismo MRS y si, por las características del vínculo, se asigna la responsabilidad del pago de sus pérdidas a todos los GGP en proporción a su inyección.

8.5.4. Para cada intervalo de Mercado, la UT calculará las pérdidas, previstas en el predespacho y pérdidas reales de la operación, en cada línea de uso particular y en el conjunto de líneas de uso común de cada MRS.

8.5.5. La UT informará a los PM que inyectan en líneas consideradas como líneas de uso particular de dicha utilización y los motivos que justifican tal clasificación. En función de las variaciones en las condiciones de oferta de inyección, una línea podrá pasar a lo largo del año de ser considerada línea de uso común a línea de uso particular y viceversa, con la correspondiente justificación técnica de la UT.8.6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS.8.6.1. La UT calculará la inyección total en las líneas de uso común de cada MRS, en el predespacho y en la operación real registrada, como la suma de:

- a) la inyección en los nodos de las líneas de uso común del MRS, incluyendo las interconexiones internacionales;
- b) la inyección de energía, de existir, a través de cada línea de uso particular cuyo nodo de entrega pertenece al MRS.

8.6.2. La UT calculará la energía total retirada de la red en cada intervalo de Mercado, en el predespacho y en la operación real registrada, como la suma de:

- a) La energía total retirada en los nodos de las líneas de uso común del MRS, incluyendo las interconexiones internacionales;
- b) La energía, de existir, retirada por las líneas de uso particular cuyo punto de entrada se ubica en dicho MRS.

8.6.3. La UT calculará las pérdidas para cada intervalo de Mercado de las líneas de uso común en cada MRS, en el predespacho y en la operación en tiempo real, como la diferencia entre:

- a) La inyección total calculada;
- b) Menos la energía total retirada de la red calculada.

8.6.4. Para cada línea de uso particular, la UT calculará las pérdidas para cada intervalo de Mercado como la diferencia entre la energía en el punto de entrada y la energía en el punto de salida.

8.7. COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS.

8.7.1. En cada intervalo de Mercado, el costo económico de las pérdidas es el resultado de valorizar las pérdidas calculadas a los precios del MRS.

8.7.2. La UT calculará el costo económico de las pérdidas para cada intervalo de Mercado de las líneas de uso común de un MRS como las pérdidas calculadas para dicho intervalo de Mercado multiplicada por el precio del MRS.

8.7.3. La UT calculará para cada intervalo de Mercado el costo económico de las pérdidas de cada línea de uso particular como las pérdidas calculadas para la línea en dicho intervalo de multiplicado por el promedio entre el precio del MRS en que se ubica el nodo de entrada y el precio del MRS en que se ubica el nodo de salida.

8.8. PREDESPACHO

8.8.1. Para definir los factores de pérdidas para las transacciones bilaterales, la UT podrá dividir el día en períodos de uno o más intervalos de Mercado, denominados períodos típicos para las pérdidas.

8.8.2. Dentro de los plazos definidos en este Reglamento, la UT llevará a cabo el siguiente procedimiento para los períodos típicos para las pérdidas que se definan para el día siguiente:

- a) En base a los valores históricos registrados en la operación del sistema, definirá un día característico previsto para el día siguiente.
- b) Calculará las pérdidas previstas.
- c) Calculará los factores de pérdidas previstos para dicho día típico, e informará a los Generadores para las transacciones bilaterales, con la metodología definida en el Anexo Pérdidas de Transmisión.

8.9. PERDIDAS REALES.

8.9.1. La UT determinará el nivel de pérdidas real con las mediciones del SIMEC.

8.10 CARGOS POR PÉRDIDAS.

8.10.1 Objeto

8.10.1.1. El cargo por pérdidas que abonará cada Generador tiene por objeto recaudar los montos correspondientes al costo económico de las pérdidas.

8.10.1.2. Los débitos por pérdidas de un GGP surgen de los siguiente conceptos.

- a) Pérdidas por Uso Directo de líneas de uso común: Es la parte proporcional que le corresponde del costo económico de las pérdidas de las líneas de uso común.
- b) Pérdidas de Uso de líneas de uso particular: Es la parte proporcional que le corresponde del costo económico de las pérdidas de líneas de uso particular de las que resulta usuario de acuerdo a la metodología indicada en este Reglamento.
- c) Pérdidas por Uso Indirecto de líneas de uso común: Es la parte proporcional que le corresponde del costo económico de las pérdidas de las líneas de uso común a las cuales inyecta energía una línea de uso particular de la cual el GGP resulta usuario.

8.10.2. Crédito por Transacciones Bilaterales

8.10.2.1. La UT asignará a cada PM un crédito igual a la inyección para pérdidas aportada en transacciones bilaterales, valorizada al precio del MRS en que se ubica la inyección.

8.10.3. Asignación de pérdidas por uso directo de líneas de uso común

8.10.3.1. La UT determinará para cada GGP el factor de participación en las pérdidas por uso directo de las líneas de uso común de un intervalo de Mercado como la proporción que representa la energía que dicho GGP inyecta a dichas líneas respecto de la inyección total calculada para el intervalo de Mercado. Para cada GGP que no inyecta en nodos de dichas líneas su factor de participación es cero.

8.10.3.2. La UT determinará el cargo a abonar por un GGP en concepto de pérdidas por el uso directo de líneas de uso común de un intervalo de Mercado como el producto de su inyección por el factor de participación en las pérdidas calculado y por el precio del MRS.

8.10.4. Asignación de pérdidas por uso de líneas de uso particular

8.10.4.1. La UT asignará las pérdidas por el uso de cada línea de uso particular entre los GGP usuarios de la línea.

8.10.4.2. Se considera que un GGP es un usuario de una línea de uso particular si, para las condiciones resultantes de la operación real, un incremento de su inyección produciría un incremento en el flujo de la línea.

8.10.4.3. Para cada línea de uso particular, la UT calculará para cada GGP que resulta usuario de dicha línea su porcentaje de uso de la misma como el cociente entre el flujo que dicho GGP produce en la línea respecto a la suma de los flujos de todos los GGP que resultan usuarios de dicha línea de uso particular.

8.10.4.4. La UT asignará a cada GGP que no resulte usuario de una línea de uso particular un porcentaje de uso nulo para dicha línea.

8.10.4.5. La UT determinará el cargo a abonar por un GGP por pérdidas en una línea de uso particular como el producto del porcentaje de su uso de la línea por las pérdidas de la línea por el precio del MRS.

8.10.5. Asignación de pérdidas por uso indirecto de líneas de uso común

8.10.5.1. Se considera que un GGP que no inyecta en los nodos de las líneas de uso común en un intervalo de Mercado tiene responsabilidad en el pago de las pérdidas asociadas a dichas líneas si hace uso indirecto de las mismas a través de las líneas de uso particular.

8.10.5.2. Para cada línea de uso particular que inyecta en un intervalo de Mercado, la UT determinará su factor de participación en las líneas de uso común del intervalo de mercado como la proporción que representa la inyección al MRS de dicha línea de uso particular respecto de la inyección total calculada para el MRS. Si la línea de uso particular no inyecta en dicho MRS su factor de participación es cero.

8.10.5.3. La UT calculará el factor de participación por el uso indirecto de las líneas de uso común de cada GGP, totalizando el producto del factor de participación de cada línea de uso particular por el porcentaje de uso que corresponde al GGP para dicha línea de uso particular.

8.10.5.4. La UT calculará el cargo a abonar por pérdidas por un GGP por el uso indirecto de las líneas de uso común de un MRS multiplicando el correspondiente factor de participación en la línea particular por el factor de pérdidas de líneas de uso común por su generación y por el precio de dicho MRS.

8.10.6. Débito total de un GGP en concepto de pérdidas

8.10.6.1. Para cada intervalo de Mercado, la UT calculará el débito por pérdidas que resulta para cada GGP como la suma de:

- a) Los cargos por pérdidas asociados al uso directo de las líneas de uso común;
- b) Los cargos por pérdidas por uso de líneas de uso particular;
- c) Los cargos por pérdidas asociados al uso indirecto de las líneas de uso común.

8.10.7. Cargo por Pérdidas de un Generador

8.10.7.1. Al finalizar el mes cada GGP resulta deudor o acreedor, según corresponda, por la diferencia entre los créditos que surgen por inyección para pérdidas menos los débitos que surgen por pérdidas.

9. CONGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

9.1. OBJETO.

9.1.1. El objeto de las reglas para la congestión de la red de transmisión es definir los procedimientos y criterios que utilizará la UT para administrar las restricciones en el sistema de transmisión, asignar los cargos por congestión.

9.2. ADMINISTRACIÓN DE LA CONGESTIÓN.

9.2.1. Se considera que el sistema tiene restricciones de transmisión que provocan una condición de congestión, ya sea en el predespacho o en la operación en tiempo real, cuando la administración del sistema con las ofertas de oportunidad, sin tener en cuenta las restricciones de transmisión, llevaría al sistema a vulnerar sus límites máximos permisibles y/o a operar fuera de los parámetros definidos para las condiciones de calidad y seguridad establecidas.

9.2.2. La UT resolverá las restricciones de transmisión a partir de los resultados obtenidos del SAM. Para ello incluirá en el SAM una descripción de la topología de la red y los límites de transmisión, establecidos de acuerdo a lo indicado en el Capítulo Calidad y Seguridad Operativas del Sistema.

9.2.3. En condiciones normales, la UT administrará una congestión con los resultados del SAM aceptando las ofertas de oportunidad necesarias para resolverla a mínimo costo. Este tipo de solución se denomina Administración Normal de la Congestión.

9.2.4. La UT podrá emplear una Administración en Emergencia de la Congestión en condiciones excepcionales, cuando la seguridad del sistema le impida resolverla mediante las ofertas de oportunidad. La UT empleará este tipo de administración cuando:

- a) La congestión se presente en forma imprevista en tiempo real y la UT aún no contó con el tiempo necesario para determinar su solución en base a las ofertas de oportunidad;
- b) Los ajustes que surgen de las ofertas de oportunidad no alcanzan para resolver la congestión, por ser la flexibilidad de las ofertas de oportunidad insuficiente, y el no tomar medidas adicionales llevaría al sistema a una condición de emergencia.

9.2.5. En una Administración en Emergencia de la Congestión, la UT dará prioridad en su resolución a normas técnicas basadas en los requisitos de calidad y seguridad del sistema, definidas en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

9.2.6. La UT deberá contar con procedimientos operativos para decidir con criterio técnico el modo de realizar una Administración en Emergencia de la Congestión. Dichos procedimientos deben surgir de estudios eléctricos de la red que los avalen y de los criterios definidos para seguridad de la operación, para garantizar mantener la continuidad del sistema y evitar su colapso. Entre las medidas correctivas que puede tomar se incluye el racionamiento forzado y la reducción forzada de generación.

9.2.7. Ante una Administración en Emergencia de la Congestión, la UT buscará implementar los medios necesarios para pasar a una Administración Normal de la Congestión y resolver económicamente la congestión a través de las ofertas de oportunidad.

9.2.8. Para cada caso de congestión, la UT identificará la o las causas de la misma e incluirá esta información en el correspondiente Informe Mensual.

9.3. LÍNEA CON CONGESTIÓN.

9.3.1. Una línea se declara en congestión si por restricciones técnicas que vulneran los criterios de calidad y seguridad se limita su capacidad de transporte, y como consecuencia conecta nodos de dos MRS distintos.

9.3.2. Un GGP con transacciones bilaterales participa en una línea con congestión si su nodo de inyección está en el MRS en que se ubica la entrada de la línea con congestión y alguno de sus nodos de retiro está ubicado en la salida de dicha línea.

9.4. CONGESTIÓN EN EL DESPACHO PROGRAMADO.

9.4.1. Cuando en el Despacho Programado se detecte que las transacciones bilaterales reportadas crean una condición de congestión, la UT buscará resolver dicha condición utilizando en primer lugar las ofertas de oportunidad asociadas con las transacciones bilaterales involucradas en la congestión.

9.4.2. En caso de que las ofertas de oportunidad no permitan resolver la congestión, la UT podrá rechazar las transacciones bilaterales involucradas en la congestión.

9.4.3. La UT notificará a los PM el resultado del Despacho Programado obtenido para resolver la congestión, incluyendo aquellas transacciones bilaterales que fueron modificadas o rechazadas por causa de la congestión.

9.5 CONGESTIÓN EN EL MRS.

9.5.1. Cuando surja una congestión en el sistema de transmisión fuera del Despacho Programado, ya sea prevista en el predespacho o durante la operación en tiempo real, la UT ajustará la energía inyectada y la energía retirada de la red por uno o más PM, en uno o más nodos de la red, para llevar nuevamente al sistema a una condición de operación normal, en base a las ofertas de oportunidad presentadas.

9.5.2. La UT creará los MRS que sean necesarios para resolver la congestión, buscando obtener un balance de oferta y demanda en ambos lados de la congestión y limitando el transporte de potencia a través de la misma hasta la capacidad máxima que las restricciones técnicas lo permitan.

9.6. CARGO POR CONGESTIÓN.

9.6.1. De las transacciones realizadas en el MC, se calcula un cargo de congestión para las transacciones bilaterales que circulan de la zona exportadora a la zona importadora; el cargo aplicado se calcula como la diferencia el MRS de la zona importadora menos el MRS de la zona exportadora multiplicado por la energía correspondiente a la transacción.

9.6.2. De las transacciones realizadas en el MRS, surge un monto implícito pagado o cobrado por las condiciones de congestión como resultado de la diferencia de los precios en cada MRS de las zonas exportadora e importadora.

9.6.3. La UT calculará para cada intervalo de Mercado el cargo por congestión del intervalo en cada línea con congestión como la energía correspondiente al flujo en la línea valorizado a la diferencia de precios entre los extremos de dicha línea.

9.6.4. La UT calculará para cada intervalo de Mercado el cargo total por congestión totalizando el cargo por congestión de cada línea para dicho intervalo.

9.6.5. Al finalizar el mes, la UT calculará el cargo mensual por congestión, de cada línea y total, integrando los cargos totales por congestión de los intervalos de Mercado del mes.

9.6.6. La UT distribuirá entre los usuarios del sistema el monto que resulte recaudado por los cargos por congestión en una cuenta especial que será liquidada, de acuerdo al método que establezca la SIGET.

10. SERVICIOS AUXILIARES

10.1. OBJETO.

10.1.1. El objeto de las reglas para los Servicios Auxiliares es:

- a) Definir los distintos tipos de servicios auxiliares de la red requeridos para mantener la calidad del servicio y la seguridad del sistema;

- b) Definir los criterios técnicos y operativos para establecer los niveles de servicios auxiliares que mantendrá la UT;
- c) Definir los requisitos técnicos que debe cumplir un operador para estar habilitado para aportar un servicio auxiliar;
- d) Definir las transacciones económicas asociadas a los servicios auxiliares.

10.1.2. En el predespacho y la operación en tiempo real, la UT asignará los servicios auxiliares requeridos para cumplir los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad establecida para el sistema.

10.1.3. Uno o más PM podrán requerir servicios auxiliares correspondientes a un nivel superior de calidad, debiendo pagar el costo adicional que ello significa en el requerimiento de servicios auxiliares asociado.

10.2. ALCANCE.

10.2.1. Los niveles de requerimientos de Servicios Auxiliares y los requerimientos técnicos que debe cumplir un PM u operador para aportarlos se indican en el Anexo Servicios Auxiliares.

10.2.2. Un PM podrá aportar a un servicio auxiliar en la medida que esté habilitado. La UT habilitará a todo PM que lo requiera y cumpla los requisitos técnicos definidos para ello.

10.2.3. Los costos y cargos que resulten de incumplimientos en los compromisos de servicios auxiliares serán acreditados a pagar dicho servicio auxiliar, salvo en los casos que este Reglamento indique un tratamiento diferente.

10.2.4. Para un intervalo de Mercado, un GGP se considera indisponible para un servicio auxiliar si: está en mantenimiento o en falla o si el PM informa un impedimento técnico o si la UT verifica un incumplimiento en alguno de sus compromisos técnicos asociados a la habilitación para dicho servicio auxiliar. En este último caso, el GGP no podrá proporcionar dicho servicio hasta que demuestre poder cumplir con los requerimientos de este Reglamento.

10.3. OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES

10.3.1. Cada GGP debe participar en el mantenimiento de la calidad y seguridad del sistema a través de los servicios auxiliares de generación requeridos por la red. El aporte de cada GGP a dichos servicios auxiliares debe ser realizado con equipamiento propio o pagando por el servicio aportado en su reemplazo por otro PM.

10.3.2. Cada Generador podrá realizar acuerdos entre partes para compartir la obligación de aportar a los Servicios Auxiliares en las condiciones indicadas en este Reglamento, en la medida que ello sea técnicamente factible. El acuerdo debe ser informado con suficiente anticipación a la UT para que verifique su validez técnica y, de cumplir los requisitos definidos, sea habilitado.

10.4. REGLAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA REACTIVA.

10.4.1. Objeto

10.4.1.1. La UT administrará los recursos disponibles para control de tensión con el objeto de lograr una gestión óptima del sistema eléctrico, obteniendo un nivel de calidad de tensión adecuado para el suministro de energía eléctrica.

10.4.2. Características Generales

10.4.2.1. El criterio para el ajuste de tensión en el sistema será mantenerla valores dentro de la banda permitida.

10.4.2.2. La administración de la potencia reactiva se realizará bajo una de las siguientes condiciones:

- a) Condición de Tensión normal: Cuando resulta posible controlar la tensión en todos los nodos de la red de transmisión dentro de los límites definidos para la Operación Normal.
- b) Condición de Tensión en emergencia: Cuando no resulta posible controlar la tensión en todos los nodos de la red de transmisión dentro de los límites definidos para la Operación Normal, extendiéndose en tal caso el rango admisible de tensión a los valores definidos para la Operación en Emergencia.

10.4.2.3. El rango admitido de variación de la tensión en barras del sistema de transmisión para la operación normal y en emergencia se indica en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

10.4.2.4. Cada PM asume un compromiso de potencia reactiva. Ante incumplimientos que ocasiones faltantes deberán pagar un cargo en compensación del costo ocasionado por la cobertura de dicho faltante.

10.4.2.5. Los PM identificados como responsables de las desviaciones a la operación a mínimo costo que surjan como consecuencia del requerimiento de mantener las tensiones en los nodos de la red dentro de las bandas permitidas, deberán pagar los cargos por energía reactiva que resulten de los procedimientos indicados en el presente Reglamento.

10.4.3. Regulación de Tensión

10.4.3.1. Cada Generador debe instalar un medio automático de control de acción continua en los sistemas de excitación de todas las unidades generadoras que se encuentren conectadas a la red, para obtener un voltaje estable en las terminales de los generadores dentro de los límites establecidos.

10.4.3.2. En caso de indisponibilidad de algún equipo requerido para mantener la tensión, la UT solicitará equipamiento de reemplazo, de existir, para mantener la calidad establecida. El costo del mismo será a cargo de él o los PM cuya indisponibilidad fue la causa del incumplimiento.

10.4.3.3. Cuando un PM o Transmisor suministre reactivos faltantes de otro PM, le corresponderá como pago los montos por el cargo en compensación que pague él o los PM con faltantes que reemplaza.

10.4.3.4. Si para mantener el nivel de tensión establecido, la UT requiere despachar generación obligada, ya sea incrementando la inyección de un GGP o incluso requiriendo la entrada en línea de un GGP, él o los PM responsables del incumplimiento deberán pagar el costo adicional asociado. El monto será asignado como compensación al Generador a quien pertenece el GGP que suministró potencia reactiva en reemplazo de los PM con faltantes de reactivo.

10.4.4. Obligaciones de un Generador

10.4.4.1. Cada Generador tiene la obligación de proveer, si resulta necesario para el funcionamiento del sistema, la potencia reactiva que es capaz de suministrar en sus unidades generadoras de acuerdo a la curva de capacidad (P-Q) nominal.

10.4.4.2. A los efectos de lo indicado en el párrafo anterior, cada Generador debe informar a la UT la curva de capacidad (P-Q) nominal de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del equipamiento u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora siguiendo procedimientos de prueba aceptados internacionalmente. En caso de no hacerlo, la UT la fijará de acuerdo a curvas de capacidad estándar, lo notificará al Generador y considerará como disponible la potencia reactiva indicada por dicha curva.

10.4.4.3. En la operación normal se considerará que la unidad generadora está obligada a aportar, sin cargo, hasta la potencia reactiva que se entrega a factor de potencia nominal y a carga nominal.

10.4.5. Responsabilidad del operador Transmisor

10.4.5.1. El operador transmisor informará a la UT las características técnicas del equipamiento disponible para control de tensión.

10.4.5.2. El operador transmisor pondrá a disposición de la UT sus elementos de control de tensión.

10.4.5.3. El operador transmisor podrá entregar su capacidad de compensación y hacerse acreedor a recibir a cambio los cargos correspondientes.

10.4.6. Obligaciones de un PM que retira de la red

10.4.6.1. Cada PM que retira energía de la red estará obligado a tener en cada nodo de retiro, en cada intervalo de Mercado, un factor de potencia no menor al establecido en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

10.4.6.2. El PM con incumplimientos en sus obligaciones de reactivos, deberá pagar a la UT el costo del reemplazo de su faltante.

10.4.7. Predespacho

10.4.7.1. En los plazos establecidos para el suministro de información para el predespacho, se deberá suministrar a la UT la información requerida para el control de tensión para cada intervalo de Mercado del día siguiente.

- a) Cada Generador debe informar la disponibilidad prevista de los elementos propios destinados a control de tensión y aporte de potencia reactiva.
- b) Cada operador transmisor debe informar la disponibilidad prevista de los elementos del sistema de transmisión destinados al control de tensión y aporte de potencia reactiva.

10.4.7.2. La UT realizará el predespacho utilizando la capacidad de suministro de potencia reactiva, disponibilidad de elementos para el control de tensión y requerimientos de potencia reactiva para el día siguiente, según sean informados por los PM y transmisores.

10.4.7.3. La UT verificará que, para el resultado del predespacho, se obtenga un funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro del margen admisible de variación para la operación normal.

10.4.7.4. De resultar excedidos los límites admitidos de tensión para la operación normal, la UT buscará realizar las modificaciones necesarias en el predespacho para lograr la operación del sistema dentro de la banda de variación de tensión para condiciones normales de operación.

10.4.7.5. Si realizando lo indicado en el párrafo anterior aún no fuera posible mantener los límites establecidos de tensión para la operación normal, la UT realizará las modificaciones necesarias al predespacho para hacer posible la operación del sistema dentro de la banda de variación de la tensión para condiciones de operación normal. El criterio a utilizar por la UT para esta modificación del predespacho es minimizar el costo de las desviaciones a la operación de acuerdo a las ofertas de oportunidad, en primera instancia, y de ser necesario, rechazar las transacciones bilaterales y notificar a los PM.

10.4.7.6. Para llevar a cabo lo indicado en el párrafo anterior, la UT podrá realizar las siguientes acciones:

- a) Incrementar la inyección de un GGP respecto al valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento de inyección será considerada como generación obligada.
- b) Reducir la inyección de un GGP respecto al valor resultante del predespacho.

- c) Incrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento será considerado como demanda inflexible con un precio ofertado igual a cero y comprando al precio resultante en el MRS.
- d) Decrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho.

10.4.7.7. La UT deberá decidir los incrementos y decrementos de energía inyectada o retirada a aceptar buscando que no impliquen llevar al sistema a una condición de congestión en la red de transmisión.

10.4.7.8. En última instancia, la UT rechazará las transacciones bilaterales propuestas, declarará inviable el Despacho Programado y notificará a los PM de las restricciones que motivaron dicha situación.

10.4.7.9. Junto con los resultados del predespacho, la UT informará los nodos del sistema de transmisión en que no fue posible controlar la tensión dentro de los límites asignados a la operación normal y las modificaciones realizadas al predespacho por requerimientos de reactivos.

10.5. ADMINISTRACIÓN DE REACTIVOS EN TIEMPO REAL

10.5.1.1. En la operación en tiempo real la UT administrará los recursos disponibles para el control de tensión y aporte de energía reactiva con el objeto de lograr un funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro de los límites aceptables, al mínimo costo.

10.5.1.2. Cada PM y cada transmisor deben informar oportunamente cualquier desviación respecto de la información suministrada para el predespacho relacionado con la disponibilidad de los elementos que integran el sistema de transmisión, así como con los aportes y requerimientos de energía reactiva.

10.5.1.3. De no poder cumplir con los niveles normales de tensión, la UT considerará al sistema en condición de emergencia administrando los recursos de control de tensión y aportes de energía reactiva para lograr el funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro de los límites definidos para la operación en emergencia.

10.5.1.4. De no ser posible aún con lo indicado en el punto anterior controlar la tensión, la UT podrá realizar las siguientes acciones:

- a) Incrementar la de inyección de un GGP respecto al valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento de inyección será considerado como generación obligada.
- b) Reducir la inyección de un GGP respecto al valor resultante del predespacho.
- c) Incrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento será considerado como demanda inflexible con un precio ofertado igual a cero y comprando al precio resultante en el MRS.
- d) Decrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho. Dicha reducción será considerada como inflexible.
- e) Como última alternativa, efectuar un racionamiento forzado de los retiros de la red por medio de cortes de carga y/o solicitar al operador distribuidor la desconexión forzada de circuitos.

10.6 COMPENSACIONES POR REACTIVOS

10.6.1. Cada PM que, como resultado de la administración realizada por la UT de los recursos destinados al control de tensión y/o aporte de energía reactiva, resulte con un ajuste en su inyección o retiro de la red que no responda al criterio

de administración a mínimo costo de las ofertas de oportunidad sino a requerimientos de control de tensión, recibirá una compensación por reactivos.

10.6.2. Un GGP que reduce su inyección por requerimientos de reactivos recibirá una compensación equivalente a valorizar dicha reducción al precio del MRS correspondiente al nodo en que inyecta.

10.6.3. Un PM que incrementa su retiro de la red en un intervalo de Mercado por requerimientos de reactivos recibirá una compensación equivalente a valorizar dicho incremento a la diferencia entre el precio del MRS al que se vincula y el precio que resulta de la oferta de oportunidad de dicho PM.

10.6.4. Un PM que reduce su retiro por requerimientos de reactivos recibirá una compensación equivalente a valorizar dicha reducción al precio del MRS correspondiente a su nodo de vinculación con el sistema de transmisión.

10.6.5. Un PM al cual se le aplicaron cortes de carga por déficit de energía reactiva recibirá una compensación equivalente a valorizar la demanda prevista interrumpida al precio del segundo bloque de la oferta de oportunidad de la URF.

10.6.6. Un GGP que incrementa su inyección por requerimientos de energía reactiva recibirá una compensación equivalente a valorizar dicho incremento de energía a la diferencia entre el precio que resulta de la oferta de oportunidad de dicho GGP y el precio del MRS en que inyecta.

10.6.7. La UT totalizará el monto a pagar en concepto de compensaciones por reactivos.

10.6.8. Pagos en compensación por reactivos

10.6.8.1. La UT recaudará el monto total correspondiente a compensación por reactivos a través de cargos por reactivos a pagar por cada PM y transmisor responsable de los incumplimientos que obligaron a realizar las desviaciones para el control de tensión y aportes de reactivos, excepto en el caso de una necesidad del asignada por la UT al sistema en conjunto.

