

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

21 de junio 2010

Ingeniera
Ingrid Chávez de Mendoza
Presidente de la Junta Directiva de la
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,
S.A. DE C.V.**
Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán.

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	21/Junio/10
HORA	4:59
Recibido por	María Sosa
Clave/Archivo	SIGET - 377

Estimada Ingeniera Chávez:

Por este medio le comunicamos que la Junta de Directores de esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice: "....."

ACUERDO No. 141-E-2010

LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las diez horas con treinta minutos del día diecisiete del mes de junio del año dos mil diez.

CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante el Acuerdo No. 232-E-2008 de fecha veintitrés de octubre de dos mil ocho, la Junta de Directores de la SIGET resolvió lo siguiente:

“””

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- I. *Aprobar el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, el cual se anexa al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo. La UT dispondrá de seis meses contados a partir de la fecha de publicación de este Acuerdo para habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, la definición y operación de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, así como las demás habilitaciones que se requieran.*
- II. *Otorgar a la UT un plazo de nueve meses contados a partir de la fecha en que se publique el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que, conforme al referido Reglamento, requieran la ejecución de pruebas para su determinación. Desde la publicación del nuevo Reglamento de Operación hasta el término de los nueve meses antes señalados, la operación del sistema se realizará utilizando los antecedentes informados por los propietarios de las instalaciones correspondientes, así como valores basados en antecedentes internacionales, según esté dispuesto en el*

Reglamento de Operación referido. Estos valores serán utilizados por la UT previa aprobación de la SIGET.

III. Durante el período que transcurra hasta la aplicación del modelo de despacho basado en costos de producción, la UT deberá continuar rigiéndose por el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA.

IV. Publicar el presente Acuerdo y su Anexo, el día uno de julio de dos mil nueve, a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación de los aspectos señalados en los romanos I y II de la parte resolutive del presente Acuerdo y de los asuntos indicados en el Considerando XVII.3;

V. El REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN entrará en vigencia el mismo día de su publicación en el Diario Oficial, para los efectos relacionados con el cumplimiento de lo establecido en los romanos I y II de la parte resolutive del presente acuerdo.”””

- II. Por medio del Acuerdo No. 174-E-2009 de fecha veinticinco de junio de dos mil nueve, se modificó el romano IV del Acuerdo No. 232-E-2008, en el sentido que dicho Acuerdo y su Anexo que contiene el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP) debía ser publicado a más tardar el día treinta y uno de julio de dos mil nueve.
- III. Mediante el Acuerdo No. 222-E-2009 de fecha treinta y uno de julio de dos mil diez, esta Junta de Directores ordenó la publicación del REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP) aprobado mediante Acuerdo No. 232-E-2008.
- IV. El numeral 8.6.2. del Capítulo 8 del ROBCP establece que *“los modelos a ser usados en los estudios de programación de la operación anual deberán ser presentados a la SIGET para su aprobación”*. Por otra parte, el numeral 9.6.4 del Capítulo 9 determina que *“el modelo que utilice la UT para la programación semanal deberá ser presentado a la SIGET para su aprobación”*; y, finalmente el numeral 4.2.1 del Anexo 7 señala que *“la UT propondrá a la SIGET, para su aprobación, un modelo matemático para realizar el predespacho que cumpla con los requerimientos establecidos en este Anexo”*.
- V. El treinta de abril de dos mil diez la ingeniera Sandra Ingrid Chávez de Mendoza, en su calidad de Presidenta de la Junta Directiva de la UT, remitió nota mediante la cual sometió a aprobación de la SIGET los siguientes anexos a efectos de ser incorporados al ROBCP:
- Anexo 15: “Determinación de la capacidad firme”.
 - Anexo 20: “Prueba de potencia máxima neta de las unidades generadoras”.

La nota indicaba que los documentos anteriores contenían las observaciones de los Participantes del Mercado y que, a criterio del consultor, eran pertinentes. Asimismo, adjuntaba las observaciones y comentarios recibidos por parte de los Participantes de

Mercado y las respuestas del consultor, dentro del período de revisión de esas metodologías, así como un documento con temas a ser considerados por la SIGET.

- VI. Mediante el Acuerdo No. 87-E-2010 del treinta de abril de dos mil diez se concedió audiencia a la UT para que presentara su argumentos relativos al Anexo No 18: “Tratamiento de la Hidrología” y al Anexo No. 19: “Determinación de Curvas de Alerta de los embalses” del ROBCP; remitiéndose además, observaciones al denominado “Modelo para Programación de la Generación”.
- VII. El nueve de junio de dos mil diez, el ingeniero Luis E. González, Gerente General de la UT, remitió nota mediante la cual explicaba que:
- El modelo a utilizar para la programación de la operación anual será el SDDP desarrollado por PSR de Brasil; que es el modelo estándar utilizado para este fin en muchos países del mundo, cuyo modelo matemático no conlleva modificaciones de acuerdo al ROBCP.
 - El modelo matemático a utilizar para la programación de la Operación Semanal y Diaria es el Nuevo Corto Plazo (NCP), también desarrollado por PSR de Brasil. Indicaba que este modelo es el que necesita las personalizaciones requeridas para que sea compatible con el ROBCP y cuya descripción fue enviada a la SIGET.

