

**De:** Gabriela Cantú <gcantu@gasindustrial.com>  
**Enviado el:** lunes, 17 de julio de 2017 10:50 p. m.  
**Para:** Cofemer Cofemer  
**CC:** Régulo Salinas  
**Asunto:** Comentarios a diversos expedientes en materia eléctrica  
**Datos adjuntos:** 170717 Carta sobre Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de TD c....pdf; 170717 Carta a COFEMER sobre Manual de Programación de Salidas con anexo....pdf; 170717 Carta a COFEMER sobre Manual sobre Costos de Oportunidad con anex....pdf; 170717 Comentarios de CONCAMIN al Manual CGasNatural.pdf; 170717 Carta a COFEMER sobre Manual TIC.pdf

Buenas tardes,

De parte del Ing. Régulo Salinas Garza, presidente de la Comisión de Energía de la CONCAMIN, adjunto los comentarios de los siguientes expedientes:

1. Manual de Coordinación de Gas Natural  
[www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42970](http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42970)
2. Manual de Mercado para la Programación de Salidas  
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42942>
3. Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución  
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42958>
4. Manual de Costos de Oportunidad  
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42961>
5. Manual de requerimientos de Tecnologías de Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.  
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42959>

Saludos,  
Gabriela Cantú

"AÑO DEL CENTENARIO DE LA PROMULGACIÓN DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS" "La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información"



Ciudad de México, a 17 de julio de 2017

**Comisión Federal de Mejora Regulatoria**

Boulevard Adolfo Lopez Mateos 3025 piso 8,  
Independencia Batan Norte, 10400  
Ciudad de México, México

REF: Comentarios al anteproyecto con el Exp. 13/0023/030617

Nos referimos al anteproyecto con el Expediente 13/0023/030617, "*Manual Costos de Oportunidad*", que se encuentra en el portal de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria ("COFEMER") con MIR de impacto Moderado con análisis de impacto en la competencia.

Al respecto, me permito adjuntar los principales comentarios recibidos a dicho anteproyecto de las cámaras afiliadas a la Comisión de Energía de la Confederación de Cámaras Industriales de la República Mexicana ("CONCAMIN").

Reiteramos el interés del sector industrial para que la apertura del mercado eléctrico sea exitosa y contribuya al crecimiento económico del país. Por este motivo la CONCAMIN respetuosamente solicita a las instancias correspondientes que considere los puntos mencionados en el anexo, con el objeto de que los usuarios tengan acceso a un mercado eficiente.

Agradeciendo de antemano la atención que se sirva prestar a la presente, me reitero a sus apreciables órdenes.

Atentamente,

Ing. Régulo Salinas Garza  
Presidente de la Comisión de Energía de CONCAMIN

Manuel María Contreras 133  
Cuauhtémoc  
Ciudad de México

# Manual de Prácticas de Costos de Oportunidad

Ciudad de México, junio de 2017



**Contenido**

Capítulo 1: Introducción ..... 1

Capítulo 2: Recursos de Energía Limitada ..... 5

Capítulo 3: Los Costos de Oportunidad ..... 12

Capítulo 4: Cálculo de los Costos de Oportunidad a 36 meses ..... 38

Capítulo 5: Cálculo de los Costos de Oportunidad a Siete Días ..... 54

Capítulo 6: Publicación de los Costos de Oportunidad..... 61

Capítulo 7: Disposiciones transitorias. .... 63

## Capítulo 1: Introducción

### 1 Introducción

#### 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

- 1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2 Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

#### 1.2 Naturaleza, propósito y contenido de este Manual

- 1.2.1 El presente Manual de Costos de Oportunidad es el Manual de Prácticas del Mercado que tiene por objeto establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la determinación de los costos de oportunidad relacionados con los recursos de energía limitada a los que se refiere la BASE 6.5 de las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.2.2 El contenido de este Manual aborda los siguientes temas:
  - (a) Recursos de Energía Limitada.
  - (b) Concepto de los costos de oportunidad.
  - (c) Cálculo de los Costos de Oportunidad a 36 meses.
  - (d) Cálculo de los Costos de Oportunidad a Siete Días.
  - (e) Los costos de Oportunidad en Ofertas por Omisión.
  - (f) Publicación de los Costos de Oportunidad.

#### 1.3 Términos definidos

- 1.3.1 **AU-CHT.** Modelo de asignación de unidades y coordinación hidrotérmica utilizado en el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido.
- 1.3.2 **CENAGAS.** Centro Nacional de Control del Gas Natural.
- 1.3.3 **CFE.** Comisión Federal de Electricidad.
- 1.3.4 **CIL.** Contratos de Interconexión Legados.
- 1.3.5 **CONAGUA.** Comisión Nacional del Agua.
- 1.3.6 **CRE.** Comisión Reguladora de Energía.
- 1.3.7 **Embalse o vaso regulador.** Es un depósito artificial de agua construido generalmente cerrando la boca de un valle mediante un dique o una presa que retiene las aguas de un río o de la lluvia cerrando total o parcialmente su cauce. Dichas aguas se utilizan para la

- producción de energía eléctrica, para abastecer a poblaciones cercanas o para la irrigación de terrenos.
- 1.3.8 **Estocástico.** Se denomina al sistema cuyo comportamiento es intrínsecamente no determinista, es decir, que involucra la aleatoriedad en el desarrollo de los futuros estados del sistema.
- 1.3.9 **Gasto.** El gasto o caudal de una corriente líquida es la cantidad de volumen de un fluido que circula por algún conducto (tubería, turbina, río o canal) por unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo.
- 1.3.10 **GCR.** Gerencias de Control Regional del CENACE.
- 1.3.11 **GNL.** Gas Natural Licuado.
- 1.3.12 **M.S.N.M.** Metros Sobre el Nivel del Mar.
- 1.3.13 **Manual.** El presente Manual de Costos de Oportunidad.
- 1.3.14 **Maximización del Excedente Económico Total.** Es el criterio con el que se determina la optimización de un problema de planeación operativa. El criterio establece las cantidades del producto suministrado (comprado y vendido) que da como resultado la máxima diferencia entre el valor total del producto suministrado menos el costo total de producción. En la formulación del problema se establece que el valor del producto suministrado se determina por las ofertas de compra, mientras el costo de producción se determina por las ofertas de venta.
- 1.3.15 **MDA.** Mercado del Día en Adelanto.
- 1.3.16 **MEM.** Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.17 **MTR.** Mercado de Tiempo Real.
- 1.3.18 **Oferta de Costo de Oportunidad.** Es la oferta con la que las Unidades de Central Eléctrica de Energía Limitada y los Recursos de Demanda Controlable Garantizados con limitación energética participan en el MDA.
- 1.3.19 **PEMEX.** Petróleos Mexicanos.
- 1.3.20 **PIE.** Productores Independientes de Energía.
- 1.3.21 **Planeación de Corto Plazo.** Es uno de los procesos que conforman el Mercado de Energía de Corto Plazo, que en el presente manual se aborda en los términos que se describen en la Base 9 del Mercado Eléctrico Mayorista y en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, referente a la Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido.
- 1.3.22 **Planeación de Mediano Plazo.** Se refiere a la Planeación Operativa, que en el presente manual se aborda en los términos que se describen en la Base 6 del Mercado Eléctrico Mayorista.

- 1.3.23 **Política de Operación del Sistema Hidráulico.** Es establecida por CENACE, dependiendo del tipo de embalse, y la información proporcionada por la CONAGUA y el Generador Participante, relacionada con la seguridad del embalse y las previsiones de administración del recurso hidráulico. Según la Política de Operación, se establecen para cada embalse del sistema hidráulico metas de nivel del agua almacenada al final de cada mes del periodo de planeación o metas al volumen turbinado, sobre cada vía en la que descargan las unidades que toman agua del embalse, durante cada mes del periodo de planeación.
- 1.3.24 **Precio Sombra.** En programación lineal, cada restricción del problema tiene asociado un Precio Sombra, también conocida como variable dual. En la solución del problema, el valor del Precio Sombra corresponde a la sensibilidad de la función objetivo respecto al relajamiento de la restricción.
- 1.3.25 **PRODESEN.** Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
- 1.3.26 **Recursos de Energía Limitada.** Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizados que presentan limitaciones energéticas durante un período de tiempo, que afectan su producción eléctrica en el caso de las fuentes de generación o su consumo de energía en el caso de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados. Los recursos de Energía Limitada a los que se les calculará su costo de oportunidad se describen en el capítulo 2.
- 1.3.27 **SEMARNAT.** Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- 1.3.28 **SENER.** Secretaría de Energía.
- 1.3.29 **SIASAM.** Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento que contiene la información de mantenimientos proporcionada por los Participante del Mercado y autorizada por CENACE.
- 1.3.30 **Variables artificiales.** Son usadas en modelos de optimización con el propósito de detectar la existencia de insumos erróneos o escenarios incongruentes y que por consecuencia harían no factible la solución matemática del problema. Una vez detectadas las anomalías y corregida la información, las variables artificiales generalmente se inhabilitan.

#### 1.4 Reglas de interpretación

- 1.4.1 Los términos definidos a que hace referencia en la sección 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2 Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como año calendario.
- 1.4.3 En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.4.4 Salvo que expresamente se indique otra cosa, las referencias a un capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá

entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.

## Capítulo 2: Recursos de Energía Limitada

### 2 Recursos de Energía Limitada

- 2.1 En el presente capítulo se clasifican los Recursos de Energía Limitada y se describen sus características.
- 2.1.1 Un Recurso de Energía Limitada, es una Central Eléctrica que presenta limitaciones sobre la energía total que puede generar en un periodo, un Recurso de Demanda Controlable Garantizado respecto al cual su representante haya informado al CENACE los límites sobre la energía total que puede dejar de consumir en un periodo, o un sistema de almacenamiento que captura energía eléctrica y la almacena en alguna forma de energía potencial para liberarla cuando se requiera en forma de energía eléctrica.
- 2.1.2 El CENACE optimizará el uso previsto esperado de los recursos de energía limitada de acuerdo a sus características operativas registradas y al tipo de limitación, con el fin de maximizar el excedente económico total para el Sistema Eléctrico Nacional, propiciando su uso eficiente y considerando un balance entre el beneficio de usar dichos recursos en un periodo de tiempo y el costo de su indisponibilidad en periodos posteriores.
- 2.1.3 La optimización a la que se refiere el párrafo anterior será llevada a cabo por el CENACE, en los contextos de la Planeación Operativa de Corto Plazo y la Planeación Operativa de Mediano Plazo. El Corto plazo corresponde a un horizonte de 7 días, mientras que el Mediano Plazo concierne a un horizonte que comprende hasta 36 meses.
- 2.1.4 Los criterios para la validación de los recursos de energía limitada se describen en la sección 2.7. Dichos criterios serán utilizados por el CENACE para clasificar las unidades de central eléctrica que se incluirán como recursos de energía limitada en los modelos de planeación operativa de mediano y corto plazo.

### 2.2 Centrales hidroeléctricas con embalse

- 2.2.1 Las unidades de central hidroeléctrica que físicamente posean un embalse con la capacidad para regular el agua almacenada dentro de periodos superiores a las 24 horas, dependiendo de las características de la central, deberán ser clasificadas por el CENACE como Recursos de Energía Limitada, ya que están sujetas a limitaciones en el consumo de su energético primario, por la cantidad de agua disponible en el embalse y por las restricciones del acoplamiento hidráulico entre las centrales hidroeléctricas que comparten los recursos hidráulicos de una misma cuenca.
- 2.2.2 Las centrales hidroeléctricas de filo de agua, específicamente que carezcan de embalse de almacenamiento, no podrán ser clasificadas como Recursos de Energía Limitada.
- 2.2.3 Para de las centrales hidroeléctricas con embalse, que por su baja capacidad de almacenamiento se consideran como mini o micro hidráulicas, el CENACE determinará en cada caso si se clasifica como Recurso de Energía Limitada.
- 2.2.4 En el capítulo 4 se describe la información que será requerida por CENACE para caracterizar los modelos de central hidroeléctrica, necesarios para la realización de los estudios de Planeación de Mediano Plazo.

Comentario [GCK1]: Definir los criterios para hacer la clasificación

2.2.5 En el capítulo 5 del presente manual se describe la información que será requerida por CENACE para caracterizar los modelos de central hidroeléctrica, necesarios para la realización de los estudios de Planeación de Corto Plazo.

### 2.3 Unidades térmicas con límites de emisiones periódicas

2.3.1 Las unidades de central termoeléctrica cuyos representantes hayan declarado límites que condicionan el uso o la disponibilidad del energético primario en un periodo de tiempo, por consecuencia de restricciones ambientales, pueden ser clasificadas como Recursos de Energía Limitada.

2.3.2 Los representantes de las unidades de central termoeléctrica deben demostrar ante el CENACE que la producción de energía eléctrica de sus unidades está siendo limitada por situaciones de contingencia ambiental. Los representantes deberán especificar, en los términos de la regulación ambiental vigente, si la limitación es aplicable en determinadas horas del día o en temporadas específicas del año, y especificar las fechas en las que aplica dicha restricción.

2.3.3 El CENACE analizará la situación particular de cada una de las unidades mencionadas en el numeral 2.3.2 y determinará cuáles de estas unidades se clasificarán como Recursos de Energía Limitada. El CENACE deberá presentar ante la unidad de Vigilancia del Mercado los fundamentos para su clasificación como REL.

Comentario [GCK2]: Definir los criterios para hacer la clasificación

### 2.4 Unidades térmicas con límites de disponibilidad de combustible o de consumo de combustible permitido

2.4.1 Las unidades de central termoeléctrica cuyos representantes hayan declarado límites de disponibilidad, o de consumo de combustible fósil requerido para su proceso de conversión de energía, pueden ser clasificadas como Recursos de Energía Limitada.

2.4.2 Los representantes de las unidades de central termoeléctrica deberán demostrar ante el CENACE que la producción de energía eléctrica de sus unidades está siendo afectada por circunstancias exógenas que limitan periódicamente la disponibilidad del energético primario, sin limitarse a las causas atribuibles al comercializador del combustible. Entre estas circunstancias pueden encontrarse las relacionadas con el mantenimiento por averías en el sistema de transporte del energético primario.