10.6.8.2. Se considera que tiene un incumplimiento de reactivos:

- a) Un GGP cuya oferta de energía reactiva en un intervalo de Mercado resulte inferior a la disponible de acuerdo a su factor de potencia nominal y la UT le haya requerido suministrar hasta dicho límite.
- b) Un PM que retira de la red, cuyo requerimiento de energía reactiva lleve a un factor de potencia de su demanda inferior al establecido.
- c) Un transmisor con elementos de control de tensión y/o de compensación indisponibles, los cuales previamente había comprometido con otros PM u ofrecido a la UT.

10.6.8.3. Para cada PM y transmisor con incumplimiento de reactivos, la UT determinará para cada intervalo de Mercado el equivalente en potencia reactiva faltante debido a los incumplimientos y respecto a las obligaciones previstas en este Reglamento. Dicho equivalente de potencia reactiva faltante se determinará con el siguiente procedimiento.

- a) En el caso de Generadores, la UT calculará para la operación resultante la diferencia entre la energía reactiva obligatoria y la energía reactiva real aportada por el GGP.
- b) En el caso de PM que retiran, la UT calculará la diferencia entre la energía reactiva máxima a extraer de la red y la energía reactiva real requerida.
- c) En el caso de operadores transmisores, la UT calculará la energía reactiva en compensación adicional requerida para compensar los efectos de elementos de control de tensión o elementos de

compensación, que previamente había comprometido y estén indisponibles en la operación en tiempo real.

10.6.8.4. El monto por compensaciones de reactivos se asignará entre cada PM y operador transmisor con incumplimiento, como un cargo por reactivos del intervalo de Mercado igual a la proporción del monto total por compensaciones que representa su energía reactiva equivalente faltante respecto de la suma de energía reactiva equivalente faltante de todos los PM y operadores transmisores con incumplimientos.

10.6.8.5. En el caso de que todos los PM y operadores hubiesen cumplido con las obligaciones previstas en este Reglamento y que aún en dicha condición hubiesen sido necesarias desviaciones a la operación a mínimo costo por necesidades de control de tensión y aportes de energía reactiva, el monto por compensaciones por reactivos será asignado como un cargo por reactivo entre los PM que retiran de la red, distribuyéndolo en forma proporcional a la energía que retiran de la red.

10.7 RESERVA RODANTE.

10.7.1. Objeto

10.7.1.1. El servicio de reserva rodante cumple el objetivo de contar con suficiente capacidad de reserva rápida disponible para cubrir desviaciones en la demanda prevista superiores a los normales y contingencias en unidades de generación o en el sistema de transmisión.

10.7.1.2. La UT asignará el cubrimiento de la reserva rodante a inyección y/o a retiros de la red en función de:

- a) Estar el Operador o PM habilitado técnicamente por la UT para prestar dicho servicio;
- b) Los precios de las ofertas de oportunidad;
- c) El compromiso de reserva que ofertan;
- d) El resultado de la operación real.

10.7.2. Requisitos

10.7.2.1. La reserva rodante es una disponibilidad de variar la energía que se inyecta o que se retira de la red dentro de un tiempo de respuesta definido. Los requerimientos técnicos se indican en el Anexo Servicios Auxiliares.

10.7.3. Requerimiento de reserva

10.7.3.1. El margen de reserva rodante requerido, incluyendo los sistemas eléctricos de los países con los que el sistema de transmisión esté interconectado y con los que exista el compromiso de compartir el servicio auxiliar de reserva rodante, estará calculado como un porcentaje de la demanda de potencia.

10.7.3.2. Para cada intervalo de Mercado la UT calculará el margen requerido para reserva rodante, la cual será la suma del aporte de la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia y la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia bajo CAG.

10.7.3.3. La UT deberá emplear los medios necesarios para, de ser posible, en el predespacho y la operación en tiempo real mantener el nivel de reserva rodante establecido.

10.7.3.4. El criterio para definir los márgenes de reserva podrá ser modificado por la UT con base en estudios técnicos y económicos que lo justifiquen.

10.7.3.5. La UT considerará que cada GGP que está generando oferta físicamente a la red como máximo una reserva rodante igual a la diferencia entre la inyección máxima ofertada y que puede entregar con un aviso previo dado por el tiempo de respuesta máximo establecido y su inyección real. Dicha inyección máxima se calcula teniendo en cuenta las restricciones la red de transmisión, de existir congestión, y las restricciones operativas de la unidad tales como velocidad de toma de carga y cualquier otro límite técnico que afecte su máxima inyección posible.

10.8. RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

10.8.1. Objeto

10.8.1.1. La UT asignará entre los GGP la reserva para regulación primaria de frecuencia que permita realizar el balance instantáneo entre generación y demanda siguiendo las desviaciones normales de la inyección y el retiro, de acuerdo a los criterios que se definen en este Reglamento.

10.8.2. Requisitos

10.8.2.1. Cada unidad generadora tiene la obligación de contar con el equipamiento de control automático necesario para participar en el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Los requisitos técnicos de dicho equipamiento serán definidos por la UT en el Anexo Servicios Auxiliares. Un GGP quedará habilitado por la UT a participar en el servicio de Regulación de Frecuencia si cumple dichos requisitos.

10.8.2.2. Todo Generador debe informar a la UT los parámetros del gobernador de turbina de cada unidad generadora, de acuerdo al formato definido en el Anexo Servicios Auxiliares. Con esta información la UT determinará el máximo aporte de reserva para regulación primaria de frecuencia habilitado a cada GGP. Si no cumple los requisitos mínimos establecidos su máximo aporte habilitado será cero.

10.8.2.3. Cada GGP tiene la obligación de aportar la reserva establecida para regulación primaria de frecuencia, denominada reserva para regulación. En caso que motivos técnicos lo impidan, deberá comprar de otro GGP la reserva que no aporta.

10.8.3. Requerimiento de reserva para regulación primaria de frecuencia

10.8.3.1. La UT determinará el nivel de reserva necesario para regulación primaria de frecuencia, con criterio económico y de calidad, teniendo en cuenta el costo económico de suministrar dicha reserva y el costo de la pérdida de calidad y seguridad del sistema por falta de una reserva adecuada. El criterio de cálculo para determinar el porcentaje de regulación primaria de frecuencia se definirá en el Anexo Servicios Auxiliares.

10.8.3.2. Ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación la UT aplicará el porcentaje correspondiente a operación en emergencia.

10.8.3.3. La UT asignará la reserva para regulación primaria entre todos los GGP habilitados para ello, incluyendo reserva en interconexiones internacionales para permitir aporte de regulación primaria de frecuencia de existir un acuerdo al respecto con el correspondiente país.

10.8.4. Oferta de reserva para regulación primaria de frecuencia

10.8.4.1. Cada GGP habilitado tiene la obligación de participar en la regulación primaria de frecuencia, con un porcentaje obligado de reserva para regulación igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes. Para ello, cada GGP habilitado deberá dejar un margen respecto de su potencia máxima, que no podrá ser incluido como inyección en sus transacciones bilaterales.

10.8.4.2. La UT asumirá que cada GGP habilitado oferta el porcentaje obligado de reserva salvo que en su oferta de oportunidad informe un porcentaje distinto. De ser el porcentaje informado menor que el obligado, el GGP deberá

identificar la justificación técnica asociada a dicha restricción, así como informar si su complemento de reserva será cubierto por otro PM especificado o lo cumplirá a través de la UT.

10.8.4.3. Los GGP habilitados tendrán la opción de ofertar un valor de reserva para regulación superior al obligado. Este valor ofertado no podrá ser mayor que la máxima aportación posible para reserva de regulación reconocida por la UT, según lo indicado en este Reglamento.

10.8.5. Asignación de reserva para regulación primaria de frecuencia

10.8.5.1. Al realizar el predespacho, la UT calculará para cada intervalo de Mercado la reserva para regulación prevista, totalizando el porcentaje obligado de reserva para regulación de los GGP habilitados previstos generando, excepto para aquellos que hayan informado una oferta de reserva para regulación menor que la obligada, en cuyo caso totalizará la reserva informada. Para un GGP que no esté habilitado, la UT asignará una reserva para regulación inicial igual a cero.

10.8.5.2. Al mismo tiempo, la UT calculará para cada intervalo de Mercado la oferta adicional de reserva para regulación en cada GGP como la diferencia entre su reserva máxima y la reserva para regulación prevista. Se entiende por reserva máxima al máximo aporte al que está habilitado al GGP, salvo que haya informado un valor de reserva menor en cuyo caso será la reserva informada.

10.8.5.3. La UT calculará para cada intervalo de Mercado el requerimiento de reserva para regulación, como el mayor valor entre un porcentaje de la demanda de potencia prevista y la mayor potencia inyectada al sistema por una sola unidad generadora prevista en el predespacho.

10.8.5.4. Si la reserva para regulación inicial es suficiente para cubrir el requerimiento de reserva para regulación, la UT asignará a cada GGP como reserva para regulación el valor correspondiente a la reserva para regulación prevista.

10.8.5.5. Si el requerimiento de reserva para regulación supera la suma de la reserva máxima para regulación disponible en los GGP, la UT asignará a cada GGP la reserva para regulación máxima ofertada y podrá requerir la entrada en servicio de GGP habilitados para incrementar la oferta y lograr el nivel de reserva establecido. De ser imposible aún así cumplir con este requerimiento de reserva para regulación en condición normal, utilizará como requerimiento de reserva el valor correspondiente al porcentaje de operación en emergencia.

10.8.5.6. Si el requerimiento de reserva para regulación es mayor que la reserva para regulación prevista pero menor que la suma de la reserva máxima para regulación disponible en los GGP, la UT asignará el requerimiento faltante, calculado como la diferencia entre el requerimiento de la demanda y la reserva prevista asignada, entre los GGP que resultan generando proporcionalmente a la oferta adicional de reserva para regulación de cada uno.

10.8.5.7. Como resultado del predespacho la UT determinará la reserva para regulación que aporta cada GGP como suma de su reserva inicial asignada más su reserva excedente asignada.

10.8.5.8. La reserva asignada a cada GGP en el predespacho para Regulación Primaria de Frecuencia es un compromiso de disponibilidad. En la operación real se considera que un GGP no cumple este compromiso si el GGP no está disponible para Regulación Primaria de Frecuencia o si surgen limitaciones a la inyección máxima ofertada.

10.8.6. Transacciones de reserva para regulación primaria de frecuencia

10.8.6.1. Cada PM que inyecta podrá realizar acuerdos de compra de reserva para regulación de un GGP habilitado para cubrimiento de sus faltantes. Dichos acuerdos deberán ser informados a la UT junto con las transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad, para ser tenidos en cuenta en las transacciones económicas por el servicio de reserva para regulación, indicando:

- a) El PM que es la parte compradora;

- b) La identificación del o los PM vendedores, previamente habilitados para Regulación Primaria de Frecuencia;
- c) La cantidad de reserva comprometida por cada uno de los GGP identificados.

10.8.6.2. La UT sólo autorizará el acuerdo si cumple los siguientes requisitos:

- a) Los GGP comprometidos como venta de reserva están habilitados para aportar regulación primaria;
- b) La reserva para regulación comprometida no supera su reserva para regulación máxima habilitada;
- c) La calidad del funcionamiento previsto del sistema cumple los requisitos establecidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

10.8.6.3. Cada GGP aporta comercialmente una reserva para regulación igual a:

- a) La reserva para regulación asignada;
- b) Menos la reserva para regulación que vende en acuerdos de reserva para regulación entre Generadores autorizados por la UT.
- c) Más la reserva para regulación que resulta comprando según los acuerdos de reserva para regulación entre Generadores autorizados por la UT.

10.8.6.4. Un GGP que resulte con un aporte de reserva para regulación menor que la reserva obligada para regulación, deberá pagar en compensación por el faltante un monto igual a la energía producida por el GGP que la UT tenga que despachar para cubrir el faltante, multiplicada por la diferencia entre el precio del MRS y el precio declarado por éste.

10.8.6.5. Cada GGP que tenga que ser despachado para cubrir el faltante de reserva de un PM recibirá un pago por su energía generada multiplicado por el precio que ofertó a la UT. La UT calculará el monto total a pagar para cubrir la reserva entre los GGP con faltantes en forma proporcional a su reserva faltante.

10.9 REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA BAJO CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN.

10.9.1. Objeto

10.9.1.1. La UT realizará la regulación secundaria de frecuencia con GGP que se encuentren bajo control del Control Automático de Generación (CAG)

10.9.1.2. La UT asignará reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia bajo Control Automático de Generación (CAG) con el objeto de:

- a) Corregir el error acumulado en la Regulación Primaria de Frecuencia para lograr el balance instantáneo entre generación y demanda mientras se mantiene la frecuencia en su rango establecido;
- b) Mantener el intercambio en las interconexiones internacionales en los valores programados.

10.9.2. Requisitos

10.9.2.1. Cada Generador debe informar a la UT para cada unidad generadora los parámetros de gobernador de turbina, para que la UT pueda fijar su capacidad de regulación ante variaciones de frecuencia en régimen estable, cuando esté sincronizada a la red.

10.9.2.2. Un GGP deberá estar habilitado a participar en la Regulación Primaria de Frecuencia para poder aportar regulación secundaria de frecuencia bajo control del CAG. La UT definirá en el Anexo Servicios Auxiliares los requisitos técnicos adicionales para habilitar un GGP para participar en el control automático de generación (CAG).

10.9.2.3. La UT podrá requerir auditorías para verificar el cumplimiento de dichos requisitos.

10.9.2.4. La UT definirá el protocolo de comunicación y el procedimiento para incluir una unidad bajo el control del CAG y monitoreará su desempeño, teniendo la facultad de realizar los ajustes que sean necesarios en los controles bajo CAG.

10.9.3. Requerimiento de reserva secundaria bajo CAG

10.9.3.1. El criterio para definir el nivel de reserva secundaria bajo control automático de generación tendrá en cuenta el requerimiento técnico de contar con una cantidad de regulación mínima para la sensibilidad del sistema, y la eficiencia económica dado el costo de suministrar la correspondiente reserva de regulación y el costo de la pérdida de calidad de servicio e incremento de la probabilidad de energía no servida por falta de una reserva adecuada.

10.9.3.2. La UT aplicará el porcentaje correspondiente a operación en emergencia ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación.

10.9.3.3. La UT definirá en el Anexo Servicios Auxiliares la cantidad de unidades requeridas para que el servicio de regulación secundaria bajo CAG proporcione la calidad establecida.

10.9.4. Oferta de reserva secundaria bajo CAG

10.9.4.1. Cada GGP habilitado para participar en el servicio de CAG tiene la obligación de ofertar para la regulación secundaria de frecuencia bajo el CAG, con una reserva igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes.

10.9.4.2. Cada día, la UT asumirá que cada GGP habilitado oferta el porcentaje de reserva para CAG salvo que en su oferta de oportunidad informe un porcentaje distinto. De ser el porcentaje informado menor que el establecido, el GGP deberá informar la justificación técnica de esta reducción.

10.9.4.3. El precio a pagar por el servicio de regulación secundaria de frecuencia bajo CAG se expresará como un porcentaje del precio del MRS en que se ubica la inyección, pero que en ningún caso podrá ser mayor que el límite de dicho precio establecido en el Anexo Servicios Auxiliares. Los Generadores que deseen participar en el aporte de dicho servicio auxiliar podrán competir ofreciendo un porcentaje menor al máximo señalado, en cuyo caso la UT asignará la reserva en orden creciente del precio ofertado.

10.9.5. Asignación de reserva secundaria bajo CAG

10.9.5.1. La UT asignará con criterio técnico la reserva para CAG entre los GGP habilitados, teniendo en cuenta los requerimientos del servicio auxiliar regulación secundaria de frecuencia bajo CAG, la sensibilidad asociada a su localización en la red, y las condiciones acordadas con dichos GGP en los acuerdos de CAG.

10.9.5.2. Ante igualdad de condiciones técnicas en dos o más GGP, la UT asignará el servicio de CAG por orden creciente del precio requerido.

10.9.6. Transacciones de reserva secundaria bajo CAG

10.9.6.1. Cada PM que inyecta podrá realizar acuerdos de compra de reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia bajo CAG con un GGP habilitado. Dichos acuerdos deberán ser informados a la UT con la suficiente anticipación para ser tenidos en cuenta en las transacciones económicas por este servicio auxiliar. La información suministrada a la UT deberá indicar:

- a) El PM que es la parte compradora;
- b) La identificación del o los GGP vendedores, previamente habilitados para CAG;
- c) La cantidad de reserva comprometida por cada uno de los GGP identificados.

10.9.6.2. La UT sólo autorizará el acuerdo si todos los GGP comprometidos están habilitados para CAG y pueden aportar la reserva comprometida.

10.9.6.3. Cada GGP aporta comercialmente una reserva para CAG igual a:

- a) la reserva para CAG asignada, que puede ser cero;
- b) menos la reserva CAG que vende, según los acuerdos de reserva para CAG entre Generadores autorizados por la UT;
- c) más la reserva para CAG que resulta comprando de GGP habilitados, según los acuerdos de reserva para CAG entre Generadores autorizados por la UT.

10.9.6.4. Cada GGP que resulte aportando una reserva para CAG mayor que la requerida, a requerimiento de la UT, recibirá un monto en compensación igual a totalizar el producto de la energía en reserva excedente que aporta por el precio del servicio de CAG para dicho GGP.

10.9.6.5. La UT calculará el monto total a pagar por el servicio de CAG totalizando el monto que corresponde a cada GGP que resulte aportando comercialmente un excedente en reserva para CAG.

10.9.6.6. Un GGP que resulte aportando comercialmente una reserva para CAG menor que la requerida para CAG deberá pagar en compensación un cargo por CAG. La UT calculará dicho cargo asignando el monto total a pagar por el servicio de CAG entre los GGP con faltantes en forma proporcional a su reserva faltante.

10.10. RESERVA FRÍA

10.10.1.1. Los PM podrán realizar acuerdos bilaterales entre sí para proporcionar el servicio de reserva fría de respaldo para situaciones imprevistas que afecten sus compromisos contractuales de suministro de energía. Las condiciones de tales acuerdos serán pactadas libremente entre las partes.

10.11. ARRANQUE EN CERO VOLTAJE

10.11.1. Los PM que posean GGP con capacidad de energizar la red el caso de una contingencia que provoca el colapso total del sistema, podrán ofrecer dicho servicio a la UT.

10.11.2. La UT comprará el servicio de arranque en cero voltaje a los PM que lo ofrezcan y demuestren cumplir con lo requerido en el Anexo Servicios Auxiliares. La UT determinará la capacidad de arranque en cero voltaje que se requiere anualmente; dicha capacidad deberá estar disponible en al menos dos GGP distintos, para garantizar confiabilidad.

10.11.3. El cargo por tener la capacidad de arranque en cero voltaje consistirá en un pago mensual por la disponibilidad especificada en el Anexo Servicios Auxiliares, el cual será colectado por la UT de los PM que inyectan a la red.

10.11.4. Cada vez que la UT requiera a un PM habilitado que efectúe un arranque en una condición de cero voltaje, el PM recibirá una cantidad fija por dicho arranque, la cual será colectada por la UT del PM que originó la condición de colapso total; en caso no se pueda atribuir el evento a uno o varios PM específicos, el cargo será colectado por la UT de los PM que retiran de la red.

10.11.5. En el caso en que un PM al que la UT le requiera efectuar un arranque en condición de cero voltaje, no pueda cumplir la solicitud, la UT solicitará efectuar el arranque al siguiente PM habilitado. La diferencia de costos por el cargo del arranque y los costos operativos resultantes del incumplimiento, serán pagados por el PM que no cumplió con la solicitud inicial.

10.12. CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES

10.12.1.1. Cada PM u operador resulta con:

- a) un débito por Servicios Auxiliares igual a la suma de los montos a pagar asociados a los incumplimientos de servicios auxiliares y/o compensaciones por faltantes en su obligación de aportar que no cubre con aportes propios o comprados por acuerdos con terceros;
- b) un crédito por Servicios Auxiliares igual a la suma de los montos que le corresponden por aportes en exceso a servicios auxiliares requeridos por la UT.

El saldo entre el crédito y el débito refleja el saldo neto de servicios auxiliares de cada PM u operador.

11. TRANSACCIONES INTERNACIONALES

11.1. RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES.

11.1.1. La UT es la responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de la importación y exportación de energía eléctrica.

11.1.2. La UT considerará al organismo Coordinador de la Operación y el Despacho (COP) de cada país interconectado como el responsable de suministrar la información comercial y operativa de las operaciones de importación y exportación con dicho país.

11.1.3. Para la coordinación de las operaciones de importación y exportación, la UT establecerá protocolos de intercambio de información con el COP de cada país interconectado, cumpliendo los modos y formatos definidos para la información de los PM nacionales.

11.2. CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

11.2.1. La UT administrará las transacciones bilaterales correspondientes a contratos de importación y exportación dentro de los mismos plazos y con los mismos procedimientos y metodologías que las correspondientes a las transacciones bilaterales entre PM nacionales.

11.2.2. El intercambio de información de los contratos de importación y exportación debe ser canalizado entre la UT y el COP del correspondiente país.

11.2.3. Cada contrato de importación o de exportación será informado a la UT como una transacción bilateral; dicha información será suministrada a la UT por el PM nacional y confirmada por el PM extranjero a la UT a través del COP. La información a presentar, además de las requeridas a todo PM, incluirá lo siguiente:

- a) La identificación del PM extranjero;
- b) La identificación del PM nacional;
- c) Tipo de operación (importación o exportación);
- d) La notificación que acepta como propias las transacciones bilaterales que dicho PM nacional informe referidas a energía de inyección o retiro, según corresponda, en la interconexión internacional para el PM extranjero, y período de validez de dicha notificación;

11.2.4. Cada contrato de importación será considerado como un Generador ubicado en el nodo de interconexión internacional. El PM nacional deberá tener en cuenta que su transacción estará sujeta a los cargos asociados que surjan de la importación, según lo establezca la legislación del sector.

11.2.5. Cada contrato de exportación será considerado como un retiro (usuario final) ubicado en el nodo de interconexión internacional. El PM nacional deberá tener en cuenta que su transacción estará sujeta a los cargos asociados que surjan de la exportación, según lo establezca la legislación del sector.

11.2.6. La UT tiene la responsabilidad de suministrar la información de transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad de operaciones de importación o exportación al COP del correspondiente país interconectado, de acuerdo a los protocolos acordados de intercambio de datos.

11.2.7. La UT incluirá en los protocolos acordados de intercambio de datos los plazos, medios y formatos para intercambiar la informe de importación y exportación que suministre el PM en cada país. En particular, deberá acordar el procedimiento a utilizar para verificar la compatibilidad de la información suministrada en cada país referida a la misma operación de importación o exportación. Las transacciones bilaterales informadas serán validadas de acuerdo al mismo procedimiento que las correspondientes a participantes locales.

11.2.8. Todas las transacciones internacionales estarán sujetas a las mismas condiciones que las del mercado nacional, excepto que en un convenio internacional entre las autoridades competentes se especifiquen condiciones distintas o especiales.

11.2.9. Los cargos o créditos que surjan dentro del Mercado como resultado de las transacciones bilaterales internacionales serán asignados al PM nacional.

11.3. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN EN EL MRS.

11.3.1. Las ofertas de transacciones de oportunidad con países interconectados serán intercambiadas entre la UT y el COP de cada país.

11.3.2. Las ofertas de importación y exportación de oportunidad deben cumplir los mismos plazos y procedimientos y ser administrados con la misma metodología que las ofertas de oportunidad de los PM nacionales.

11.3.3. Cada importación de oportunidad ofertada será considerada como un Generador ubicado en el nodo de interconexión internacional, sin transacciones bilaterales, y con una oferta de oportunidad de inyección en el nodo de interconexión internacional que corresponde a la importación de oportunidad ofertada. El oferente deberá tener en cuenta que de ser aceptada la importación, recibirá una remuneración igual a la energía vendida al precio en el Mercado menos los cargos asociados que surjan de la importación, según lo establezca la legislación del sector. En consecuencia, deberá tener en cuenta en el precio ofertado en la interconexión internacional los descuentos previstos para dichos cargos asociados.

11.3.4. Cada exportación de oportunidad será considerada como un retiro (usuario final) ubicado en el nodo de interconexión internacional, sin transacciones bilaterales, y con una oferta de oportunidad de consumo en dicho nodo de interconexión igual a la exportación de oportunidad requerida. El oferente deberá tener en cuenta que de ser aceptada la exportación, la UT le asignará la responsabilidad de pago por los cargos asociados a dicha operación de exportación.

11.3.5. La UT y cada OP intercambiarán la información de ofertas de oportunidad de importación y exportación. La UT acordará con el COP de cada país interconectado el protocolo de intercambio de dicha información de forma tal que se suministre en tiempo y forma.

11.3.6. Los cargos o créditos que surjan como resultado de exportación o importación al MRS serán desconectados o agregados al monto que resulta de la venta o compra internacional. El saldo neto será liquidado por la UT al COP para que dicho organismo lo liquide como corresponda en las transacciones de dicho país.

11.4. ENERGÍA INADVERTIDA.

11.4.1. La UT buscará administrar la energía inadvertida de forma de mantenerla lo más cercano a cero dentro de cada Intervalo de Mercado.

11.4.2. La energía inadvertida será considerada como comprando o vendiendo, según corresponda, en el MRS.

11.4.3. La UT buscará que el saldo al final del mes de la suma de los montos asociados con la energía inadvertida resulte cero o lo más pequeño posible. La UT buscará lograr que la compensación se realice diariamente.

11.4.4. Al finalizar el mes, la UT liquidará el débito o crédito que surja como resultado de la energía inadvertida con un país interconectado a su COP, para que dicho organismo lo liquide como corresponda en las transacciones de dicho país.

11.5. CALIDAD Y SEGURIDAD DE LA RED

11.5.1. No importando el tipo de transacciones internacionales incluidas en el predespacho y acordadas entre los COP, la UT tendrá como prioridad el mantener las condiciones de calidad y seguridad operativas del sistema, por lo cual podrá modificar o suspender las transacciones internacionales si dichas condiciones no son satisfechas.

12. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

12.1. OBJETO.

12.1.1. La UT es la responsable de la coordinación de los mantenimientos que soliciten los operadores con el objeto de programar una condición de indisponibilidad en el sistema adecuada a la calidad y seguridad pretendida en el abastecimiento, de acuerdo a los criterios y procedimientos que se definen en este Reglamento.

12.1.2. En el caso de períodos de prueba de una unidad generadora que aún no esté en servicio comercial, la energía producida se considera como no vendida al MRS. La UT calculará el valor de dicha energía al precio del MRS correspondiente y otorgará entre los PM que compran en tales períodos un crédito igual a repartir el monto en forma proporcional a la compra de cada PM en el MRS.

12.2. MANTENIMIENTOS MAYORES.

12.2.1. Criterios Generales

12.2.1.1. Todos los mantenimientos mayores se coordinan en un Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) a través de la gestión de la UT.

12.2.1.2. Los PM deberán reportar los mantenimientos mayores de los equipos que se encuentren en alguna de las siguientes condiciones:

- a) Generadores: mantenimientos que restringen la capacidad declarada de inyección a la red;
- b) Transmisores: mantenimientos que limiten la capacidad de transporte de energía a través de la red;
- c) Distribuidores y Usuarios Finales: mantenimientos que afecten la capacidad de transporte de energía a través de cualquiera de sus puntos de conexión con la red.