Asimismo, adjuntó la versión definitiva del documento “MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN”, incorporando algunas de las observaciones de la SIGET, al mismo tiempo que aclaraba algunas de las interrogantes planteadas por la SIGET en el Acuerdo No. 87-E-2010.

- VIII. Después de la revisión del Anexo 20: “PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS”, de la versión definitiva del documento “MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN” propuestos por la UT, de los comentarios expresados por los consultores que asesoran a la UT en los referidos temas, así como de los comentarios remitidos por los operadores a la UT; la Gerencia de Electricidad de la SIGET encuentra que los documentos propuestos por la UT cumplen satisfactoriamente los objetivos que se persiguen, por lo cual recomienda su aprobación.

Asimismo, debe aclararse particularmente que con el “Stochastic Dual Dynamic Programming” (SDDP) desarrollado por PSR de Brasil, la UT da cumplimiento al requisito establecido en el numeral 8.6.2. del Capítulo 8 del ROBCP; y que con la selección del Modelo para la Planificación de la Operación de Corto Plazo – NCP- en conjunto con las personalizaciones del mismo indicadas en el documento “MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN”, da cumplimiento a los requisitos del numeral 9.6.4 del Capítulo 9 y del numeral 4.2.1 del Anexo 7 del ROBCP.

- IX. Con base en las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad señaladas en el romano anterior, esta Junta de Directores estima procedente lo siguiente:
- Aprobar el Anexo 20: “PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS” del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

- Aprobar el documento “MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN”, a fin de que se ponga a disposición de los PMs, según lo establecido en el numeral 4.2.2. del Anexo 7 “Sistema de Administración de Mercado”.
- Aprobar el programa informático “Stochastic Dual Dynamic Programming” (SDDP) desarrollado por PSR de Brasil como modelo para la programación anual de la generación, según lo indicado en el numeral 8.6.2. del Capítulo 8 del ROBCP.
- Aprobar el programa informático “NCP-Modelo para la Planificación de la Operación de Corto Plazo” desarrollado por PSR de Brasil como modelo para la programación semanal de la generación, según lo indicado en el numeral 9.6.4 del Capítulo 9 del ROBCP; así como para la realización del predespacho, según lo indicado en el numeral 4.2.1 del Anexo 7 del ROBCP. A este modelo se le efectuarán las adecuaciones especiales que se encuentran descritas en el documento “Modelo para la Programación de la Generación”.

Por lo tanto, en uso de sus facultades legales, esta Junta de Directores ACUERDA:

- I. Aprobar el Anexo 20: “PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS” del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, el cual se adjunta al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo.
- II. Aprobar el documento “MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN”, el cual se adjunta al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo.
- III. Aprobar el programa informático SDDP desarrollado por PSR de Brasil como modelo para la programación anual de la generación.
- IV. Aprobar el programa informático NCP desarrollado por PSR de Brasil como modelo para la programación semanal y diaria de la generación. A este modelo se le efectuarán las adecuaciones especiales que se encuentran descritas en el documento “Modelo para la Programación de la Generación”.
- V. Notificar. “L.E.M.M.” “W. Jiménez” “O.A. Aviles” “R. Atanacio C.” “Rubricadas”.



Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerente de Electricidad

SIGET

ANEXO 20 – PRUEBA DE POTENCIA MAXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS

1. OBJETO

1.1 Establecer el procedimiento para la determinación de la Potencia Máxima Neta continua que una unidad generadora o GGP puede entregar al Sistema de Transmisión.

2. NORMAS DE REFERENCIA

2.1 Numeral 1 del Apéndice D, del Anexo 3 “INFORMACION TECNICA DEL SISTEMA” de este Reglamento.

3. DEFINICIONES Y TERMINOLOGIA

3.1 Las definiciones y terminología son las establecidas en el Glosario y en el Apéndice 1 del Anexo 16 “CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARAMETROS TECNICOS” del presente Reglamento. Adicionalmente se establece la siguiente definición:

4. DESCRIPCION DE LA PRUEBA

4.1 La prueba a realizarse en cada unidad generadora o GGP se desarrollará de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 5 del presente Anexo.

4.2 Para el desarrollo de la prueba serán utilizadas las mediciones correspondientes al Sistema de Medición Comercial (SIMEC).

4.3 En caso que varias unidades generadoras compartan una misma medición, la prueba será realizada de forma simultánea en todas las unidades, y el resultado final será distribuido de acuerdo a la capacidad nominal de las unidades.

4.4 La prueba de Potencia Máxima Neta será desarrollada para todas aquellas unidades generadoras o GGPs térmica y geotérmicas que estén participando en el Mercado Eléctrico Mayorista.

4.5 En el caso de las unidades hidroeléctricas, dado que la capacidad firme a remunerar considera la hidrología más seca registrada limitada a la potencia máxima neta (que incluye los consumos propios), no se requiere la realización de la prueba de potencia máxima neta.