2.4.3 El CENACE analizará la situación particular de cada una de las unidades mencionadas en el numeral 2.4.2 y determinará cuáles de estas unidades se clasificarán como Recursos de Energía Limitada. El CENACE deberá presentar ante la unidad de Vigilancia del Mercado los fundamentos que dieron lugar a dicha clasificación.

Comentario [GCK3]: Definir los criterios para hacer la clasificación

2.4.4 Las restricciones en la disponibilidad de combustible o de consumo de combustible permitido puede ser común a las Unidades de una o de varias Centrales Eléctricas que se abastecen de un mismo nodo de la red de suministro del combustible. La periodicidad de las restricciones puede ser diaria, semanal o mensual.

2.4.5 Las restricciones en la disponibilidad del combustible deberán referirse a la cantidad energética en las unidades dimensionales (KCal, KJ o MMBTU) que se utilicen en la práctica que corresponda con el tipo de combustible que se está limitando.

2.4.6 En el capítulo 4 de este Manual se describe la información requerida para representar las restricciones de limitación energética en los modelos matemáticos que se utilizan para realizar estudios de planeación operativa de mediano plazo.

- 2.4.7 El detalle de la información requerida para los modelos de unidad térmica con los cuales se determinarán los respectivos estudios de planeación operativa de corto plazo, así como los responsables de proporcionarla, se describe en el capítulo 5 del presente manual.

## 2.5 Sistemas de Almacenamiento Genérico de Energía

- 2.5.1 Los sistemas de almacenamiento genérico de energía comprenden a las tecnologías que capturan una cantidad específica de energía para liberarla cuando se requiera en forma de energía eléctrica. Entre estos sistemas se incluyen, entre otros, las centrales de rebombeo, las centrales que operan con base en aire comprimido almacenado en cavernas o en algún otro medio, las baterías electroquímicas, las centrales que operan con base en el almacenamiento de hidrógeno o gas sintético que se produce a partir de hidrólisis del agua, utilizando la energía excedente de fuentes renovables de energía.
- 2.5.2 Los sistemas de Almacenamiento Genérico de Energía podrán tener las características necesarias para ofertar al Mercado Eléctrico Mayorista los productos de energía, potencia y los servicios conexos de reserva de regulación secundaria, reserva rodante y reserva no rodante.
- 2.5.3 Los sistemas de almacenamiento genérico de energía podrán ser considerados como Recursos de Energía Limitada. Para esto, el CENACE aplicará los siguientes criterios:
- (a) En el Sistema Interconectado Nacional, los sistemas de almacenamiento genérico de energía con capacidad superior o igual a 20 MW y capacidad de almacenamiento mayor o igual a 80 MWh serán clasificados como Recursos de Energía Limitada.
  - (b) En Baja California y Baja California Sur, los sistemas de almacenamiento genérico de energía con capacidad superior o igual a 10 MW y capacidad de almacenamiento mayor o igual a 40 MWh serán clasificados como Recursos de Energía Limitada.
- 2.5.4 CENACE optimizará a través de los procesos descritos en este manual los sistemas de almacenamiento genérico de energía que sean clasificados como Recursos de Energía Limitada con el fin de maximizar el excedente económico total para el Sistema Eléctrico Nacional, propiciando su uso eficiente y considerando un balance entre el beneficio de usar dichos recursos en el Mercado de Día en Adelanto y el costo de su indisponibilidad en días posteriores.
- (a) CENACE publicará en una guía operativa que describirá la manera como los sistemas de almacenamiento genérico serán representados en los modelos de optimización de la asignación de unidades del Mercado de Corto Plazo.
  - (b) La guía operativa abordará los siguientes aspectos:
    - (i) Parámetros relacionados con capacidad, límites operativos y eficiencias de los ciclos de carga y descarga,
    - (ii) Parámetros relacionados con las ofertas de productos de energía y servicios conexos en el MDA,
    - (iii) Variables de decisión,
    - (iv) Restricciones sobre los productos durante la carga,
    - (v) Restricciones sobre los productos durante la descarga,
    - (vi) Restricciones sobre los productos en paro,
    - (vii) Límites sobre la energía almacenada,
    - (viii) Restricciones sobre los modos de paro, carga y descarga,
    - (ix) Costos de transición entre modos.

- 2.5.5 El participante de mercado que represente algún sistema de almacenamiento genérico podrá optar por no aceptar la clasificación de su activo como Recurso de Energía Limitada. En tal caso, deberá notificar su decisión al CENACE.
- 2.5.6 El participante de mercado que represente algún sistema de almacenamiento genérico que no sea clasificado como Recurso de Energía Limitada, deberá presentar sus ofertas directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista, basándose en sus costos reales de operación, y con una programación en el tiempo de los esquemas de almacenamiento o inyección de energía, que determinará de conformidad a sus propios criterios.

## **2.6 Recursos de Demanda Controlable Garantizada con límites para la energía interrumpida**

- 2.6.1 Los Recursos de Demanda Controlable son Centros de Carga que tienen la capacidad de responder a las instrucciones para disminuir su consumo de energía eléctrica en tiempo real podrán ser clasificadas por el CENACE como Recursos de Energía Limitada. Estos recursos se ofrecerán por la Entidad Responsable de Carga que representa el Centro de Carga, a través de las ofertas de venta de Servicios Conexos en el Mercado de Corto Plazo, en la SEGUNDA ETAPA del mercado.
- 2.6.2 Los Recursos de Demanda Controlable Garantizados son los Recursos de Demanda Controlable cuyos representantes están obligados a presentar ofertas de compra sensibles al precio, en los Mercados del Día en Adelanto y de Tiempo Real, como resultado de haber registrado o clasificado un Recurso Demanda Controlable Garantizado.
- 2.6.3 En el mercado de SEGUNDA ETAPA el CENACE calculará los costos de oportunidad para Recursos de Demanda Controlable Garantizados que se clasifiquen como Recursos de Energía Limitada. En ese caso, el uso de dichos costos de oportunidad en las ofertas de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados será opcional.

## **2.7 Validación de los Recursos de Energía Limitada**

- 2.7.1 El CENACE validará la clasificación de cada Recurso de Energía Limitada cuando menos una vez al año. La validación se fundamentará en las características y criterios que se describen en este capítulo, pero no necesariamente se limitará a estos. Para tal efecto:
- CENACE elaborará un informe cuyo contenido incluirá, como mínimo, los criterios técnicos utilizados y los resultados de la validación.
  - CENACE presentará el informe a la Unidad de Vigilancia del Mercado, el cual deberá incluir la lista actualizada de los Recursos de Energía Limitada con base en las reglas de validación y criterios descritos en esta sección.
- 2.7.2 Las reglas de validación para una Unidad o Grupos de Unidades de Central Hidroeléctrica serán las siguientes:
- Una Unidad o Grupos de Unidades de Central Hidroeléctrica clasificadas como REL serán aquellas unidades que dispongan un embalse regulador de la energía hidráulica almacenada, identificadas previamente por el CENACE en los estudios de planeación operativa de mediano plazo.
  - Debido a criterios de confiabilidad o seguridad operativa, el CENACE podrá clasificar a alguna Unidad o Grupos de Unidades de Central Hidroeléctrica con embalse regulador, pero con extracciones para generación reguladas en conformidad con los representantes de dichas unidades. En tal caso, las unidades no podrán ser clasificadas como REL y su tipo de oferta con la que participará en el Mercado de Corto Plazo será del tipo No Despachable.

2.7.3 Las reglas de validación para una Unidad o Grupos de Unidades de Central Termoeléctrica serán las siguientes:

- (a) Los representantes de Unidad de Central Termoeléctrica, deberán notificar al CENACE las restricciones sobre la energía total a producir por día, debido a instrucciones ambientales o limitaciones en la disponibilidad del combustible primario. Los representantes deberán presentar los detalles de dicha limitación, tales como la cantidad máxima de energía a producir por día, el combustible a disponer por día y el periodo de tiempo en que estará presente dicha limitación. El CENACE validará conforme a sus criterios si dichas unidades efectivamente pueden ser clasificadas como REL dentro de los estudios de planeación operativo de corto y mediano plazo.
- (b) El CENACE podrá realizar dicha clasificación aun cuando no sea notificado por los representantes, siempre y cuando disponga de información confiable acerca de las limitaciones en la disponibilidad del combustible primario que llegaran a presentar alguna Unidad o Grupos de Unidades de Central Termoeléctrica,
- (c) La clasificación como REL de cada Unidad o Grupos de Unidades de Central Termoeléctrica se aplicará al día siguiente que el CENACE las haya validado como tales. Para este caso, el CENACE deberá considerarlas como REL en los modelos de planeación operativa de corto plazo y proceder a calcular las ofertas basadas en costos de oportunidad con la que dichos recursos participarán en los Mercados del Día en Adelanto y de Tiempo Real.

**Comentario [GCK4]:** Para el caso de gas natural, que vaya acorde a lo establecido en el Manual de Coordinación de Gas Natural

2.7.4 Los criterios considerados por CENACE para la validación de la clasificación de REL son los siguientes:

**Tabla 2.1 Criterios para Costo de Oportunidad**

Unidades Hidroeléctricas	Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
Filo de agua	No	Se conoce el pronóstico de generación horario	No despachable
Con embalse, pero con extracciones para generación reguladas.	No	sin libertad de despacho por CENACE	No despachable
Con embalse, con extracciones para generación, reguladas, pero con libertad de despacho estacional o permanente	Si	Solo cuando está disponible para despacho por el CENACE, cuando el volumen de agua almacenada puede ser asignado en periodos iguales o mayores de 24 horas	A) No despachable, cuando no está disponible a despacho B) Basadas en costo de oportunidad, cuando está disponible para despacho
Con embalse, con libertad de despacho	Si	CENACE asigna el volumen de agua almacenada en periodos iguales o mayores de 24 horas	Basadas en costo de oportunidad

Unidades Termoeléctricas con Gas	Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
Unidades sin limitación de consumo de combustible	No	Unidades con suministro constante	Oferta de unidad de central eléctrica térmica
Unidades con restricción de suministro diario, semanal o mensual	Si	Variable durante un periodo igual o mayor a 24 horas de operación con notificación anterior a la ejecución del MDA	Basadas en costo de oportunidad
Unidades con restricción de producción diario, semanal o mensual, por restricciones ambientales	Si	La producción de energía está limitada por instrucciones provenientes de una Autoridad Ambiental.	Basadas en costo de oportunidad
Unidades con restricción de despacho en horas específicas del día	No	La producción se limita en horas específicas del día	Oferta de unidad de central eléctrica térmica

Unidades Termoeléctricas Con Capacidad de Almacenamiento de Combustible	Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
Unidades sin limitación de consumo de combustible	No	Unidades con suministro constante	Oferta de unidad de central eléctrica térmica
Unidades con restricción de suministro diario, semanal o mensual.	Si	Unidades con volumen almacenado inferior al mínimo operativo y con restricción de suministro, con notificación anterior a la ejecución del MDA	Basadas en costo de oportunidad
Unidades con restricción de producción diario, semanal o mensual, por restricciones ambientales	Si	La producción de energía está limitada por instrucciones provenientes de una Autoridad Ambiental.	Basadas en costo de oportunidad
Unidades con programación de generación fija	No	No despachables por CENACE por tener un programa de generación fijo.	Oferta de unidad de central eléctrica térmica

Sistemas de Almacenamiento Genérico	Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
Sistemas no optimizables	No	El Participante programa a su juicio los ciclos de carga y descarga	No despachable
Sistemas con capacidad mayor o igual a 10 MW y con capacidad de almacenamiento mayor o igual a 40 MWh	Si	Sistemas instalados en BCA y BCS	Basadas en costo de oportunidad

---

Sistemas con capacidad mayor o igual a 20 MW y con capacidad de almacenamiento mayor o igual a 80 MWh	Si	Sistemas instalados en el SIN	Basadas en costo de oportunidad
---	----	-------------------------------	---------------------------------

## Capítulo 3: Los Costos de Oportunidad

### 3 Los Costos de Oportunidad

#### 3.1 Concepto de Costo de Oportunidad

- 3.1.1 El Costo de Oportunidad representará la oferta económica con la que el Recurso de Energía Limitada participará en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
- 3.1.2 El costo de oportunidad de un Recurso de Energía Limitada se deberá determinar mediante la suma de su costo variable de producción más el Precio Sombra que corresponde a la restricción que limita la disponibilidad del energético, en la solución óptima del proceso de planeación operativa que maximiza el excedente económico total en un horizonte de tiempo mayor que 24 horas.
- 3.1.3 El Precio Sombra relacionado con la restricción que limita la disponibilidad del energético primario de los Recursos de Energía Limitada, deberá ser resultado de un proceso de optimización del despacho cuyo objetivo es determinar la manera en que las Unidades de Central Eléctrica deben ser despachadas, con el criterio de maximizar el excedente económico total. El Precio Sombra representará el costo de no contar con el recurso energético en el futuro, si éste se usase en el Mercado del Día en Adelanto o en el Mercado de Tiempo Real.
- 3.1.4 La oferta basada en el Costo de Oportunidad de un Recurso de Energía Limitada deberá tener la propiedad de asegurar que el proceso de optimización del despacho arroje un resultado que no excede la cantidad máxima de energía del Recurso de Energía Limitada en el horizonte de planeación, siempre y cuando las condiciones coincidan con las premisas consideradas al realizar el cálculo de los costos de oportunidad.
- 3.1.5 Los procesos realizados por el CENACE para la operación del sistema eléctrico, específicamente, los estudios de planeación operativa de mediano y corto plazo, deberán arrojar como resultado los Precios Sombra de las restricciones energéticas necesarios para la determinación de los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada clasificados como tales. Los costos de oportunidad relacionados con los estudios de Planeación de Mediano y Corto Plazo se describen en los numerales 3.2 y 3.3.
- 3.1.6 Los siguientes ejemplos ilustran de una manera simple el concepto del cálculo de costos de oportunidad para un despacho con restricciones en la disponibilidad de energía relacionadas con Recursos de Energía Limitada.
- El ejemplo 3.1 muestra la deducción matemática de los costos de oportunidad a partir de un problema de despacho que maximiza el excedente económico total.
  - El ejemplo 3.2 resuelve un problema sin restricciones de energía utilizado como caso base con el que se desarrolla el resto de los ejemplos. Este problema también es llamado despacho desacoplado, al no tener restricciones que correlacionen las decisiones entre los diferentes periodos en los que se subdivide el horizonte de planeación.
  - El ejemplo 3.3 ilustra la obtención de los costos de oportunidad en un problema que resuelve el despacho con restricción de energía disponible en una unidad generadora. El ejemplo comprueba la utilidad del costo de oportunidad para representar en un despacho desacoplado la restricción de energía máxima disponible en una unidad generadora.