12.2.1.3. El criterio de calidad y seguridad en el abastecimiento a utilizar por la UT al realizar la coordinación de los mantenimientos mayores es evaluar que esté previsto satisfacer con una determinada probabilidad el abastecimiento de la demanda con los niveles de reserva necesarios, dados los requisitos de calidad y seguridad vigentes, ante distintos escenarios probables de disponibilidad de oferta y requerimientos de demanda. La UT podrá modificar esta probabilidad

en base a estudios económicos que lo justifiquen, e incluirá éstos parámetros en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

12.2.1.4. El criterio de calidad para autorizar mantenimientos mayores se considerará cumplido si por cada semana del año el riesgo de falla en el abastecimiento o falla en el nivel de reserva es menor o igual que la probabilidad definida.

12.2.1.5. Para realizar esta evaluación, la UT definirá escenarios probables utilizando:

- a) la información de demanda suministrada por los operadores y PM, de acuerdo a lo indicado en este Reglamento, y las proyecciones que realice la UT;
- b) las previsiones de importación y exportación que informen los PM o que resulten de los convenios internacionales vigentes;
- c) la oferta probable teniendo en cuenta contingencias de disponibilidad e hidrología históricas.

12.2.1.6. Los mantenimientos mayores que la UT coordine en el PAMM serán tales que en cada semana:

- a) la probabilidad de no disponer de energía suficiente para abastecer la demanda no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido;
- b) la probabilidad de no contar con el nivel necesario de reserva requerido no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido.

12.2.2. Envío de Información

12.2.2.1. Las fechas límites para el intercambio de información relacionada con la programación de los Mantenimientos mayores se define en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

12.2.2.2. Cada año, todo operador debe informar a la UT, las solicitudes de Mantenimientos Mayores de sus equipos para el siguiente año calendario, o sea los siguientes doce meses a partir del siguiente 1 de enero.

12.2.2.3. La UT definirá el formato a utilizar para que los operadores presenten solicitudes de Mantenimientos Mayores, que contendrán como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación del operador.
- b) Identificación del equipo.
- c) Descripción del mantenimiento a efectuar.
- d) Fecha prevista de inicio y fin del mantenimiento.
- e) Identificación de los PM que resultarán afectados, si los hubiere.
- f) Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad.
- g) Maniobras de conexión y desconexión con la red de los equipos afectados.
 - h) Observaciones que, a juicio del operador, resultan de importancia e interés.

12.2.2.4. Todo Mantenimiento Mayor que no sea informado dentro de los plazos y con el formato establecido no será incluido en el PAMM.

12.2.3. Elaboración del Programa Anual de Mantenimientos Mayores.

12.2.3.1. La UT elaborará una propuesta de PAMM coordinando las solicitudes recibidas, tal que se respeten las solicitudes de mantenimiento de los operadores salvo que ello signifique incumplir los criterios de calidad y seguridad establecidos para la elaboración del PAMM.

12.2.3.2. La UT enviará la propuesta a los Operadores, incluyendo las solicitudes modificadas por no permitir cumplir los criterios de calidad y seguridad establecidos para el PAMM y su justificación. La UT buscará coordinar con los operadores los ajustes propuestos, mediante reuniones e intercambios de propuestas.

12.2.3.3. En caso de que alguna solicitud no se llegue a un acuerdo que satisfaga el criterio de calidad y seguridad con los requerimientos del operador, la UT propondrá en base al criterio de calidad la fecha más conveniente. El operador podrá rechazar la fecha propuesta por la UT y eliminar la correspondiente solicitud de Mantenimiento Mayor.

12.2.3.4. La UT informará a cada operador la propuesta de PAMM. Cada operador podrá hacer llegar a la UT, en forma escrita, sus observaciones.

12.2.3.5. La UT analizará las observaciones de los Operadores y realizará los ajustes que considere convenientes y justificados al PAMM.

12.2.3.6. La UT informará a cada operador el PAMM, adjuntando las observaciones de los Operadores y la justificación del rechazo de aquellas que no fueron tenidas en cuenta.

12.2.4. Ajustes al PAMM.

12.2.4.1. Un operador que necesite modificar algún Mantenimiento Mayor incluido en el PAMM debe notificar a la UT con la mayor anticipación posible, indicando el motivo que lo justifica.

12.2.4.2. Las solicitudes de cambios a Mantenimientos Mayores deben ser presentadas, según formato establecido por la UT, con una anticipación no menor a un mes en caso de atrasar la fecha y con una anticipación no menor a un mes a la nueva fecha solicitada en caso de adelanto, y contendrán como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación del operador.
- c) Identificación del equipo y Mantenimiento Mayor que se solicita ajustar.
 - c) Descripción del cambio solicitado respecto de la información incluida en el PAMM.
 - d) Justificación del cambio.
 - e) Observaciones que, a juicio del operador, resultan de importancia e interés.

12.2.4.3. La UT buscará coordinar las solicitudes de cambios de fechas, a fin de cumplir los criterios de calidad y seguridad.

12.2.4.4. En caso de que las solicitudes de modificaciones no permitan cumplir el criterio de calidad y seguridad vigente, la UT buscará coordinar con los Operadores involucrados fechas convenientes a las modificaciones solicitadas. En caso de no llegar a un acuerdo, la UT propondrá la fecha más conveniente de acuerdo al criterio de calidad y seguridad definido. La UT informará al operador cada solicitud de cambio rechazada y la justificación del rechazo, y la fecha propuesta. El operador podrá declinar la fecha propuesta por la UT y retirar la correspondiente solicitud de modificación del Mantenimiento Mayor.

12.2.4.5. La UT realizará el seguimiento del PAMM para verificar que, ante las variaciones que surjan en los pronósticos de oferta y demanda, se continúa cumpliendo el criterio de calidad definido. De detectar situaciones que afectan dicho

criterio, informará a los operadores los cambios necesarios. En caso de no llegar a un acuerdo, la UT propondrá la fecha más conveniente teniendo en cuenta el criterio de calidad y seguridad definido. El operador podrá declinar la fecha propuesta por la UT y suspender el correspondiente Mantenimiento Mayor.

12.2.4.6. Durante la última semana de cada mes, la UT informará a los operadores las modificaciones aceptadas al PAMM de existir, incluyendo la justificación de las mismas, el nuevo PAMM, y una lista con los Mantenimientos Mayores programados para el mes siguiente.

12.2.5. Cumplimiento del PAMM.

12.2.5.1. Es potestad de la UT suspender mantenimiento mayores si las condiciones del sistema son tales que existe riesgo de déficit y/o no se cumplen los requisitos de calidad establecidos para la elaboración del PAMM. La UT notificará a los operadores afectados los mantenimientos que se suspendan por dicho motivo, incluyendo la correspondiente justificación.

12.2.5.2. Cuando un Operador se vea obligado a suspender o modificar un mantenimiento mayor por causa de otro PM, podrá requerir de éste que le sean pagados los costos derivados por dicha causa. Este proceso será discutido y acordado entre las partes.

12.3. MANTENIMIENTOS MENORES.

12.3.1. Criterios Generales

12.3.1.1. Todos los Mantenimientos Menores que la UT coordine serán tales que en cada semana:

- a) la probabilidad de no disponer de energía suficiente para abastecer la demanda no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido;
- b) la probabilidad de no contar con el nivel necesario de reserva requerido no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido.

12.3.2. Coordinación

12.3.2.1. Con una anticipación no inferior a una semana, un operador que necesite realizar un mantenimiento menor deberá informar su solicitud a la UT, de acuerdo al formato definido por ésta.

12.3.2.2. La solicitud deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación del operador.
- b) Identificación del equipo.
- c) Descripción del mantenimiento a efectuar.
- d) Fecha prevista de inicio y fin del mantenimiento.
- e) Identificación de los PM que resultarán afectados, si los hubiere.
- f) Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad.
- g) Maniobras de conexión y reconexión a la red para efectuar el trabajo.
- h) Observaciones que, a juicio del operador, resultan de importancia e interés.

12.3.2.3. La UT analizará las solicitudes y verificará el cumplimiento del criterio de seguridad y calidad definido para mantenimientos menores.

12.3.2.4. La UT informará a cada operador la autorización o rechazo de la solicitud de mantenimiento menor con anticipación a la fecha prevista de inicio de mantenimiento en la solicitud. De ser rechazada, la UT debe incluir la justificación del rechazo.

12.3.3. Ajustes a mantenimientos menores

12.3.3.1. Un mantenimiento menor solicitado por un operador y autorizado por la UT, puede ser cancelado ó suspendido a solicitud del operador cuando, debido a motivos justificados, el mantenimiento no pueda realizarse. El operador debe notificar a la UT los motivos de la cancelación ó suspensión, así como, en caso de suspensión, la fecha de reprogramación del mantenimiento requerida. La UT informará en un plazo máximo de un día con posterioridad a la recepción de la notificación si la solicitud de reprogramación a una nueva fecha es aceptada.

12.3.3.2. Un mantenimiento menor solicitado por un operador y autorizado por la UT, puede ser cancelado, reprogramado ó suspendido a solicitud de la UT cuando las condiciones de la red no permitan mantener la calidad y seguridad del sistema si se efectúa el mantenimiento solicitado. En este caso la UT informará al operador, junto con el motivo que lo justifica. Esta suspensión o reprogramación será informada por la UT con una antelación no menor que un día en relación a la fecha prevista de inicio del mantenimiento, salvo cuando en la operación en tiempo real aparecieran circunstancias que lo justifiquen en razón de la seguridad del sistema y no afecten a los equipos previstos a recibir mantenimiento. En este caso, el Operador deberá suministrar nueva fechas posibles para llevar a cabo los trabajos de mantenimiento previstos.

12.3.3. Cuando un Operador se vea obligado a suspender o modificar un mantenimiento menor por causa de otro PM, podrá requerir de éste que le sean pagados los costos derivados por dicha causa. Este proceso será discutido y acordado entre las partes.

12.4. EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS.

12.4.1. Un día antes de la fecha prevista de iniciación de un mantenimiento la UT suministrará al operador involucrado una autorización, confirmando el día y hora especificados para iniciar el mantenimiento del equipo. Sin esta autorización no podrá iniciarse el mantenimiento.

12.4.2. De no suministrar la autorización dentro de los plazos definidos, la UT entregará al operador una justificación por escrito a más tardar un día después de la fecha prevista de inicio del mantenimiento.

12.4.3. La UT definirá el procedimiento operativo de detalle para la entrega del equipo a mantenimiento y la entrega nuevamente a disponibilidad para su operación.

12.4.4. En la fecha y hora prevista la UT ó personal responsable por parte del operador, según corresponda, procederá a dejar fuera de servicio el equipo. Durante el período de mantenimiento el equipo queda bajo la exclusiva responsabilidad del operador.

12.4.5. Una vez finalizados los trabajos, el operador debe informar a la UT de acuerdo al procedimiento establecido para proceder a la puesta en servicio del equipo. A su vez la UT informará lo antes posible, en un plazo máximo de veinticuatro horas, la puesta en servicio del equipo al resto de los operadores.

12.4.6. Cualquier posible modificación en la fecha de finalización prevista, bien sea en adelanto bien sea en retraso, debe ser notificada por el operador a la UT al menos veinticuatro horas antes de la fecha indicada en la solicitud de mantenimiento o de la entrada adelantada, con la correspondiente justificación.

12.4.7. En caso de solicitud de prolongar el mantenimiento, la UT verificará que este retraso no afecta el criterio de calidad y seguridad utilizando para la coordinación de mantenimiento. Si lo afecta, deberá ser justificado por causas de fuerza mayor informadas por el operador en su solicitud; en esta condición el solicitante estará sujeto a pagar los costos que se

deriven de este retraso. En cualquiera de los dos casos, la UT autorizará el cambio de fecha de finalización de los trabajos. De lo contrario, rechazará el pedido de prolongación del mantenimiento y el operador deberá reintegrar al sistema el equipo en la fecha prevista o pagar los costos asociados y ser sujeto de penalización.

12.4.8. En caso de autorizarse un cambio en la fecha de finalización prevista en un mantenimiento, la UT informará a los operadores de dicho cambio, indicando el equipo afectado, la justificación del cambio de fecha de finalización prevista, así como el nuevo período de trabajos establecido.

12.5 MANTENIMIENTO DE EMERGENCIA

12.5.1. Cuando sea necesario y con su debida justificación, un operador podrá solicitar a la UT por cualquier medio de comunicación disponible un Mantenimiento de Emergencia. La solicitud debe incluir como mínimo los datos del solicitante y del equipo afectado, y una evaluación somera de la situación que justifica clasificar el mantenimiento como emergencia.

12.5.2. La UT deberá analizar la petición para autorizar de forma provisional la desconexión. Esta maniobra será llevada a cabo por el operador o por la UT según corresponda. La autorización provisional puede ser comunicada por cualquier medio.

12.5.3. Una vez producida la desconexión del equipo, el operador deberá redactar un informe en el que se describa la situación que originó la emergencia, posibles daños, equipos afectados, así como tiempo estimado de indisponibilidad. Dicho informe debe ser remitido a la UT.

12.5.4. Una vez recibido el informe, la UT analizará el mismo y determinará si efectivamente corresponde a una situación de emergencia. De considerarse justificada la emergencia, la UT realizará la autorización definitiva del mantenimiento. Si la UT determina que la situación no puede clasificarse como Mantenimiento de Emergencia, en el mismo plazo requerirá al operador la puesta en servicio inmediata del equipo o bien su clasificación como Mantenimiento Menor. En caso de incumplimiento, el operador será sujeto de penalización por dicho incumplimiento.

12.5.5. Una vez justificado y autorizado el Mantenimiento de Emergencia, la UT informará a todos los PM de la emergencia por los medios de comunicación establecidos, indicando los PM afectados y cualquier otro detalle que considere oportuno. El plazo máximo para emitir esta comunicación es de un día a partir de la desconexión del equipo.

12.5.6. Cada operador que ejecuta un mantenimiento de emergencia debe notificar por escrito a la UT la fecha prevista para la finalización de los trabajos con una anticipación mínima de una hora.

12.5.7. La UT presentará a los Operadores y PM dentro de los primeros diez días de cada mes un informe de todos los mantenimientos de emergencia ocurridos en el mes anterior, indicando como mínimo, el período en que el equipo ha estado fuera de servicio, la energía no servida, puesta en marcha de otros equipos como consecuencia de la perturbación, costos incurridos por el sistema y todo tipo de información que sirva para describir completamente el evento y sus consecuencias. El operador que ejecuta el mantenimiento de emergencia es el responsable de los costos incurridos por dichos trabajos.

12.6. MANTENIMIENTO EN CONDICIÓN DE RACIONAMIENTO FORZADO

12.6.1.1 Cuando en las programaciones realizadas por la UT indiquen una condición de racionamiento forzado y prevé que esta condición se mantendrá durante un período mayor o igual que una semana, la UT tiene potestad para declarar al sistema en "emergencia energética". En estas condiciones el PAMM y todos los mantenimientos menores quedarán suspendidos, y cualquier indisponibilidad programada de equipamientos de generación o transmisión requerirá una autorización especial.

12.6.1.2. La UT informará a cada operador las fechas estimadas de inicio y finalización de la emergencia energética.

12.6.1.3. La UT coordinará con los operadores la elaboración de un nuevo PAMM para el resto del periodo anual y reprogramación de mantenimientos menores, con una metodología similar a los ajustes requeridos a Mantenimientos Mayores o Mantenimientos Menores, según corresponda.

13. CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS DEL SISTEMA

13.1. OBJETO

13.1.1. La UT tiene la responsabilidad de mantener la calidad y la seguridad del sistema. Para ello podrá imponer las restricciones que sean necesarias a la operación física de la red, y asignará los Servicios Auxiliares requeridos para una operación segura y confiable.

13.1.2. El objeto de los parámetros de desempeño mínimo es definir las condiciones en que debe mantener la UT las variables que reflejan la calidad y seguridad de la operación del sistema.

13.1.3. En la operación del sistema eléctrico, la UT realizará todas las acciones que sean necesarias para mantener las variables dentro de los límites establecidos, tanto en condición normal como en condición de emergencia. Cada operador está obligado a poner a disposición sus equipos para ello y cumplir con las operaciones que a los efectos requiera la UT.

13.1.4. La UT vigilará el mantenimiento de la calidad y seguridad del sistema en su conjunto, así como el riesgo que introducen los equipamientos de operadores y las maniobras que éstos realicen, de acuerdo a los criterios y parámetros que se definen en este Reglamento más aquellos que se establezcan como resultado de los estudios que se realicen al efecto.

13.1.5. Cada operador deberá tener en cuenta, al decidir el tipo y diseño de equipamiento a colocar y los programas de mantenimiento a realizar, que si algún equipamiento, por sus características y/o estado en que se encuentra, pone en peligro las condiciones de operación establecidas para el sistema eléctrico y/o instalaciones o personas, la UT requerirá su desconexión del sistema.

13.2. ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO.

13.2.1. La UT definirá los criterios de calidad y seguridad que determinan el nivel de desempeño mínimo requerido del sistema que aplicará en la programación y operación del mismo, tanto bajo condición normal como en condición de emergencia.

13.2.2. Dichos criterios de desempeño mínimo surgirán de estudios que los justifiquen y definen el conjunto de restricciones a tener en cuenta en el predespacho y la operación en tiempo real. Los estudios para definir los criterios de desempeño mínimo se deberán realizar teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- a) Características técnicas de los elementos que integran el sistema.
- b) Generadores con capacidad de suministrar potencia activa y reactiva de acuerdo a límites técnicos definidos por sus respectivas curvas de capacidad.
- c) Demanda de potencia real y reactiva.
- d) Elementos de control de tensión y compensación de reactivos aparte de generadores.
- e) Tensión en barras del sistema de transmisión con desviaciones no mayores a la banda de la tensión en condiciones normal y la banda en condiciones de emergencia.
- f) Mantener el sistema estable transitoria y dinámicamente ante perturbaciones.

13.2.3. Los rangos y tolerancia determinados como criterios de seguridad operativa están incluidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

13.3. EQUIPOS DE PROTECCION

13.3.1. Requisitos

13.3.1.1. Los equipos de protección deben cumplir los requerimientos técnicos y de coordinación que se indiquen en este Reglamento más aquellos que se establezcan en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

13.3.1.2. Cada operador conectado a la red debe instalar los equipos de protección necesarios para proteger sus equipos contra fallas ocasionadas dentro de sus instalaciones o provenientes del sistema.

13.3.1.3. Cada operador conectado a la red debe disponer de los equipos necesarios para evitar que las fallas en sus instalaciones se propaguen al sistema de transmisión.

13.3.1.4. Cada transmisor debe instalar los equipos de protección necesarios para aislar fallas dentro de su sistema y evitar que se propaguen a las instalaciones de otros operadores.

13.3.2. Equipamiento mínimo para los esquemas de protección

13.3.2.1. Los operadores y Usuarios finales conectados directamente a la red de transmisión deben realizar los estudios de coordinación de las protecciones de la red. Dichos estudios deben ser presentados a la UT para su análisis y autorización.

13.3.3. Falla de interruptor

13.3.3.1. El operador debe informar a la UT toda falla de operación de un interruptor conectado a la red o dentro de la red, incluyendo registros y descripción de los eventos.

13.3.4. Protección contra pérdida de excitación

13.3.4.1. Cada unidad generadora debe contar con una protección que detecte la pérdida de excitación y que inicie el proceso para su inmediata desconexión.

13.3.5. Coordinación de los esquemas de desconexión de carga.

13.3.5.1. Los esquema automáticos de desconexión de carga corresponden a dos tipos:

- a) Por baja frecuencia;
- b) Por bajo voltaje.

13.3.5.2. Los esquemas de desconexión de carga deben ser implementados en la red con el objeto de proteger la integridad del sistema cuando, por efecto de contingencias, las fuentes de frecuencia y voltaje no tengan la capacidad para mantener dichas variables dentro de los parámetros establecidos.

13.3.5.3. Cada operador con carga debe aportar a la seguridad y calidad del sistema, participando con sus cargas en los esquemas de desconexión de carga.

13.3.5.4. Los esquemas de desconexión de carga serán, dentro de lo posible, rotativos de manera de distribuir la carga a desconectar entre los diferentes operadores que tengan carga conectada al sistema de transmisión. En el caso de desconexión por bajo voltaje, los esquemas deberán buscar la optimización de las fuentes de potencia reactiva.

13.3.5.5. La UT coordinará con los operadores que correspondan los estudios necesarios para determinar los requerimientos para los esquemas de desconexión de carga, por baja frecuencia y por bajo voltaje, requeridos para que el sistema se opere de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad vigentes. Dichos estudios deberán ser revisados como

mínimo anualmente en coordinación con los operadores para actualizar sus características a las necesidades de calidad y seguridad de la red y su evolución en el tiempo.

13.3.5.6. De los resultados de los estudios la UT determinará los esquemas de desconexión de carga que deben ser implementados por los operadores, teniendo en cuenta:

- a) Los requerimientos que surgen de los estudios realizados al efecto;
- b) Las propuestas de desconexión propia de los operadores que tengan carga conectada al sistema;
- c) La coordinación de dichas propuestas de los operadores que debe realizar la UT para garantizar lograr un esquema que cumpla los requisitos de seguridad y al mismo tiempo se adecue dentro de lo posible a lo propuesto por los operadores.

13.3.5.7. Antes del comienzo de cada año, se deberán revisar los requisitos y esquemas vigentes y realizar los ajustes que correspondan para el siguiente año dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo.

13.3.5.8. Los períodos para realizar la revisión de los esquemas de desconexión de carga están incluidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

13.3.6. Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia

13.3.6.1. Cada año, los Distribuidores y los Usuarios Finales deben presentar a la UT su propuesta para la distribución y asignación de sus cargas en las distintas etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia. Si algún Distribuidor o Usuario Final no suministra la información dentro de los plazos indicados, la UT elaborará el esquema que considere más adecuado teniendo en cuenta el esquema vigente.

13.3.6.2. La UT analizará las propuestas y, en base a ellas, el esquema vigente de existir y los requisitos de calidad y seguridad vigentes, realizará su coordinación para determinar el esquema más adecuado para el sistema en su conjunto referido a la desconexión de carga por baja frecuencia. La UT realizará un informe que incluya el esquema propuesto, su justificación, y las propuestas suministradas por Distribuidores y Usuarios Finales.

13.3.6.3. La UT enviará el informe a cada Distribuidor y Usuario Final, quienes contarán con diez días para suministrar sus observaciones y requerir justificadamente modificaciones.

13.3.6.4. La UT analizará las observaciones y buscará coordinar, en la medida que sea posible, los requerimientos que considere justificados. En base a esta coordinación la UT deberá elaborar e informar el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para todos los Distribuidores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión.

13.3.6.5. El esquema tendrá una vigencia de un año. En condiciones extraordinarias y de considerarlo la UT, podrá modificar el esquema dentro de su año de vigencia.

13.3.6.6. La cantidad de carga que debe desconectar la actuación del esquema no debe reducirse ante trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que la UT considere que las condiciones o el tipo de trabajo lo justifican.

13.3.6.7. La UT informará a cada operador el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia de acuerdo al Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

13.3.7. Esquema de desconexión de carga por bajo voltaje.

13.3.7.1. La UT debe establecer un esquema rotativo de desconexión en función de las distintas capacidades de regulación de voltaje disponibles en los generadores en la red y la carga de los operadores y Usuarios Finales.

13.3.7.2. Cada año, los Operadores y los Usuarios Finales deben presentar a la UT su propuesta para la asignación de sus cargas en las distintas etapas del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, así como los equipos de compensación local y control de potencia reactiva disponibles. Si algún Operador o Usuario Final no suministra la información dentro de los plazos indicados, la UT elaborará el esquema que considere más adecuado teniendo en cuenta el esquema vigente, de existir.

13.3.7.3. La UT analizará las propuestas y, en base a ellas, el esquema vigente de existir y los requisitos de calidad y seguridad vigentes, realizará su coordinación para determinar el esquema más adecuados para el sistema en su conjunto referido a la desconexión de carga por bajo voltaje y el uso de los equipos de compensación y control de potencia reactiva. La UT realizará un informe que incluya el esquema propuesto, su justificación, y las propuestas suministradas por los Operadores y Usuarios Finales.

13.3.7.4. La UT enviará el informe a cada Operador y Usuario Final, quienes contarán con diez días para suministrar sus observaciones y requerir justificadamente modificaciones.

13.3.7.5. La UT analizará las observaciones y buscará coordinar, en la medida que sea posible, los requerimientos que considere justificados. En base a esta coordinación la UT deberá elaborar e informar el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para todos los Operadores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión.

13.3.7.6. El esquema tendrá una vigencia de un año. En condiciones extraordinarias y de considerarlo la UT, podrá modificar el esquema dentro de su año de vigencia.

13.3.7.7. La cantidad de carga que debe desconectar la actuación del esquema no debe reducirse ante trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que la UT considere que las condiciones o el tipo de trabajo lo justifican.

13.3.7.8. La UT informará a cada operador el esquema de desconexión de carga por bajo voltaje de acuerdo al Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

13.4. PARAMETROS DE OPERACIÓN

13.4.1. La UT operará la red de transmisión cumpliendo los parámetros definidos para las condiciones de operación normal y de emergencia que se definan para mantener un servicio con la calidad y seguridad de acuerdo establecidas.

13.4.2. La UT realizará los estudios necesarios para establecer los requisitos de desempeño mínimo que garantizan la calidad y seguridad del sistema, para condiciones normales y condiciones especiales tales como alerta o emergencia.

13.5. CONDICION DE EMERGENCIA

13.5.1. Cada vez que el sistema de transmisión entre en una condición de emergencia, la UT deberá tomar las medidas necesarias para preservar la seguridad de la red y buscar restablecer lo antes que sea posible la condición normal.

13.5.2. Ante una contingencia, la UT determinará, en función de sus consecuencias en la seguridad y calidad del sistema, si debe declarar una condición de Alerta o una Condición de Emergencia.

13.5.3. Cuando la UT detecte una Condición de Alerta o de Emergencia, notificará la misma a todos los operadores y a los encargados de los Centro de Control de los sistemas interconectados afectados. A partir de recibir el aviso, todos los operadores deberán pasar a tener listos sus equipos para seguir las instrucciones de la UT para restablecer la condición normal.

13.6. RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA

13.6.1. Cuando el sistema de transmisión se encuentre en Condición de Emergencia, la UT deberá restablecer lo antes posible la condición normal del sistema de transmisión utilizando los recursos disponibles de los operadores y tomando el

control de todos los equipos que sean necesarios para resolver la situación. El requisito de calidad y seguridad del servicio tendrá prioridad sobre los programas de transacciones bilaterales definidas en el DP.

13.6.2. Cuando el sistema de transmisión se encuentre en Condición de Emergencia, la UT informará a cada operador y a cada Coordinador de Operación y Despacho (COP) de los sistemas interconectados sobre las maniobras a realizar para el restablecimiento de la red.

13.6.3. Ante una contingencia, el personal de los operadores de instalaciones en donde no exista supervisión remota de sus equipos de control y protección, debe notificar a la UT los equipos que hayan actuado durante la contingencia y esperar las instrucciones de la UT para el restablecimiento.

13.6.4. Todo Generador sin supervisión remota que durante una contingencia sufra la salida de operación de una unidad y como consecuencia dicha unidad quede indisponible, deberá informar de inmediato a la UT para que sepa que no puede contar con ese recurso en el proceso de restablecimiento. Una vez que la unidad quede nuevamente disponible, el Generador debe informar a la UT para que ésta coordine, de ser necesario, su sincronización y toma de carga.

13.6.5. Todo Generador sin supervisión remota que durante una contingencia resulte con una unidad que continúa sincronizada a la red pero con una inyección de energía a la red menor que la asignada, debe informar de inmediato a la UT para que ésta la tome en cuenta en el proceso de restablecimiento.