4.6 La Potencia Máxima Neta de autoprodutores, cogeneradores y unidades no convencionales será determinada mediante estudios donde demuestre que está en capacidad de inyectar excedentes al sistema.

4.7 Las pruebas de Potencia Máxima Neta serán desarrolladas con una frecuencia de dos años, cuando se identifiquen cambios significativos en las condiciones técnicas

operativas de las unidades generadoras o GGP que modifiquen su Potencia Máxima Neta, o cuando sea solicitado por el PM Generador.

4.8 La duración de la Prueba de Potencia Máxima Neta será desarrollada durante un período continuo de 5 horas.

4.9 Las Pruebas de Potencia Máxima Neta será desarrollada sin aporte de Reserva Rodante.

4.10 Las pruebas de Potencia Máxima Neta serán realizadas bajo las condiciones normales de operación de la unidad generadora o GGP.

5. DESARROLLO DE LA PRUEBA

Para comprobar la Potencia Máxima Neta de las unidades generadoras o GGP, la UT y el PM propietario deberán de realizar la prueba de acuerdo al siguiente procedimiento:

5.1 La prueba será programada de común acuerdo entre el PM propietario y la UT, en los cinco días hábiles anteriores a la realización de esta. La UT tomará en cuenta las condiciones de seguridad y calidad del sistema para la programación de la prueba.

5.2 Antes de cada prueba, la UT y el PM propietario, verificarán la correcta sincronización del tiempo de los medidores, los cuales deben de estar debidamente auditados conforme a los procedimientos establecidos en el Anexo 13 "MEDICION COMERCIAL" del presente Reglamento.

5.3 En caso de tenerse problemas con el SIMEC de la unidad generadora o GGP, el PM propietario tendrá que corregir el problema, y para ello dispondrá de una semana. De lo contrario, deberá de reprogramar la fecha de la prueba de Potencia Máxima Neta para una fecha posterior que acordará con la UT.

5.4 La UT acordará con el PM propietario la fecha y hora en que se realizará la prueba de Potencia Máxima Neta, la cual deberá de estar contemplada en el predespacho correspondiente al día de su ejecución.

5.5 Se comprobará que las unidades generadoras o GGP inyecten una potencia igual a la máxima declarada por un lapso de tiempo de cinco horas y de acuerdo a sus restricciones técnicas. Las rampas de subida y de bajada de la planta deberán ser tomadas en cuenta en el predespacho como en el momento de la ejecución de la prueba.

5.6 Se tomarán las lecturas de Potencia Real del Medidor (PRM) del SIMEC cada 30 minutos.

5.7 La Potencia Máxima Neta Resultante de la prueba será igual a la suma de todas las lecturas parciales obtenidas dividida entre el número total de lecturas. Este resultado sustituirá la Potencia Máxima Neta declarada por el PM.

5.8 Cada prueba de capacidad deberá documentarse en un informe, en el cual deberá constar el lugar, fecha y hora de inicio y finalización de la prueba, identificación de la

unidad generadora o GGP objeto de la prueba, los datos registrados por el SIMEC, la potencia declarada, la desviación en MW obtenida, comentarios acerca de la prueba y firma y sello de un representante del PM propietario. El informe deberá ser remitido por el PM propietario a la UT en los próximos dos días hábiles a la realización de la prueba. La UT verificará, mediante su Sistema de Medición Comercial (SIMEC) los datos reportados por el PM.

5.9 En caso de no encontrar errores de cálculo, la UT remitirá a la SIGET, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la recepción del informe, una copia del mismo. En caso contrario, prevalecerán los cálculos de la UT, y remitirá al PM y a SIGET, dentro de los siguientes cinco días hábiles, una notificación conteniendo las observaciones al informe, así como los nuevos valores obtenidos. El formato del informe es el establecido en el Apéndice 1 del presente Anexo.

5.10 Para efectos de la programación de la operación, los nuevos valores obtenidos de Potencia Máxima Neta serán utilizados a partir de la siguiente programación de la operación con horizonte semanal.

5.11 Para efectos del cálculo de la capacidad firme, los nuevos valores obtenidos de Potencia Máxima Neta serán utilizados a partir del siguiente cálculo de Capacidad Firme anual, o en cada recálculo de la misma de acuerdo a los criterios establecidos en el Capítulo 6.

5.12 La prueba de Potencia Máxima Neta será coordinada en tiempo real por la UT, y si antes o en el transcurso de la prueba se produce una contingencia en el sistema, o en la unidad generadora o GGP, que afecte o evite la ejecución de la misma, la UT tendrá la potestad para suspenderla y reprogramarla. Las reprogramaciones deberán hacerse a más tardar en la siguiente semana, tomando en cuenta las condiciones de la unidad generadora o GGP, así como las condiciones de calidad y seguridad del Sistema.

**APÉNDICE 1- MODELO DE INFORME PARA LAS PRUEBAS DE POTENCIA
MAXIMA NETA**

1. OBJETO

El presente apéndice muestra el modelo del informe para la prueba de Potencia Máxima Neta de las unidades generadoras o GGP.