- (d) El ejemplo 3.4 ilustra el efecto provocado por una limitación energética que es común a dos unidades generadoras. El ejemplo utiliza el precio sombra asociado a dicha restricción común a las dos unidades para calcular sus correspondientes costos de oportunidad.
- (e) El ejemplo 3.5 ilustra la deducción matemática de un problema de Despacho con Recursos de Demanda Controlable Garantizada. El precio sombra relacionado con la restricción energética del recurso de demanda controlable es utilizado junto con el precio de oferta de la demanda controlable para calcular el correspondiente costo de oportunidad.
- (f) Los ejemplos 3.6 y 3.7 ilustran el concepto de costos de oportunidad para sistemas genéricos de almacenamiento de energía.

### Ejemplo 3.1

#### Deducción matemática

Con el fin de ilustrar el efecto de las restricciones energéticas en el cálculo de los costos de oportunidad, se presenta la formulación matemática de un problema clásico de coordinación hidrotérmica que maximiza el excedente económico total, el cual sólo considera las cotas simples de las variables y una restricción operativa que limita la disponibilidad de energía en un conjunto específico de unidades.

La nomenclatura que se utiliza es la siguiente:

#### Subíndices:

- $t$  Periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.
- $u$  Unidades cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
- $e$  Unidades cuya generación presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
- $c$  Centros de carga.

#### Variables

- $g_{ut}$  Generación (MW) de la unidad  $u$  en el tiempo  $t$ .
- $h_{et}$  Generación (MW) de la unidad  $e$  en el tiempo  $t$ .
- $d_{ct}$  Demanda (MW) suministrada al centro de carga  $c$  en el tiempo  $t$ .
- $\lambda$  Precio sombra de la energía disponible (\$/MWh).

#### Constantes

- $NT$  Número de periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.
- $NU$  Número de unidades cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.

$NE$	Número de unidades cuya generación presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
$NC$	Número de centros de carga.
$C_u^T$	Costo de producción (\$/MWh) de la unidad $u$ .
$C_e^H$	Costo de producción (\$/MWh) de la unidad $e$ .
$P_c$	Precio (\$/MWh) que el centro de carga $c$ está dispuesto a pagar por la energía.
$\tau_t$	Duración (h) del periodo de tiempo $t$ .
$G_u$	Generación máxima (MW) de la unidad $u$ .
$H_e$	Generación máxima (MW) de la unidad $e$ .
$D_{ct}$	Demanda máxima (MWh) requerida por el centro de carga $c$ en el tiempo $t$ .
$E$	Energía máxima (MWh) que pueden disponer las $NE$ unidades, en todo el horizonte de estudio.

Descripción del problema

El problema consiste en determinar, para cada periodo de tiempo  $t$  en el que se subdivide el horizonte de estudio, la generación  $g_{ut}$  de las unidades que no presentan limitaciones energéticas, la generación  $h_{et}$  de las unidades con limitaciones en la disponibilidad de su energético primario y la demanda  $d_{ct}$  a suministrar a los centros de carga, de tal forma que se maximice el excedente económico total, satisfaciendo las cotas simples, en condición de equilibrio entre la demanda y la generación, y respetando la restricción energética.

El modelo matemático de este problema se define mediante la función objetivo representada por la expresión (3.1):

$$\text{Maximizar } \sum_{t=1}^{nt} \left( \sum_{c=1}^{nc} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{nu} C_u^T \tau_t g_{ut} - \sum_{e=1}^{ne} C_e^H \tau_t h_{et} \right) \quad (3.1)$$

Las expresiones (3.2), (3.3) y (3.4) constituyen las cotas simples de las variables; las primeras dos representan las limitaciones de capacidad de las unidades de generación y tercera representa la demanda requerida por cada centro de carga.

$$0 \leq g_{ut} \leq G_u \quad \forall u = 1,2 \dots, NU; \quad \forall t = 1,2 \dots, NT \quad (3.2)$$

$$0 \leq h_{et} \leq H_e \quad \forall e = 1,2 \dots, NE; \quad \forall t = 1,2 \dots, NT \quad (3.3)$$

$$0 \leq d_{ct} \leq D_{ct} \quad \forall c = 1,2 \dots, NC; \quad \forall t = 1,2 \dots, NT \quad (3.4)$$

La expresión (3.5), condiciona que el total de la generación producida por todas las unidades de generación disponibles esté en equilibrio con la demanda de los centros de carga en todos los periodos de tiempo.

$$\sum_{u=1}^{NU} g_{ut} + \sum_{e=1}^{NE} h_{et} = \sum_{c=1}^{NC} d_{ct} \quad \forall t = 1,2 \dots, NT \quad (3.5)$$

La expresión (3.6), representa una limitación energética, de tal forma que la máxima energía que

puede disponer el grupo de  $NE$  unidades, en todo el horizonte de estudio, es  $E$ .

$$\sum_{e=1}^{NE} \sum_{t=1}^{NT} \tau_t h_{et} \leq E \quad (3.6)$$

### Solución

Si ninguna unidad presentara limitaciones en el consumo de su energético, el orden de mérito en el que se despacharían estaría regido por su costo de producción. Las unidades con costos de producción más baratos serían las primeras en despacharse hasta un límite máximo representado por su capacidad de generación. Debido a que este problema no presentaría un acoplamiento en el tiempo, la solución óptima podría obtenerse para cada periodo por separado.

En el caso en el cual existieran unidades que presentarían limitaciones en el consumo de su energético primario, no resultaría óptimo despacharlas en función de sus costos producción, ya que, si éstos son muy bajos, como sucede con las unidades hidroeléctricas, el recurso energético podría agotarse durante los primeros periodos.

El despacho del sistema de generación con unidades que presentan limitaciones en el consumo de su energético primario debe seguir una estrategia que determine el mejor momento para aprovechar el recurso limitado, de manera que sólo sea utilizado en los momentos y en los lugares en donde el costo de la energía generada sea lo suficientemente valorado.

Al aplicar la relajación de Lagrange para transformar el problema de optimización planteado en este ejemplo a un problema del tipo “sin limitación energética”, resulta una función objetivo conocida como Lagrangiano y que se muestra en la expresión (3.7)

$$L = \text{Max} \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u^T \tau_t g_{ut} - \sum_{e=1}^{NE} C_e^H \tau_t h_{et} \right) + \lambda \left( E - \sum_{e=1}^{NE} \sum_{t=1}^{NT} \tau_t h_{et} \right) \quad (3.7)$$

Simplificando términos para agrupar las variables que representan la generación, resulta la expresión (3.8).

$$L = \text{Max} \lambda E + \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u^T \tau_t g_{ut} - \sum_{e=1}^{NE} (C_e^H + \lambda) \tau_t h_{et} \right) \quad (3.8)$$

### Conclusión

En la expresión (3.8) el coeficiente  $(C_e^H + \lambda)$  corresponde con el costo de oportunidad de la unidad  $e$ , que pertenece al grupo de  $NE$  unidades que tienen una limitación común en el consumo de su energético primario. Dependiendo del valor asignado al multiplicador de Lagrange  $\lambda$ , podría resultar que el total del energético primario requerido en los despachos diarios dentro del horizonte de estudio, fuera menor o mayor que el que se tiene disponible.

Un proceso de optimización, determinará el valor óptimo para el multiplicador  $\lambda$ , con el cual se asegura que la cantidad del energético utilizado es igual a la cantidad del energético disponible en el horizonte de estudio. En este contexto el coeficiente  $(C_e^H + \lambda)$  representa el costo de oportunidad de la unidad  $e$ , que está sujeta a limitaciones en el consumo de su energético primario. El valor óptimo del multiplicador de Lagrange  $\lambda$  es también conocido como Precio Sombra de la energía disponible  $E$ , el cual tomará valores positivos cuando la restricción de desigualdad esté activa (se agota el recurso energético); en caso contrario, el Precio Sombra  $\lambda$  toma el valor de cero.

El Precio Sombra actúa como un sobrecosto de producción de las unidades con limitaciones en el

consumo de su energético primario, que tiene el efecto de reducir dicho consumo de tal manera que sólo sea utilizado en los momentos y en los lugares en donde el valor de la energía generada es lo suficientemente valorada como para pagar los costos reales de producción más los sobrecostos asociados a las limitaciones en el suministro del energético primario.

### Ejemplo 3.2

#### Despacho sin restricciones de energía

Sea un sistema eléctrico con 3 unidades generadoras G1, G2 y G3 con diferentes características de costos de producción y capacidades, que alimentan dos centros de carga. La tabla 3.1 muestra las capacidades y las funciones de costo de producción de las unidades generadoras cuyos valores fueron elegidos arbitrariamente para fines del presente ejemplo.

Las funciones de costo de producción (o curvas de Entrada-Salida) utilizadas en el presente ejemplo que se muestran en la tabla 3.1 son funciones cuadráticas en las cuales por simplicidad no se consideraron los términos independientes.

Tabla 3.1

Unidades Generadoras	Capacidad (MW)	Función de Costo de Producción (\$/h)
G1	40	$2.85 g + 0.00482 g^2$
G2	65	$3.2 g + 0.00194 g^2$
G3	120	$4.1 g + 0.001562 g^2$
Total	225	

Se considera un horizonte de planeación de 24 horas dividido en tres periodos con diferentes duraciones de tiempo.

Tabla 3.2

Periodo	Duración (Horas)
D1	2
D2	14
D3	8
Total	24

Los dos centros C1 y C2 de carga presentan su demanda de potencia por periodo. La Tabla 3.3 muestra las ofertas de compra.

Tabla 3.3

Centro De Carga	Demanda Requerida Por Periodo (MWh/h)			Oferta de compra (\$/MWh)
	D1	D2	D3	
C1	100	90	30	4.475
C2	120	80	40	4.475
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	

Se pretende maximizar el excedente económico total para atender la demanda de potencia de los centros de carga a través del despacho óptimo de las 3 unidades de generación disponibles.

El excedente económico total se calcula como la diferencia entre la suma de los montos que los centros de carga están dispuestos a pagar por la energía y la suma de los costos totales de producción de las unidades generadoras (excedente del productor), tal y como se ha mostrado en el ejemplo 3.1.

Las restricciones del problema son:

- 1) Las cotas simples de la energía suministrada, las cuales se determinan por las capacidades de las unidades generadoras.
- 2) Las cotas simples de la demanda atendida, las cuales se determinan por los requerimientos iniciales de demanda por periodo.
- 3) La demanda atendida total por periodo debe ser igual a la potencia suministrada total por periodo.

Los resultados del problema planteado se muestran en las tablas 3.4 y 3.5:

Tabla 3.4

Centros de Carga	Demanda Atendida Por Periodo (MWh/h)			Energía Consumida Total (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía (\$)
	D1	D2	D3		
C1	100	90	30	1,700	\$7,607.50
C2	120	80	40	1,680	\$7,518.00
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	<b>3,380</b>	<b>\$15,125.50</b>

Tabla 3.5

Unidades Generadoras	Potencia Entregada Por Periodo (MW)			Energía Entregada Total (MWh)	Costo de Producción (\$)
	D1	D2	D3		
G1	40	40	40	960	\$2,921.09
G2	65	65	30	1,280	\$4,241.11
G3	115	65	0	1,140	\$4,807.71
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	<b>3,380</b>	<b>\$11,969.91</b>

El máximo excedente económico total correspondiente a este problema es,

$$F^* = \$15,125.50 - \$11,969.91 = \$3,155.59$$

Las unidades generadoras utilizan su potencia desde la más barata a la más cara atendiendo al 100% la demanda de los centros de carga. La unidad más barata, G1, utiliza el 100% de su capacidad disponible en todos los periodos, mientras que las unidades más caras se despachan siguiendo un orden de mérito basado en sus costos y limitado por la capacidad de las unidades.

### Ejemplo 3.3

#### Despacho con restricción de energía disponible en una unidad generadora

**Primera Parte:** Al problema del ejemplo 3.2 se le agrega una restricción relacionada con la energía máxima que puede entregar la unidad generadora G1 en todo el horizonte de planeación de tal forma que esta no exceda de un valor igual a 680 MWh. Los resultados que maximizan el excedente económico total se muestran en las tablas 3.6 y 3.7.

Tabla 3.6

Centros de Carga	Demanda Atendida Por Periodo (MWh/h)			Energía Consumida Total (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía (\$)
	D1	D2	D3		
C1	100	90	30	1700	\$7,607.50
C2	120	80	40	1680	\$7,518.00
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	<b>3,380</b>	<b>\$15,125.50</b>

Tabla 3.7

Unidades Generadoras	Potencia Entregada Por Periodo (MWh/h)			Energía Entregada Total (MWh)	Costo de Producción (\$)
	D1	D2	D3		
G1	40	40	5	<b>680</b>	\$2,062.36
G2	65	65	65	1,560	\$5,188.72
G3	115	65	0	1,140	\$4,807.71
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	<b>3,380</b>	<b>\$12,058.78</b>

En este caso el máximo excedente económico total es,

$$F^* = \$15,125.50 - \$12,058.78 = \$3,066.72$$

La restricción energética agregada en este problema está activa, es decir, en todo el horizonte de estudio se agota la energía que la unidad G1 puede disponer. Bajo esta circunstancia, se obtiene como resultado de la optimización del problema, un precio sombra con valor de 1.06746 \$/MWh. El costo de oportunidad de la unidad generadora G1 se obtiene sumando el precio sombra resultante  $\lambda_{G1}$ , a su respectiva función de costo de producción  $f_{G1}(g)$ , el cual quedaría expresado a través de la siguiente función:

$$f_{G1}(g) + \lambda_{G1} = [2.85 g + 0.00482 g^2] + [1.06746 g] = 3.9175 g + 0.00482 g^2. \quad (3.9)$$

**Segunda parte:** Despacho sin restricción de energía (desacoplado) usando el costo de oportunidad.

Para ilustrar la utilidad del costo de oportunidad de la unidad generadora G1 calculado como oferta de venta de energía de dicha unidad, se retoma el problema planteado en el ejemplo 3.2, que no considera la restricción energética.