13.6.6. Cuando un operador requiera una maniobra, la UT debe analizar las posibles consecuencias de la misma y de considerar que podría afectar la seguridad o calidad del sistema deberá informar al operador que no puede realizar dicha maniobra. Cuando una maniobra que requiere realizar un operador pudiera afectar a otros operadores, la UT debe prevenir al solicitante y confirmar si aún desea realizarla.

13.6.7. Al ocurrir una falla que requiera la operación manual de equipos de operadores, los operadores deberán realizar las maniobras requeridas por la UT, salvo por motivos de fuerza mayor o exista riesgo para la seguridad de instalaciones o personas.

13.6.8. Un evento de contingencia se considerará terminado cuando la UT lleve al sistema de transmisión nuevamente a una Condición Normal. La UT debe informar el fin de la Condición de Emergencia a todos los operadores y a los COP de los sistemas interconectados afectados, y operará el sistema y administrará el Mercado de acuerdo a los procedimientos definidos en este Reglamento.

13.7. ANÁLISIS E INFORME DE CONTINGENCIAS.

13.7.1. La UT estudiará cada Condición de Emergencia que se haya presentado, analizará la secuencia de eventos y buscará determinar el origen de la misma. Para ello, de ser necesario podrá requerir a los operadores que inspeccionen sus equipos e instalaciones y reporten las novedades que encuentren.

13.7.2. La UT realizará un informe preliminar después de cada contingencia, el cual será enviado a todos los PM y Operadores.

13.7.3. La UT podrá llevar a cabo, por sí o a través de terceros que contrate para ello, análisis complementarios de la red de potencia para determinar el origen o causas de la falla o para sustentar sus conclusiones o para analizar la necesidad de medidas preventivas futuras.

13.7.4. La UT enviará el informe preliminar de contingencias a cada uno de los operadores involucrados en la falla, ya sea causantes o afectados. Dichos operadores contarán con un plazo de 10 días hábiles para presentar sus observaciones y/o requerir modificaciones. La UT analizará las observaciones y realizará los ajustes que considere justificados. En base a ello debe preparar el informe de contingencias que se deberá enviar a los operadores el mes siguiente.

13.8. COMPENSACIONES POR ENERGIA NO SERVIDA EN EL MRS

14.8.1. Al existir contingencias que tengan como resultado la interrupción del suministro de energía a un PM u operador, la UT estimará en cada nodo afectado la cantidad de energía no servida. Para ello, tomará en cuenta las condiciones de carga del nodo, previas al evento, así como el comportamiento de los retiros y/o inyecciones de dicho nodo en los días y horas correspondientes de las dos semanas anteriores.

14.8.2. Del total de energía no servida en cada nodo se determinará la porción que corresponde a transacciones en el MRS y se valorizará al precio del MRS previo a la contingencia, multiplicado por el factor que se indica en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad. Este valor lo pagará la UT como compensación por falla al PM de cada nodo afectado.

14.8.3. La UT determinará el o los PM responsables por la contingencia y les asignará un cargo por falla equivalente a la suma de las compensaciones que la UT deberá pagar a los PM que resultaron afectados por la contingencia.

14.8.4. Los cargos y abonos por contingencias que afectan las transacciones en el MRS serán incluidos en el DTE correspondiente.

14.8.5. La aplicación de las compensaciones por fallas en el MRS entrarán en vigencia a partir de la fecha indicada en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad.

13.9. VERIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD.

13.9.1. La UT podrá realizar, por sí mismo o a través de terceros, programas de medición en los diferentes nodos de conexión de los operadores para comprobar que los niveles de calidad se encuentren dentro de lo requerido. Los operadores están obligados a permitir tales inspecciones y prestar toda la colaboración que sea solicitada para desarrollar esta labor.

13.9.2. Uno o más operadores podrán solicitar a la UT la verificación de los niveles de calidad en su nodo de conexión cuando lo estimen necesario. Los costos de dicha verificación serán a cargo del operador que la solicite, si se comprueba que los niveles de calidad son los mínimos requeridos. Si no lo son, los costos de la verificación serán cubiertos por la UT.

13.9.3. Cualquier operador que se vea afectado por condiciones de operación fuera de los límites de calidad, ocasionados por otro operador, podrá exigirle compensaciones económicas debidamente justificadas.

13.10. SEGUIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN.

13.10.1. La UT deberá analizar la operación real del sistema de transmisión para identificar el costo y la pérdida de calidad y seguridad atribuirle a las restricciones existentes en el sistema de transmisión, en particular:

- a) Las pérdidas resultantes y el costo económico de las mismas;
- b) Las restricciones y los costos adicionales que originan respecto de la operación a mínimo costo de acuerdo a las ofertas de oportunidad;
- c) Las condiciones de congestión y su costo asociado;
- d) Los costos adicionales por requerimientos de control de tensión;
- e) Todo otra consecuencia sobre la calidad y seguridad de la operación del sistema.

13.10.2. En base a dicha información, la UT verificará la necesidad de ampliaciones en el sistema de transmisión que surgen de la realidad de la operación, y su justificación.

13.10.3. La UT realizará, por sí o a través de terceros, estudios de las condiciones de operación esperadas del sistema de transmisión, ante distintos escenarios de evolución de la demanda, ingreso de nueva generación e incorporación de nuevas interconexiones internacionales, de donde surjan los requerimientos mínimos de transmisión necesarios para

abastecer la demanda prevista cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad de servicio, de acuerdo al desempeño mínimo pretendido del sistema y la metodología para ampliaciones de transmisión de beneficio común que apruebe SIGET.

13.10.4. En base a la información recopilada y los estudios realizados, la UT verificará la necesidad de ampliaciones en el sistema de transmisión que surgen de la operación actual y la esperada, y su justificación. La UT producirá antes del 31 de Diciembre de cada año un borrador del Informe sobre Requerimientos de Transmisión, con las necesidades de ampliaciones y su justificación. El Informe identificará los datos e hipótesis considerados, la metodología utilizada, escenario de evaluación detallando la información suministrada por los operadores y las hipótesis propias de la UT, los criterios de desempeño mínimo utilizados, y los resultados obtenidos.

13.10.5. La UT enviará a cada PM el borrador del Informe sobre Requerimientos de Transmisión, quienes contarán con treinta días para presentar opiniones y observaciones a la UT.

13.10.6. La UT evaluará las observaciones recibidas y, de considerarlo conveniente y justificado, incorporará al informe las modificaciones que surgen de dichas observaciones. Con los resultados obtenidos, la UT elaborará el Informe sobre Requerimientos de Transmisión, que incluirá las observaciones de los PM y, para aquellas que fueron rechazadas, el motivo que justificó no tenerlas en cuenta en el estudio.

13.10.7. La UT enviará a la SIGET, los Operadores y PM el Informe sobre Requerimientos de Transmisión antes del 31 de marzo de cada año.

13.11. ADICIÓN O MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD CONECTADA AL SISTEMA

13.11.1. Todo PM que solicite agregar o modificar la capacidad conectada al sistema de las instalaciones con las cuales realiza transacciones en el Mercado, deberá remitir a la UT los estudios presentados al Transmisor con el cual se conecta, que muestren la influencia de dicho cambio en las condiciones operativas vigentes, especificando los equipos de los PM que se verán afectados.

13.11.2. La UT pondrá a disposición de los PM la información recibida. Los PM podrán enviar a la UT sus observaciones o reclamos, en caso de considerarse afectados por la modificación solicitada.

13.11.3. La UT verificará los reclamos de los PM y, de ser justificados, indicará al PM solicitante que deberá cubrir a su costo, las modificaciones que se tengan que realizar en los equipamientos de otros PM, como consecuencia del cambio solicitado.

13.11.4. En caso de no estar de acuerdo con lo requerido, podrá apelar a la Junta Directiva de la UT, en primera instancia, y la SIGET, en segunda instancia.

13.11.5. La UT autorizará la puesta en operación de la adición o modificación una vez haya comprobado que el cambio no transgrede los niveles de calidad y seguridad operativas establecidos.

14. TRANSACCIONES ECONÓMICAS

14.1. ALCANCE.

14.1.1. La UT es la responsable de administrar el sistema de liquidaciones y cobranzas del Mercado, incluyendo transacciones en los mercados, cargos y penalidades. A estos efectos contará con el Sistema de Medición Comercial.

14.2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SIMEC)

14.2.1. Características generales

14.2.1.1. Cada PM debe contar con un Sistema de Medición Comercial, que suministre la información necesaria para la administración de las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que se conecta a la red.

14.2.1.2. La implementación del SIMEC será a cargo del PM que lo requiere. Asimismo el PM deberá proveer el medio de comunicación que permita la vinculación entre sus medidores y la UT.

14.2.1.3. Los requisitos del SIMEC se encuentran en el Anexo Medición Comercial.

14.2.1.4. La instalación, operación y mantenimiento del SIMEC será a costo y responsabilidad del PM solicitante.

14.2.2. Estructura del SIMEC.

14.2.2.1. El SIMEC tendrá las siguientes componentes:

- a) Los medidores de energía y potencia, activas y reactivas, los transformadores de corriente y de tensión, así como los respectivos equipos de respaldo.
- b) El centro recolector de mediciones ubicado en la UT, el cual permitirá el acceso a los medidores para efectuar su lectura a distancia.

14.2.2.2. El sistema de mediciones comerciales podrá ser implementado en etapas, previa aprobación de la UT.

14.2.2.3. La UT definirá las especificaciones de los protocolos de comunicación que utilizará para realizar la lectura a distancia.

14.2.3. Auditorías

14.2.3.1. La UT sólo podrá habilitar equipamiento de un PM como perteneciente al SIMEC en la medida que el PM presente la correspondiente auditoría técnica que lo certifica, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Medición Comercial.

14.2.3.2. La UT debe realizar el seguimiento de la supervisión del SIMEC. De resultar condiciones de conflicto y/o incompatibilidades en las mediciones, la UT deberá solicitar a cada PM involucrado auditorías de los equipamientos que correspondan, y aplicar el procedimiento indicado en el Anexo Medición Comercial.

14.2.3.3. La UT, por sí o por terceros, podrá realizar los ensayos y verificaciones en los sistemas de medición de los PM que considere convenientes.

14.2.3.4. Cada PM debe encargar la realización de auditorías técnicas, mediante auditores aprobados por la UT, para:

- a) Certificar la habilitación de los medidores del SIMEC en sus nodos de interconexión a la red;
- b) Certificar el cumplimiento de los requisitos técnicos definidos para el SIMEC cuando ello sea requerido por la UT como parte del procedimiento de supervisión del SIMEC.

14.2.4. Magnitudes a medir.

14.2.4.1. Cada PM deberá contar con medición bidireccional de energía y potencia, activas y reactivas en cada punto de conexión a la red, con capacidad para efectuar lecturas en cada Intervalo de Mercado.

14.2.4.2. En caso de que un PM demuestre la imposibilidad de disponer de medición en los puntos de conexión, podrá solicitar a la UT la autorización para instalar los medidores dentro de sus instalaciones y proveer un mecanismo de lectura y cálculo para determinar su inyección o retiro neto de la red. También deberá solicitar autorización de la UT en el caso en que transitoriamente no disponga de equipos probados para la medición comercial.

14.2.4.3. En los casos de líneas de interconexión internacionales, el propietario de la línea deberá instalar la medición en el extremo de la línea ubicado en el país.

14.2.5. Responsabilidades de la UT.

14.2.5.1. La UT organizará y mantendrá el Registro Oficial del SIMEC, en el cual, para cada punto de medición, asentará los datos del SIMEC aprobado de cada PM, las novedades y las verificaciones realizadas.

14.2.5.2. En el Anexo Medición Comercial se indica el procedimiento que seguirá la UT para ajustar la lectura en caso de que se pierda la lectura del medidor principal y su respaldo, así como para la sincronización del equipo de medición.

14.2.5.3. La UT no tendrá potestad para alterar los valores medidos.

14.2.6. Derechos de un PM a acceder a sus medidores.

14.2.6.1. Cada PM podrá leer las mediciones en los medidores de su propiedad. Sin embargo, no está autorizado a introducir modificaciones a los valores medidos.

14.2.6.2. La UT y el PM propietario tendrá el código que permite el acceso al medidor para su lectura.

14.2.6.3. Para el período de transición que transcurra desde la puesta en marcha del Mercado hasta la habilitación completa del SIMEC, como se establece en el Anexo Medición Comercial, un PM podrá requerir a la UT la habilitación para operar comercialmente con mediciones de potencia para cada intervalo de Mercado. Un nodo que no cuente al menos con mediciones para cada intervalo de Mercado no podrá ser habilitado para la inyección y retiro de energía del sistema. La medición del intervalo de Mercado podrá provenir del SAE o de mediciones locales, tomadas por lectura directa del instrumento por el operador y enviada en medio magnético o transmitida electrónicamente a la UT. Los medidores de potencia para cada intervalo de Mercado serán habilitados como transitoriamente pertenecientes al SIMEC. Para el período de transición, la UT deberá calcular con las mediciones disponibles, para cada intervalo de Mercado, los valores netos de energía inyectada o retirada. Al finalizar el mes, deberá realizar un ajuste con base en las mediciones mensuales de energía que se dispongan, de forma que la integración de la energía neta para cada intervalo de Mercado se corresponda con la energía neta mensual medida.

14.2.6.4. La UT deberá elaborar el cálculo de la información comercial basado en mediciones para cada intervalo de Mercado y el cierre con la energía neta mensual medida. La UT y los PM deben considerar como válidos comercialmente los valores que surjan de este procedimiento, y aceptable durante el período de transición el error cometido por el uso de esta metodología de cálculo establecida.

14.3. TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE MEDICIÓN COMERCIAL.

14.3.1. La UT debe organizar la información recopilada a través del SIMEC en una Base de Datos Comercial, confiable y auditable, la cual estará a disposición de los PM.

14.3.2. La Base de Datos Comercial será la información oficial utilizada por la UT para determinar el resultado de las transacciones en el mercado.

14.3.3. Cuando por cualquier causa la UT no pueda acceder a los medidores principales del SIMEC a través de la lectura a distancia, adoptará información de las siguientes fuentes, en el orden indicado:

- i) Lectura remota del medidor de respaldo;
- ii) Lectura local del medidor principal;
- iii) Lectura local del medidor de respaldo;
- iv) Registros del SAE, de estar disponible;

v) Lecturas de medición local no comercial, suministrada a la UT por los operadores o subestaciones o centrales;

vi) Registros históricos.

14.3.4. Cuando se utilice como fuente de información la medición de potencia por Intervalo de Mercado recolectada por el SAE, la UT la convertirá a mediciones de energía a partir de la mejor representación que se obtenga del valor medio de la potencia en cada Intervalo de Mercado.

14.3.5. Cuando se utilice como fuente de información los registros históricos, la UT elegirá un conjunto de datos correspondiente a situaciones operativas análogas a las existentes en el período de ausencia total de otra fuente de información.

14.3.6. La UT informará a los PM mediante el reporte de operación, cuando se esté utilizando otra fuente de información diferente al medidor principal para las transacciones económicas, acompañado de las razones que lo motivaron.

14.3.7. Cuando la ausencia de medición proveniente de un medidor principal o del de respaldo se prolongue por más de 24 horas, la UT puede solicitar la desconexión del nodo que se encuentre en tal situación, hasta que vuelva a contar con las mediciones del SIMEC. En particular, la UT podrá requerir la salida de un GGP sin medición y considerarlo indisponible en tanto no se recupera de manera aceptable la medición faltante. La UT no podrá hacer uso de esta opción en situaciones de racionamiento, emergencia o cuando se afecte la calidad y seguridad del sistema.

14.3.8. Al finalizar el mes, la UT podrá realizar un ajuste a los valores calculados por falla de medición del SIMEC, en base a las mediciones mensuales de energía que se dispongan, de forma tal que la integración de la energía de cada Intervalo de Mercado corresponda con la energía mensual medida. El procedimiento de cálculo y conciliación para este caso se encuentra en el Anexo Medición Comercial.

14.3.9. Un PM podrá reclamar a la UT los valores asumidos ante medición faltante, debiendo para ello demostrar fehacientemente el error en el valor asumido, o el no haberse cumplido las normas vigentes de cálculo. La UT debe analizar los reclamos y, de verificar que son justificados, corregir los valores que correspondan.

14.4. LECTURAS INDICATIVAS.

14.4.1. Las transacciones comerciales en el Mercado se realizan mensualmente.

14.4.2. Cada día hábil la UT debe enviar a los PM una estimación indicativa de la energía comprada y vendida en los mercados y de los cargos que surjan tales como cargos por congestión y cargos por pérdidas, del día anterior. Para los puntos de medición sin lectura a distancia, informará la situación e incluirá los resultados comerciales correspondientes cuando disponga de información, lo cual deberá ser dentro de un plazo máximo de 72 horas siguientes.

14.5. DEUDORES Y ACREEDORES.

14.5.1. Al finalizar cada mes, la UT debe integrar la información para cada Intervalo de Mercado de carácter comercial resultantes de las transacciones en el MRS y determinar para cada PM el resultado neto mensual, incluyendo:

- a) El resultado neto de sus transacciones en el MRS;
- b) El resultado neto de su participación en las transacciones por Servicios Auxiliares;
- c) El resultado neto de su participación en las transacciones por pérdidas;
- d) El resultado de su participación en los cargos por congestión;
- e) El resultado neto de su participación en las compensaciones y cargos por generación obligada.

14.5.2. Con dicha información, la UT debe calcular el resultado neto mensual de cada PM como la suma de sus transacciones correspondientes a los ítems indicados en el párrafo anterior.

14.5.3. Un PM es deudor si su resultado neto mensual es negativo (monto deudor), es decir, sus ingresos en el mes fueron menores que sus egresos.

14.5.4. Un PM es acreedor si el resultado neto mensual es positivo (monto acreedor), es decir, sus ingresos fueron mayores que sus egresos.

14.5.5. La UT informará además a cada PM el monto de los cargos de la UT que le corresponden en el mes.

14.6. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE).

14.6.1 La UT debe informar a cada PM el resultado de las transacciones comerciales, identificando la deuda entre los PM, a través de un documento, denominado Documento de Transacciones Económicas, que incluye toda la información comercial que respalde los resultados obtenidos, de acuerdo a los procedimientos y el contenido que se define en este Reglamento.

14.6.2. El DTE servirá como memoria de cálculo para la emisión de los documentos de cobro y de crédito que emite la UT.

14.7. RECLAMOS DEL DTE.

14.7.1. Un PM tiene el derecho de presentar reclamos a las transacciones económicas informadas por la UT, con la correspondiente justificación, después de recibido el DTE, en el plazo indicado en el Anexo Facturación y Liquidación.

14.7.2. Transcurrido dicho plazo, aquellos datos que no sean observados por uno o más PM serán considerados como aceptados por todos los PM y no podrán ser objetados posteriormente.

14.7.3. En tanto un reclamo sea resuelto, la UT efectuará las gestiones de los pagos y cobros con base en los valores que surgen del DTE.

14.7.4. La UT debe analizar los reclamos dentro del período fijado en el Anexo Facturación y Liquidación y realizar, de considerarlo justificado, los ajustes que correspondan al DTE. De no surgir acuerdo entre el PM que presenta un reclamo y la UT, el PM podrá apelar al Comité de Conflictos, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Sanciones.

14.8. LIQUIDACIÓN.

14.8.1. La UT debe emitir a cada PM que resulta deudor el documento de cobro por el total de su saldo deudor, de acuerdo a los resultados del DTE.

14.8.2. La UT emitirá el documento de cobro por cuenta y orden de los acreedores.

14.8.3. La UT debe emitir a cada PM acreedor un documento de crédito por el total de su saldo acreedor, de acuerdo a los resultados del DTE.

14.8.4. La UT realizará el pago y cobro de las transacciones económicas establecidas en el DTE mediante el procedimiento establecido en el Anexo Facturación y Liquidación.

14.9. MORA Y FALTA DE PAGO.

14.9.1. Todos los PM asumen la obligación de pago en los tiempos y formas que se establecen en este Reglamento.

14.9.2. Para estar habilitado de operar en el Mercado, un PM debe integrar a favor de la UT, las garantías que cubrirán sus incumplimientos de pago en las obligaciones por compras en el mercado, penalizaciones y pagos a la UT. Estas garantías se establecen en el Anexo Facturación y Liquidación.

14.9.3. Las deudas de los PM en el Mercado tendrán un recargo por mora, con una tasa de interés basada en tasas bancarias y/o tasas del mercado financiero local, según se indica en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación.

14.9.4. Ante la prolongación de una condición de mora y falta de pago, el PM será sujeto a las sanciones que se indica en el Anexo Sanciones.

14.9.5. De los resultados netos positivos de las transacciones comerciales en el Mercado de un deudor moroso, la UT deberá retener los montos necesarios hasta cancelar la deuda, incluyendo los intereses que correspondan.

14.9.6. La UT debe, en primer lugar, cubrir la falta de pago con retiros del depósito de garantía del moroso y requerir del PM la reposición del monto correspondiente en su depósito de garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor del Mercado por el monto a reponer.

15. MODIFICACIONES AL REGLAMENTO

15.1. OBJETO.

15.1.1. El objeto de la presente norma es indicar el procedimiento a seguir para hacer modificaciones (adiciones, eliminaciones o sustituciones) a lo establecido en el Reglamento y sus anexos.

15.2. MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.

15.2.1. Las propuestas para realizar modificaciones al presente Reglamento podrán ser presentadas a la Junta Directiva de la UT por cualquier PM u operador o por la SIGET.

15.2.2. La Junta Directiva nombrará un Comité para revisar el fundamento de la petición y hacer los análisis necesarios, por sí o a través de terceros, sobre la conveniencia de la modificación propuesta para alcanzar los objetivos establecidos en la LGE.

15.2.3. El comité dará su recomendación a la Junta Directiva en un plazo no mayor de sesenta (60) días, incluyendo una justificación de su aceptación o rechazo de la modificación propuesta. El Comité podrá recomendar alternativas a la propuesta analizada. De ser necesario, el Comité podrá solicitar a la Junta Directiva la concesión de una sola prórroga de hasta sesenta (60) días adicionales.

15.2.4. Luego de recibido el informe del Comité, la Junta Directiva dispondrá de treinta (30) días para aprobar o rechazar la recomendación del Comité. Para la aprobación, la Junta Directiva efectuará la votación de acuerdo a lo establecido en su Escritura de Constitución.

15.2.5. La Junta Directiva deberá informar a la SIGET de la resolución emitida, incluyendo la información de la propuesta original, el informe del Comité y el razonamiento para la aprobación o rechazo de la propuesta.

15.2.6. En caso de ser aprobada la modificación propuesta, ésta será incorporada al Reglamento por la UT, la cual deberá enviar notificación del cambio a todos los PM y operadores.

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA
ANEXOS

ANEXO-INSCRIPCIÓN.....	4
1. OBJETO.....	4
2. SOLICITUD PARA INGRESAR AL MERCADO.....	4
3. EXPEDIENTES.....	5
4. INGRESO A LA UT.....	5
ANEXO-SANCIONES.....	9
1. OBJETO.....	9
2. PROCEDIMIENTO ANTE FALTAS AL REGLAMENTO Y CONFLICTOS.....	9
3. CLASIFICACIÓN DE FALTAS.....	10
4. SANCIONES.....	10
5. FALTAS GENERALES.....	12
6. FALTAS ESPECÍFICAS DE LOS DISTRIBUIDORES Y USUARIOS FINALES.....	15
7. FALTAS ESPECÍFICAS DE LOS GENERADORES.....	16
ANEXO-INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA.....	18
ANEXO-SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.....	38
1. OBJETO.....	38
2. ESTRUCTURA.....	38
3. REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS PARA EL SAE.....	38
4. MEDIOS DE COMUNICACIÓN CON LA UT.....	39
ANEXO-TRANSACCIONES DEL MERCADO.....	50
1. OBJETO.....	50
2. PROCEDIMIENTOS.....	50
3. FORMATOS DE OFERTAS.....	51
4. COMUNICACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	56

5	REQUISITOS DE VALIDEZ.....	57
	ANEXO-SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE MERCADO.....	58
1.	OBJETO.....	58
2.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MODELO.....	58
3.	REPRESENTACIÓN DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO.....	59
4.	METODOLOGÍA DE OPERACIÓN DEL MODELO.....	61
4.1	RESTRICCIONES DE GENERACIÓN.....	61
4.2	MODELAJE PARA EL TRATAMIENTO DE LAS OFERTAS DE INYECCIÓN EN CADA PASO DE CÁLCULO.....	61
4.3.	MODELAJE PARA EL TRATAMIENTO DE LAS OFERTAS DE RETIRO DE ENERGÍA EN CADA PASO DE CÁLCULO.....	61
4.4	TRATAMIENTO DE LAS INYECCIONES DE ENERGÍA PARA EL MODELAJE DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES.....	62
4.5	TRATAMIENTO DE LOS RETIROS DE ENERGÍA PARA EL MODELAJE DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES.....	62
4.6	CONGESTIÓN DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN.....	62
4.7	AJUSTES A LAS TRANSACCIONES BILATERALES.....	63
4.8	ADMINISTRACIÓN Y CARGOS POR RESERVA.....	63
4.9	MODULO DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS EL MERCADO.....	63
4.10	PRECIOS DEL MRS.....	64
4.11	GENERACIÓN OBLIGADA.....	64
4.12	RACIONAMIENTO FORZADO.....	65
	ANEXO-RACIONAMIENTO.....	66
	ANEXO-CALCULO DEL PRECIO EN EL MRS.....	70
	ANEXO-OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.....	74
1	OBJETO.....	74
2	COMUNICACIÓN EN TIEMPO REAL CON LA UT.....	74
3	INCUMPLIMIENTOS A LOS PROGRAMAS DE INYECCIÓN Y RETIRO DE LA RED..	75
	ANEXO-PERDIDAS DE TRANSMISIÓN.....	76
	ANEXO-SERVICIOS AUXILIARES.....	78

1	OBJETIVO.....	78
2	REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	78
2.1	REQUERIMIENTOS TECNICOS.....	78
2.2	COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	79
3	SERVICIO DE ARRANQUE EN CERO VOLTAJE.....	80
4	SERVICIO DE SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA.....	82
	ANEXO-NORMAS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS.....	85
	ANEXO-MEDICIÓN COMERCIAL.....	97
	ANEXO-ADMINISTRACIÓN DE LOS PROCESOS DE FACTURACIÓN-LIQUIDACIÓN.....	106

ANEXO-INSCRIPCIÓN

1. OBJETO

Describir los pasos a seguir para la inscripción de los Participantes en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.

2. SOLICITUD PARA INGRESAR AL MERCADO

Toda persona, natural o jurídica, que desee adquirir la categoría de participante en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, deberá presentar la solicitud de registro.

Esta solicitud deberá ser presentada en las oficinas de la Unidad de Transacciones, donde será revisada y evaluada de conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y el presente Reglamento, contando con un mes a partir de la fecha de recepción de la solicitud para su revisión y aprobación, en caso de no existir inconveniente alguno.