2. MODELO DE INFORME PARA PRUEBAS DE POTENCIA MAXIMA NETA

INFORME No XX

En _____ de _____, a las _____ horas del día _____ del mes de _____ del año _____; siendo estos el lugar, día y hora informados por UT para dar por iniciadas las pruebas para comprobar la Potencia Máxima Neta en la unidad _____ de la central _____ propiedad de _____, acorde al procedimiento que establece el "Anexo 20 -PRUEBA DE POTENCIA MAXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS" del ROBCP. Se procedió a ello dando el resultado siguiente: El tiempo de duración de la prueba de capacidad estuvo contemplado en el predespacho correspondiente a este día. Pudo comprobarse que la unidad (GGP) _____ inyectara una potencia igual/mayor/menor a la Potencia Máxima Neta declarada de _____ MW, por un período de cinco horas. Se tomaron las lecturas de Potencia Real del Medidor (PRM) del SIMEC cada 30 minutos.

La medición del SIMEC de la cual se obtuvieron los datos de esta prueba registra la generación de las siguientes unidades: _____

La Potencia Resultante (PR) de la prueba, es igual a la suma de todas las lecturas obtenidas dividida entre el número total de lecturas para cada unidad.

Fecha de la prueba: _____

Número de Medición	Hora	Potencia Medida (MW)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

Promedio _____ MW

*Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión
y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción*

La hora de finalización de las pruebas fue a las _____ horas del día _____ del mes _____ del año _____. Los datos registrados por el medidor del SIMEC para la unidad _____ fueron de _____ MW de los _____ MW de Potencia Máxima Neta declarada y la desviación en MW fue de _____ MW en contra(favor) de la unidad.

Atentamente

Firma Representante del PM Generador

MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN

1. Modelo matemático del SAM

El modelo matemático del SAM resuelve un único problema de programación lineal-entera con el objetivo de determinar el despacho óptimo (de mínimo costo) para el sistema eléctrico en un horizonte de hasta una semana, con etapas horarias considerando:

- El pronóstico de demanda en los diferentes nodos ($D(n, t)$) y las ofertas de retiro de oportunidad informadas (demanda elástica)
- Los costos variables de las unidades generadoras térmicas y el valor del agua de las unidades hidroeléctricas.
- Los requerimientos de calidad y seguridad, así como restricciones de transmisión previstos.
- Importaciones y exportaciones al MER

1.1. Función objetivo

La ecuación (1) representa la función de los costos que se desea minimizar. Estos costos pueden ser divididos en varios componentes:

- Costo operativo térmico variable (CO)
- Costo de arranque térmico (CA)
- Costo asociado a déficit energéticos (CD)
- Costo asociado a los servicios auxiliares (CR)
- Costo de suministro de la demanda elástica ofertada en función del costo marginal (CDE)
- Costo futuro (asociado al valor esperado del costo de oportunidad futuro del agua almacenado en los embalses), representado por el escalar α y el conjunto de restricciones lineales (12).

$$Z = \text{Min } CO + CA + CD + CR + \alpha - CDE \quad (1)$$

1.2. Costo operativo térmico

El costo operativo térmico es la suma de los costos operativos de todas las unidades generadoras térmicas, en todas las horas, calculada por la siguiente expresión:

$$CO = \sum_j^J \sum_t^T \sum_{k=1}^K c(j, t, k) * g(j, t, k) \quad (2)$$

Donde:

j índice de las plantas térmicas
 t índice del periodo de tiempo (horas)
 k índice de los segmentos de la función de consumo específico de la planta térmica j ,
 dados por la curva de eficiencia

$c(j,t,k)$ costo variable (\$/MWh) de la planta j en la hora t , segmento de la curva de eficiencia k

$g(j,t,k)$ generación (MWh) de la planta j en la hora t , segmento de la curva de eficiencia k

1.3. Costo de arranque térmico:

La restricción (3) define el costo total de los arranques de las unidades generadoras térmicas, que se calcula como los costos unitarios de arranque $ca(j, t)$ (en k\$) multiplicados por variables de arranque $y(j,t)$.

$$CA = \sum_j \sum_{t=1}^T ca(j, t) * y(j, t) \quad (3)$$

Donde:

$y(j,t) = 1$ la planta térmica j entró en operación en la etapa t . Hubo un arranque.

$y(j,t) = 0$ caso contrario

$ca(j,t)$ Costos unitarios en k\$ incurridos por el arranque de la planta térmica j en la etapa t .

Los estados de la planta son representados por las variables binarias $x(j,t)$.

$x(j,t) = 0$ planta j no está despachada en la hora t

$x(j,t) = 1$ planta j está despachada en la hora t .