Para este nuevo caso, en lugar de la función de costo de producción de la unidad generadora G1, mostrada en la Tabla 3.1 se considerará el costo de oportunidad de la ecuación (3.9), pero el problema representado no considerará restricciones de energía para ninguna de sus unidades (problema desacoplado). Los resultados del problema planteado se muestran en las tablas 3.8 y 3.9.

Tabla 3.8

Centros de Carga	Demanda Atendida Por Periodo (MWh/h)			Energía Consumida Total (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía (\$)
	D1	D2	D3		
C1	100	90	30	1,700	\$7,607.50
C2	120	80	40	1,680	\$7,518.00
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	<b>3,380</b>	<b>\$15,125.50</b>

Tabla 3.9

Unidades Generadoras	Potencia Entregada Por Periodo (MWh/h)			Energía Entregada Total (MWh)	Costo de Producción (\$)
	D1	D2	D3		
G1	40	40	5	<b>680</b>	\$2,788.23
G2	65	65	65	1,560	\$5,188.72
G3	115	65	0	1,140	\$4,807.71
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>170</b>	<b>70</b>	<b>3,380</b>	<b>\$12,784.65</b>

En este caso la solución  $F^{**}$  es de \$2,340.85. Para obtener el excedente económico total es necesario agregar el término constante ( $\lambda E$ ) mostrado en la ecuación (3.8) que corresponde a la energía disponible multiplicada por su precio sombra:

$$F^{**} + \lambda_{G1} E_{G1} = \$2,340.85 + (1.06746 \text{ \$/MWh} \times 680 \text{ MWh}) = \$3,066.72 \quad (3.10)$$

Como se observa en la expresión (3.10), el planteamiento en la segunda parte del ejemplo no afecta para nada al excedente económico que se obtiene, por tanto, el máximo excedente económico obtenido para ambas partes es el mismo.

De los resultados obtenidos se observa que la consideración del costo de oportunidad conduce a la misma solución del problema con limitación energética que se plantea en la primera parte de este ejemplo.

**Ejemplo 3.4****Despacho con limitación en la disponibilidad de combustible común a dos unidades generadoras**

**Primera Parte:** Para obtener los consumos de combustible correspondientes al despacho de generación del ejemplo 3.2, son necesarias las relaciones de transformación de energía primaria para las unidades G1 y G2, que en el caso de las unidades térmicas corresponden con sus valores de régimen térmico; para el presente ejemplo se utilizarán los mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 3.10

Unidades Generadoras	Energía Entregada Total (MWh)	Régimen Térmico (MMBtu/MWh)	Consumo Combustible (MMBtu)
G2	1,280	7.583	9,706.24
G3	1,140	9.478	10,804.92
<b>Total</b>	<b>2,420</b>		<b>20,511.16</b>

Suponga que a este problema se le agrega una limitación energética de 19,500 MMBtu relacionada con el combustible máximo en MMBtu del que pueden disponer las unidades G2 y G3 en todo el horizonte de planeación. Los resultados del problema planteado se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 3.11

Centros de Carga	Demanda Atendida Por Periodo (MWh/h)			Energía Consumida (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía (\$)
	D1	D2	D3		
C1	99.21	90	30	1,698.41	\$7,600.40
C2	70.38	79.58	40	1,574.90	\$7,047.69
<b>Total</b>	<b>169.58</b>	<b>169.58</b>	<b>70.00</b>	<b>3,273.32</b>	<b>\$14,648.08</b>

Tabla 3.12

Unidades Generadoras	Potencia Entregada Por Periodo (MWh/h)			Energía Entregada (MWh)	Consumo Combustible (MWh)	Costo de Producción (\$)
	D1	D2	D3			
G1	40	40	40	960	0	\$2,921.09
G2	65	65	30	1,280	9,706.24	\$4,241.11
G3	64.59	64.59	0	1,033.32	9,793.76	\$4,340.83
<b>Total</b>	<b>169.58</b>	<b>169.58</b>	<b>70</b>	<b>3,273.32</b>	<b>19,500</b>	<b>\$11,503.03</b>

En este planteamiento el máximo excedente económico total es,

$$F^* = \$14,648.08 - \$11,503.03 = \$3,145.06$$

La restricción relacionada con la limitación en la disponibilidad del combustible agregada está activa, es decir, la demanda es atendida sin rebasar la cantidad disponible de combustible que los generadores G2 y G3 pueden utilizar para su consumo en todo el horizonte de estudio. Esta limitación provoca que los generadores no puedan atender la demanda de los centros de carga de 50.42 MW y 0.42 MW en los periodos D1 y D2 respectivamente. En el periodo D3 la demanda de energía es satisfecha completamente, esto es debido a que los términos cuadráticos de las expresiones de costo hacen que sea más cara la generación en los periodos con mayor demanda.

Después de la optimización del problema, se obtiene un precio sombra con valor de 0.01828 \$/MMBtu. Como la restricción está asociada con la limitación en la fuente que suministra combustible a los generadores G2 y G3, el precio sombra afectará a las dos unidades. El costo de oportunidad con el que los generadores G2 y G3 deberán presentar su oferta de venta de energía se calcula sumando al costo de producción de la energía  $f_{G_i}(g_i)$ , el precio sombra resultante  $\lambda_{G2,G3}$  por el respectivo valor del régimen térmico de cada unidad  $RT_{G_i}$  conforme a la expresión (3.11).

$$f_{G_i}(g_i) + \lambda_{G2,G3} \cdot RT_{G_i} \quad (3.11)$$

Las expresiones de Costo de Oportunidad para cada unidad se muestran en las ecuaciones (3.12) y (3.13).

$$f_{G2}(g_2) = [3.2g_2 + 0.00194g_2^2] + [0.01828][7.583]g_2 = 3.3386g_2 + 0.00194g_2^2 \quad (3.12)$$

$$f_{G3}(g_3) = [4.1g_3 + 0.001562g_3^2] + [0.01828][9.478]g_3 = 4.2732g_3 + 0.001562g_3^2 \quad (3.13)$$

**Segunda parte:** Despacho sin restricción de energía (desacoplado) usando el costo de oportunidad.

Para ilustrar la utilidad del costo de oportunidad de la limitación del combustible disponible para las unidades G2 y G3, calculado como oferta de venta de energía de dichas unidades, se retoma el problema planteado en el ejemplo 3.2, que no considera la limitación en la disponibilidad del combustible.

Para este nuevo caso, la función de costo de producción de las unidades generadoras G2 y G3 será igual a las correspondientes expresiones de costo de oportunidad que se muestran en las ecuaciones (3.12) y (3.13), pero el problema representado no considerará restricciones de energía para ninguna de sus unidades (problema desacoplado). Los resultados del problema planteado se muestran en las tablas 3.12 y 3.13.

Tabla 3.12

Centros de Carga	Demanda Atendida Por Periodo (MWh/h)			Energía Consumida (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía (\$)
	D1	D2	D3		
C1	99.21	90	30	1,698.41	\$7,600.40
C2	70.38	79.58	40	1,574.90	\$7,047.69

<b>Total</b>	<b>169.58</b>	<b>169.58</b>	<b>70</b>	<b>3,273.32</b>	<b>\$14,648.08</b>
--------------	---------------	---------------	-----------	-----------------	--------------------

Tabla 3.13

Unidades Generadoras	Potencia Entregada Por Periodo (MWh/h)			Energía Entregada (MWh)	Consumo Combustible (MWh)	Costo de Producción (\$)
	D1	D2	D3			
<b>G1</b>	40	40	40	960	0	\$2,921.09
<b>G2</b>	65	65	30	1,280	9,706.24	\$4,418.53
<b>G3</b>	64.58	64.58	0	1,033.32	9,793.76	\$4,519.85
<b>Total</b>	<b>169.58</b>	<b>169.58</b>	<b>70</b>	<b>3,273.32</b>	<b>19,500</b>	<b>\$11,859.46</b>

En este caso la solución  $F^{**}$  es de \$2,788.62. Para obtener el excedente económico total es necesario agregar el término constante ( $\lambda E$ ) mostrado en la ecuación (3.8) que en este caso corresponde a la limitación de combustible  $L^{comb}$  del que pueden disponer los generadores G2 y G3 multiplicada por el precio sombra correspondiente  $\lambda_{G2,G3}$ :

$$F^{**} + \lambda_{G2,G3} \cdot L^{comb} = \$2,788.62 + (0.01828 \text{ \$/MMBtu} \times 19,500 \text{ MMBtu}) = \$3,145.06$$

De los resultados obtenidos se observa que la consideración del costo de oportunidad conduce a la misma solución del problema con limitación energética que se plantea en la primera parte de este ejemplo.

### Ejemplo 3.5

#### Deducción matemática Despacho con Recursos de Demanda Controlable Garantizada

Este ejemplo tiene como objetivo ilustrar la formulación matemática de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada con limitación energética, específicamente cuando se oferta un producto de Servicio Conexo que contribuye a la reserva rodante.

La nomenclatura que se utiliza es la siguiente:

##### Subíndices:

- $t$  Periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.
- $u$  Unidades cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
- $c$  Centros de carga.

##### Variables

- $g_{ut}$  Generación (MW) de la unidad  $u$  en el intervalo de tiempo  $t$ .
- $d_{ct}$  Demanda (MW) suministrada al centro de carga  $c$  en el intervalo de tiempo  $t$ .
- $\mu$  Precio sombra de la energía disponible (\$/MWh).
- $\varphi_t$  Demanda controlable en el intervalo de tiempo  $t$ .
- $r_t$  Asignación de reserva rodante a la oferta de compra de reserva rodante presentada por el operador del sistema, en el intervalo de tiempo  $t$ .

##### Constantes

- $NT$  Número de periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.
- $NU$  Número de unidades de generación.
- $NC$  Número de centros de carga.
- $\tau_t$  Duración (h) del periodo de tiempo  $t$ .
- $G_u$  Generación máxima (MW) de la unidad  $u$ .
- $D_{ct}$  Demanda máxima (MWh) requerida por el centro de carga  $c$  en el tiempo  $t$ .
- $\phi$  Cantidad máxima ofertada de demanda controlable (MW).
- $E^c$  Limite energético de la demanda controlable (MWh)
- $\Psi_t$  Cantidad máxima de servicio conexo de reserva rodante que el operador del sistema

está dispuesto a comprar (MW).

$C_u$	Costo de producción de la unidad $u$ (\$/MWh).
$P_c$	Precio que el centro de carga $c$ está dispuesto a pagar por la energía (\$/MWh).
$Q$	Precio de oferta de la demanda controlable (\$/MW).
$R$	Precio máximo dispuesto a pagar por el operador del sistema por la reserva rodante (\$/MW).
$S_u$	Precio de oferta de servicio conexo de reserva rodante del generador $u$ (\$/MW).

#### Descripción del problema

Se presenta la formulación matemática de un problema de despacho térmico que maximiza el excedente económico total, el cual considera las cotas simples de las variables, las restricciones de balance de oferta y de demanda de energía. Se han agregado restricciones de balance de oferta y demanda de reserva rodante y una restricción operativa que limita la cantidad de energía que se podrá dejar de suministrar al Recurso de Demanda Controlable.

El problema consiste en determinar, para cada periodo de tiempo  $t$  en el que se subdivide el horizonte de estudio, la generación  $g_{ut}$  de las  $NU$  unidades, la demanda  $d_{ct}$  a suministrar a los centros de carga, los requerimientos para el sistema de demanda controlable garantizada y la correspondiente asignación de reserva rodante, que puede ser proporcionada por las unidades de generación o por la demanda controlable.

El modelo matemático de este problema viene dado por la función objetivo representada por la expresión (3.14):

$$\text{Maximizar } \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u \tau_t g_{ut} \right) + \sum_{t=1}^{NT} \left( R r_t - \sum_{u=1}^{NU} S_u (G_u - g_{ut}) - Q \varphi_t \right) \quad (3.14)$$

Las expresiones (3.15) y (3.16) son las cotas simples de las variables; la primera representa las limitaciones por capacidad de las unidades de generación y la segunda representa la demanda requerida por los centros de carga.

$$0 \leq g_{ut} \leq G_u \quad \forall u = 1, 2, \dots, NU; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.15)$$

$$0 \leq d_{ct} \leq D_{ct} \quad \forall c = 1, 2, \dots, NC; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.16)$$

Las ecuaciones (3.17) y (3.18) representan las cotas simples para reserva rodante que se asignará a la oferta de compra de reserva rodante presentada por el operador del sistema, y las cotas simples de la demanda controlable en el intervalo de tiempo  $t$ , respectivamente:

$$0 \leq r_t \leq \Psi_t \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.17)$$

$$0 \leq \varphi_t \leq \phi \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.18)$$

La expresión (3.19), que representa la ecuación de balance de oferta y demanda de energía,

condiciona que el total de la generación producida por todas las unidades disponibles sea igual a la energía demandada por los centros de carga, en todos los periodos de tiempo.

$$\sum_{u=1}^{NU} \tau_t g_{ut} = \sum_{c=1}^{NC} \tau_t d_{ct}; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.19)$$

La expresión (3.20) representa la restricción de balance de oferta y demanda de reserva rodante. Se observa que la demanda controlable garantizada contribuye a la reserva rodante junto con la contribución a la reserva de todas las unidades.

$$\sum_{u=1}^{NU} (G_u - g_{ut}) + \varphi_t \geq r_t; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.20)$$

La expresión (3.21) representa una limitación energética, de tal forma que la máxima energía asociada con el recurso de demanda controlable garantizada no deberá rebasar  $E^C$ , en todo el periodo de estudio.

$$\sum_{t=1}^{NT} \tau_t \varphi_t \leq E^C \quad (3.21)$$

#### Solución

Al igual que el ejemplo 3.1, se aplica la relajación de Lagrange a la restricción (3.22) para transformar el problema de optimización planteado a un problema del tipo "sin limitación energética", lo que da como resultado la función objetivo del Lagrangiano que se muestra en la expresión (3.22).

$$L = \text{Max} \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u \tau_t g_{ut} \right) + \sum_{t=1}^{NT} \left( Rr_t - \sum_{u=1}^{NU} S_u (G_u - g_{ut}) - Q \varphi_t \right) + \mu \left( E^C - \sum_{t=1}^{NT} \tau_t \varphi_t \right) \quad (3.22)$$

Simplificando términos para agrupar a las variables que representan la generación, resulta la expresión (3.23).

$$L = \text{Max} \mu E^C + \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} + Rr_t - \sum_{u=1}^{NU} C_u \tau_t g_{ut} - \sum_{u=1}^{NU} S_u (G_u - g_{ut}) - \sum_{t=1}^{NT} (Q + \mu \tau_t) \varphi_t \right) \quad (3.23)$$

### Conclusión

En la expresión (3.23), el coeficiente  $(Q + \mu\tau_t)$  corresponde con el precio de oferta de la demanda controlable garantizada la cual tiene una limitación energética. Un proceso de optimización, determinará el valor óptimo para el multiplicador de Lagrange o precio sombra  $\mu$ . En esta situación el coeficiente  $(Q + \mu\tau_t)$  representa el costo de oportunidad de la demanda controlable garantizada que está sujeta a una limitación energética. El precio sombra  $\mu$  tomará valores positivos cuando la restricción de desigualdad esté activa (se utiliza toda la energía asignada al recurso); en caso contrario, el precios sombra  $\mu$  toma el valor de cero.