La solicitud de inscripción deberá incluir al menos la siguiente información:

- a) Identificación de la entidad, incluyendo domicilio, lugar para oír notificaciones, nombre y credenciales del representante legal que firma la solicitud.
- b) Identificación de las actividades que desarrollará en el Mercado Mayorista, así como la constancia de inscripción en el Registro de Operadores de la SIGET, de corresponder.
- c) Identificación de cada nodo de la red en los que se conectará al sistema, así como constancia de la existencia de los Contratos de Interconexión con el Transmisor correspondiente.
- d) De participar como Generador, certificación del Transmisor con el que se conecta, de la existencia de los Contratos de Transmisión correspondientes.
- e) Identificación del equipamiento que se incorpora al sistema eléctrico, de corresponder.
- f) Identificación de los sistemas de medición, comunicación y protección, según lo definido en este Reglamento.
- g) Constancia de las garantías de pago requeridas en este Reglamento.
- h) Identificación de cuenta bancaria para la administración de los créditos y débitos que surjan de las transacciones económicas en el Mercado.
- i) Constancia de su disposición para firmar el Contrato con la UT.
- j) Fecha requerida para comenzar a operar en el Mercado, y fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.

La Unidad de Transacciones verificará que el Solicitante haya proporcionado información requerida; en caso contrario, le notificará por escrito las deficiencias de la solicitud, para que sean resueltas. El Solicitante deberá proporcionar a la UT constancia de que ha superado las deficiencias.

Una vez aceptada la solicitud que acredita al solicitante como participante en el mercado mayorista de electricidad, deberá firmar un contrato con la UT, según el formato proporcionado en el Apéndice 1 de este Anexo, el cual deberán suscribir obligatoriamente todos los operadores y usuarios finales que estén conectados directamente al sistema de transmisión.

La modificación de cualquier dato técnico deberá hacerse dentro de los plazos indicados en el Anexo Información Técnica del Sistema. Cualquier otro dato incluido en la solicitud de ingreso que vaya a ser modificado, deberá notificarse a la UT con una anticipación de al menos dos semanas antes de entrar en efecto.

3. EXPEDIENTES

La Unidad de Transacciones deberá abrir un expediente por cada uno de los solicitantes, el cual deberá contener la documentación aquí especificada, incluyendo además de la Solicitud y del Contrato, la correspondencia que haya sido remitida por ambas partes durante el proceso de inscripción. En caso de haber sido rechazada la solicitud, deberá incluirse en el expediente la notificación de la UT con las razones del rechazo.

4. INGRESO A LA UT

Todo Participante de Mercado aprobado para operar en el Mercado Mayorista tiene además la facultad de solicitar su ingreso como accionista a la Sociedad Unidad de Transacciones. Para ello, deberá enviar una solicitud a la UT, en donde se le indicará el procedimiento, de acuerdo a su condición de Participante del Mercado.

APENDICE 1

CONTRATO DE SERVICIOS DE LA UT

Nosotros (NOMBRE), mayor de edad, (PROFESIÓN), del domicilio de (CIUDAD), este domicilio, actuando en mi calidad de Apoderado General Administrativo de la UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V., que en el presente instrumento podrá denominarse "la UT", del domicilio de Nuevo Cuscatlán; y (NOMBRE), mayor de edad, (PROFESION), del domicilio de (CIUDAD), actuando en nombre y representación de (EMPRESA), del domicilio de (CIUDAD), que en el presente instrumento podrá denominarse "el Operador", convienen en suscribir el presente contrato de prestación de servicios, el que se regirá de conformidad con las cláusulas siguientes:

I OBJETO

De conformidad con la ley General de Electricidad, la UT es la encargada de operar el Sistema Eléctrico de Potencia y el Mercado Mayorista de Electricidad.

De conformidad con lo establecido en la Ley, la UT se obliga por medio del presente instrumento a prestar dichos servicios al Operador.

II NORMAS APLICABLES

Los servicios prestados por la UT al Operador estarán regidos por las normas contenidas en el Reglamento de Operación aprobado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), por lo que las partes se obligan a adquirir y poner en operación el equipo necesario para su cumplimiento. Este documento será referido en adelante como "El Reglamento de Operación".

III CONDICIONES ESPECIALES

Las partes acuerdan las condiciones especiales siguientes:

- a) Que los servicios que prestará la UT tienen por objeto, asegurar la factibilidad de las transacciones de energía entre los Operadores en el Mercado Mayorista.
- b) El Operador reconoce y acepta la facultad de la UT para operar el Sistema de Transmisión, por lo que pondrá a disposición de ésta los medios de control de las instalaciones y equipos necesarios para cumplir dicha función, en los casos y condiciones que establece la Ley.

- c) Las decisiones de operación que tome la UT serán de cumplimiento obligatorio para el Operador, siempre y cuando las mismas estén dentro de las normas contenidas en la Ley y el Reglamento de Operación.
- d) Cada una de las Partes permite a la otra grabar la totalidad de las conversaciones que por medios alámbricos o inalámbricos se realicen entre su personal de operación, y a ponerlas a disposición de la otra Parte, para ser escuchadas y/o reproducidas, previa solicitud por escrito.
- e) La UT se obliga a manejar como confidencial la totalidad de la información del Operador a la que tenga acceso en atención al presente contrato, excepto en los siguientes casos: a) Que la Ley o el Reglamento de Operación establezcan lo contrario; b) obtenga autorización escrita del Operador para reproducirla, revelarla o publicarla; y c) sea obligada a revelarla por orden judicial.
- f) El Operador proporcionará a la UT, en forma veraz y oportuna toda la información que se le solicite, relevando a la UT de toda responsabilidad por fallas en la operación de sus sistemas o equipos, cuando dichas fallas sean causadas por falta de información, información falsa o entregada tardíamente y que se le haya requerido entregar de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento o el Reglamento de Operación.

IV FECHA DE INICIO DE PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS

El Operador otorga que se encuentra recibiendo los servicios por parte de la UT a partir del (FECHA)

V PLAZO

El plazo del presente contrato es por períodos de un año, prorrogables automáticamente. No obstante el Operador lo podrá dar por terminado previa notificación a la UT con al menos cuarenta y cinco días de anticipación. La UT podrá desconectar las instalaciones del Operador, cuando este incumpla sus obligaciones, en lo respectivo a las atribuciones que la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento de Operación le otorgan a la UT. Si transcurridos treinta días, contados a partir de la fecha en que las instalaciones del Operador fueron desconectadas del sistema, el Operador no ha solucionado o remediado las causas que dieron lugar para dicha desconexión, la UT podrá dar por terminado el presente Contrato.

VI OBLIGACIÓN Y FORMA DE PAGO

El Operador se obliga a pagar a la UT en concepto de honorarios por la operación del Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad, los cargos aprobados por la SIGET, en la forma que el Reglamento de Operación lo disponga. Los honorarios por la prestación de cualquier servicio que no sea la operación del Sistema Eléctrico de Potencia y el Mercado Mayorista de Electricidad por parte de la UT deberán pactarse por mutuo acuerdo entre las Partes, sin intervención de terceros.

VII GARANTÍAS DEL OPERADOR

El Operador rendirá por su cuenta y a favor de la UT, las garantías de pago establecidas para cubrir las responsabilidades por transacciones en el Mercado, penalizaciones, cargos de la UT, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación.

VIII ARBITRAJE

Toda duda o discrepancia que surja con motivo de la vigencia, interpretación o ejecución de este Contrato y que no pueda ser resuelta favorablemente entre las Partes, deberá ser sometida para decisión final a árbitros arbitradores en la siguiente forma: Cada parte nombrará un árbitro y éstos nombrarán un tercero por mutuo acuerdo. Si los árbitros no se pusieren de acuerdo en el nombramiento del tercero en un plazo máximo de quince días, éste será nombrado por la Junta de Directores de la SIGET.

Los árbitros deberán seguir las normas de Arbitraje Comercial, contenidas en el Código de Comercio y la Ley de Procedimientos Mercantiles de El Salvador.

El Lugar del arbitraje será la ciudad de San Salvador y la ejecución del laudo podrá ser tramitada en cualquier tribunal mercantil de la misma ciudad. Los gastos de arbitraje serán cubiertos a prorrata por cada una de las Partes. El laudo arbitral no admitirá ningún recurso, debiendo ser cumplido por la Partes sin más discusión.

IX VIGENCIA

Las partes acuerdan otorgar vigencia al presente contrato a partir del (FECHA).

X DOMICILIO ESPECIAL

Para los efectos del presente contrato, las partes establecen como domicilio especial la ciudad de San Salvador.

En fe de lo anterior, firmamos el presente contrato en dos (2) ejemplares de igual valor y contenido, uno para el Operador y el otro para la UT.

San Salvador, a los (FECHA).

UNIDAD DE TRANSACCIONES
S.A. DE C.V.

EL OPERADOR

ANEXO-SANCIONES

1 OBJETO

Determinación de las faltas al cumplimiento del presente Reglamento que serán objeto de sanciones, su clasificación de acuerdo a su gravedad o reincidencia, las sanciones a ser aplicadas y el procedimiento de resolución de conflictos entre los agentes del Mercado.

2 PROCEDIMIENTO ANTE FALTAS AL REGLAMENTO Y CONFLICTOS.

2.1 Las faltas serán clasificadas en leves, graves y muy graves.

2.2 Las faltas leves y graves que se repitan tres veces, o cualquier falta leve y grave cuya sanción no sea cumplida, serán consideradas como faltas de la categoría inmediata superior.

2.3 Las faltas leves serán manejadas por la Administración de la UT.

2.4 El Comité de Conflictos, formado por miembros de la Junta Directiva de la UT, maneja los reclamos por faltas graves y muy graves, así como los conflictos que puedan surgir entre PM y Operadores o entre estos y la UT.

2.5 El Comité de Conflictos resolverá los casos de faltas graves, así como la apelación de un PM que no esté de acuerdo con la aplicación de una sanción para falta leve. En tanto no sea designado el Comité de Conflictos, sus funciones serán cubiertas por la Junta Directiva.

2.6 La Junta Directiva de la UT deberá ventilar los casos de las faltas muy graves, así como las faltas graves que no hayan podido ser resueltas por el Comité de Conflictos y las apelaciones de un PM que no esté de acuerdo con la aplicación de una sanción para falta grave. Todas las solicitudes de apelación de faltas para la Junta Directiva deben haber sido revisadas por el Comité de Conflictos. En tanto no sea designado el Comité de Conflictos, sus funciones serán cubiertas por la Junta Directiva.

2.7 El Comité de Conflictos y la Junta Directiva se podrán apoyar en la opinión de expertos en aquellos casos que así lo requieran.

2.8 La solicitud de ventilar un conflicto puede ser presentada por uno o varios PM, así como por iniciativa de la Administración de la UT. En estos casos se que los PM mantengan los pormenores del caso dentro del ámbito de la UT mientras se obtiene una solución.

2.9 Si transcurre un período de seis meses luego de presentada la solicitud ante el Comité de Conflictos, y no se llega a un acuerdo satisfactorio entre las partes, cualquiera de éstas podrá elevar el conflicto ante la SIGET; si a ésta no le compete o si el PM no está satisfecho con la resolución que la SIGET emita, el PM podrá acudir a los tribunales comunes, según lo indique la Ley.

2.10 A partir de la fecha en que la UT notifica a un PM u operador de la aplicación de una multa, éste tendrá treinta días para cancelarla. En caso de no hacerlo, la UT podrá solicitar la desconexión de las instalaciones del PM de la red. El PM podrá solicitar la reconexión hasta que pague la multa aplicada.

3 CLASIFICACIÓN DE FALTAS

3.1 LEVES: aquellas que no afectan la operación del mercado mayorista o el sistema de transmisión y tampoco afectan económicamente a los PM o la UT.

3.2 GRAVES: aquellas que: a) afectan la operación del mercado mayorista y/o el sistema de transmisión sin premeditación; b) ocasionan o pueden ocasionar problemas o daños a los equipos de los PM o de la UT, c) tienen leves consecuencias en la operación del mercado mayorista pero son realizadas con premeditación.

3.3 MUY GRAVES: aquellas que ponen en peligro la operación del mercado o el sistema de transmisión o equipo de cualquier PM o la UT.

4 SANCIONES

4.1 Los Participantes de Mercado y operadores que cometan faltas, serán sujetos de una sanción económica, dependiendo de la gravedad, reiteración y circunstancia del caso, y se determinarán de la manera siguiente:

FALTAS LEVES: Nota de llamado de atención. En caso de reincidencia, se aplicará una multa establecida.

FALTAS GRAVES: Aplicación de la multa establecida.

FALTAS MUY GRAVES: Aplicación de la multa establecida. En caso de incumplimiento reiterado a la sanción y a la solución de la causa de su falta, la UT podrá ordenar desconectar del sistema las instalaciones del PM. En este caso, el PM podrá solicitar su reconexión únicamente cuando haya demostrado que ha cumplido las sanciones aplicadas y ha resuelto las causas que motivaron su falta.

4.2 Los fondos percibidos por la aplicación de sanciones serán depositados en una cuenta especial a nombre de la UT; su Junta Directiva decidirá el destino de ellos al final de cada año.

4.3 Las sanciones establecidas en el presente anexo serán ajustadas anualmente por la UT, tomando en cuenta el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Ministerio de Economía. La base de escalación será el 31 de diciembre de 1998.

5 FALTAS GRAVES

5.1.1 LEVES

FALTA	SANCIÓN
5.1.1.1 Un PM no envía a la Unidad de Transacciones la información necesaria para planificar la operación del Sistema y/o manejar el Mercado.	¢ 5,000.00
5.1.1.2 Un PM no envía la información técnica solicitada por la UT o no actualiza los datos del equipamiento que se han modificado o envía información errónea.	¢ 5,000.00
5.1.1.3 Utilización de los canales de comunicación para otros propósitos distintos a los operativos, a pesar de advertencia de la UT de no hacerlo.	¢10,000.00
5.1.1.4 Un operador no notifique a la UT los motivos de la cancelación, suspensión, reprogramación y/o finalización de un mantenimiento, de acuerdo a los procedimientos y plazos establecidos.	¢5,000.00
5.1.1.5 Utilización de los canales de comunicación en condición de emergencia, sin autorización de la UT.	¢10,000.00

5.1.2 GRAVES

FALTA	SANCIÓN
5.1.2.1 Un operador o usuario final no instala y/o no mantiene adecuadamente los equipos necesarios para proteger sus equipos contra fallas dentro de sus instalaciones o provenientes de las instalaciones de algún PM.	¢100,000.00
5.1.2.2 Incumplimiento a instrucciones operativas de la UT sin causa justificada.	¢30,000.00
5.1.2.3 Un operador o usuario final no informa a la UT, con el suficiente respaldo técnico, las causas de una falla de operación de un equipo conectado a la red.	¢20,000.00

5.1.2.4 Un operador o usuario final que posee equipamiento de control o protección, en cuyas instalaciones no exista supervisión remota, no notifica a la UT la condición de los equipos que hayan actuado durante la contingencia.	¢10,000.00
5.1.2.5 Un PM no cuenta con los sistemas de control y comunicación necesarios y disponibles para garantizar una eficiente operación del sistema eléctrico y del mercado mayorista.	¢80,000.00
5.1.2.6 Presentación de información falsa en la solicitud de inscripción como Participante de Mercado.	¢50,000.00
5.1.2.7 No suministrar a la UT la información técnica referida a su equipamiento que afecte la operación del sistema eléctrico, así como cualquier modificación a la misma.	¢50,000.00
5.1.2.8 Deshabilitar equipos de protecciones sin autorización.	¢100,000.00
5.1.2.9 Falta de presentación del Informe de Mantenimiento de Emergencia por parte del PM que desconecta sus equipos aduciendo dicha razón.	¢30,000.00
5.1.2.10 El sistema de medición comercial de un PM no cumple con los requerimientos del Reglamento de Operación y el PM no realiza las acciones necesarias para corregirlo en el período acordado con la UT.	¢100,000.00
5.1.2.11 Un PM obstaculiza las auditorías de verificación del sistema de medición comercial.	¢100,000.00
5.1.2.12 Reiteración de falta leve.	¢50,000.00

5.1.3 MUY GRAVES

FALTA	SANCIÓN
5.1.3.1 Un operador o usuario final se niega a instalar los equipos necesarios para evitar que fallas o perturbaciones en sus instalaciones se propaguen al sistema de transmisión.	¢400,000.00
5.1.3.2 Envío de información falsa para evadir responsabilidades.	¢200,000.00
5.1.3.3 Envío de información falsa de las lecturas de los medidores del SIMEC cuando la UT requiera las lecturas locales de dichos equipos.	¢200,000.00
5.1.3.4 Un PM tiene una condición de mora y falta de pago con la UT y se niega a liquidarla en el plazo requerido por ésta.	¢300,000.00
5.1.3.5 No reponer oportunamente el monto de la garantía de pago de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.	¢300,000.00
5.1.3.6 Ejecutar maniobras en equipos que perjudiquen las condiciones del sistema, sin previo aviso a la UT y sin causa justificada.	¢100,000.00
5.1.3.7 Realizar acciones para la manipulación de precios en el Mercado.	¢300,000.00
5.1.3.8 Acciones de fraude en el sistema de medición comercial.	¢500,000.00
5.1.3.9 Reiteración de falta grave.	¢500,000.00

6 FALTAS ESPECÍFICAS DE LOS DISTRIBUIDORES Y USUARIOS FINALES

6.1 LEVES

FALTA	SANCIÓN
6.1.1 Un Distribuidor con generación propia no presenta a la UT la información discriminada por inyección y consumo, luego de ser prevenido por la UT.	¢10,000.00
6.1.2 Un Distribuidor o usuario final no suministra a la UT su pronóstico de demanda.	¢10,000.00

6.2 GRAVES

FALTA	SANCIÓN
6.2.1 Un Distribuidor o Usuario Final conectado al sistema de transmisión no cumple con los compromisos asignados en los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y por bajo voltaje vigentes	¢50,000.00

6.3 MUY GRAVES

FALTA	SANCIÓN
6.3.1 Usuario final o Distribuidor no reduce su carga en condiciones de racionamiento forzado.	€100,000.00

7 FALTAS ESPECÍFICAS DE LOS GENERADORES

7.1 LEVES

FALTA	SANCIÓN
7.1.1 Un generador que sufra la salida de operación de una unidad durante una contingencia y como consecuencia dicha unidad quede indisponible, pero no lo informe de inmediato a la UT.	€5,000.00
7.1.2 Un Generador sin supervisión remota que durante una contingencia resulte con una unidad que continúa sincronizada a la red pero con menor potencia inyectada a la red que la asignada, y no informe de inmediato a la UT.	€5,000.00

7.2 GRAVES

FALTA	SANCIÓN
7.2.1 Un Generador realiza un mantenimiento de emergencia injustificado de alguna generadora o GGP, según el caso.	€100,000.00
7.2.2 Un PM sujeto a requisitos especiales en las ofertas de oportunidad, no oferta de acuerdo a sus costos variables de producción.	€200,000.00

7.3 MUY GRAVES

7.3.1 Un PM sujeto a requisitos especiales en las ofertas de oportunidad, no permite auditorías en el cálculo de los costos para presentar sus ofertas de oportunidad.	€500,000.00
--	-------------

8 FALTAS DE UNIDAD DE TRANSACCIONES

8.1 GRAVES

FALTA

- 8.1.1 Ocultar injustificadamente el envío de la información del Mercado y de la operación del sistema a los Participantes del Mercado
- 8.1.2 Errores reiterados o manipulación de datos en el cálculo de la información comercial del Mercado.
- 8.1.3 Negarse a suministrar o alterar información necesaria para un análisis técnico de fallas en el sistema de Transmisión.
- 8.1.4 No respetar el orden económico del despacho sin causa justificada.
- 8.1.5 Poner en riesgo el sistema sin causa justificada.
- 8.1.6 Falta reiterada en el cumplimiento de los tiempos establecidos para el suministro de información a los PM.

8.2 MUY GRAVES

FALTA

- 8.2.1 Orientar injustificadamente decisiones, estudios o resoluciones a favor de cualquier PM.
- 8.2.2 Revelar intencionalmente las ofertas de oportunidad de los Participantes del Mercado antes del período establecido en el Reglamento.

ANEXO-INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

1. OBJETIVO

Listar, organizar y proveer los procedimientos para la colección de los datos técnicos relativos al sistema de potencia, que serán proveídas por cada uno de los operadores y usuarios finales a la UT.

2. BASE DE DATOS

2.1 La información técnica del sistema de potencia de la UT, estará organizada en una base de datos, que almacenará la información técnica requerida por la UT a los operadores y usuarios finales. La información de la base de datos técnicos será pública.

2.2 La información técnica se utilizará para evaluar la seguridad de la operación del sistema de potencia, desarrollar los estudios de funcionamiento del sistema de potencia necesarios para establecer sus criterios de desempeño mínimo, y dar sustento técnico a la normativa de operación dentro del cual se enmarcará la gestión de la operación en tiempo real del sistema interconectado.

2.3 Cada operador deberá informar a la UT los datos técnicos correspondientes a sus equipos e instalaciones en un formato estandar desarrollado para tal fin por la UT.

3. NOMENCLATURA

3.1 La UT es responsable de acordar con los operadores la nomenclatura a emplear para identificar cada tipo de operador y la nomenclatura para identificar los equipos y puntos de conexión con la red de transmisión.

3.2 El objetivo de la nomenclatura es uniformar la identificación de las subestaciones, líneas de transmisión, puntos de conexión y equipos en general, a través de una clave de combinaciones alfanuméricas.

3.3 Todos los operadores deberán emplear la nomenclatura establecida en este Reglamento en la información que suministren a la Unidad de Transacciones.

3.4 La siguiente es el tipo de codificaciones de los datos a proporcionar:

- a) Código alfanumérico para operadores y usuarios finales.
- b) Código numérico y código alfabético para subestaciones y centrales.
- c) Código numérico de líneas de transmisión.
- d) Código numérico para nivel de voltaje.
- e) Código numérico para interruptores y cuchillas.
- f) Código alfanumérico para tipo de relevadores.

El Apéndice A de este Anexo proporciona la nomenclatura asignada a los equipamientos.

4. CATEGORÍA DE DATOS TÉCNICOS

4.1 La información técnica a suministrar por los Operadores, los formatos correspondientes, condiciones, plazos, medios y periodicidad, se encuentran en los grupos de datos que se explican en el siguiente inciso.

4.2 La información técnica comprende los siguientes grupos de datos:

- Grupo 1: DATOS TÉCNICOS DE LOS GENERADORES: datos o parámetros eléctricos de los equipos o aparatos eléctricos.
- Grupo 2: PARÁMETROS DE ARRANQUE/PARADA DE UNIDADES GENERADORAS Y RESTRICCIONES OPERATIVAS: parámetros requeridos para la planificación del arranque o parada de unidades generadoras y las restricciones operativas de las unidades generadoras en tiempo real como de su participación en los lazos de control secundarios.
- Grupo 3: DATOS DE EQUIPOS DE RED: parámetros eléctricos de los equipos e instalaciones conectadas y que conforman la red de transmisión.
- Grupo 4: DATOS DEL PUNTO DE CONEXIÓN: información del punto de conexión con la red.
- Grupo 5: PERFILES DE DEMANDA E INFORMACIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA: información relativa a la demanda por punto de conexión y energía tomada por todos los usuarios de la red.
- Grupo 6: PROYECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA: proyección de demanda por punto de entrega, tanto de potencia como de energía y parámetros de grupos de carga respecto a su contenido armónico y respuesta de frecuencia.
- Grupo 7: PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTOS MAYORES: información de los mantenimientos mayores de equipos de generación y equipamientos de transporte de energía y transmisión.

4.3 Los grupos de datos asignados a cada operador dependerán de la clase de instalaciones de las que sea propietaria.

4.4 Los grupos básicos a ser asignados son los siguientes:

- a) Generadores: grupos 1, 2, 4 y 7.
- b) Distribuidores, grupos 4, 5, 6 y 7.
- c) Transmisores: grupos 3 y 7.
- d) Usuarios Finales: grupos 4, 5, 6 y 7.

Los generadores, distribuidores o usuarios finales, además de los grupos básicos asignados, deberán complementar la información del grupo 3, dependiendo de la clase de instalaciones que posea.

4.5 El Apéndice B de este Anexo muestra los formularios de recolección de datos.

5. SUMINISTRO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS

5.1 Cada operador debe suministrar a la UT la información técnica indicada en este Reglamento. Deberá informar asimismo cualquier modificación que surja de dicha información suministrada.

5.2 Los nuevos operadores deberán presentar, a más tardar un mes antes de la fecha de inscripción en la UT, la información de los grupos de datos asignados. Una vez que la información haya sido validada, la UT entregará al nuevo operador un informe con todos los datos técnicos correspondiente a sus equipos e instalaciones.

5.3 Siempre que sea posible la información estará estructurada en formatos estándar para presentarlas a la Unidad de Transacciones, por escrito y en archivos en medios magnéticos.