Las ecuaciones (4a-4b) relacionan los estados de las plantas entre dos horas sucesivas. Si la planta j no estaba despachada en la hora $t-1$ pero se encuentra despachada en la hora t , esto significa que hubo un arranque en t , y la variable binaria $y(j,t)$ asume valor unitario.

$$y(j,1) - x(j,1) + x_0(j) \geq 0, \quad \text{para } t = 1 \quad (4a)$$

Donde:

$x_0(j)$ condición inicial de la planta al inicio del estudio, definida por el usuario:

$x_0(j) = 0$ "apagada"

$x_0(j) = 1$ "encendida"

$$y(j,t) - x(j,t) + x(j,t-1) \geq 0, \quad \text{para } t > 1 \quad (4b)$$

$x(j,t)$ variable binaria

1.4. Costo de déficit

La ecuación (5) representa el costo de déficit del sistema hidro-térmico y está asociada a eventuales racionamientos de energía. Es la suma del producto de los racionamientos en cada barra n del sistema de transmisión, $\Delta(n,t)$ multiplicado por el costo unitario (\$/MWh) del racionamiento en función del bloque de racionamiento, $c_{\Delta,b}$. El caso sin consideración sobre la transmisión se puede interpretar como $n = 1$;

$$CD = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^B c_{\Delta,b} * \Delta(n,t)$$

Donde “b” representa los diferentes bloques de costo de falla, de acuerdo con la profundidad del corte. (5)

1.5. Balance de agua en las centrales hidroeléctricas

La restricción (6) contiene la ecuación de balance hidráulico en cada central, donde $V(i,t)$ representa el volumen almacenado de agua en la central hidráulica i , en la etapa t . El volumen turbinado se representa por $Q(i,t)$, mientras el volumen vertido, por $S(i,t)$. El modelo considera el tiempo de viaje del agua entre dos centrales hidráulicas en cascada, siendo $\tau_{m,i}$ el tiempo de viaje entre la central m (localizada aguas arriba) y la central i . Para la ecuación de cada planta i , $m(i)$ representa el conjunto de plantas localizadas inmediatamente aguas arriba de la central i . La afluencia natural *incremental* a la planta i se representa por $A(i,t)$.

$$V(i,t+1) = V(i,t) + A(i,t) - Q(i,t) - S(i,t) + K_1^Q \sum Q(m,t - \lfloor \tau_{m,i} \rfloor) + K_2^Q \sum Q(m,t - \lfloor \tau_{m,i} + 1 \rfloor) + K_1^S \sum S(m,t - \lfloor \tau_{m,i} \rfloor) + K_2^S \sum S(m,t - \lfloor \tau_{m,i} + 1 \rfloor) \quad (6a)$$

Donde:

$$K_1^Q = 1 - \tau_{m,i} + \lfloor \tau_{m,i} \rfloor, \quad K_2^Q = 1 - K_1^Q .$$

Para las plantas i con “volumen meta” definido, se añade la siguiente condición:

$$V(i,T+1) = Vol_Meta(i) \quad (6b)$$

Donde T es el último período del horizonte analizado.

1.6. Modelo de la red de transmisión

La restricción (7) representa la primera ley de Kirchoff. El balance de energía en cada barra del sistema de transmisión debe ser igual a cero. En esta ecuación, $\rho(i,t)$ representa el factor de producción (MWh/Hm³) de la central hidroeléctrica i , $g(j,t,k)$ la generación de la planta térmica

j , en la hora t en el segmento de la curva de eficiencia de la central k y $\Delta(n, t)$, el racionamiento en cada barra n . Los índices m y n representan nodos (barras) del sistema de transmisión, $f(m, n)$ es el flujo de energía en el circuito que conecta las barras m - n , $l(m, n)$ representa el 50% de las pérdidas asociadas al circuito que conecta las barras m y n , y la demanda se define como $D(n, t)$ la cual es inflexible con respecto al costo marginal y $de(d, t, b)$ como elástica (flexible) con respecto al costo marginal de la barra donde se oferta. Por simplicidad de notación, se considera un único circuito para cada pareja de barras origen/destino.

$$\sum_{m \neq n} [f(m, n) - l(m, n)] + \sum_{i, j \in n} (\rho(i, t) Q(i, t) + \sum_{k=1}^K g(j, t, k)) + \Delta(n, t) = D(n, t) + \sum_{d \in n} \sum_{b=1}^B de(d, t, b) \quad (7)$$

La ecuación (8) representa la segunda ley de Kirchoff para el modelo de flujo DC. El flujo en cada circuito $f(m, n)$ es proporcional a la diferencia de los ángulos nodales entre la barra de origen y destino $(\theta_m - \theta_n)$ dividido por la reactancia del circuito.

$$f(m, n) = (\theta_m - \theta_n) / x(m, n) \quad (8)$$

Finalmente, la ecuación (9) representa los límites operativos de los circuitos.

$$-f_{max}(m, n) \leq f(m, n) \leq f_{max}(m, n) \quad (9)$$

Debido a que la demanda pagará los costos de las pérdidas por medio de un Csis, calculadas en base a los retiros e inyecciones reales, no se incluye el cálculo de pérdidas de transmisión a que hace referencia el término $l(m, n)$.