### **Ejemplo 3.6**

#### **Sistema Genérico de Almacenamiento**

Se ilustra el concepto de costo de oportunidad para el caso de sistemas genéricos de almacenamiento. Para ese fin, se presenta la formulación matemática de un problema simple de despacho de unidades generadoras y sistemas genéricos de almacenamiento, en el que se aplica el criterio de maximizar el excedente económico total. Para reducir la complejidad, no se consideran los servicios conexos de reserva de regulación, reserva rodante y reserva no rodante. En cada periodo de tiempo, el sistema de almacenamiento sólo puede operar en uno de tres "modos" posibles: en el modo "carga", el sistema toma energía eléctrica de la red y la transforma en energía almacenada; en el modo "genera", el sistema descarga la energía almacenada y la transforma en energía eléctrica, que inyecta a la red; en el modo "paro", el sistema no toma energía de la red, ni genera energía eléctrica.

La nomenclatura que se utiliza es la siguiente:

#### Subíndices:

- $t$  Periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.
- $m$  Día.
- $u$  Unidades cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
- $a$  Sistema genérico de almacenamiento.
- $c$  Centros de carga.

#### Variables

- $g_{ut}$  Generación (MW) de la unidad " $u$ " en el periodo  $t$ .
- $q_{at}$  Generación (MW) del sistema de almacenamiento " $a$ ", en el periodo  $t$ .
- $w_{at}$  Carga (MW) del sistema de almacenamiento " $a$ ", en el periodo  $t$ .
- $d_{ct}$  Demanda (MW) suministrada al centro de carga " $c$ ", en el periodo  $t$ .
- $\alpha_{at}$  Variable entera (0,1). Toma el valor de 1 cuando el sistema de almacenamiento " $a$ " está en modo "paro", en el periodo  $t$ .

$\beta_{at}$	Variable entera (0,1). Toma el valor de 1 cuando el sistema de almacenamiento "a" opera en modo "genera", en el periodo $t$ .
$\delta_{at}$	Variable entera (0,1). Toma el valor de 1 cuando el sistema de almacenamiento "a" opera en modo "carga", en el periodo $t$ .
$x_{at}$	Energía (MWh) almacenada, en el sistema de almacenamiento "a", en el periodo $t$ .
$E_{am}$	Energía eléctrica (MWh) generada por el sistema de almacenamiento "a", en el día "m".

Constantes

$NT$	Número de periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.
$NU$	Número de unidades cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
$NM$	Número de días que comprende el problema de despacho.
$NA$	Número de sistemas genéricos de almacenamiento.
$NC$	Número de centros de carga.
$C_u$	Costo de producción (\$/MWh) de la unidad "u".
$C_a^A$	Costo variable de operación y mantenimiento, del sistema de almacenamiento "a".
$P_c$	Precio (\$/MWh) que el centro de carga "c" está dispuesto a pagar por la energía.
$\tau_t$	Duración (en horas) del periodo de tiempo $t$ .
$G_u$	Generación máxima (MW) de la unidad "u".
$Q_a$	Capacidad (MW) máxima generación, del sistema de almacenamiento "a".
$D_{ct}$	Demanda máxima (MWh) requerida por el centro de carga "c" en el tiempo $t$ .
$W_a$	Capacidad de carga máxima (MW) del sistema de almacenamiento "a".
$X_a$	Capacidad máxima de almacenamiento de energía (MWh), del sistema de almacenamiento "a".
$\rho_a^c$	Factor de transformación de energía de carga a energía almacenada. Es un número no negativo, menor o igual que 1.
$\rho_a^g$	Factor de transformación de energía almacenada a generación de energía eléctrica. Es un número no negativo, menor o igual que 1.
$F_a^0$	Energía almacenada al inicio del primer periodo, en el sistema de almacenamiento "a".
$F_a^{NT}$	Energía almacenada deseada por el participante al final del horizonte de despacho, en el sistema de almacenamiento "a".

Descripción del problema

El problema consiste en determinar, para cada periodo de tiempo  $t$ : la generación  $g_{ut}$  de las unidades que no presentan limitaciones energéticas, la generación  $q_{at}$  y la carga  $d_{at}$  de los sistemas de almacenamiento de energía, y la demanda  $d_{ct}$  que se suministra a los centros de carga, de tal forma que se maximice el excedente económico total, satisfaciendo las cotas simples, en condición de equilibrio entre la demanda y la generación de energía eléctrica, y respetando las restricción de balance energético en cada sistema de almacenamiento.

La función objetivo es representada por la expresión (3.24):

$$\text{Maximizar } \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{a=1}^{NA} C_a^A \tau_t q_{at} - \sum_{u=1}^{NU} C_u \tau_t g_{ut} \right) \quad (3.24)$$

La expresión (3.25), establece el equilibrio de la generación y la demanda, en cada periodo de tiempo.

$$\sum_{a=1}^{NA} w_{at} + \sum_{c=1}^{NC} d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} g_{ut} - \sum_{a=1}^{NA} q_{at} = 0 \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.25)$$

Las expresiones (3.26) a la (3.29) definen las cotas de las variables del ejemplo.

$$0 \leq g_{ut} \leq G_u \quad \forall u = 1, 2, \dots, NU; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.26)$$

$$0 \leq q_{at} \leq Q_a \beta_{at} \quad \forall a = 1, 2, \dots, NA; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.27)$$

$$0 \leq w_{at} \leq W_a \delta_{at} \quad \forall a = 1, 2, \dots, NA; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.28)$$

$$0 \leq x_{at} \leq X_a \quad \forall a = 1, 2, \dots, NA; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.28)$$

$$0 \leq d_{ct} \leq D_{ct} \quad \forall c = 1, 2, \dots, NC; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.29)$$

La expresión (3.30) representa la ecuación de balance energético, para cada sistema de almacenamiento:

$$x_{at} = x_{at-1} + \tau_t \rho_a^c w_{at} - q_{at} \tau_t / \rho_a^g \quad \forall a = 1, 2, \dots, NA; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.30)$$

La expresión (3.31) condiciona la generación del sistema de almacenamiento, en cada periodo, en función de la energía almacenada en el periodo anterior:

$$q_{at} \tau_t / \rho_a^g \leq x_{at-1} \quad \forall a = 1, 2, \dots, NA; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.31)$$

La expresión (3.32) condiciona que todo sistema de almacenamiento solo puede operar en uno de los tres modos posibles:

$$\beta_{at} + \delta_{at} + \alpha_{at} = 1 \quad \forall a = 1, 2, \dots, NA; \quad \forall t = 1, 2, \dots, NT \quad (3.32)$$

La expresión (3.33) contabiliza la energía  $E_{am}$  que el sistema de almacenamiento aportará a la red en cada día, "m", considerado en el horizonte de despacho:

$$\sum_{t=1+(m-1)NP}^{mNP} \tau_t q_{at} = E_{am} \quad \forall m = 1, 2, \dots, NM \quad (3.33)$$

La expresión (3.34) define la condición de frontera para la energía almacenada:

$$x_{aNT} = F_a^{NT} \quad (3.34)$$

El Lagrangiano del problema matemático

Aplicando la técnica de relajación Lagrangiana a las ecuaciones (3.33), el Lagrangiano resultante se muestra en la expresión (3.35):

$$L = \text{Max} \sum_{t=1}^{NT} \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c \tau_t d_{ct} - \sum_{a=1}^{NA} C_a^A \tau_t q_{at} - \sum_{u=1}^{NU} C_u \tau_t g_{ut} \right) + \sum_{m=1}^{NM} \left( \sum_{a=1}^{NA} \gamma_{am} \left( E_{am} - \sum_{t=1+(m-1)NP}^{mNP} \tau_t q_{at} \right) \right) \quad (3.35)$$

Donde  $\{\gamma_{am} ; m = 1, 2, \dots, NM\}$  representan los precios sombra relacionados con las expresiones (3.33). En la solución óptima de este problema, los precios sombra alcanzan un valor numérico tal que se satisfacen las ecuaciones (3.33).

Simplificando términos para agrupar las variables que representan la generación, resulta la expresión (3.36).

$$L = \text{Max} \sum_{t=1}^{NT} \tau_t \left( \sum_{c=1}^{NC} P_c d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u^T g_{ut} \right) - \sum_{m=1}^{NM} \tau_t \left( \sum_{a=1}^{NA} \left( \sum_{t=1+(m-1)NP}^{mNP} (C_a + \gamma_{am}) q_{at} \right) \right) + \sum_{m=1}^{NM} \left( \sum_{a=1}^{NA} \gamma_{am} E_{am} \right) \quad (3.36)$$

Los Costos de Oportunidad

En la expresión (3.36) el coeficiente  $(C_a + \gamma_{am})$  corresponde con el costo de oportunidad de la generación del sistema de almacenamiento genérico "a", expresados en \$/MWh, en los periodos de tiempo "t" comprendidos en el día "m".

## Ejemplo 3.7

## Costo de Oportunidad de Almacenamiento Genérico de Energía

Como complemento al ejemplo anterior, se presenta a continuación un caso en el que se determina el valor numérico del costo de oportunidad para un sistema de almacenamiento de energía, cuyos parámetros se muestran en la tabla siguiente:

Parámetros del Activo Genérico de Almacenamiento de Energía		
$W$	Límite máximo de carga (MW)	100.00
$Q$	Límite máximo de generación (MW)	100.00
$X$	Límite máximo de energía almacenada (MWh)	1,200.00
$C^A$	Costo variable de operación y mantenimiento (\$/MW)	50.00
$\rho^c$	Factor de transformación de energía de carga a energía almacenada (pu)	1.00
$\rho^g$	Factor de transformación de energía almacenada a generación de energía eléctrica (pu)	1.00

En el inicio del horizonte de despacho, se supone que el sistema de almacenamiento está en modo “paro”, y que posee una energía almacenada de 800 MWh, suficiente para operar en modo “Genera” por dos periodos de cuatro horas, a plena capacidad. El participante que representa el sistema de almacenamiento establece que desea contar con 800 MWh de almacenamiento al final del horizonte de despacho.

Este ejemplo se plantea para un horizonte de despacho de dos días de duración, que se subdivide en 12 periodos de 4 horas. Se consideran dos unidades generadoras, cuyos parámetros se definen en la tabla siguiente:

Parámetros de la Oferta de Venta de Energía		
$C_{1t}$	Costo variable de la unidad 1 (\$/MWh)	700
$C_{2t}$	Costo variable de la unidad 2 (\$/MWh)	1,200
$G_{1t}$	Generación máxima de la unidad 1 (MW)	500
$G_{2t}$	Generación máxima de la unidad 2 (MW)	250

		Periodo											
Parámetros de la Oferta de Compra de Energía		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$D_t$	Demanda Máxima dispuesta a ser contratada (MW)	300	400	450	550	700	550	340	420	550	800	700	300
$P_t$	Precio máximo dispuesto a pagar por la energía (\$/MWh)	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000

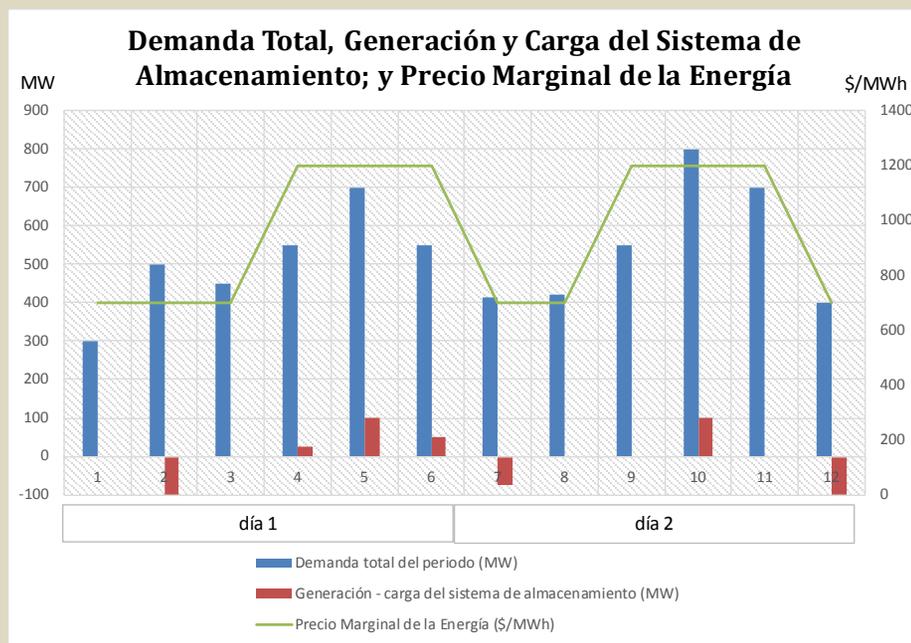
El problema planteado se resuelve mediante un procedimiento de Programación Entera Mixta. La solución del problema arroja un excedente económico total de 54.547 millones de pesos, con una garantía de que la solución óptima no excede en más de 0.2% la solución obtenida.