Tecoluca	39		TECO
Ozatlán	40		OZAT
Sonsonate		41	SONS
Nuevo Cuscatlán	42		NCUS
San Martín		43	SMAR
Ateos		44	ATEO
San Bartolo		45	SBAR
Santo Tomás	46		STOM

c) Código numérico de líneas de transmisión

LÍNEA	CODIGO
5 de Noviembre-Cerrón Grande	7-10-17-01
5 de Noviembre-San Rafael Cedros	7-10-32-01
Guajoyo-Santa Ana	7-11-35-01
Acajutla-Opico	7-13-38-01
Acajutla-Sonsonate	7-13-41-01
Ahuachapán-Santa Ana	7-16-35-01
Ahuachapán-Sonsonte	7-16-41-01
Cerrón Grande-Nejapa (1)	7-17-37-01
Cerrón Grande-Nejapa (2)	7-17-37-02
Cerrón Grande-San Martín	7-17-43-01
15 de Septiembre-Berlín	7-18-21-01
15 de Septiembre-San Rafael Cedros (1)	7-18-32-01
15 de Septiembre-San Rafael Cedros (2)	7-18-32-02
15 de Septiembre-San Miguel	7-18-34-01
Soyapango-Nejapa	7-30-37-01
Soyapango-San Martín	7-30-43-01
San Rafael Cedros-Tecoluca	7-32-39-01
San Rafael Cedros-San Martín (1)	7-32-43-01
San Rafael Cedros-San Martín (2)	7-32-43-02
San Miguel-Ozatlán	7-34-40-01
Santa Ana-Opico	7-35-38-01
San Antonio Abad-Nejapa	7-36-37-01
San Antonio Abad-Nuevo Cuscatlán	7-36-42-01
Nejapa-Opico	7-37-38-01
Tecoluca-Ozatlán	7-39-40-01
Sonsonate-Nuevo Cuscatlán	7-41-42-01
Nuevo Cuscatlán-Santo Tomás	7-42-46-01
San Martín-San Bartolo	7-43-45-01
San Martín-Santo Tomás	7-43-46-01
Ahuachapán-Guatemala	8-16-00-01

d) Código numérico para nivel de voltaje

VOLTAJE	CÓDIGO
13,200 – 13,800	1
23,000	2
34,500	3
46,000	4
115,000	7
230,000	8

e) Código numérico para interruptores y cuchillas

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
01 a 69	Interruptores
71 a 79	Colectores secundarios
81 a 89	Alimentadores secundarios
91 a 99	Casos especiales

APÉNDICE B

GRUPO 1-1 DATOS GENERALES DE GENERADORES

La siguiente información deberá ser presentada por los Generadores para cada una de las unidades generadoras:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Código de unidad generadora			
Nombre de la Planta			
Código mnemónico de la unidad generadora		Texto	
Plantas aguas abajo		Texto	Para plantas hidro
Potencia aparente nominal		MVA	
Potencia activa nominal		MW	
Factor de potencia nominal			
Voltaje nominal en terminales		KV	
Potencia mínima de operación		MW	
Velocidad		Rpm	
Número de polos			

GRUPO 1-2 IMPEDANCIAS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Reactancia sincrónica de eje directo no saturada		PU propia	
Reactancia sincrónica de eje directo saturada		PU propia	
Reactancia sincrónica de eje en cuadrante no saturada		PU propia	
Reactancia sincrónica de eje en cuadratura saturada			
Reactancia transitoria de eje directo no saturada			
Reactancia transitoria de eje directo saturada		PU propia	
Reactancia transitoria de eje en cuadratura no saturada			
Saturada		PU propia	
Reactancia transitoria de eje en cuadratura saturada		PU propia	
Reactancia subtransitoria de eje directo no saturada			
Reactancia subtransitoria de eje directo saturada		PU propia	
Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura no saturada			
Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura saturada		PU propia	
Reactancia de Dispersión (sobreexcitada)			
Reactancia de Dispersión (subexcitada)		PU propia	
Reactancia de secuencia negativa no saturada			
Reactancia de secuencia negativa saturada			
Reactancia de secuencia cero no saturada		PU propia	
Reactancia de secuencia cero saturada		PU propia	
Reactancia de Potier			
		PU propia	

PU propia
 PU propia
 PU propia
 PU propia
 PU propia
 PU propia
 PU propia
 PU propia
 PU propia

GRUPO 1-3 CONSTANTES DE TIEMPO

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Cte. de tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto		S	
Cte. de tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto		S	
Cte. de tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto		S	
Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto		S	
Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito		S	
Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito		S	
Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito trifásico		S	
Cte. tiempo transitoria eje en cuadratura cortocircuito trifásico		S	
Cte. tiempo transitoria eje directo cortocircuito entre fases		S	
Cte. tiempo transitoria eje directo cortocircuito fase a tierra		S	
		S	
		S	
		S	

GRUPO 1-4 SISTEMA DE EXCITACIÓN

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
-------------	----------	--------	-------------

Razón de corto circuito			
Corriente de campo nominal a potencias	A		
Aparente y activa nominales de salida y Voltaje terminal nominal			
Curva de saturación de la corriente de Campo con generador en circuito abierto			Presentar curva.
Voltaje de campo nominal	V		
Voltaje de campo máximo	V		
Voltaje de campo mínimo	V		
Corriente de campo nominal	A		
Tasa máxima de cambio de la corriente de campo:			
Creciente			
Decreciente	A/seg		
Detalle del lazo de excitación	A/seg		
Diagrama de bloques de las funciones de transferencia de los elementos individuales, incluyendo los parámetros de las funciones de transferencia del sistema de excitación	Diagrama Diagrama		PresentarDiagrama Hoja de datos en formato PSS/E
Característica dinámica del limitador de:			
-Sobreexcitación			
-Sub-excitación			
Diagrama en bloque del sistema estabilizador de potencia, identificando las funciones de transferencia de los elementos como las constantes de tiempo de adelanto y atraso, ganancia del estabilizador, valores máximos y mínimos de la salida del estabilizador.	Diagrama		
			Hoja de datos en formato PSS/E

GRUPO 1-5 DATOS DEL GOBERNADOR Y PRIMOTOR

Los datos siguientes deben ser proporcionados y complementados, dependiendo del tipo de gobernador de velocidad.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Constante de inercia		Kg/m ²	
Coeficiente de amortiguamiento		Pu/radián	
Característica de regulación en estado estable:			
Constantes de tiempo del servomotor		S	
Ganancia del servomotor			
Ganancia proporcional			
Ganancia integral			
Ganancia derivativa			
Constante de tiempo del servo-piloto			
Constante de tiempo de válvula piloto			
Característica de regulación transitoria			
Constante de tiempo de restablecimiento			
Diagrama de bloques mostrando la función de transferencia de cada elemento individual del primotor y del gobernador en formato PSS/E		S	Hoja de datos en formato PSS/E

GRUPO 1-6 PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE ESTRELLA DEL GRUPO GENERADOR

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Método			A través de transformador monofásico
Potencia		KVA	
Relación de transformación			
Impedancia del lado secundario			
Máxima corriente		A	

GRUPO 2-1 DATOS OPERATIVOS DE GENERADORES

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Tiempos de suspensión después de una salida		hh-mm	
Antes del siguiente arranque			
Límite máximo de generación actual		MW	
Límite mínimo de generación actual		MW	
Límites de regiones prohibidas de generación		MW	Rangos prohibidos de generación
Máxima tasa de incremento de la generación		MW/min	
Máxima tasa de decremento de la generación		MW/min	
Tipo de control			Remoto o local
Mínimo tiempo de arranque sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.		hh-mm	
Máximo tiempo de arranque con la máquina plena y térmicamente lista		hh-mm	
Mínimo tiempo de trabajo con unidad a plena Carga antes de la siguiente salida		hh-mm	
Tipo de arranque			
Número máximo de arranques por período			Por día o semana

GRUPO 3-1 SUBESTACIONES

Presentar diagrama unifilar en página anexa.

Nombre de la subestación: _____ Código _____

Operador: _____ Código de operador: _____

Fecha de remisión de datos: _____

GRUPO 3-2 TRANSFORMADORES

Para cada uno de los transformadores de potencia de la subestación y con niveles de voltaje en el lado de baja arriba de 23 kV, así como transformadores de las unidades generadoras, presentar:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Código de la subestación/planta			
Código del transformador			
Capacidad Nominal de Transformación		MVA	
Razón de Transformación			
Voltaje nominal en el lado de alta		KV	
Voltaje nominal en el lado de baja		KV	
Voltaje nominal en el lado terciario		Kv	
Arreglo de conexión			

Característica de saturación		
Impedancia de secuencia positiva	PU Propia	
Impedancia de secuencia negativa	PU Propia	
Admitancia de secuencia positiva	PU Propia	
Admitancia de secuencia negativa	PU Propia	
Reactancia de secuencia cero	PU Propia	
Tipo de cambiador de derivación		Con/Sin carga
Paso		
Rango de regulación		
Número de Taps		
Posición media de Taps		
Método de puesta a tierra		Directo, resistencia, etc
Aterrizado en AV o BV		
Valor de la Impedancia (si no es directamente aterrizado)		
Sistema de enfriamiento	Texto	

GRUPO 3-3 INTERRUPTORES

Para cada uno de los interruptores de la subestación que conecten equipos a la red, presentar:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Código del Interruptor		Texto	
Código de Subestación		Texto	
Supervisión remota UT		SI/NO	
Intensidad Nominal		A	
Voltaje nominal		V	
Potencia de Interrupción		MVA	
Corriente máxima de pico admisible (instantánea inicial)		A	
Tiempo de apertura		S	
Reenganche		SI/NO	
Tiempo de reenganche automático		S	
Número de recierres		S	

GRUPO 3-4 PARARRAYOS

Para cada uno de los pararrayos que se encuentren en la subestación, presentar:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Código de Subestación/Planta		Texto	
Localización		Texto	
Máximo voltaje en la ubicación del pararrayos		KV	
Tipo			
Tensión nominal		KV	
Tensión de cebado		Kv	
Tensión de flameo del aislador		Kv	
Máximo voltaje		Kv	
Energía máxima de disipación			

GRUPO 3-5 RELEVADORES

Presentar diagrama unifilar en página anexa.

Nota: si un elemento está protegido por más de una protección, colocarlos en filas contiguas. Si una casilla no aplica favor de dejarla en blanco.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Subestación			Ejemplo: Nuevo Cuscatlán
Protección			21-1
Descripción			Protección de distancia por zona
			1
Marca			G.E.
Modelo			12CEY51A3D
Cantidad			1
Ajuste			%=65; O.R.=1.5; T:B:=2.0
Curva			
Rangos			0.375; 0.75; 1.5
Relación de transformación de corriente			120
Relación de transformación de potencial			1000
Elemento Protegido			Línea a Sonsonate
Interruptores controlados			42-7-31; 42-7-32 GRUPO 3-6 EQUIPOS DE COMPENSACION DE REACTIVOS

Presentar para cada uno de los equipos de compensación de reactivos:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Tipo de equipo			
Capacidad nominal		MVAR	
Tipo de conexión del banco de capacitadores			
Rango de operación			
Características del control automático			
Tiempo mínimo entre desconexión-conexión		min	
Puntos de conexión			

GRUPO 3-7 EQUIPOS DE FILTRADO DE ARMÓNICAS

Presentar para cada uno de los equipos de filtrado de armónicas:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Tipo de equipos			
Voltaje de operación		V	
Capacidad de filtrado		A	
Combinación de absorción y sintonización de armónicas para las distintas			
Condiciones de operación			

GRUPO 3-8 LINEAS DE TRANSMISIÓN

Todo transmisor, incluyendo el poseedor de la red troncal de transmisión, así como todo operador que posea líneas de transmisión conectadas al sistema de transmisión, deberá presentar la siguiente información por línea:

Diagrama unifilar mostrando todas las líneas, dispositivos de desconexión y subestaciones. Plano de ubicación geográfica de las líneas.

CIRCUITOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Código de la línea			
Límites de transmisión:			GRUPO 3-9
Térmico		MVA	ESTRUCTURAS,
SIL		MW	CONDUCTORES Y
Voltaje nominal de cada circuito		V	CABLES DE GUARDA
Número total de conductores por fase			
Número total de conductores de guarda			
Número total de circuitos trifásicos			
Longitud total de la línea		Km	

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Tramo en estudio			
Tipo de conductor			
Tipo de cable de guarda			
Resistencia del conductor		/mi	
Resistencia de cable de guarda		/mi	
Reactancia inductiva a un pie de separación		/mi	
Radio medio geométrico de los conductores		pies	
Diámetro exterior de cada conductor		pies	
Diámetro exterior del cable de guarda		pies	
Coordenada vertical de cada conductor		metros	
Coordenada vertical del cable de guarda		metros	
Coordenada horizontal de cada conductor		metros	
Coordenada horizontal del cable de guarda		metros	
Tipo de estructuras			
Cantidad de estructuras			
Transposiciones			
Resistividad del terreno		/mi	

GRUPO 3-10 IMPEDANCIAS DE LAS LINEAS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Resistencias de secuencia			
Positiva			
Cero			
Reactancias de secuencias			
Positiva			
Cero			
Susceptancias de secuencia			
Positiva			
Cero			
Impedancias mutuas entre circuitos			

GRUPO 4-1 PROYECCION DE CARGA ANUAL

Subestación: _____ Código: _____
 Operador: _____ Código de operador: _____

DESCRIPCIÓN (Energía y potencia retirada por cada alimentador)	Energía (MWh) 1er año	Potencia Máxima (MW) 1er año	Energía (MWh) 2do año	Potencia Máxima (MW) 2do año
Código del Interruptor _____				
Semana No. 1				
Semana No. 2				
Semana No.3				
Semana No 4				
Semana No 5				
...				
...				
...				
Semana No 52 (Semanas de Lunes a Domingo)				

GRUPO 4-2 TIPO DE DEMANDA

Subestación: _____ Código: _____
 Operador: _____ Código de operador: _____

DESCRIPCIÓN (por cada alimentador)	UNIDAD	1er año	2do año
Energía total anual retirada del Interruptor código _____	MWh		
Con respecto al total de energía anual retirado del interruptor, se proporcionan los siguientes porcentajes por tipos de carga:			
1. Doméstica			
2. Comercial	%		
3. Industrial	%		
4. Iluminación	%		
5. Pérdidas	%		
Detalles de cargas con fluctuaciones de más de 5 MW (hornos de arco eléctrico, bombas, etc)	%		
Sensibilidad de voltaje			
Sensibilidad de frecuencia	MW/kV, MVAR/Kv		
Máxima distorsión armónica	MW/Hz, MVAR/Hz %		

GRUPO 5-1 PERFIL DE DEMANDA

Subestación: _____ Código: _____
 Operador: _____ Código de operador _____

La siguiente tabla debe llenarse para los días tipos laboral, sábado y domingo.

DESCRIPCIÓN (Perfil de demanda típico de cada punto de entrega)	Potencia Activa (MW) Est. Seca	Potencia Reactiva (MVA) Est. Seca	Potencia Activa (MW) Est. Lluvias	Potencia Reactiva (MVA) Est. Lluvias
Tipo de día (laboral, sábado, domingo)_____				
Código del Interruptor_____				
00:00 horas				
00:30 “				
01:00 “				
...				
...				
23:30 horas				

GRUPO 6-1 DATOS DEL PUNTO DE CONEXION

Subestación: _____ Código: _____
 Operador: _____ Código de operador: _____
 Interruptor código: _____

DESCRIPCÓN (por cada interruptor)	UNIDAD	Cantidad	Comentario
Demanda máxima anual instantánea	MW		
Hora de la máxima demanda	hh:mm		
Capacidad de transferencia del Interruptor	MW		
Transferencia de Carga 1			Usese cuando haya transferencia de carga entre circuitos
Código de Interruptor de puntos alternativos de conexión de la carga			
Demanda que puede ser transferida			
Transferencia de Carga 2	MW		Usese cuando haya transferencia de carga entre circuitos
Código de Interruptor de puntos alternativos de conexión de la carga			
Demanda que puede ser transferida			
Tipo de transferencia	MW		
Reducción de demanda disponible en caso de emergencia			M: manual A: automática
Máximo tiempo de duración para dicha reducción	MW		
	Hh:mm		

GRUPO 7-1 PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTOS MAYORES

Nombre de la Planta: _____ Código: _____
 Operador: _____ Código de operador: _____
 Fecha de solicitud: _____ Presentado por: _____

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Para cada Unidad Generadora indicar:			
Código de unidad generadora			
Potencia efectiva		MW	
Fecha de inicio del mantenimiento solicitado		dd/mm/yy	
Fecha de fin de mantenimiento solicitado		dd/mm/yy	
Número de días de mantenimiento		Dd	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Tasa anual de salida forzada por unidad generadora: períodos de indisponibilidad por fallas propias o de los equipos con los que se conecta a la red de transmisión		%	
Tiempo de reparación			
Tasa anual de salida programada por unidad generadora: períodos de indisponibilidad por mantenimientos programados.		Días %	
Tiempo medio de reparación planeada		días/año	

GRUPO 7-2 PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Indicar para cada línea de transmisión:			
Código de línea			
Fecha de inicio del mantenimiento		Dd/mm/yy	
Fecha de finalización del mantenimiento		Dd/mm/yy	
Número de días de mantenimiento		Dd	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Índice de falla de la línea		%	
Tiempo medio de reparación de fallas		Días	
Tiempo medio de reparación programadas		Días/año	
Operadores o Usuarios Finales afectados		Nombre	
Otros equipos afectados		Texto	
Observaciones		Texto	

GRUPO 7-3 PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTOS DE TRANSFORMADORES

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Indicar para cada transformador:			
Código de interruptores a abrir			
Fecha de inicio del mantenimiento		Dd/mm/yy	
Fecha de finalización del mantenimiento		Dd/mm/yy	
Número de días de mantenimiento		Dd	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Tiempo medio de reparación de fallas		Días	
Tiempo medio de reparación programadas		Días/año	
Operadores o Usuarios Finales afectados		Nombre	
Otros equipos afectados		Texto	
Observaciones		Texto	

GRUPO 7-4 PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTOS DE SUBESTACIONES

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	COMENTARIOS
Código de la subestación			
Fecha de inicio del mantenimiento		Dd/mm/yy	
Hora de inicio del mantenimiento		Hh/mm	
Fecha de finalización del mantenimiento		Dd/mm/yy	
Hora de finalización del mantenimiento		hh-mm	
Número de días de mantenimiento		Dd	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Estado de la Unidad Terminal Remota		On/off	
Operadores o Usuarios finales afectados		Nombre	
Otros equipos afectados		Texto	
Observaciones		Texto	

ANEXO-SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGIA

1 OBJETO

Presentar las especificaciones técnicas y procedimientos de los equipos de comunicación, monitoreo y control en tiempo real.

2 ESTRUCTURA

El Sistema de Administración de Energía (SAE) está compuesto por:

- a) La Estación Maestra localizada en las instalaciones de la UT.
- b) Las Unidades Terminales Remotas (UTR), ubicadas en los puntos de conexión de los PM y en las subestaciones pertenecientes a los Transmisores.
- c) El equipo de interfase para la adquisición de datos y el control supervisorio en tiempo real
- d) El sistema de comunicaciones necesario para vincular a las UTR con la Estación Maestra.

3 REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS PARA EL SAE

3.1 Todo PM u operador deberá disponer en cada punto de interconexión los equipos necesarios para permitir el control y la supervisión de sus equipos de vinculación a la red desde la UT. Para ello deberá contar con el siguiente equipamiento.

a) Unidad Terminal Remota (UTR), con las características técnicas especificadas por la UT.

b) Equipos de interfase que permitan la recolección en la UTR de los siguientes tipos de señales:

- Señales análogas, para supervisión de las variables eléctricas.
- Señales de entrada digital, para la supervisión de las condiciones de operación y estado de los diferentes equipos que se encuentran operando en las instalaciones.
- Señales de salida digital, para el control remoto de los equipos desde la UT.

Un ejemplo de las señales utilizadas se presenta en el Apéndice A de este Anexo.

c) Los equipos de medición de variables eléctricas, que deberán cumplir como mínimo con las siguientes características:

- Margen de error que no exceda un 0.50% a escala plena.
- Tiempo de respuesta no mayor a 400 ms. para alcanzar el 99% de la cantidad medida partiendo de 0%.

3.2 Para la implementación de las señales se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- El PM u Operador enviará descripción de la nueva señal, a solicitud propia o de la UT, detallando:

- Nombre
- Equipo relacionado
- Tipo de señal
- Significado (causas que originan su aparición, equipos que afecta)

- Acciones recomendadas ante su actuación

- El PM u Operador proporcionará copia de esquemático de control indicando la ubicación de la nueva señal, copia del diagrama unifilar de la subestación o planta indicando el cambio (si lo hubiere).
- La UT envía el listado de puntos de entrada/salida (I/O points), incluyendo la nueva señal con su correspondiente punto de bornera en la UTR, para que el Operador lo revise. Una vez confirmado por el Operador, este procederá a realizar el alambrado de las señales a la UTR, mientras que la UT la incluye en las bases de datos del SAE.
- La UT y el Operador o PM realizan pruebas según protocolo establecido por la UT.

Toda solicitud de incorporación de nuevas señales deberá enviarse con al menos una semana de anticipación al inicio de las actividades de instalación en el campo.

4 MEDIOS DE COMUNICACIÓN CON LA UT

Todo Operador o PM deberá disponer de medios para comunicarse con la UT. Esta comunicación deberá consistir al menos los siguientes canales, independientes entre sí:

4.1 Canal de comunicaciones para datos en tiempo real

El operador estará obligado a suministrar a la UT la señal para poder adquirir los datos de tiempo real. La señal deberá estar disponible en la entrada del sistema de recolección de datos "Line Terminal Cabinet (LTC)" de la estación maestra localizada en las instalaciones de la UT. Los gastos por concepto de arrendamiento o compra de los canales de comunicación correrán por cuenta del operador.

Las características principales del enlace y protocolo utilizado son las siguientes:

- Tipo: enlace dedicado, punto a punto, analógico, full duplex, síncrono, 2400 bps
- Protocolo: IEC 870-5-101
- Data Layer: Corriendo en 870-5 Frame Format FT1.2
- Polling: pasivo (Europeo); la UTR se encarga de los datos cíclicos a ser transferidos (contenidos de los datos).
- Señales analógicas: cíclicas (2 y 4 segundos)
- Señales digitales: por excepción

4.2 Canal para comunicación de voz con la UT para la operación del Sistema en tiempo real.

Los operadores conectados al sistema de transmisión deberán disponer de equipo de comunicación de voz adecuado para comunicarse con la UT a través de las frecuencias que ésta tiene disponibles.

La frecuencia identificada por la UT como Canal "1" deberá ser utilizada para las comunicaciones relacionadas con la operación del Sistema por todos los operadores; la frecuencia identificada como Canal "2" será utilizada para la coordinación de maniobras de equipos en mantenimientos y como respaldo del Canal "1".

Las frecuencias utilizadas para la comunicación de voz son las siguientes:

CANAL 1
(MHz)

	Zona Central	Zonas Occidental y Oriental
Tx	162.300	163.130
Rx	155.300	155.900

CANAL 2
(MHz)

	Zona Central	Zonas Occidental y Oriental
Tx	162.130	162.470
Rx	155.475	155.830

Nota: Tx y Rx del lado de la UT.

Tx de UT debe corresponder al Rx del Operador.

4.3 Canal de comunicaciones para operaciones de Mercado

Para intercambiar información relacionada con las operaciones que realice en el Mercado, los siguientes tipos de acceso estarán disponibles:

Acceso por discado (dial-up)

El operador podrá conectarse a la red de computadoras de la UT por medio de una conexión tipo dial-up, para lo cual deberá solicitar las respectivas claves de acceso a la Unidad de Transacciones.

Telefacsimil

El operador podrá usar el Telefacsimil para establecer comunicación con la UT para el caso en que desee enviar información relacionada con el mercado de energía. Para ello deberá establecer una forma de certificar la información enviada a la UT, para poder validarla como auténtica.

Teléfono

El operador usará este medio para transmitir información de menor importancia a la UT. En ningún momento se considerará como un canal oficial para fines de la UT.

Internet

El operador podrá usar la red Internet para establecer comunicación con la UT. Para ello deberá establecer una forma de certificar la información enviada a la UT, para poder validarla como auténtica.

4.4 Medios de comunicación

El operador podrá hacer uso de enlaces del tipo dedicado o conmutado según estime conveniente para establecer la comunicación con la UT, de acuerdo a los siguientes lineamientos generales:

- a. El operador podrá arrendar a cualquier operador de comunicaciones el canal de comunicación que le permita establecer relación con la UT de una manera eficiente.
- b. Para la transferencia de datos en tiempo real el uso de un canal de comunicación dedicado es de carácter mandatorio,
- c. Los medios de comunicación deberán cumplir con los requerimientos detallados en este Anexo.
- d. El operador deberá proveer todo el equipo necesario para establecer los enlaces con la UT.

4.5 Requerimientos de los canales de comunicación

Disponibilidad

El canal de comunicaciones para los datos de tiempo real deberá tener una disponibilidad de tiempo por lo menos 98%. Esta disponibilidad estará sujeta a revisión mensual por parte de la UT. Cuando la UT o el operador detectan que el enlace esté fallando en forma intermitente, el operador debe proceder a su inmediata corrección; de lo contrario, si la falla es causa de saturación en el sistema de control y supervisión, este canal será deshabilitado y se considerará fallado para efectos del cálculo de disponibilidad de tiempo.

Confidencialidad e integridad

Independientemente del medio de comunicación que se escoja para enlazarse a la UT, el operador deberá asegurarse que la transmisión de datos sea segura y confiable.

El operador deberá utilizar un método adecuado para autenticar la comunicación enviada. Además podrá usar un sistema criptográfico para evitar el acceso a la información de personas no autorizadas.

En el caso de la comunicación de mensajes a través de correo electrónico, deberá usarse un mecanismo de llaves o firmas digitales, con el fin de autenticar la información enviada. Si el operador desea recurrir a un método criptográfico deberá usar uno que use una llave pública o privada.

Los medios de comunicación que propongan los operadores estarán sujetos a la aprobación de la UT.

4.6 Ampliación de los canales de comunicación propiedad de la UT

En el caso de recursos compartidos, pero susceptibles de ser utilizados por sólo un operador a la vez (líneas telefónicas, por ejemplo), la UT no estará obligado a tener la disponibilidad de un canal de comunicaciones por cada operador. Sin embargo, deberá establecer una metodología para evaluar la ampliación de estos canales, con el fin de evitar congestiones en su sistema de comunicación con los operadores.

4.7 Acceso a los equipos de comunicación instalados en la UT

La UT deberá proporcionar acceso a los equipos de comunicación del operador instalados en la UT con el fin de que se ejecuten tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. Este acceso será concedido previa solicitud por escrito por parte del operador.

4.8 Protocolo y software de adquisición y despliegue de datos

Cualquier equipo de adquisición de datos a instalar por los operadores deberá ser compatible con el protocolo de comunicación con la estación maestra de la UT, así como con los programas de adquisición y despliegue de datos para supervisión y control. Los operadores deberán consultar con la UT para cumplir con este requisito.

APENDICE A

A continuación se presenta un listado de las señales típicas que son utilizadas por el Sistema de Administración de Energía, para que sirva como base al operador para la posterior definición de las señales que, dependiendo del tipo de equipos, serán integradas al sistema.

(a) Señales de Medición para Plantas

- Unidad Potencia Activa
- Unidad Potencia Reactiva
- Unidad Energía Activa
- Unidad Corriente
- Unidad Voltaje

- Transformador Unidad Potencia Activa
- Transformador Unidad Potencia Reactiva
- Transformador Unidad Corriente
- Transformador Unidad Voltaje
- Transformador Servicio Propio Potencia Activa
- Transformador Servicio Propio Potencia Reactiva
- Unidad Factor de Potencia
- Unidad Flujo de Turbinas
- Nivel de Bocatoma
- Nivel de Descarga
- Posición Compuertas de Vertedero

(b) Señales de Medición para Plantas con control desde la UT.

- Unidad Límite de Alabes
- Unidad Posición de Alabes

(c) Señales de Control para Plantas con control desde la UT.

- Unidad Alabes Setpoint Subir/Bajar
- Unidad Velocidad Setpoint Subir/Bajar
- Unidad Potencia Activa Setpoint Subir/Bajar
- Unidad Voltaje Setpoint Subir/Bajar
- Unidad Potencia Reactiva Setpoint Subir/Bajar
- Unidad Arranque/Parada
- Unidad Control Automático de Voltaje Subir/Bajar

(d) Indicaciones para unidades generadoras

- Transformador de Unidad Alarma Mayor
- Transformador de Unidad Enclavamiento
- Unidad Disparo de Emergencia
- Unidad Disparo Completo
- Unidad Disparo Parcial
- Unidad Falla Eléctrica (5C1/86) Bloqueo definitivo
- Unidad Falla Mecánica (5C2/86) Bloqueo definitivo
- Unidad En Línea
- Unidad Girando
- Unidad Interruptor Abierto/Cerrado
- Transformador de Unidad Alarma Menor
- Transformador de Unidad Relé Diferencial (87T)
- Transformador de Unidad Relé Sobrecorriente Neutro (51N)
- Transformador de Unidad Relé de Enclavamiento (86T)
- Unidad Sobrevelocidad
- Unidad Alta Temperatura de Cojinetes
- Unidad Sobrecorriente Neutro (51N)
- Unidad Relé de Enclavamiento (86G)
- Unidad Relé Diferencial (87G)
- Unidad Sobre Temperatura del Generador
- Unidad Sobre Voltaje (59G)
- Unidad Secuencia Fase Negativa
- Unidad Sobrecorriente con voltaje restringido (51V)
- Unidad Potencia Inversa (32)
- Unidad Balance de Voltaje (60)
- Unidad Alarma Mecánica Menor

- Unidad Alarma Mecánica Mayor
- Unidad Alarma Eléctrica Menor
- Unidad Detector de Fuego
- Unidad Pérdida de Excitación (40)

(e) Indicaciones para Planta con Control desde UT.