1.7. Límites operativos de las hidroeléctricas

Las ecuaciones (10) y (11) muestran respectivamente los límites mínimos y máximos del volumen de agua almacenado $V(i, t)$ y del volumen turbinado $Q(i, t)$ por las plantas hidroeléctricas. La ecuación (11a) indica los límites de turbinamiento mínimo y máximo en caso de una central hidro del tipo "commitment" donde las variables $x_h(i, t)$, que indican si la central está despachada o no, son enteras 0-1

$$V_{min}(i, t) \leq V(i, t) \leq V_{max}(i, t) \quad (10)$$

$$Q_{min}(i, t) \leq Q(i, t) \leq Q_{max}(i, t) \quad (11)$$

$$x_h(i, t) * Q_{min}(i, t) \leq Q(i, t) \leq x_h(i, t) * Q_{max}(i, t) \quad (11a)$$

1.8. Función de Costo Futuro

El conjunto de p ecuaciones (12) representan los segmentos lineales de la función de costo futuro obtenida como resultado de las programaciones anuales (8.6.4 literal h del ROBCP). Los coeficientes de cada segmento p , R_p y π_p son producidos por el modelo de mediano plazo utilizado para la programación anual, a través de la creación de la Función Costo Futuro. Estos segmentos se aplican al volumen almacenado en cada embalse al final de la semana $V(i,T)$, donde T es la última hora de la semana.

$$\alpha \geq R_p + \sum_{i=1}^t \pi_p(i) * V(i,T), \quad p = 1 \dots P \quad (12)$$

1.9. Restricciones operativas adicionales para plantas commitment

La restricción (13) representa el tiempo mínimo (horas) que una planta térmica debe permanecer fuera de línea una vez que salga de operación en una hora cualquiera. Este tiempo también es conocido como *minimum downtime*.

$$x(j, t-1) - x(j, t) + x(j, kk) \leq 1, \quad (13)$$

$j \in \text{MDC}; t = 2..T-1; kk = t + 1.. \min\{T, t + \tau_d(j) - 1\}$

Donde:

$j \in \text{MDC}$ conjunto de plantas con restricciones de mínimo *downtime*
 $\tau_d(j)$ mínimo tiempo que la planta j debe permanecer fuera de línea (horas)

La restricción (14) representa el tiempo mínimo (horas) que una planta térmica debe permanecer en línea (sincronizada) una vez que entre en operación en una hora cualquiera. Este tiempo también es conocido por *minimum uptime*.

$$x(j, t-1) - x(j, t) + x(j, kk) \geq 0, \quad (14)$$

$j \in \text{MUC}; t = 2..T-1; kk = t + 1.. \min\{T, t + \tau_u(j) - 1\}$

Donde:

$j \in \text{MUC}$: conjunto de plantas con restricciones de mínimo *uptime*
 $\tau_u(j)$: mínimo tiempo que la planta j debe permanecer en línea (horas)

Las ecuaciones (15-16) definen las restricciones de máxima rampa para aumento o reducción de potencia en las plantas térmicas, respectivamente.

$$\sum_{k=1}^K [g(j, t, k) - g(j, t-1, k)] \leq \bar{r}(j), \quad j \in \text{MRC}; t \geq 1 \quad (15)$$

$$\sum_{k=1}^K [g(j, t, k) - g(j, t - 1, k)] \leq -\underline{r}(j), \quad j \in \text{MRC}; t \geq 1 \quad (16)$$

Donde:

$j \in \text{MRC}$: conjunto de plantas con restricciones de rampa
 $\bar{r}(j)$: rampa máxima para incremento de potencia en la térmica j (MW/h)
 $\underline{r}(j)$: rampa máxima para disminución de potencia en la térmica j (MW/h)

Las ecuaciones (17a) y (17b) definen los estados (en línea o fuera de línea) de las plantas hidroeléctricas de tipo *commitment*, así como los arranques de las plantas hidroeléctricas. Las variables x_h y y_h son análogas a las definidas para las térmicas *commitment en la sección 8.3*.

$$y_h(i, 1) - x_h(i, 1) + x_{0h}(i) \geq 0, \quad \text{para } t = 1 \quad (17a)$$

$x_{0h}(i)$ es la condición inicial de la planta al inicio del estudio:

"apagada" : $x_{0h}(i) = 0$
"encendida" : $x_{0h}(i) = 1$

$$y_h(i, t) - x_h(i, t) + x_h(i, t - 1) \geq 0, \quad \text{para } t > 1 \quad (17b)$$

x_h : variable binaria
 y_h : variable binaria

La ecuación (18) define el máximo número de veces que cada planta hidráulica del tipo *commitment* puede arrancar dentro del período abarcado por el estudio.

$$\sum_{t=1}^T y_h(i, t) \leq \bar{A}_h(i), \quad i \in \text{MAH} \quad (18)$$

Donde:

$\bar{A}_h(i)$: Máximo número de arranques permitido para la hidro i ;
 $i \in \text{MAH}$: plantas hidráulicas *commitment* con restricciones de número de arranques

La ecuación (19) define el máximo número de veces que cada planta térmica *commitment* puede arrancar dentro del período abarcado por el estudio, y es análoga a la ecuación (18).

$$\sum_{t=1}^T y(j, t) \leq \bar{A}(j), \quad j \in \text{MAT} \quad (19)$$

Donde:

$\bar{A}(j)$: Máximo número de arranques permitido para la térmica j ;
 $i \in \text{MAT}$: plantas térmicas *commitment* con restricciones de número de arranques

El conjunto de ecuaciones (20) define las plantas térmicas con restricciones de máximo consumo de combustible dentro del período del estudio (conjunto MCC). $w(j,k)$ es el consumo específico de la planta j en el segmento de la curva de eficiencia k (en unidades de combustible por MWh producido) y $\bar{C}(j)$ es la cantidad de combustible disponible para la planta térmica j . Obsérvese que esta restricción se escribe para todos los combustibles m limitados, y que $j \in MCC(m)$ es el conjunto de plantas térmicas j que utilizan el combustible restringido m .

$$\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K g(j,t,k) * w(j,k) \leq \bar{C}(j), \quad j \in MCC(m) \quad (20)$$

1.10. Restricciones de generación total

El conjunto de restricciones (21) establece una meta de generación total para la semana (u otro horizonte de planeamiento) para cualquier conjunto de generadores hidro y térmicos definidos por el usuario.

$$Gmeta_Inf_{km} \leq \sum_{t=1}^T [\sum_{i,j \in \Omega_{km}} (\rho(i,t) * Q(i,t) + \sum_{k=1}^K g(j,t,k))] \leq Gmeta_Sup_{km} \quad (21)$$

Donde:

$i, j \in \Omega_{km}$	conjunto de plantas hidro y térmicas que pertenecen a la restricción km
$Gmeta_Inf_{km}$	generación total inferior (MWh)
$Gmeta_Sup_{km}$	generación total superior (MWh)
$\rho(i,t)$	factor de producción (MWh/Hm ³) de la central hidroeléctrica i ,
$Q(i,t)$	volumen turbinado
$g(j,t,k)$	generación de la planta térmica j , en la hora t en el segmento de la curva de eficiencia de la central k

1.11. Costo Asociado a los Servicios Auxiliares

En la función objetivo del problema, añadimos la expresión, que refleja la minimización de los costos asociados al servicio auxiliar de reserva rodante. Se define $r1(i,t)$ como la reserva de regulación primaria asignada a las plantas y $r2(i,t)$ como la reserva de regulación secundaria asignada a las plantas, el parámetro $p_r(i,t)$ corresponderá a los costos variables de operación para las térmicas y al valor del agua en el caso de las hidroeléctricas:

$$CR = \sum_{i \in R} P_r(i,t) * [r1(i,t) + r2(i,t)] \quad (22)$$

y añadimos las siguientes restricciones:

(a) Reserva asignada a las plantas debe ser mayor o igual a la reserva requerida al sistema:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i \in R1} r1(i,t) \geq 0.01 * f1(t) * [D(t) + \sum_d^{DE} \sum_b^B de(d,t,b)] \quad (23a)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i \in R2} r2(i, t) \geq 0.01 * f2(t) * [D(t) + \sum_d^{DE} \sum_b^B de(d, t, b)] \quad (23b)$$

(b) Reserva asignada a las plantas debe ser menor a la cantidad ofertada:

$$r1(i, t) \leq \bar{r}1(i, t) \quad (24a)$$

$$r2(i, t) \leq \bar{r}2(i, t) \quad (24b)$$

Donde:

$i \in R1$	conjunto de plantas (hidros y térmicas) que ofertan reserva primaria del sistema
$i \in R2$	conjunto de plantas (hidros y térmicas) que ofertan reserva secundaria del sistema
$r1(i, t)$	son las reservas primarias asignadas a las plantas (variables de decisión)
$r2(i, t)$	son las reservas secundarias asignadas a las plantas (variables de decisión)
$f1(t)$	corresponde a la fracción de la demanda para la reserva primaria (%)
$f2(t)$	corresponde a la fracción de la demanda para la reserva secundaria (%)
$D(t)$	demanda del sistema (MWh)
$de(d, t, b)$	demanda elástica despachada.
$p_r(i, t)$	costos variables de operación para las térmicas o al valor del agua en el caso de las hidroeléctricas (\$/MWh)
$\bar{r}1(i, t)$	cantidad de reserva primaria disponible por las plantas
$\bar{r}2(i, t)$	cantidad de reserva secundaria disponible por las plantas

1.12. Reserva de potencia

Para poder tener la capacidad de cumplir con los requerimientos relacionados con la administración de reserva rodante definidos en los numerales 12.5.6 y 12.6.6 del ROBCP el modelo considera lo siguiente:

Para garantizar que las unidades térmicas e hidroeléctricas serán despachadas respetando sus requerimientos propios de reserva rodante definidos en los numerales 2.4.1 y 3.4.1 del anexo del ROBCP "Servicios Auxiliares", se modela la restricción siguiente:

Para las térmicas,

$$\sum_t^T \sum_{k=1}^K g(j, t, k) \leq \bar{G}(j, t) * x(j, t) - r1(j, t) - r2(j, t) \quad (25a)$$