Para determinar los precios sombra que se requieren en el cálculo de los costos de oportunidad, se fijan los valores obtenidos para las variables enteras, y se resuelve el problema de despacho considerando el resto de las variables. El problema resultante corresponde a Programación Lineal y el valor de las variables en la solución se muestra en la tabla siguiente:

		Periodo											
Variables Independientes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\beta_t$	Modo "Generación"	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00
$\alpha_t$	Modo "Paro"	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00
$\delta_t$	Modo "Carga"	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00
$q_t$	Generación del sistema de almacenamiento (MW)	0	0	0	25	100	50	0	0	0	100	0	0
$w_t$	Carga (MW)	0	100	0	0	0	0	75	0	0	0	0	100
$x_t$	Energía Almacenada (MWh)	800	1,200	1,200	1,100	700	500	800	800	800	400	400	800
$g_{1t}$	Generación de la unidad 1 (MW)	300	500	450	500	500	500	415	420	500	500	500	400
$g_{2t}$	Generación de la unidad 2 (MW)	0	0	0	25	100	0	0	0	50	200	200	0
$d_t$	Demanda (MW)	300	400	450	550	700	550	340	420	550	800	700	300
$E_m$	Energía por día generada por el sistema de almacenamiento (MWh)	700.00						400.00					

Los precios sombra correspondientes a las restricciones (3.33) del ejemplo anterior son 450 \$/MWh para el día 1, y 0 \$/MWh para el día 2, por lo que los costos de oportunidad serán:  $(C_a + \gamma_{am}) = (50 + 450) \$/MWh$  para los periodos del día 1 y  $(C_a + \gamma_{am}) = (50 + 0) \$/MWh$  para los periodos del día 2.

La siguiente gráfica muestra los perfiles de la demanda total del centro de carga, la generación neta (generación – la carga) del sistema de almacenamiento y el Precio Marginal de la Energía, por periodo, donde éste último corresponde a los precios sombra de las restricciones (3.25) del ejemplo anterior.



Cabe hacer notar que, dado el perfil obtenido del Precio Marginal de la Energía, la solución obtenida también optimiza el ingreso por venta de energía del sistema de almacenamiento.

### 3.2 Los Costos de Oportunidad a 36 meses

- 3.2.1 Los Costos de Oportunidad a 36 meses serán obtenidos por el CENACE a partir de la solución de un problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo, que a su vez deberá ser parte integral de la planeación operativa del Sistema Eléctrico Nacional en los términos de lo establecido en la Base 6.4 del Mercado Eléctrico.
- 3.2.2 El objetivo del problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo deberá ser la maximización del excedente económico total, que contemple un horizonte de tiempo de 36 meses, subdividido en periodos mensuales. Para este estudio no se considerarán ofertas de compra de energía sensibles al precio, por lo que el modelo minimizará los costos esperados de producción y de la demanda no suministrada.
- 3.2.3 En el planteamiento del problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo se deberán considerar los costos de penalización de las variables artificiales que facilitarán la detección de insumos erróneos o incongruentes y que por consecuencia harían no factible la solución, para lo cual, se deberán realizar una o varias corridas exploratorias.
- 3.2.4 Una vez detectadas las anomalías y corregida la información se tendrán que inhabilitar las variables artificiales utilizadas, con la finalidad de eliminar la posibilidad de distorsionar las decisiones debido a los valores de las penalizaciones.
- 3.2.5 Las variables artificiales que deberán considerarse en la formulación de los modelos de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo deberán incluir, las aportaciones artificiales de agua a los embalses de las principales centrales hidroeléctricas y las inyecciones artificiales de energéticos primarios en los nodos de energéticos.
- 3.2.6 Como resultado de resolver el problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo se deberá obtener para cada mes, el volumen estimado de agua que podrá ser turbinado y la correspondiente producción estimada de energía que será asignada a las unidades de central hidroeléctrica, así como el Precio Sombra de las restricciones de energía limitada correspondiente a las centrales hidroeléctricas que hayan sido clasificadas por el CENACE como Recursos de Energía Limitada.
- 3.2.7 Entre los resultados obtenidos de la Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo se deberán encontrar las cantidades estimadas mensuales de consumo de combustible primario que podrá ser usado, así como los Precios Sombra correspondientes a las unidades de central termoeléctrica que hayan presentado restricciones en la disponibilidad o consumo de su combustible primario y que hayan sido clasificadas por el CENACE como Recursos de Energía Limitada.
- 3.2.8 Los Precios Sombra asociados a las restricciones energéticas obtenidos como resultado del problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo se deberán utilizar para calcular los costos de oportunidad a 36 meses de los Recursos de Energía Limitada.
- 3.2.9 Los costos de oportunidad a 36 meses, determinados para los Recursos de Energía Limitada, así como las cantidades mensuales estimadas de energía para ser generadas por dichos recursos, deberán ser un insumo para los estudios de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo que realice el CENACE, en los que se considere un horizonte de planeación menor o igual a un mes, cuya finalidad sea la de desglosar las cantidades de energía de los Recursos de Energía Limitada en términos semanales.
- 3.2.10 En los estudios de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo, cuyo horizonte de planeación sea de 7 días, se deberá conservar la restricción de energía asignada en términos semanales a las centrales hidroeléctricas.

- 3.2.11 En los estudios de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo, cuyo horizonte de planeación sea de 7 días, se deberán conservar las restricciones de disponibilidad semanal de combustible en las unidades termoeléctricas que constituyan un Recurso de Energía Limitada.
- 3.2.12 Cuando una limitación en la disponibilidad de combustible afecte a un conjunto de unidades, se dará prioridad de suministro a las unidades que posean contratos de suministro que otorguen derechos en firme para recibir sin interrupción una cantidad específica del energético, hasta agotar la cantidad disponible del energético o asignar el combustible asegurado por los contratos de suministro firme.
- (a) A la cantidad disponible del energético se le restará la cantidad que sea posible suministrar a las unidades que posean los contratos de suministro firme.
  - (b) La cantidad que resulte después de satisfacer los requerimientos de suministro firme definirá la limitación que deberá considerarse para las unidades despachables en los estudios de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo.
- 3.2.13 La oferta de costo de oportunidad de 36 meses de los Recursos de Energía Limitada podría utilizarse, a criterio del CENACE, en el MDA, como una alternativa a falta de la oferta de costo de oportunidad que se construye a partir del estudio de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo a 7 días.
- 3.2.14 El modelo que sea utilizado por el CENACE para la solución del problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo podrá ser del tipo determinista, apto para obtener la solución correspondiente a un escenario determinado. En todo caso, el modelo deberá considerar las restricciones físicas y operativas de los elementos del sistema eléctrico.
- 3.2.15 El CENACE podrá hacer uso de herramientas de despacho estocástico para resolver el problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo, que incorporen en su modelación la incertidumbre de algunos de sus insumos, tales como los precios de los combustibles, los escurrimientos de cuenca propia a los embalses de las centrales principales, la producción mensual de energía de centrales hidroeléctricas menores, el error en el pronóstico del consumo mensual de energía en las regiones, la capacidad disponible de los generadores, la potencia generada por fuentes de energía renovables intermitentes, y el error de pronóstico de la demanda. En ese caso, el objetivo de la herramienta deberá ser el de determinar la política de utilización de los medios de almacenamiento energético, de manera que se maximice el valor esperado del excedente económico total durante un periodo de planeación con una duración de 36 meses.
- 3.2.16 El CENACE deberá determinar al menos cada seis meses, la política de operación anual que defina la utilización en lapsos mensuales de los recursos hidroeléctricos y termoeléctricos que presenten limitaciones en la disponibilidad de su combustible primario.
- 3.2.17 El CENACE deberá decidir conforme a sus capacidades, cual herramienta utilizará para la solución del problema de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo, ya sea una herramienta que adopte un enfoque determinista como la mencionada en el numeral 3.2.14 o una herramienta que adopte un enfoque estocástico como la mencionada en el numeral 3.2.15. En cualquiera de los casos, el CENACE deberá justificar las razones de dicha elección a través de una nota técnica, que deberá ser hecha de conocimiento de los participantes del mercado al momento de la publicación de los resultados.
- 3.2.18 En la Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo sólo se considerarán los Recursos de Energía Limitada, conforme a los criterios descritos en la sección 2.7. Para los fines de la

planeación operativa de mediano plazo. No se considerarán Recursos de Demanda Controlable Garantizada y sistemas genéricos de almacenamiento de energía.

### 3.3 Los Costos de Oportunidad a 7 días

- 3.3.1 Los costos de oportunidad a 7 días se deberán obtener como parte de la solución de un problema de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo, que de acuerdo con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo se deberá resolver con el Modelo de Asignación de Unidades de Horizonte Extendido AU-CHT.
- 3.3.2 El problema a resolver por el Modelo AU-CHT se describe en el numeral 3.7 del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, en el cual especifica que dicha herramienta deberá ejecutarse cada día, considerando un horizonte de estudio de 7 días con intervalos horarios.
- 3.3.3 En el Modelo de Asignación de Unidades de Horizonte Extendido AU-CHT, se deberán considerar los Recursos de Energía Limitada que se tomaron en cuenta en la Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo. Además, se deberán considerar los Recursos de Energía Limitada cuyas limitaciones energéticas excedan 24 horas. Por lo tanto, se podrán incluir los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, los sistemas genéricos de almacenamiento y las Unidades Termoeléctricas con Limitaciones Periódicas de Emisiones. En todo caso, el CENACE justificará cuáles Recursos de Energía Limitada serán tomadas en consideración.
- 3.3.4 Los resultados de este problema deberán incluir las cantidades de energía diaria correspondientes a las limitaciones energéticas de todos los Recursos de Energía Limitada que se consideran en la Asignación de Unidades de Horizonte Extendido. En particular, se deberá determinar la cantidad de energía diaria que conviene generar con cada una de las unidades de centrales hidroeléctricas con embalse, generando un programa de arranque y paro de todo tipo de unidades generadoras e identificando cuales de éstas conviene mantener en operación en un periodo que rebasa el Día de Operación.
- 3.3.5 La solución del problema resuelto por el AU-CHT incluye los Precios Sombra relacionados con las restricciones de energía limitada, que permitirán calcular los costos de oportunidad a 7 días como se describe en el numeral 3.1.2.
- 3.3.6 Los costos de oportunidad de siete días, para el caso de los Recursos de Energía Limitada que fueron considerados en la Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo, se determinarán mediante la suma de sus costos variables de operación, el precio sombra que se haya obtenido en la coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo y el precio sombra obtenido en la solución de AU-CHT. El primero de estos precios sombra representa el costo de no disponer el recurso limitado en el mediano plazo, si éste fuese utilizado en el corto plazo. El segundo, representa el costo de no disponer el recurso limitado en el resto de los siete días.
- 3.3.7 Durante la ejecución del Mercado del Día en Adelanto se deberá conservar la restricción de energía diaria asignada a las centrales hidroeléctricas, cuyos valores, al igual que los correspondientes precios sombra, deberán provenir de los resultados obtenidos tras la ejecución de la Asignación de Unidades de Horizonte Extendido a 7 días. Lo anterior implica que los costos de oportunidad a 7 días no relajarán la restricción de energía disponible en los embalses, con lo que se podrá asegurar que ante cualquier cambio en los escenarios del estudio se sigan respetando dichas limitaciones.

- 3.3.8 Durante la ejecución del Mercado del Día en Adelanto se deberán conservar las restricciones diarias de disponibilidad de combustible en las unidades termoeléctricas que las hayan presentado para asegurar que ante cualquier cambio eventual en los escenarios del estudio se sigan respetando dichas limitaciones.
- 3.3.9 En el caso que una limitación en la disponibilidad de combustible afecte tanto a Unidades de Central Eléctrica con contratos de suministro firme comprometida como a Unidades de Central Eléctrica sin dichos contratos, se dará prioridad de suministro a las primeras. La cantidad de combustible que resulte después de satisfacer los requerimientos de suministro firme definirá la limitación que deberá considerarse durante la ejecución del Mercado del Día en Adelanto.

#### **3.4 Los Costos de Oportunidad a utilizarse en ofertas al Mercado del Día en Adelanto (MDA)**

- 3.4.1 Los costos de oportunidad a utilizarse en las ofertas al Mercado del Día en Adelanto por los Recursos de Energía Limitada, se deberán calcular a partir de los resultados de la herramienta de Asignación de Unidades de Horizonte Extendido AU-CHT en los términos de los numerales 3.1.2 y 3.3.6 del presente Manual.
- 3.4.2 De acuerdo a los procedimientos descritos en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo el modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto AU-MDA deberá recibir las ofertas basadas en Costos de Oportunidad de los Recursos de Energía Limitada.

#### **3.5 Los Costos de Oportunidad a utilizarse en ofertas al Mercado de Tiempo Real (MTR)**

- 3.5.1 Dentro de los resultados obtenidos de la optimización del sistema realizada por la herramienta AU-MDA mencionada en el numeral 3.4.2, se encontrarán los precios sombra asociados a las restricciones energéticas de los Recursos de Energía Limitada. Estos precios sombra se utilizarán para calcular los costos de oportunidad que representarán las ofertas con la que los Recursos de Energía Limitada participarán en el Mercado de Tiempo Real.
- 3.5.2 La herramienta de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real AU-TR utilizará los Costos de Oportunidad mencionados en el numeral 3.5.1 para determinar la generación en el MTR de acuerdo a los procedimientos descritos en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 3.5.3 A falta de las ofertas de costos de oportunidad mencionadas en el numeral 3.5.1, a criterio de CENACE, se podrán utilizar las ofertas a base de los costos de oportunidad a siete días, que se determinan en los términos del numeral 3.3 del presente manual.