- Unidad Control de Gobernador
- Unidad Control de AVR (encendido/apagado)
- Unidad Limitador Manual de Excitación Mínima
- Unidad Limitador Manual de Excitación Máxima
- Unidad Sinc. Automático
- Unidad Carga Base/Pico
- Unidad Control de Unidad
- Unidad Baja Presión del Gobernador
- Unidad Limitador Automático de Excitación Mínima
- Unidad Limitador Automático de Excitación Máxima
- Unidad Estabilizador de Potencia
- Unidad Excitación Falla a Tierra
- Unidad Excitación Selector Maestro
- Unidad Excitación Falla Mayor

(f) Mediciones de Energía para Plantas

- Unidad Energía Activa
- Unidad Energía Reactiva
- Servicio Propio Energía Activa
- Servicio Propio Energía Reactiva

(g) Mediciones para Subestaciones

- Barra Voltaje
- Barra Frecuencia
- Líneas Potencia Activa
- Líneas Potencia Reactiva
- Líneas Corriente
- Líneas Voltaje
- Transformadores Potencia Activa
- Transformadores Potencia Reactiva
- Transformadores Corriente
- Banco Capacitores Potencia Reactiva
- Posición de Cambiador de Taps

Las mediciones (excepción de voltaje) en el caso de líneas de alto voltaje deberán ser bidireccionales.

(h) Indicaciones para subestaciones

- Interruptor Abierto/Cerrado
- Interruptor Local/Remoto
- Interruptor Falla (50BF)
- Interruptor Reenganche (79)
- Interruptor Baja Presión Gas
- Interrupción Baja Presión Aire
- Interruptor Falla Mecánica

- . Interruptor Falla Eléctrica
- . Interruptor Falla CCVT
- . Barra Alto Voltaje Relé Protección Diferencial (87B)
- . Barra Bajo Voltaje Relé de bajo voltaje (27)
- . Barra Relé de Baja Frecuencia (81)
- . Barra Relé de desbalance de voltajes (59N)
- . Línea Alto Voltaje Relé de Zona (21-1)
- . Línea Alto Voltaje Relé de Zona (21-2)
- . Línea Alto Voltaje Relé de Zona (21-3)
- . Línea Alto Voltaje Relé direccional de Tierra (67N)
- . Línea Alto Voltaje Relé direccional de Tierra Instantáneo (67NT-I)
- . Línea Alto Voltaje Relé direccional de Tierra temporizado (67NT-T)
- . Línea Alto Voltaje Relé 85
- . Línea Alto Voltaje Equipo de Tono
- . Línea Alto Voltaje Señal de Tono
- . Línea Alto Voltaje Señal de Disparo
- . Línea Bajo Voltaje Relé de Sobrecorriente (51)
- . Transformador Relé de Sobrecorriente (51)
- . Transformador Relé de Sobrecorriente neutro (51N)
- . Transformador Relé de Bloqueo (86T)
- . Transformador Relé de Protección diferencial (87T)
- . Transformador Alarma Mayor
- . Transformador Alarma Menor
- . Transformador Relé Sobrecorriente alto voltaje (51HV)
- . Transformador Relé Sobrecorriente bajo voltaje (51LV)
- . Banco de Capacitores Relé de Sobrecorriente (51)
- . Banco de Capacitores Relé de Sobrevoltaje (59)
- . Falla Alimentación AC
- . Falla Alimentación 125 VDC
- . Falla de Inversor
- . Falla de Cargador de Baterías
- . Falla DC Equipo de Tono

Relés multifunciones:

- . 21-1
- . 21-2
- . 21-3
- . 67N
- . 67NT-I
- . 67NT-T
- . Falla Monofásica
- . Falla Bifásica
- . Falla Trifásica

Alarmas propias o internas generadas por relés multifunciones

- . 21ABCN Relé Falla
- . 21ABCN DC Falla
- . 21ABCN Relé Secundario Disparo
- . 21ABCN Relé Secundario Falla
- . 21ABCN DC Secundario Falla
- . 87/51TS Relé Falla
- . 87/51TS DC Falla

- 51 Relé Falla
- 51 DC Falla
- 51HV Relé Falla
- 51HV DC Falla

Comandos de Control para Subestaciones

- Interruptores Abrir
- Interruptores Cerrar
- Seccionador Motorizado Abrir
- Seccionador Motorizado Cerrar
- Cambiador de Taps Subir
- Cambiador de Taps Bajar

Energía para Subestaciones

- Energía Activa (alimentadores)
- Energía Reactiva (alimentadores)

ANEXO-TRANSACCIONES DEL MERCADO

1 OBJETO

Detallar la información para informar las transacciones bilaterales y ofertas de oportunidad que los PM deben suministrar a la UT.

2 PROCEDIMIENTOS

- 2.1 A las 8:00 hrs de cada día, la UT enviará el factor de pérdidas indicativo que los PM que inyectan y tengan transacciones bilaterales que deberán de usar para declarar sus pérdidas, así mismo se informará sobre las indisponibilidades de transmisión que hayan sido reportadas y que puedan ocasionar alguna restricción para el transporte el día siguiente.
- 2.2 Entre las 8:00 y 9:00 hrs de cada día, la UT pondrá a disposición de los PM el informe de operación de las transacciones que ocurrieron en el mercado el día anterior, detallando el precio horario del MRS. Así mismo pondrá a disposición de los PM las ofertas de oportunidad presentadas el día anterior.
- 2.3 Antes de las 11:00 hrs de cada día, cada PM debe suministrar a la UT la información de sus transacciones bilaterales y ofertas de oportunidad para el día siguiente.
- 2.4 Entre las 11:00 hrs y 12:00 hrs de cada día, la UT verificará la validez de las transacciones bilaterales informadas, solicitará las clarificaciones que sean necesarias, informará las transacciones rechazadas entre las 12:00 y las 13:00 hrs, recibirá las correcciones que suministren los PM entre las 13:00 y 14:00 hrs y determinará las transacciones válidas a ser consideradas en el Despacho Programado.
- 2.5 Entre las 14:00 hrs y 16:00 hrs de cada día, la UT calculará el predespacho a partir de las ofertas válidas recibidas y verificará la factibilidad técnica de éste.
- 2.6 A partir de las 16: hrs de cada día, la UT pondrá a disposición de los PM, el informe del predespacho.

3. FORMATOS DE OFERTAS

3.1 IDENTIFICACIÓN

3.1.1 La transacción bilateral debe incluir la identificación del equipamiento de generación, discriminado por Grupo Generador a Programar (GGP), con la nomenclatura acordada para dicho equipamiento.

3.1.2 La información de transacciones bilaterales y ofertas de oportunidad se incluirá dentro de un archivo formato ASCII que será encriptado para seguridad en el envío. Dicho archivo incluirá un encabezado de inicialización conteniendo la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACIÓN]	(bandera de inicio de datos de inicialización)
TIPO DE OFERTA	(inyección/retiro)
OPERADOR	(código del PM oferente)
FECHA – DÍA	(dd)
FECHA – MES	(mm)
FECHA – AÑO	(aa)

3.2 TRANSACCIONES BILATERALES

3.2.1 La sección de transacciones bilaterales presentará el siguiente formato:

a) TRANSACCIONES BILATERALES DE INYECCIÓN

[TRANSACCIONES BILATERALES]

Nombre Del Campo	Unidad Generadora o GGP	Hora inicial	Hora final	Potencia Contratada (MW)	Pérdidas Informadas (MW)
Columna Inicial	1	13	25	37	49
Formato	Doce Caracteres Alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas	Entero, dos cifras significativas

[TOTAL CONTRATOS]

Nombre Del Campo	Código Vendedor	Hora inicial	Hora final	Potencia Contratada (MW)	Código comprador
Columna inicial	1	13	25	37	49
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

b) TRANSACCIONES BILATERALES DE RETIRO

[TRANSACCIONES BILATERALES]

Nombre del campo	Nodo de retiro	Hora inicial	Hora final	Potencia contratada (MW)
Columna Inicial	1	13	25	37
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas

[TOTAL CONTRATOS]

Nombre del campo	Código comprador	Hora inicial	Hora final	Potencia contratada (MW)	Código vendedor
Columna Inicial	1	13	25	37	49
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

c) TRANSACCIONES BILATERALES DE TRANSFERENCIA

[TRANSACCIONES BILATERALES –TRANSFERENCIA]

Nombre del campo	Operador intermediario	Hora inicial	Hora final	Potencia de transferencia (MW)	Operador que Inyecta
Columna inicial	1	13	25	37	49
formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

3.2.2. Cada etapa del contrato se podrá dividir en períodos de una o más horas consecutivas.

3.2.3 Para definir una sola etapa de contrato durante el día, debe indicarse el valor de 0:00 como “Hora inicial” y de 23:59 como “Hora final”.

3.3 OFERTAS DE OPORTUNIDAD

3.3.1. Las ofertas de oportunidad presentarán el siguiente formato:

a) OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN

[OFERTAS DE OPORTUNIDAD]

Nombre del campo	Unidad generadora GGP	Hora inicial	Hora final	Potencia mínima inflexible (MW)	Potencia bloque 1 (MW)	Precio bloque 1 (¢/MWh)	Potencia bloque 2 (MW)	Precio bloque 2 (¢/MWh)	...	Potencia bloque n (MW)	Precio bloque n (¢/MWh)
Columna inicial formato	1	13	25	37	49	61	73	85	...	25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas	Real, cuatro cifras significativas	Real, dos decimales	Real, cuatro cifras significativas	Real, dos decimales	...	Real, cuatro cifras significativas	Real, dos decimales

b) OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO

[OFERTAS DE OPORTUNIDAD]

Nombre del campo	Nodo de retiro	Hora inicial	Hora final	Potencia mínima inflexible (MW)	Potencia bloque 1 (MW)	Precio bloque 1 (¢/MWh)	Potencia bloque 2 (MW)	Precio bloque 2 (¢/MWh)	...	Potencia bloque n (MWH)	Precio bloque n (¢/MWh)
Columna inicial formato	1	13	25	37	49	61	73	85	...	25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato tiempo	Formato tiempo	Real, cuatro cifras significativas	Real, cuatro cifras significativas	Real, dos decimales	Real, cuatro cifras significativas	Real, dos decimales	...	Real, cuatro cifras significativas	Real, dos decimales

3.3.2 Las ofertas de oportunidad no incluyen impuestos.

3.3.3 Cada oferta presentada podrá tener una validez de una o más horas consecutivas.

3.3.4 Para definir una sola oferta durante el día, debe indicarse el valor de 0:00 como "Hora inicial" y de 23:59 como "Hora final".

3.3.5 Si la oferta corresponde a generación demanda inflexible, se deberá indicar solamente la potencia mínima inflexible.

3.3.6 Si la oferta corresponde a generación o demanda flexible, el número de bloques o discretizaciones de precios ofertados deberá ser mayor o igual que dos y menor o igual que cinco.

3.3.7 Para ofertas de inyección, los precios para cada bloque deben ser crecientes, o seas que el precio en un bloque debe ser mayor que el del bloque anterior.

3.3.8 Para ofertas de retiro, los precios para cada bloque deben ser decrecientes, o sea que el precio en un bloque debe ser menor que el del bloque anterior.

3.3.9 Si la inyección máxima reportada es menor que la máxima potencia generable informada en los datos técnicos de generación, la UT considerará que existe una limitación a la potencia máxima. En este caso, la UT podrá requerir una justificación técnica a dicha restricción.

3.3.10 Los bloques representan las siguientes características de la oferta de inyección:

- a) En tanto el precio del Mercado resulte menor o igual que el precio ofertado para el primer bloque, la inyección ofertada es la correspondiente a la potencia mínima inflexible. Si dicho valor es cero, se está ofertando la disposición a parar.
- b) Si el precio del Mercado supera el precio ofertado para el último bloque, se oferta la inyección máxima.

3.3.11 Para informar una oferta de generación o demanda inflexible, se deberá incluir sólo la columna de potencia mínima inflexible.

3.4 RESERVA RODANTE

3.4.1 En caso de ofertas de inyección, se presentará a continuación la información de disponibilidad de reserva rodante de cada GGP, utilizando el siguiente formato:

[COMPRA DE RESERVA PRIMARIA]

Nombre del campo	Código de unidad o GGP que Compra	Tipo de reserva (Primaria /AGC)	Hora inicial	Hora final	Código de Operador que vende el servicio	Reserva (MW)
Columna a inicial	1	13	25	37	49	61
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	P	Formato tiempo	Formato tiempo	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Entero, dos cifras significativas

Toda compra de reserva secundaria para CAG se hará directamente a la UT, por lo que sólo se necesita declarar las compras de reserva primaria.

[VENTA DE RESERVA] (Tanto para Primaria como para Secundaria)

Nombre del campo	Código de Unidad o GGP que vende	Tipo de reserva (Primaria /AGC)	Hora inicial	Hora final	Código de Operador que Compra el servicio	Reserva (MW)
Columna inicial	1	13	25	37	49	61
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	P/AGC	Formato tiempo	Formato tiempo	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Entero, dos cifras significativas

Para la venta de reserva secundaria para CAG, el código del operador que compra será la UT, utilizando el código UT-U1

3.4.2 Todo GGP que participa en el mercado mayorista de energía tiene la obligación de dar el servicio de reserva rodante o comprar dicho servicio a algún otro participante.

3.4.3 En caso que un GGP está dispuesto a dar su propio servicio, no debe reportar ninguna transacción. (Sólo se reportan las compras o ventas a otros operadores)

3.4.4 En caso que algún GGP esté dispuesto a comprar/vender reserva rodante, deberá indicar los operadores que le venden/compran dicho servicio.

4 COMUNICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

4.1 El archivo encriptado deberá ser enviado por cada PM a la UT a través de una conexión remota de computadoras. La UT contará con una línea dedicada de comunicación y un computador configurado en modo "Host" que estará a cargo de la recepción de información. El protocolo de comunicación a utilizar es el ZMODEM.

4.2 Alternativamente, la información podrá ser enviada vía correo electrónico y facsímil, incluyendo un procedimiento para la confirmación de la validez y confidencialidad de la información. Estos medios estarán sujetos a la aprobación de la UT.

5 REQUISITOS DE VALIDEZ

5.1 Tanto la parte vendedora como la compradora deben enviar la información de transacciones bilaterales, excepto cuando se notifica que únicamente una parte enviará la información, en cuyo caso el que no informa acepta como válido lo que informa su contraparte.

5.2 El total de energía informada en transacciones bilaterales de compra y venta deben coincidir para cada intervalo de mercado.

5.3 La parte vendedora debe ofrecer energía que corresponde a inyección de un GGP que le pertenece.

5.4 La información debe ser recibida dentro de los plazos indicados anteriormente.

5.5 La UT verificará que la inyección para pérdidas no supere el máximo permitido totalizando las pérdidas asociadas a cada GGP de acuerdo a su factor de pérdidas definido por la UT.

ANEXO-SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE MERCADO

1. OBJETO

Describir las características principales que deberá cumplir el Sistema de Administración de mercado (SAM), de acuerdo con los requerimientos que se definen en este Reglamento.

2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MODELO

2.1 El modelo deberá administrar la programación de la generación y la demanda del día siguiente realizando el predespacho, y obtendrá como resultado los programas de carga de las inyecciones y de los retiros de energía en la red, en base a:

- a) La Previsión de demanda informada a la UT por los operadores y la corrección hecha a la misma realizada por la UT en base al comportamiento histórico de la carga.
- b) Las transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad informadas.
- c) Los requerimientos de calidad y seguridad, así como las restricciones de transmisión previstos.

2.2 La administración del predespacho consiste en definir con el Modelo computacional los programas por intervalo de Mercado de inyecciones y retiros de la red de mínimo costo previstos para el día siguiente, de forma tal de:

- a) Reflejar las condiciones acordadas libremente entre los participantes en el Mercado de Contratos, de acuerdo a las transacciones bilaterales informadas a la UT.
- b) Administrar las congestiones previstas, a mínimo costo, utilizando las ofertas de oportunidad.
- c) Administrar el uso previsto de las ofertas de oportunidad para el cubrimiento a mínimo costo de la demanda prevista para el día siguiente que no cuente con una transacción bilateral asociada y la administración de aquellas transacciones bilaterales que el participante del mercado requiera utilizar las ofertas de oportunidad que informe.

2.3 El modelo deberá permitir identificar las características generales de las empresas que participan en el Mercado. Para cada empresa debe permitir definir:

- a) Nombre con que se identifica.
- b) Código del Operador.
- c) Tipo de operador (Generador, Distribuidor, transmisor, usuario final conectado directamente a la red de transmisión).
- d) Nodos donde inyecta o retira energía

2.4 El modelo deberá permitir definir un horizonte de uno a siete días, dividiendo cada día en un intervalo de mercado de una hora, con una duración total de 168 horas. Se considerará un paso horario con 24 períodos de una hora por día, para el intervalo de mercado inicial y si se requiere un mayor grado de detalle hasta un paso de 15 minutos, o sea, 96 períodos de cuartos de hora por día.

3. REPRESENTACIÓN DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO

3.1 El modelo deberá permitir representar el sistema de generación, detallando para cada uno al menos los siguientes datos:

- a) Identificar distintos tipos de generación (térmica convencional, geotérmica, hidroeléctrica, etc.).
- b) Nodo donde inyecta.
- c) Generación mínima, máxima y nominal.
- d) Límites de regulación de potencia reactiva
- e) Cantidad de unidades generadoras que forman el grupo.

El modelo debe permitir agrupar unidades generadoras como Grupos Generadores a Programar. Para ello debe permitir indicar: la cantidad de grupos en que se va a agrupar, identificación del nombre de cada grupo y la o las unidades generadoras que incluye cada uno. En particular, todas las unidades de una planta hidroeléctrica se agruparán como un GGP.

3.2 El modelo deberá permitir representar la demanda de energía eléctrica (consumo) identificando.

- a) Los nodos en que se retira energía de la red.
 - b) Las empresas que retiran energía en dichos nodos.
- b) El consumo en dicho nodo discriminado por empresa.

3.3 El modelo deberá permitir representar en detalle la red de transmisión, con las siguientes características.

- a) Representar la topología de la red eléctrica, incluyendo interconexiones internacionales.
- b) Representar las pérdidas de la red de transmisión.
- c) Definir áreas eléctricas, como un conjunto de nodos, con el objeto de definir nodos que comparten el uso de determinadas líneas.
- d) Definir restricciones de máxima potencia transmisible por las líneas.
- e) Definir restricciones de máxima potencia que se puede inyectar/retirar a un área eléctrica.
- f) Clasificar las líneas de transporte como de uso común o de uso particular para definir adecuadamente el cálculo de las pérdidas asociadas a los generadores.

El modelo deberá simular el funcionamiento de la red de transmisión con un algoritmo de solución, para determinar el flujo en las líneas y verificar el cumplimiento de las restricciones de transmisión.

3.4 El modelo deberá permitir representar a las interconexiones internacionales que enlazan un sistema de energía eléctrica, detallando para cada una de ellas, la siguiente información:

- a) Nombre de las empresas (razón social) que utilizan la interconexión.
- b) Código de PM en el Mercado Mayorista de El Salvador, que participa en la transacción.
- c) Tipo de operación que realiza (importación o exportación)
- d) Nombre del nodo de interconexión donde realizará su intercambio de energía.

- e) Tipo de intercambio que reporta, es decir: si es una transacción bilateral, en cuyo caso debe de informar las pérdidas inyectadas en el nodo entrante, o si oferta energía en el mercado regulador del sistema, para lo cual deberá informar su flexibilidad por medio de una oferta de oportunidad, ya sea que inyecte (importación) o que retire (exportación).
- f) Su deseo de participar en la prestación de servicios auxiliares, como control de voltaje o de regulación de la frecuencia o los niveles de intercambio en el enlace.

En el nodo correspondiente a la interconexión internacional se modelará cada exportación/importación como una empresa adicional que retira/inyecta energía.

4. METODOLOGÍA DE OPERACIÓN DEL MODELO

4.1 RESTRICCIONES DE GENERACIÓN

El modelo debe representar estas restricciones técnicas modificando en cada intervalo de mercado la oferta de generación:

- a) Las restricciones de velocidad de toma y reducción de carga se deben modelar como límites a la generación de cada paso de cálculo en función de la inyección que resulta en cada uno. En consecuencia, el modelo debe considerar como restricción de enlace entre cada paso de cálculo al límite en la tasa de toma de carga.
- b) Las restricciones al tiempo antes de retirar de operación a un grupo luego de estar generando, como una inyección a precio cero, para que resulte asignada independiente del precio;
- c) Las restricciones al tiempo antes de re-arranque de un grupo luego de ser sacado de operación, será modelado como inyección máxima igual a cero.

4.2 MODELAJE PARA EL TRATAMIENTO DE LAS OFERTAS DE INYECCIÓN EN CADA PASO DE CÁLCULO

4.2.1 En cada paso de tiempo (intervalo de mercado) se tiene como dato para cada grupo generador una energía mínima y máxima ofertada, una energía comprometida en transacciones bilaterales (que puede ser cero), y una oferta de precios para distintos niveles de generación. El modelo deberá considerar como si cada grupo generador físico ("G") se dividiera en dos grupos, uno por cada tipo de mercado.

- a) Un grupo ("g") para el Mercado de Contratos al que se le asigna la generación comprometida en transacciones bilaterales, y que puede ser cero.
- b) Un grupo ("g*") para el MRS al que se le asigna una potencia máxima igual a la capacidad de generación restante (la del grupo menos la comprometida en transacciones bilaterales), que puede ser cero.

4.3 MODELAJE PARA EL TRATAMIENTO DE LAS OFERTAS DE RETIRO DE ENERGÍA EN CADA PASO DE CÁLCULO

4.3.1 En cada paso de tiempo se tiene como dato para cada nodo el retiro (consumo) de cada empresa: un consumo previsto de acuerdo a las proyecciones de cada uno de los participantes, una energía mínima y máxima ofertada como dispuesta a consumir, un retiro comprometido en transacciones bilaterales (que puede ser cero), y una oferta de precios para distintos niveles de consumo. Esta oferta representa la flexibilidad del consumo, entendiéndose como tal los precios a partir de cual ofrece disposición a reducir su compra del MRS o incrementarla.

4.3.2 El modelo deberá considerar como si cada empresa en cada nodo de consumo físico ("D") se dividiera en dos consumos, uno por cada tipo de mercado.

a) Un consumo ("d") en el Mercado de Contrato al que se le asigna el retiro comprometido en transacciones bilaterales, y que puede ser cero.

b) Un consumo ("d*") para el MRS al que se le asigna un consumo igual al consumo restante (el total previsto para ese intervalo de mercado, que es un dato proporcionado por el operador y que se encuentra en la base de datos, menos el asignado a transacciones bilaterales), que puede ser cero.

4.4 TRATAMIENTO DE LAS INYECCIONES DE ENERGÍA PARA EL MODELAJE DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES.

4.4.1 El modelo deberá administrar estas transacciones bilaterales manteniendo la inyección requerida salvo condiciones de congestión o que se indique como opción administrar económicamente dicha transacción bilateral. En estos dos casos, la inyección se administrará de acuerdo a la asignación óptima de generación y de demanda que realice el modelo, haciendo uso de las ofertas de oportunidad informadas.

4.4.2 El Modelo debe de incorporar a las transacciones bilaterales informadas, las pérdidas de potencia estimadas de acuerdo al porcentaje informado por la UT y que corresponde a estudios de pérdidas en la red, considerando las restricciones informadas por la empresa transmisora.

4.5 TRATAMIENTO DE LOS RETIROS DE ENERGÍA PARA EL MODELAJE DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES

4.5.1 El modelo deberá administrar estas transacciones bilaterales manteniendo el retiro de la red comprometido salvo condiciones de déficit o congestión, o que se indique como opción administrar económicamente dicha transacción bilateral. En estos dos casos, la inyección se administrará de acuerdo a la asignación óptima de las de generación y de demanda que realice el modelo, haciendo uso de las ofertas de oportunidad informadas.

4.6 CONGESTIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se considera que el sistema tiene restricciones de transmisión que están activas, en el predespacho o en la operación en tiempo real, cuando la administración del sistema con las ofertas de oportunidad sin tener en cuenta las restricciones de transmisión llevaría al sistema a vulnerar sus límites máximos permisibles y/o a operar fuera de los parámetros definidos para las condiciones de calidad y seguridad establecidas.

4.6.2 La UT resolverá las restricciones de transmisión a partir de los resultados obtenidos del modelo. Para ello incluirá en el modelo una descripción de la topología de la red y los límites de transmisión con el suficiente nivel de detalle.

4.6.3 En caso de congestión deberá resolverla a mínimo costo en base a las ofertas de oportunidad.

4.7 AJUSTES A LAS TRANSACCIONES BILATERALES

4.7.1 Cuando surja una congestión en el sistema de transmisión, ya sea prevista en el predespacho o real en la operación, el modelo de mercado ajustará la energía inyectada y la energía retirada de la red por uno o más operadores en uno o más nodos de la red para llevar nuevamente al sistema a una condición de operación normal.

4.7.2 Del manejo de las condiciones de congestión, el modelo determinará que:

a) La energía que inyecta la parte vendedora de transacciones bilaterales sea menor que la comprometida, en cuyo caso se convierte en comprador del faltante.

b) La energía que retira de la red la parte compradora de transacciones bilaterales sea menor que la comprometida, en cuyo caso se convierte en vendedor del sobrante.

4.8 ADMINISTRACION Y CARGOS POR RESERVA

4.8.1 El modelo de mercado debe dar las siguientes facilidades para la administración de la reserva en el sistema.

- a) Permitir definir un requerimiento porcentual de reserva pretendido.
- b) Permitir ingresar como dato para cada grupo generador una reserva a mantener.
- c) Mantener en una inyección asignada al grupo tal que el margen de reserva no resulte menor que el indicado.
- d) Si no se ingresa este dato, debe considerar que no deber forzar reserva en el grupo generador.

4.9 MÓDULO DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS EL MERCADO

4.9.1 La UT calculará con el modelo de administración del mercado (SAM) los precios del MRS ex pos, con los datos reales de energía inyectada y energía retirada de la red, salvo incumplimientos a las instrucciones de la UT en que se utilizarán las condiciones que hubieran existido si se hubiera cumplido la o las instrucciones de la UT. En el cálculo se tendrá en cuenta las restricciones existentes en la operación en tiempo real.

4.9.2 La formación del precio deberá realizarse de acuerdo al anexo "Cálculo del Precio del MRS".

4.10 PRECIO DEL MRS

4.10.1 En modo MRS, el modelo debe calcular el precio en cada MRS para cada paso de cálculo.

4.10.2 El modelo debe calcular el precio del MRS como el costo marginal de abastecer una unidad adicional de demanda, en base a las ofertas de generación y demanda, teniendo en cuenta las pérdidas.

4.10.3 En caso de una congestión de transmisión, el modelo debe considerar que el sistema se divide en varios MRS, que se conectan a través de las líneas afectadas por la condición de congestión. En dicho caso el modelo debe calcular.

- a) El precio en cada MRS.
- b) El flujo en cada línea que conecta distintos MRS.
- c) El cargo por congestión en cada línea que conecta distintos MRS, calculado como el flujo en la línea multiplicado por la diferencia entre el precio en el MRS receptor (o sea, el MRS al que entrega energía la línea) menos el precio en el MRS emisor (o sea, el MRS que resulta inyectando energía a la línea).

4.11 GENERACIÓN OBLIGADA

4.11.1 La energía de la generación obligada recibirá una compensación igual a valorar dicha energía a la diferencia entre el precio correspondiente a su oferta de oportunidad y el precio en el MRS. El modelo deberá identificar el o los participantes del mercado responsables de la restricción que forzó dicha generación y les asignará el pago del monto correspondiente a la compensación como un cargo por compensación.

4.11.2 En el caso de que ocurra generación obligada, el precio del MRS no sufrirá ninguna alteración.

4.11.3 Este costo adicional será pagado por los PM que hayan sido causantes del evento o circunstancia que adquirió dicha generación obligada. La UT identificará a dichos PM y les asignará el pago de la correspondiente compensación por medio del Documento de Transacciones Económicas (DTE).