Para las hidroeléctricas,

$$\rho(i, t) * Q(i, t) \leq \rho(i, t) * Q_{max}(i, t) * x_h(i, t) - r1(i, t) - r2(i, t) \quad (25b)$$

Donde:

$i, j \in R1$ conjunto de plantas (hidros y térmicas) que ofertan reserva primaria del sistema

$i, j \in R2$ conjunto de plantas (hidros y térmicas) que ofertan reserva secundaria del sistema
 $\bar{G}(j, t)$ máximo técnico para la planta j en el periodo t
 $Q_{max}(i, t)$ Turbinamiento máximo para la planta i en el periodo t

La reserva secundaria también se podrá modelar como un tipo genérico de reserva. Cada una de estas reservas genéricas A (hasta 100) se modela como una restricción adicional en la formulación del problema que, para un conjunto de plantas seleccionado, cumple con:

$$\sum_{i=1}^N (PotenciaDisponible_{i,A} - PotenciaGenerada_{i,A}) \geq reserva_A \quad (26)$$

$PotenciaDisponible = CapacidadDisponible - ReservaPrimaria - Mantenimiento.$

Donde $reserva_A$ es un valor que puede ser definido en términos relativos (% de la demanda) o absolutos (MW), variable en el tiempo y por bloque de demanda.

1.13. Consumos de equipos auxiliares para centrales térmicas e hidroeléctricas

El consumo de equipos auxiliares se modela como un porcentaje de la potencia efectiva que se subtrae de la potencia disponible de la planta. La interfaz permitirá definir el porcentaje de consumo de equipos auxiliares por cada central hidroeléctrica o cada unidad térmica. Los resultados de generación son exhibidos tanto en términos de potencias brutas (incluyendo consumo de equipos auxiliares) como en potencias netas.

1.14. Representación de combustibles alternativos

Cada combustible distinto de la misma central se modela como si fuera una central distinta, con sus características operativas específicas (consumo específico, etc.).

A cada configuración se define una variable entera Z. Solamente una configuración (combustible) será seleccionada por el modelo en el horizonte. Es decir, no es posible hacer un cambio de combustibles a lo largo del estudio, puesto que el horizonte es muy corto.

Las ecuaciones para una térmica con dos combustibles alternativos (el caso con más combustible es enteramente análogo) son:

$$g_{1,t} \leq \bar{G}_{1,t} * Z_1, \quad \forall t=1...T \quad (27)$$

$$g_{2,t} \leq \bar{G}_{2,t} * Z_2, \quad \forall t=1...T \quad (28)$$

$$Z_1 + Z_2 = 1$$

Donde:

Z_1, Z_2 variables enteras que designan las configuraciones.

$g_{1,t}$ generación de la configuración 1

$g_{2,t}$ generación de la configuración 2

$G_{1,t}$ capacidad máxima de la configuración 1

$G_{2,t}$ capacidad máxima de la configuración 2

1.15. Condiciones iniciales

En el modelo se permite que se especifiquen las condiciones iniciales de generadores tipo "commitment" que son:

- Número de horas en línea o fuera de línea
- Potencia en la última hora antes del estudio
- Tiempo en el que operaba con generación constante

Las condiciones iniciales son tomadas automáticamente en función del último despacho o re-despacho vigente (caso), con posibilidad de edición de los valores.

1.16. Tiempo máximo de operación de las térmicas commitment

La restricción (29) representa el tiempo máximo (horas) que una planta térmica puede permanecer en línea (sincronizada) una vez que entre en operación en una hora cualquiera. Este tiempo también es conocido por *maximum uptime*.

$$\sum_{k=0}^{\min(T-t, \tau_u(j)+1)} x(j, t+k) \leq \tau_u(j), \quad j \in \text{MUC}; t = 2..T-1 \quad (29)$$

Donde:

$j \in \text{MUC}$ conjunto de plantas con restricciones de máximo *uptime*
 $\tau_u(j)$ máximo tiempo que la planta j puede permanecer en línea (horas)

1.17. Costo de suministro de la demanda elástica.

En la función objetivo del problema, añadimos la expresión para el término CDE, que refleja la maximización de la demanda elástica en función de los precios ofertados los cuales serán comparados con el costo marginal de operación para cada periodo de mercado t .

$$CDE = \sum_d^{DE} \sum_t^T \sum_b^B Pof(d, t, b) * de(d, t, b) \quad (30)$$

Donde:

- d índice de los equipos de retiro con oferta de demanda elástica
 t índice del periodo de tiempo (horas)
 b índice de los bloques ofertados como demanda elástica para el equipo de retiro d
 $Pof(d,t,b)$ precio ofertado (\$/MWh) en el equipo de retiro con demanda elástica d en la hora t , para el bloque b
 $de(d,t,b)$ demanda elástica (MWh) del retiro d *despachada* en la hora t , para el bloque ofertado b

La restricción (31) representa los límites ofertados por cada retiro d para cada bloque de demanda elástica b .

$$0 \leq de(d, t, b) \leq Deof(d, t, b) \quad (31)$$

Donde:

$Deof(d, t, b)$ bloque de demanda elástica ofertado (MWh) por el equipo de retiro “ d ”.