#### **3.6 Ofertas por Omisión en el Mercado de Día en Adelanto**

- 3.6.1 Para los Generadores que no presenten ofertas de venta para cada una de las Unidades de Central Eléctrica con Recursos de Energía Limitada que representan o no cumplan con las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE deberá calcular las ofertas por omisión para dichas Unidades de Central Eléctrica, a partir de los costos de oportunidad asociados a la limitación, los cuales se obtienen como resultado de la optimización de la operación.
- 3.6.2 El CENACE deberá determinar diariamente, mediante la ejecución del proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido AU-CHT, la

optimización de la operación del sistema con base en los parámetros de referencia de costos de producción de cada unidad de Central Eléctrica registrados por los Generadores. En caso de que el Generador no registre estos parámetros o no cumpla las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado, el CENACE estimará los parámetros con base en la tecnología de cada unidad.

- 3.6.3 Como resultado de la optimización de la operación del sistema mencionada en el numeral 6.1.2, se tendrán los Precios Sombra asociados a las restricciones energéticas de los Recursos de Energía Limitada con los cuales el CENACE deberá calcular los correspondientes costos de oportunidad para tales recursos, de acuerdo a las instrucciones mencionadas en el numeral 3.4 del presente manual. Los costos de oportunidad representarán las ofertas por omisión de las Unidades de Central Eléctrica con Recursos de Energía Limitada en el Mercado del Día en Adelanto.
- 3.6.4 Los resultados de dicha asignación serán publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado antes del cierre de recepción de Ofertas del Mercado del Día de Adelanto.

### **3.7 Ofertas por Omisión en el Mercado de Tiempo Real**

- 3.7.1 El CENACE deberá calcular las ofertas por omisión con la que los Recursos de Energía Limitada participarán en el Mercado de Tiempo Real en caso de que los representantes de tales recursos no presenten ofertas o no cumplan con las disposiciones de la Unidad de Vigilancia del Mercado. El CENACE deberá calcular las ofertas por omisión para dichas Recursos, a partir de los costos de oportunidad asociados a la limitación, los cuales se obtienen a partir del resultado de la optimización de la operación del Mercado del Día en Adelanto.
- 3.7.2 Los resultados de dicha asignación serán publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado antes del cierre de recepción de Ofertas del Mercado de Tiempo Real.

## Capítulo 4: Cálculo de los Costos de Oportunidad a 36 meses

### 4 Cálculo de los Costos de Oportunidad a 36 meses

#### 4.1 La Planeación Operativa

- 4.1.1 El CENACE podrá determinar la planeación operativa de mediano plazo del sistema eléctrico nacional mediante los siguientes modelos:
- (a) Modelo Determinista: Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista.
  - (b) Modelo Estocástico: Sistema para el Despacho Estocástico de la Generación.
- 4.1.2 Los modelos mencionados en el numeral 4.1.1 obtienen la solución de la planeación operativa de mediano plazo a 36 meses del sistema eléctrico nacional, determinando el plan de utilización óptima de los recursos hidroeléctricos y termoeléctricos que satisfacen los requerimientos operativos de los elementos de producción, transmisión y consumo de energía eléctrica de tal forma que se maximice el excedente económico total. En la formulación del problema de planeación operativa de mediano plazo, no se consideran ofertas de compra de energía sensibles al precio, por lo tanto, se minimizarán los costos variables esperados de producción y los costos de energía no suministrada.
- 4.1.3 Los modelos mencionados en el numeral 4.1.1 incorporan restricciones operativas relacionadas con los medios de almacenamiento del energético primario en centrales hidroeléctricas, y permiten obtener soluciones que conducen a la construcción de los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada.
- 4.1.4 El Modelo Determinista mencionado en el inciso (a) del numeral 4.1.1 deberá obtener un plan de operación considerando los valores estimados de las aportaciones mensuales de los embalses para un periodo de estudio de 36 meses, resolviendo la coordinación hidrotérmica óptima, que determina la producción de energía hidroeléctrica, acorde con el suministro y precio de combustibles, con cuáles generadores, cuándo y cuánto producir energía eléctrica; y cómo utilizar los medios de transmisión para satisfacer la demanda de los consumidores al mínimo costo variable, en los escenarios posibles especificados por el CENACE.
- 4.1.5 El Modelo Estocástico mencionado en el inciso (b) del numeral 4.1.1, deberá incorporar la incertidumbre en las estimaciones de la demanda regional, en las capacidades operativas de los elementos del sistema eléctrico, en la disponibilidad de los recursos hidráulicos y de los energéticos y en los precios de los combustibles mediante la consideración de diferentes escenarios en los cuales se determinan las políticas de operación de los embalses. Dichos escenarios podrán ser especificados por el CENACE o generados con base en los modelos estocásticos de los insumos aleatorios. Además, deberá simular la aplicación de la política óptima de operación para obtener estadísticas de todas las variables de interés, de uno o múltiples escenarios, obteniendo para cada escenario los resultados con detalle anual o mensual agregados por año, mes o grupo de horas de cada mes.

#### 4.2 La Periodicidad de los Estudios

- 4.2.1 El CENACE deberá reportar al menos 2 veces en el año los resultados de la planeación operativa de mediano plazo de 36 meses, para estudios operativos anuales y determinación de nominaciones de suministro de gas o estudio de capacidades de enlaces de transmisión.

- 4.2.2 El primero de los reportes corresponderá a la época de lluvias con fecha de publicación al 31 de agosto de cada año, de acuerdo con el siguiente programa de actividades y diagrama de flujo:
- (a) Programa de actividades para el cálculo de costos de oportunidad a 36 meses correspondiente a la época de lluvias.

Tabla 4.1

Actividad	Entregables	Fecha solicitud o inicio	Fecha límite de recepción o publicación
1 Recopilar insumos	Insumos y oficios de solicitud y entrega	2 de mayo	23 de junio
2 Elaborar estudio	Base de Datos de Escenarios, Reporte de resultados.	19 de junio	23 de agosto
3 Publicar resultados	Reportes de Costos de Oportunidad	18 de agosto	31 de agosto

- 4.2.3 El segundo reporte corresponderá con la época de estiaje con fecha de publicación al 28 de febrero de cada año, de acuerdo con el siguiente programa de actividades y diagrama del proceso:
- (a) Programa de actividades para el cálculo de costos de oportunidad a 36 meses correspondiente a la época de estiaje.

Tabla 4.2

Actividad	Entregables	Fecha solicitud o inicio	Fecha límite de recepción o publicación
1 Actualizar insumos	Insumos actualizados y oficios de solicitud y entrega	1 de noviembre	22 de diciembre
2 Elaboración de estudio	Base de Datos de Escenarios, Reporte de resultados.	8 de diciembre	23 de febrero
3 Publicar resultados	Reportes de Costos de Oportunidad	16 de febrero	28 de febrero

- 4.2.4 El CENACE deberá publicar las actualizaciones extemporáneas de los costos de oportunidad para el resto del año ante cualquier eventualidad que a criterio de CENACE modifique los escenarios e impacte los resultados obtenidos de la planeación operativa de mediano plazo, de acuerdo a las siguientes indicaciones:
- (a) El cálculo extemporáneo de costos de oportunidad deberá tomar como referencia los insumos correspondientes al último período publicado (lluvias o estiaje) y todos los insumos actualizados a la fecha en la que el CENACE determine la eventualidad.
- (b) El CENACE deberá realizar la publicación de los costos de oportunidad por el resto del año en el curso de 10 días hábiles después de que CENACE haya publicado la fecha de la eventualidad. El CENACE deberá incluir en dicha publicación la justificación que describa los criterios considerados para definir la eventualidad.
- 4.2.5 Para los modelos mencionados en el numeral 4.1.1, el estudio deberá incluir sólo meses completos, pudiendo iniciar en cualquier mes del año. En los meses se reconocerán

grupos de horas; el número de grupos de horas es el mismo para todos los meses; la composición de los grupos horarios de demanda definidos por el CENACE puede ser distinta en cada mes.

- 4.2.6 El detalle de los resultados se presentará por mes. Para algunas variables, a decisión del CENACE, el nivel de detalle temporal se podrá detallar por grupo de horas del mes.

### 4.3 Insumos para los estudios del Modelo Determinista

- 4.3.1 El CENACE deberá recopilar los siguientes insumos de información para determinar la planeación operativa de mediano plazo que se utilizarán para el Modelo Determinista. La información la recopilará el CENACE de cada fuente de información mediante oficios de solicitud de información que corresponda de acuerdo con los plazos establecidos de la actividad 1 en las tablas 4.1 y 4.2.

#### 4.3.2 Información de centrales Hidroeléctricas:

- (a) El CENACE recopilará del Plan Nacional Hídrico publicado por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) las políticas de Hidraulicidad las cuales incluyen, pero no se limitan a, la siguiente información:
  - (i) Cotas mensuales para los niveles mínimos y máximos de almacenamiento en los embalses.
  - (ii) Límites al volumen máximo de agua mensual a turbinar en centrales hidroeléctricas y vías de agua.
  - (iii) Curvas de Guía de Centrales Programables.
  - (iv) El estado de almacenamiento en los embalses al inicio del horizonte de estudio.
  - (v) Almacenamiento deseado en los embalses al final del horizonte de estudio.
- (b) El CENACE recopilará la información del programa de mantenimientos de unidades hidroeléctricas del Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento (SIASAM) el cual contiene la información del programa anual de mantenimientos proporcionada por los Participante del Mercado y autorizada por CENACE. Con respecto al programa de mantenimientos para el segundo y tercer año del estudio el CENACE deberá realizar las estimaciones necesarias con base en el programa autorizado vigente.
- (c) El CENACE recopilará información del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) sobre adición y retiro de unidades hidroeléctricas.
- (d) El CENACE recopilará información del registro de cada Participante del Mercado; dicha información incluye, pero no se limita a la siguiente:
  - (i) Costo por uso de agua. Costos variables de operación y mantenimiento. Contenidos en el Registro del Participante.
  - (ii) Capacidad neta y bruta. Contenidos en el Registro del Participante.
  - (iii) Modelos hidráulicos. Incluye, pero no se limita a: a) Relación de la altura y el gasto máximo en las unidades hidroeléctricas; b) Relación del gasto y el nivel de desfogue de las vías de agua; c) La relación del nivel y el volumen de agua almacenada en los embalses; d) Relación entre el gasto turbinado, altura y potencia de generación de las unidades hidroeléctricas.
- (e) El CENACE deberá estimar con base en registros históricos, las aportaciones de agua de cuenca propia, mensuales, de los embalses y publicará dichas estimaciones incluyendo la metodología de estimación, las fuentes de información y las fechas de consulta de dichas fuentes de información.
- (f) El CENACE será el encargado de recopilar la información relacionada con las cuencas, las cuales se definen como un subconjunto de embalses acoplados entre sí a través de una red hidráulica. Las vías de la red hidráulica, las cuales enlazan dos o más embalses, son el medio por el cual fluye el agua que será almacenada o extraída del embalse. Las vías establecerán los acoplamientos entre los embalses

de la cuenca, entre los que se incluyen los acoplamientos en cascada, en el cual un embalse “aguas abajo” podrá aprovechar los escurrimientos de los embalses que se encuentran “aguas arriba”. La información necesaria para caracterizar cada una de las vías en los modelos de planeación de mediano plazo es la siguiente:

- (i) Gasto máximo y mínimo. Indica el valor máximo y mínimo permitido de la cantidad de agua que puede ser descargada sobre la vía en una unidad de tiempo (expresada en metros cúbicos por segundo).
- (ii) Nivel medio de desfogue. Indica el valor del nivel medio de desfogue en la vía (expresada en M.S.N.M.).
- (iii) Modelo de la vía (modelo gasto contra nivel). Corresponde a una tabla predeterminada de 9 parejas de valores que relaciona el nivel de desfogue sobre el nivel del mar, correspondiente a diferentes valores de gasto en la vía, comprendidos entre el gasto mínimo y el gasto máximo.

#### 4.3.3 Información de centrales Termoeléctricas:

- (a) El CENACE deberá recopilar la información del Programa de Mantenimientos de unidades térmicas del SIASAM.
- (b) El CENACE recopilará información del PRODESEN sobre adiciones y retiros programados probable de unidades térmicas.
- (c) El CENACE recopilará información del registro de las unidades térmicas de cada Participante del Mercado, que incluye, pero no se limita a, la siguiente:
  - (i) Parámetros de régimen térmico (Neta y Bruta). Contenidos en el Registro del Participante.
  - (ii) Tipos de combustibles. Contenidos en el Registro del Participante.
  - (iii) Costos variables. Contenidos en el Registro del Participante.
  - (iv) Capacidad Bruta y Neta. Contenidos en el Registro del Participante.
  - (v) Costo por uso de agua. Proporcionado por el participante del mercado.

#### 4.3.4 Red eléctrica:

- (a) El CENACE deberá recopilar la información de la red eléctrica que deberá ser proporcionada por la Gerencia de Estudios Eléctricos y las Gerencias de Control Regional (GCR) del CENACE, y del PRODESEN que incluye, pero no se limita a, la siguiente:
  - (i) Límites de transmisión mensuales.
  - (ii) Parámetros eléctricos de impedancia de líneas de transmisión y subestaciones.
  - (iii) Importación y exportación en líneas internacionales.
  - (iv) Adición y retiro de líneas de transmisión publicadas en el PRODESEN.

#### 4.3.5 Redes de suministro de combustible:

- (a) El CENACE recopilará la información de puntos de compra, transbordo, y de entrega a las centrales, con o sin capacidad de almacenamiento; y las ramas que los conectan. Esta información deberá ser proporcionada por los respectivos administradores de los combustibles entre los que se incluye, pero no se limita, a los siguientes:
  - (i) Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) para el caso del gas natural nacional, importado y Gas Natural Licuado (GNL).
  - (ii) Refinerías de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para el caso del Combustóleo.

#### 4.3.6 Pronósticos de la demanda por GCR (Bruta y Neta). El CENACE recopilará la información del pronóstico de la demanda de cada GCR y del PRODESEN.