4.11.4 Si la generación obligada es por motivos de calidad de todo el sistema, la UT asignará a prorrata dicha compensación entre todos los operadores que retiran en el red en forma proporcional a su retiro de energía total y lo incluirá en el DTE correspondiente.

4.12 RACIONAMIENTO FORZADO

4.12.1 El racionamiento se modelará como una unidad generadora ficticia, denominada Unidad de Racionamiento Forzado (URF), para cada intervalo de mercado con una inyección mínima igual a cero y una inyección máxima igual a la demanda inflexible calculada totalizando la demanda que no ofrece retirarse voluntariamente. La correspondiente oferta de generación tendrá 5 (cinco) bloques.

4.12.2 En la operación en tiempo real, condiciones de fallas y/o congestión imprevistas pueden requerir para su solución un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado. En estos casos el modelo administrará el faltante que surge reduciendo en primer lugar el margen de reserva a un nivel de emergencia y, de ser esto insuficiente, administrando el MRS mediante restricciones al abastecimiento a través de la URF.

ANEXO-RACIONAMIENTO

1 OBJETO

Describir el modelaje de la Unidad de Racionamiento Forzado (URF), de acuerdo con los criterios y características definidas a seguir ante una condición de racionamiento.

2. OFERTA DE OPORTUNIDAD

2.1 Para el predespacho y la administración del MRS en tiempo real, en el SAM se modelará una URF como un GGP con una oferta de oportunidad de inyección. De resultar en el SAM una condición de déficit en el sistema, se le asignará una URF a cada MRS en que se divide el mercado mayorista.

2.2 La oferta de oportunidad de cada URF representa el precio del MRS a partir del cual se comienza a aplicar una reducción forzada de retiro a la demanda de la red igual a la energía del correspondiente bloque.

2.3 La URF se modelará con períodos de una hora y 5 bloques, cada uno con una inyección igual a un porcentaje definido de la demanda mínima inflexible total en el MRS, o sea la energía que no se reduce voluntariamente ante el incremento del precio en el mercado para esa hora. El porcentaje del escalón representa el porcentaje a racionar de la demanda inflexible.

2.4 El precio del último escalón (P_{MAX}) será igual a dos mil colones por Megavatio-hora (2.000¢/MWh).

2.5 En la tabla siguiente se indica la oferta de oportunidad para la URF.

BLOQUE DE LA URF (B)	PORCENTAJE DE RACIONAMIENTO DE LA DEMANDA INFLEXIBLE
1	0 – 20
2	20 – 40
3	40 – 60
4	60 – 80
5	80 – 100

El precio de cada bloque se calcula así:

$$\text{PRECIO} = \text{PMO} + [(\text{P}_{\text{MAX}} - \text{PMO}) * \text{B}/5]$$

Donde PMO: Precio máximo ofertado

3. ASIGNACIÓN DE LA URF

3.1 PREDESPACHO

3.1.1 En el caso de resultar racionamiento en el predespacho, la UT calculará la potencia a racionar, como la diferencia entre la mínima demanda inflexible para esa hora y la máxima generación ofertada después de aplicar la reserva de emergencia.

El porcentaje de racionamiento es la potencia a racionar entre la máxima oferta de generación y la mínima demanda inflexible.

ϕ/MWh

Px Py Pz Pmax Pinflex

$P_{\text{MaxR}} = P_{\text{max}} (1 - \% \text{ Reserva})$

$\% \text{ Racionamiento} = \frac{P_{\text{inflex}} - P_{\text{MaxR}}}{P_{\text{maxR}}}$

Para establecer los precios de la URF se utiliza el porcentaje obtenido de la ecuación No. 2.

3.1.2 El porcentaje resultante de la ecuación No. 1 será reducido a cada PM que toma energía de la red, de manera que se obtenga un equilibrio entre la oferta y la demanda.

$D_{\text{total racionada}} = \% \text{ Racionamiento}$

Donde "n" es el total de PM que retiran energía de la red.

"Di" es la demanda total del operador (contratos + MRS)

3.1.3 El programa de racionamiento de acuerdo a la potencia asignada a la URF en cada intervalo de mercado, será informado por la UT a los PM a partir de las 16:00 horas con la información del predespacho.

3.2 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

3.2.1 Si como consecuencia de contingencias se produce una condición de déficit durante la operación en tiempo real, la UT utilizará la URF para calcular la potencia a racionar, según el procedimiento descrito anteriormente.

3.2.2 En tiempo real la UT confirmará la desconexión de carga a los PM por lo menos una hora antes de que este ocurra.

3.2.3 La UT deberá informar a los PM cualquier cambio en las cantidades asignadas en concepto de racionamiento por lo menos dos horas antes de que este ocurra.

3.3 CONGESTIÓN

3.3.1 En caso de congestión tanto en el predespacho como en el despacho, la UT considerará de ser necesario una URF distinta para cada MRS que surja en el mercado en base a las ofertas de oportunidad.

3.3.2 Para los cálculos del porcentaje a racionar y los precios de la URF se tomará como ofertas de inyección y retiro las que se encuentren enmarcadas en cada MRS que surja, de forma que se trate a cada zona de MRS como sistemas independientes.

3.3.3 El uso de la URF para cada MRS producto de la congestión, se realizará de acuerdo al procedimiento expuesto anteriormente.

ANEXO – CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS

1. OBJETO

Definir la metodología del cálculo del precio del MRS en cada intervalo de mercado, en condiciones normales y de emergencia.

2. DEFINICIONES

INTERVALO DE MERCADO: una hora

SUBPERÍODO: 30 minutos.

3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL MRS

3.1 CONDICIÓN NORMAL

El precio del MRS en un período dado, lo fija la unidad marginal que la Unidad de Transacciones tenga que despachar para cubrir la demanda. Dicho precio se le pagará a todos los PM que inyecten energía al MRS y se le cobrará a todos los PM que retiren energía del MRS.

3.2 GENERACIÓN OBLIGADA

3.2.1 En el caso de que ocurra generación obligada, el precio del MRS no sufrirá ninguna alteración.

3.2.2 El costo adicional de la generación obligada será calculado como la multiplicación de la energía producida por ese generador por la diferencia entre el precio ofertado por la unidad despachada en forma obligada y el precio del MRS en cada intervalo de Mercado en que dicha unidad operó.

3.2.3 Este costo adicional será pagado por los PM que hayan sido causantes del evento o circunstancia que requirió dicha generación obligada. La UT identificará a dichos PM y les asignará el pago de la correspondiente compensación por medio del Documento de Transacciones Económicas (DTE).

3.2.4 Si la generación obligada es por motivo de calidad de todo el sistema, la UT asignará a prorrata dicha compensación entre todos los operadores que retiran en la red en forma proporcional a su retiro de energía total y lo incluirá en el DTE correspondiente.

3.3 PRECIO DEL MRS EN SUBPERIODOS

3.3.1 Cuando las condiciones de la red en tiempo real hagan necesario que la UT defina subperíodos de Mercado, el procedimiento a seguir para la definición del precio del MRS será el descrito a continuación.

§ Para el cálculo del MRS, la UT tomará en consideración:

- a) Los datos reales de la energía inyectada y retirada de la red.
- b) Las restricciones existentes en la operación en tiempo real.
- c) El precio de la última unidad despachada por la UT en los subperíodos.

d) De existir generación obligada, ésta no formará parte del cálculo.

e) Los precios de las ofertas de retiro de demanda.

§ La UT calculará el precio para cada subperíodos, de acuerdo a la última unidad despachada en dicho subperíodo.

§ El precio del MRS para el intervalo de Mercado resultará de los precios de cada subperíodo ponderados por la duración de cada uno de ellos.

§ Las inyecciones y retiros en el MRS durante los subperíodos serán valorados con el precio ofertado por la última unidad despachada en dicho subperíodo.

3.4 PRECIO DEL MRS EN CASO DE CONGESTIÓN EN LA RED.

3.4.1 De existir congestión en las líneas de transmisión, el sistema se dividirá en tantos MRS, como sean necesarios, para aliviar el problema de congestión de la o las líneas, que la originaron.

3.4.2 Para tal efecto el sistema se dividirá en zonas que conserven los mismos precios: zonas exportadoras o con exceso de generación, donde el precio al aliviar la congestión se reduce; y zonas importadoras o con defecto de generación donde el precio tiende a subir.

3.4.3 En los nodos adyacentes a la línea en congestión se determinará las zonas o subsistemas exportadoras o importadoras que conserven el mismo precio en el intervalo del mercado. La propagación de los precios nodales depende de dos aspectos:

a) La existencia o no de un nodo de inyección dentro de la identificación de las zonas, que modifique o tenga una oferta que elimine el problema de congestión.

b) La manera como las líneas de transmisión no congestionadas trasladen los precios a los nodos adyacentes, dentro de la respectiva zona.

3.4.4 El precio de una zona lo fija una oferta de oportunidad cuya administración no cause congestión dentro de la misma.

3.4.5 La administración de la congestión ajustará el precio de las zonas divididas, reduciendo la carga por la línea congestionada hasta que se iguale con la capacidad de la línea.

3.4.6 Para la administración en tiempo real de las congestiones, se establecerán mercados dentro de cada una de las áreas en que se divide la red de acuerdo a lo establecido anteriormente. Dentro de cada una de estas áreas, ya sea importadoras o exportadoras se utilizará las ofertas de oportunidad disponibles de los generadores que se encuentren dentro de ellas, hasta que la administración de los MRS permita unificar los precios de las zonas sin sobrepasar el límite del elemento que estaba en congestión.

ANEXO – OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

1 OBJETO

Definir las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los PM y Operadores.

2 COMUNICACIÓN EN TIEMPO REAL CON LA UT

2.1 Todo PM u operador deberá disponer, como mínimo, de los medios de comunicación siguientes:

- a) Un canal dedicado para comunicación de datos en tiempo real para monitoreo, control y secuencia de eventos y,
- b) Un canal para comunicación de voz con el despacho.

Las especificaciones de estos canales están en el Anexo Sistema de Administración de Energía.

2.2 Las comunicaciones a través del canal de voz serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas a través de dicho medio serán registradas por la UT y reconocidas como tales por los PM.

2.3 El canal de voz no podrá ser utilizado para comunicaciones que no estén relacionadas con la operación del sistema. La marca del tiempo de las comunicaciones grabadas estará sincronizada con el registro de tiempo del SAE.

2.4 El despacho tendrá la responsabilidad de conservar el registro de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de seis meses. En caso de que en una investigación de un evento el registro de comunicaciones se vuelva evidencia del proceso, éste se deberá conservar hasta que la investigación haya concluido.

2.5 Cada operador deberá notificar a la UT la lista del personal autorizado a comunicarse a través de los canales de comunicación oficiales, para tomar decisiones e instrucciones en nombre de éste.

2.6 En condiciones de operación normal de la red, los operadores podrán comunicarse libremente con la UT y entre sí para intercambiar información relacionada con la operación del sistema de transmisión.

2.7 Cuando la UT considere que la red se encuentre en condiciones que puedan poner en peligro la seguridad del sistema, informará a los operadores que la red se encuentra en Condición de Alerta. En tal situación, los operadores se abstendrán de utilizar los canales para comunicación de voz entre los operadores, ocupándolos únicamente con la UT y por cuestiones relacionadas con la operación en tiempo real.

2.8 Cuando la UT considere que el sistema de transmisión se encuentre en condición de emergencia, informará a los operadores de la red se encuentra en Condición de Emergencia. En tal condición, los operadores se abstendrán de utilizar los canales de voz y solamente se comunicarán con la UT cuando este se lo requiera o a juicio del operador si la información está relacionada con la condición de emergencia.

2.9 El operador que no respete las condiciones estipuladas anteriormente e interfiera con la operación del sistema de transmisión, será penalizado.

3 INCUMPLIMIENTOS A LOS PROGRAMAS DE INYECCIÓN Y RETIRO DE LA RED.

3.1 La banda de tolerancia para medir el cumplimiento de los programas de inyección y retiro en el MC y el MRS, tanto en condiciones de operación normal como en condición de racionamiento forzado, se define como el máximo entre $\pm 2\text{MW}$ de la potencia despachada por punto de conexión y el $\pm 5\%$ de la energía a inyectar o retirar de la red en cada Intervalo de Mercado, según corresponda, de acuerdo a las instrucciones de la UT.

3.2 De inyectar un GGP por encima de la inyección asignada por la UT en más de la banda de tolerancia definida, habiendo sido advertido por la UT de su falta, no será remunerado por la energía inyectada en exceso. El valor resultante de multiplicar dicha energía por el precio del MRS será asignado como un crédito a los PM que disminuyeron su inyección asignada de energía en el intervalo de Mercado en el que ocurrió la falta.

3.3 En caso de incumplimiento de un PM en mantenerse dentro de una banda de tolerancia en la reducción de energía a retirar la red, deberá pagar la energía retirada en exceso al precio ofertado por el GGP que estaba inmediatamente superior a la unidad marginal en el orden de mérito de despacho. El monto cobrado al PM que incumple será asignado como un crédito a los PM que retiraron energía en el intervalo de Mercado en el que ocurrió la falta.

3.4 Todo PM tiene la obligación de alcanzar la potencia inyectada o retirada de la red que le indique la UT, dentro de un rango de variación de 5 minutos alrededor de la hora señalada para llegar a dicho nivel de potencia.

ANEXO – PERDIDAS DE TRANSMISIÓN

1. OBJETO

Definir los procedimientos que la UT utilizará para el cálculo de las pérdidas previstas y reales, así como la forma en que dará a conocer la información a los PM.

2. VALORES A UTILIZAR

Para el cálculo de los factores de pérdidas previstos, la UT podrá dividir el día en uno o más intervalos en base al comportamiento típico de la demanda; estos intervalos son denominados períodos típicos para las pérdidas.

Para el cálculo diario de las pérdidas previstas del predespacho serán utilizados los valores históricos registrados en la operación del sistema durante las tres semanas previas. Las pérdidas reales serán calculadas con base en la operación en tiempo real del sistema. Estas pérdidas serán conciliadas a final de mes con las pérdidas reales totales del sistema calculadas según los resultados de la medición comercial.

3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS

La UT calculará las pérdidas prevista como la diferencia entre la generación total neta menos la demanda para cada período típico según los valores a utilizar mencionados anteriormente. De igual forma se calcularán las pérdidas totales indicativas con los datos obtenidos del postdespacho.

Las pérdidas reales totales que se calculan a final de mes serán calculadas como la diferencia entre la inyección neta menos el retiro, con los datos de la medición oficial.

Para aquellos elementos de la red que son propiedad de un operador y que sean de uso particular de uno o varios PM, tales como líneas y transformadores, se calcularán las pérdidas correspondientes a dicho elemento en base a sus características de impedancia y se asignarán entre dichos PM en proporción a la energía que han transferido a través del mismo. Estas pérdidas serán descontadas de las pérdidas totales de transmisión.

Las pérdidas serán almacenadas en una base de datos para tener una estadística de las mismas, las cuales podrán ser consultadas por los PM.

A las 8:00 hr de cada día la UT informará a cada Participante de Mercado los valores de las pérdidas previstas.

Las pérdidas reales totales se darán a conocer a cada Participante del Mercado por medio del Documento de Transacciones Económicas.

ANEXO – SERVICIOS AUXILIARES

1. OBJETIVO

Fijar los requisitos que deben cumplir los PM que participen en el suministro de Servicios Auxiliares, así como las reglas de mercado para ser intercambiados, incluyendo los cargos a cobrar y pagar por el servicio.

2 REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Se definen los requisitos a cumplir por los Generadores con unidades que pueden dar el servicio de regulación secundaria de frecuencia mediante la disponibilidad de control automático de generación manejado remotamente por la UT.

2.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

El generador interesado en ofrecer el servicio deberá cumplir los siguientes requisitos:

2.1.1 Las unidades que podrán participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia, para contribuir en el funcionamiento estable del CAG, deberán tener una respuesta mínima 100 MW/min.

2.1.2 Tener instalado una Unidad Terminal Remota (UTR) que actúe de interfaz entre el Sistema de Administración de Energía (SAE) de la UT y el gobernador de la unidad generadora que participará en la Regulación Secundaria de Frecuencia.

2.1.3 Disponer de unidades con gobernador digital o electromecánico. Si el gobernador es electromecánico, la UTR debe estar habilitada para que controle la unidad generadora mediante un control de lazo cerrado con características Proporcional, Integral, Derivativo.

2.1.4 Si el gobernador es digital, debe permitir el control de la unidad generadora mediante el lazo cerrado de la UTR; opcionalmente, pueda recibir la consigna digital a través de la UTR y que el control de lazo cerrado del gobernador controle y alcance dicha consigna.

2.1.5 La unidad generadora que opere dentro del Control Automático de Generación (CAG), debe permitir adicionalmente controlar la generación de potencia reactiva y control de voltaje en terminales del generador, a través de la misma UTR. Dicho control de potencia reactiva formará parte del control a distancia para la regulación de voltaje.

2.2 COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.

2.2.1 La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para CAG equivalente al cuatro por ciento (4%) de la demanda. Esta potencia deberá estar distribuida en al menos 2 unidades generadoras, de existir.

2.2.2 El cargo por la potencia disponible para CAG será calculado cada hora en base a la potencia disponible bajo CAG multiplicado por el precio horario del MRS y por un porcentaje

2.2.3 El porcentaje máximo que la UT pagará por el servicio es de cinco por ciento (5%).

2.2.4 Los cargos para el pago de la Regulación Secundaria de Frecuencia serán cobrados mensualmente a los generadores en proporción a la energía inyectada a la red en cada mes.

2.2.5 La UT solicitará semestralmente ofertas de los Generadores que posean unidades con capacidad de estar bajo CAG, las cuales serán válidas para los períodos de enero a junio y de julio a diciembre de cada año.

2.2.6 La UT asignará el servicio para el período solicitado en orden creciente según el porcentaje ofertado.

2.2.7 Cuando una unidad bajo CAG sea despachada para dar el servicio y no cumpla con el requerimiento, será despachada la siguiente unidad en el orden establecido. El diferencial de costos por dicho incumplimiento será cubierto por el generador que no cumplió con el servicio.

2.2.8 Cuando no exista en el despacho la suficiente capacidad de CAG despachada libremente por los operadores, la UT podrá requerir la entrada en operación de una unidad habilitada no despachada. Los costos de esta generación obligada serán distribuidos entre los generadores que estén generando en ese período.

2.2.9 En caso de incumplimiento en tres ocasiones de proveer el servicio, el GGP será inhabilitado por seis meses para proveer el servicio.

3 SERVICIO DE ARRANQUE EN CERO VOLTAJE

Se definen las características a cumplir por los Generadores con unidades que pueden dar el servicio de arranque en cero voltaje después de un colapso parcial o total, o por la formación de islas eléctricas.

3.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

Los GGP que pueden ofrecer los servicios de arranque en cero voltaje deberán cumplir con las siguientes características:

- 3.1.1 Contar con dispositivos de arranque en forma independiente de la red.
- 3.1.2 Tiempo máximo de la unidad para conectarse al sistema de transmisión: quince (15) minutos.
- 3.1.3 Razón mínima de incremento de potencia: 10 MW/min
- 3.1.4 Variación máxima del voltaje de unidad en el punto de conexión: $\pm 2.0\%$
- 3.1.5 Variación máxima de la frecuencia en los terminales de la unidad: $\pm 0.15\%$
- 3.1.6 Potencia nominal mínima de la unidad: 15 MW

3.2 COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE ARRANQUE EN CERO VOLTAJE

3.2.1 La UT requerirá disponer de dos unidades capaces de prestar el servicio de arranque en cero voltaje, cumpliendo los requerimientos técnicos especificados anteriormente. Dichas unidades estarán ubicadas en distintas zonas del país (occidente, centro u oriente).

3.2.2 El cargo por la disponibilidad del servicio será una mensualidad fija. Además existirá un pago por cada operación que la UT requiera para que la unidad entre en operación para arranque en condición de emergencia.

3.2.3 El pago mensual máximo que la UT pagará por disponibilidad es de Veinte Mil Colones (¢20,000.00). El pago máximo por entrada en operación en condición de emergencia es de Diez Mil Colones (¢10,000.00).

3.2.4 Los cargos mensuales por la disponibilidad serán cobrados a los Generadores en proporción a la energía inyectada a la red en cada mes.

3.2.5 Los cargos eventuales por entrada en operación de unidades para arranque en condición de emergencia serán pagados por el causante; si no se puede determinar un responsable, los cargos serán cubiertos por los PM en proporción a la energía que retiren en el mes del evento.

3.2.6 La UT solicitará anualmente ofertas de los Generadores que posean unidades con capacidad de arranque en cero voltaje, las cuales serán válidas para los períodos de enero a diciembre de cada año.

3.2.7 La UT asignará el servicio para el período solicitado en orden creciente según el monto ofertado, asumiendo 2 eventualidades al año.

3.2.8 La UT tendrá la facultad de exigir a los Generadores que tengan unidades habilitadas para el servicio de arranque en cero voltaje, el arranque de dichas unidades en 4 pruebas no programadas durante el año, con únicamente el tiempo de aviso que el Generador haya indicado en su oferta.

3.2.9 En caso de que la unidad falle de cumplir el arranque solicitado bajo las condiciones establecidas, en dos ocasiones durante el año, ya sea durante pruebas o en condiciones de emergencia, será deshabilitado de dicho servicio hasta el siguiente año, previa demostración de que ha corregido las fallas.

3.2.10 Cuando una unidad habilitada sea requerida de arrancar en condición de emergencia y no cumpla con el requerimiento, será despachada la siguiente unidad en el orden establecido. El diferencial de costos por dicho incumplimiento será cubierto por el generador que no cumplió con el servicio, así como los costos operativos adicionales asociados con dicho incumplimiento.

4 SERVICIO DE SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA

Se definen los requerimientos de aportes de potencia reactiva por los PM, las características a cumplir por los equipos de compensación de potencia reactiva que pongan a disposición de la UT los Operadores y PM, así como los cargos y abonos por el servicio.

4.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

4.1.1 Los Operadores y PM pueden ofrecer los servicios de potencia reactiva a través de los siguientes equipos:

- Unidades generadoras directamente conectadas a la red.
- Bancos de compensación reactiva (capacitores o inductores) directamente conectados a la red.

Los equipos de control de flujo de reactivos en la red, tales como transformadores con cambio de tap bajo carga de transformadores con cambio de fase, son considerados como elementos de control de la red, por lo que están considerados dentro de los servicios prestados por el Operador Transmisor.

4.1.2 Las obligaciones de los PM de proporcionar aportes para el suministro de potencia reactiva son las siguientes:

Las unidades generadoras deberán aportar hasta una cantidad de potencia reactiva igual a la establecida en su curva de capacidad (P-Q) a potencia nominal, tanto en factor de potencia adelantado como atrasado.

4.1.3 Los Operadores y PM podrán realizar acuerdos entre partes para la provisión de potencia reactiva entre sí. Sin embargo, dichos equipos deberán estar en control de la UT, que decidirá en tiempo real la necesidad de utilizarlos o no.

Cuando hay un acuerdo entre PM y Operadores para compartir en una barra la compensación reactiva, deberán notificarlo a la UT para el cálculo del factor de potencia, siempre que existan los medios para medir las variables pertinentes.

4.2 COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE POTENCIA REACTIVA

4.2.1 La UT requerirá disponer de los medios necesarios de compensación y control de la potencia reactiva, con base en las condiciones previstas del sistema y condiciones en tiempo real, incluyendo la ubicación de las fuentes de reactivos dentro de la red.

4.2.2 El cargo por el servicio de potencia reactiva estará dado en ¢/MVARh , de acuerdo a la energía reactiva requerida fuera de los límites obligatorios establecidos anteriormente.

4.2.3 El cargo máximo que la UT pagará por potencia reactiva es de Cuatro Colones con cincuenta centavos por MVARh (4.50¢MVARh).

4.2.4 No se asignará cargo por reactivo si existe suficiente capacidad obligatoria de generación de potencia reactiva en el sistema.

4.2.5 El PM que no cumpla con sus obligaciones de potencia reactiva, será sujeto de pagar los cargos necesarios proporcionar el aporte reactivo faltante, incluyendo los costos por arranques de unidades generadoras como generación obligada.

4.2.6 En caso de existir una situación de falta de potencia reactiva, por causas que no son imputables a uno o varios PM específicos, la UT asignará los costos para obtener la compensación reactiva necesaria, como un cargo obligado que deberán de pagar los PM que retiran dentro del intervalo de Mercado en que se produjo la necesidad de compensación reactiva.

4.2.7 Cuando la UT determine que se requiere compensación reactiva, utilizará las fuentes de compensación reactiva buscando obtener la respuesta más eficaz y eficiente para el control del voltaje en la red. En caso de existir condiciones técnicas similares para el uso alternativo de fuentes de potencia reactiva, utilizará la que tiene menor costo por el servicio.

4.2.8 En caso de que un equipo de compensación reactiva que ha sido ofrecido a la UT no cumple cuando es requerido en tiempo real, el PM u Operador responsable deberá pagar los costos asociados para compensar la falla de su aporte.

ANEXO – NORMAS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS

1. OBJETIVO

El presente Anexo tiene por objeto establecer los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia, requeridos tanto en operación normal como en emergencia.

2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

2.1 La frecuencia nominal de la red de transmisión es de 60.00 Hz.

2.2 En condición normal, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.12 Hz y 59.88 Hz ($\pm 1\%$).

2.3 En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ($\pm 1\%$).

2.4 Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales.

2.5 Toda unidad generadora debe ser capaz de suplir en forma continua la potencia programada por la UT en un rango de frecuencia comprendida entre 59.40 Hz y 60.00 Hz. Cualquier disminución en la potencia entregada estando la frecuencia entre 58.10 y 59.40 Hz, no podrá ser atribuida a la unidad. La UT realizará las correcciones necesarias (protecciones, uso de reserva), en forma automática o manual, para que esta condición sólo se mantenga por un breve tiempo.

3. REGULACIÓN DE VOLTAJE

3.1 Los valores nominales de voltaje en el sistema de transmisión son 230 kV y 115 kV. En el caso de que los equipos de transformación pertenezcan al Transmisor, los valores nominales de voltaje en el lado de entrega serán 46 kV, 34.5 kV y 23 kV. La UT podrá agregar otros niveles de voltaje si la incorporación de instalaciones adicionales al sistema de transmisión así lo requieran.

3.2 En condición normal, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 95% y 105% del valor nominal.

3.3 En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 90% y 110% del valor nominal.

3.4 Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que el voltaje de la red podría sobrepasar el 120% o caer por debajo del 80% del valor nominal.

3.5 La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación.

3.6 El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de Mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.

4. CONTENIDO ARMÓNICO

4.1 En condiciones normales, los máximos niveles de distorsión armónica que puede tolerar el sistema de transmisión debido a todas las fuentes de armónicas que se encuentran en la red, estarán regido por la norma IEEE-519. Las componentes máximas de corrientes armónicas como porcentaje de la corriente fundamental son:

Nivel de voltaje superior o igual a 115 KV

lcc/IL75fFlipH0fFlipV0pictureGray0pictureBiLevel0fillColor268435473fFilled0fHitTestFill1fillShape1fillUseRect0fNoFillHitTe
st0fLine0010009000003540000000001200000000005000000090200000000400000002010100050000000102ffffff000
40000002e01180005000000310201000000050000000b0200000000050000000c02200220011200000026060f001a00ffffff
f000010000000c0ffffffa6ffffffe000000c60100000b00000026060f000c004d61746854797065000050000a00000026060f00
0a00ffffff01000000000030000000000