#### 4.3.7 Estimación de energía de generación de fuentes firme o intermitente no-despachable:

- (a) El CENACE deberá determinar la estimación de energía, a partir de información proporcionada por los Participantes del Mercado, entre los que se incluyen, sin limitar, los siguientes:

- (i) Generación de Contratos de Interconexión Legados (CIL).
  - (ii) Generación hidro menor.
  - (iii) Generación eólica.
  - (iv) Generación fotovoltaica.
  - (v) Generación geotérmica.
  - (vi) Generación nuclear.
  - (vii) Importaciones y exportaciones.
- 4.3.8 Combustibles:
- (a) El CENACE deberá recopilar la información relacionada con los precios y disponibilidades de los combustibles. Estos serán específicos por tipo del combustible que utilicen, y deberán corresponder con los precios de referencia de la UVM, los costos de los combustibles deberán incluir los costos de transporte.
  - (b) La información de los precios y disponibilidad mensuales de combustibles utilizados por las centrales incluirá, los relacionados con la siguiente lista, no exhaustiva de combustibles:
    - (i) Gas natural por zona.
    - (ii) Gas natural importación.
    - (iii) Gas natural nacional.
    - (iv) Gas GNL. Para las zonas Altamira, Manzanillo, y Costa Azul.
    - (v) Combustóleo.
    - (vi) Coque.
    - (vii) Diésel nacional.
    - (viii) Diésel importado.
    - (ix) Intermedio i15 (15% diésel y 85% combustóleo).
    - (x) Carbón nacional.
    - (xi) Carbón importado.
  - (c) El CENACE deberá elaborar un informe de proyección de la evolución de los precios de los combustibles a 36 meses, el cual deberá incluir la metodología de proyección de precios por tipo de combustible y las referencias a las fuentes de información. La lista de fuentes de información deberá incluir, pero no limitarse, a las siguientes:
    - (i) Participantes del Mercado.
    - (ii) Registro de Unidades de Central Eléctrica.
    - (iii) Fuentes públicas de precios de futuros de combustibles.
- 4.3.9 El CENACE deberá recopilar la información publicada por la SEMARNAT relacionada con el tipo y volumen de emisiones de contaminantes, que limiten la generación de una planta por un periodo determinado.
- 4.3.10 Con respecto a los costos y parámetros de referencia, el CENACE deberá contar con información histórica y estimada para complementar la información que en su momento no se encuentre disponible o actualizada.
- (a) El CENACE podrá generar valores típicos de impedancia de líneas de la Red Nacional de Transmisión con base en la información histórica, así como la proporcionada por los transportistas.
  - (b) El CENACE podrá generar información para nuevas plantas con base en la información histórica del registro de parámetros proporcionados por los Participantes del Mercado:
    - (i) Régimen térmico.
    - (ii) Factor de planta.
    - (iii) Costos variables de operación.
    - (iv) Costos por uso de agua.

#### 4.4 Insumos para los estudios del Modelo Estocástico

- 4.4.1 El CENACE deberá recopilar los siguientes insumos de información que se utilizarán por el Modelo Estocástico para determinar el plan de operación de mediano plazo. El CENACE recopilará los insumos de cada fuente de información mediante oficios de solicitud de información que corresponda de acuerdo con los plazos establecidos de la actividad 1 en las tablas 4.1 y 4.2.
- 4.4.2 Información de centrales Hidroeléctricas:
- (a) El CENACE deberá recopilar del Plan Nacional Hídrico publicado por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) las políticas de Hidraulicidad que incluye, pero no se limita a la siguiente información:
    - (i) Cotas mensuales para los niveles mínimos y máximos de almacenamiento en los embalses.
    - (ii) Límites al volumen máximo de agua mensual a turbinar en centrales hidroeléctricas y vías de agua.
    - (iii) Curvas de Guía de Centrales Programables.
    - (iv) El estado del nivel de almacenamiento en los embalses al inicio del horizonte de planeación.
  - (b) El CENACE deberá recopilar la información del Programa de Mantenimientos de unidades hidroeléctricas del Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento (SIASAM) el cual contiene la información de mantenimientos proporcionada por los Participante del Mercado y autorizada por CENACE.
  - (c) El CENACE deberá recopilar información del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) sobre adición y retiro de unidades hidroeléctricas.
  - (d) El CENACE deberá recopilar de cada Subsidiaria de CFE o Participante del Mercado información que incluye, pero no se limita, a la siguiente:
    - (i) Costo por uso de agua. Costos variables de operación y mantenimiento. Contenidos en el Registro del Participante.
    - (ii) Capacidad neta y bruta. Contenidos en el Registro del Participante.
    - (iii) Parámetros de modelos hidráulicos, entre los que se incluyen los siguientes:
      - a) Relación de la altura y el gasto máximo en las unidades hidráulicas; b) Relación del gasto y el nivel de desfogue de las vías de agua; c) La relación del nivel y el volumen del agua almacenada en los embalses; d) Relación entre el gasto turbinado, altura y potencia de generación de las unidades hidroeléctricas.
  - (e) El CENACE deberá recopilar la información necesaria para elaborar el registro histórico de los escurrimientos de agua de cuenca propia a los embalses.
    - (i) El CENACE deberá generar el Modelo Estocástico de Escurrimientos de Cuenca Propia de cada uno de los embalses con base en la información recopilada en el registro histórico de los escurrimientos de agua de cuenca propia a los embalses.
  - (f) El CENACE deberá establecer para el periodo de planeación, las políticas de operación a las que estarán sujetos los embalses. A cada embalse se le definirá una de las siguientes políticas:
    - (i) Política de Turbinados, para indicar la cantidad de agua que debe turbinar la central que toma agua del embalse en cada mes del periodo de planeación.
    - (ii) Política de Volúmenes, para indicar el volumen que deberá quedar almacenado al final del mes.
    - (iii) Política de Niveles: para indicar el nivel del agua que el embalse debe tener al final de cada mes.
  - (g) El CENACE deberá establecer el Modelo Estocástico de la capacidad disponible de las unidades hidroeléctricas con base en el plan de mantenimientos y las transiciones entre estados de disponibilidad que ocurran en forma aleatoria.

- (i) Este modelo deberá considerar que los generadores se encuentran en alguno de tres posibles estados: “Disponible con capacidad posiblemente degradada”, “Indisponible por falla” o “Indisponible por mantenimiento programado”.
  - (ii) El CENACE deberá establecer las transiciones válidas entre estos estados, considerando las transiciones dictadas por el programa de mantenimientos, y las transiciones que ocurren en forma aleatoria.
- 4.4.3 Información de centrales Termoeléctricas:
- (a) El CENACE deberá recopilar información del Programa de Mantenimientos de unidades térmicas del SIASAM.
  - (b) El CENACE deberá recopilar información del PRODESEN sobre adición y retiro de unidades termo.
  - (c) El CENACE deberá establecer el Modelo Estocástico de la capacidad disponible de las unidades termoeléctricas con base en el plan de mantenimientos o las transiciones que ocurran en forma aleatoria.
    - (i) Este modelo debe considerar que los generadores se encuentran en alguno de tres posibles estados: “Disponible con capacidad posiblemente degradada”, “Indisponible por falla” o “Indisponible por mantenimiento programado”.
    - (ii) El CENACE deberá establecer las transiciones válidas entre estos estados, considerando las transiciones dictadas por el programa de mantenimientos, y por las transiciones que ocurren en forma aleatoria.
  - (d) El CENACE deberá recopilar información termo de cada Participante del Mercado que incluye, pero no se limita a, la siguiente:
    - (i) Parámetros de régimen térmico (Neto y Bruto), que estarán contenidos en el Registro del Participante.
    - (ii) Tipos de combustibles utilizados, que estarán contenidos en el Registro del Participante.
    - (iii) Costos variables de operación y mantenimiento, que estarán contenidos en el Registro del Participante.
    - (iv) Capacidad Bruta y Neta. Contenidos en el Registro del Participante.
    - (v) Costo por uso de agua, que será proporcionado por el participante de mercado.
- 4.4.4 Información de la Red eléctrica:
- (a) El CENACE deberá recopilar la información de la red eléctrica que deberá ser proporcionada por la Gerencia de Estudios Eléctricos y las Gerencias de Control Regional (GCR) del CENACE, y del PRODESEN. Esa información incluirá:
    - (i) Límites de transmisión mensuales.
    - (ii) Parámetros eléctricos de impedancia de líneas de transmisión y subestaciones.
    - (iii) Importación y exportación a través de líneas de conexión internacional.
    - (iv) La adición y retiro de líneas de transmisión.
- 4.4.5 Información de las redes de suministro de combustible:
- (a) El CENACE deberá recopilar la información de puntos de compra, transbordo, y de entrega a las centrales, con o sin capacidad de almacenamiento; y las ramas que los conectan. Esta información deberá ser proporcionada por los respectivos administradores de los combustibles, entre los que se incluyen los siguientes:
    - (i) Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) para el caso del gas natural nacional, importado y Gas Natural Licuado (GNL).
    - (ii) Refinerías de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para el caso del Combustóleo.
- 4.4.6 Pronósticos de la demanda por GCR (Bruta y Neta). El CENACE recopilará la información del pronóstico de la demanda de cada GCR y del PRODESEN.
-

- (a) EL CENACE construirá el Modelo Estocástico de la demanda regional para cada mes del periodo de planeación.
- 4.4.7 Información relacionada con la generación de fuentes firme o intermitente no-despachable:
- (a) El CENACE deberá recopilar la información de la estimación de energía de fuentes firme o intermitente no-despachable, que deberá ser proporcionada por los Participantes del Mercado. Esta información incluirá la que se refiere a los siguientes conceptos:
    - (i) Generación de Contratos de Interconexión Legados (CIL).
    - (ii) Generación de centrales hidroeléctricas de baja capacidad.
    - (iii) Generación eólica.
    - (iv) Generación fotovoltaica.
    - (v) Generación geotérmica.
    - (vi) Generación nuclear.
    - (vii) Importaciones y exportaciones.
  - (b) Respecto a la generación de naturaleza intermitente no-despachable como la generación eólica y fotovoltaica, el CENACE deberá generar el Modelo Estocástico de la Potencia de Generación Intermitente con base en la información recopilada en el registro histórico.
- 4.4.8 Información relacionada con los combustibles:
- (a) El CENACE deberá recopilar la información de los combustibles, que deberá ser proporcionada por los Participantes del Mercado. Dicha información será específica para los combustibles que se utilicen, puestos en las centrales, por lo que se deberán considerar los costos de transporte.
  - (b) El CENACE deberá recopilar la información de los precios y disponibilidad mensuales de combustibles utilizados por las plantas para incluirlos en las estimaciones del Modelo Estocástico de los precios de combustibles que deberán ser proporcionados por los Participantes del Mercado, incluyendo, pero sin limitarse a:
    - (i) Gas natural por zona.
    - (ii) Gas natural importación.
    - (iii) Gas natural nacional.
    - (iv) Gas GNL en las zonas: Altamira, Manzanillo, Costa Azul.
    - (v) Combustóleo.
    - (vi) Coque.
    - (vii) Diésel nacional.
    - (viii) Diésel importado.
    - (ix) Intermedio i15 (15% diésel y 85% combustóleo).
    - (x) Carbón nacional.
    - (xi) Carbón importado.
  - (c) El CENACE deberá generar el Modelo Estocástico de los precios de combustibles para cada mes del periodo de planeación.
  - (d) El CENACE deberá generar la proyección de los precios de los combustibles a 36 meses, la cual deberá incluir, por tipo de combustible, los insumos utilizados, las referencias a las fuentes de información, y las fechas de consulta. Entre las fuentes de información se incluirán las siguientes:
    - (i) Participantes del Mercado: para el primer año se utilizará la información sobre los contratos de compra de combustible.
    - (ii) Precios de futuros de fuentes públicas, los cuales se utilizarán para el segundo y tercer año.
- 4.4.9 El Participante deberá proporcionar al CENACE información publicada por SEMARNAT relacionada con el tipo y volumen de emisiones que limitan la generación de una planta
-

por un periodo determinado. Una vez presentada la información al CENACE se validará su cambio de estado en la clasificación de recurso de energía limitada.

- 4.4.10 El CENACE deberá recopilar la información sobre la actualización a las características operativas de las UCE de los PIE y los CIL, que ha sido autorizada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual deberá ser proporcionada por los Participantes del Mercado.
- 4.4.11 El CENACE podrá sustituir con estimaciones y a partir de información histórica la información que en su momento no se encuentre disponible o actualizada. De ser el caso, CENACE deberá publicar los costos y parámetros de referencia incluyendo las fuentes y metodologías de estimación utilizadas.
- (a) El CENACE podrá generar valores típicos de impedancia de líneas de la Red Nacional de Transmisión con base en la información histórica proporcionada por la Gerencia de Estudios Eléctricos del CENACE y por la Subsidiaria de Transmisión de CFE.
  - (b) El CENACE podrá generar información para centrales nuevas con base en la información histórica proporcionada por los Participantes del Mercado:
    - (i) Régimen térmico.
    - (ii) Factor de planta.
    - (iii) Costos variables de operación.
    - (iv) Costos por uso de agua.

#### 4.5 El Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica a 36 meses

- 4.5.1 El Modelo Determinista mencionado en el numeral 4.1.1, deberá resolver el problema de la Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo, determinando un plan para la utilización óptima de los recursos hidroeléctricos y termoeléctricos, en un periodo de estudio mensual de 36 meses; considerando los escurrimientos de agua de las principales centrales hidroeléctricas, cuyos montos deberán estar establecidos dentro del Plan Nacional Hídrico publicado por la Comisión Nacional del Agua.
- 4.5.2 El objetivo que se deberá considerar en la formulación del Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo es determinar la estrategia de utilización de los recursos hidroeléctricos que tome en cuenta los escurrimientos hidrológicos y minimice el costo variable de operación y mantenimiento y por consumo de agua de los generadores, incluyendo el costo de la compra/venta y transporte de energéticos más los costos de penalizaciones por concepto de: la energía eléctrica no suministrada en las regiones, las aportaciones artificiales de agua a los embalses de las principales centrales hidroeléctricas y por las inyecciones artificiales a los nodos de energéticos, en un horizonte de hasta tres años.
- 4.5.3 Las variables de decisión de la formulación del Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo son las siguientes:
- (a) Energía primaria hidroeléctrica que será propuesta para ser utilizada en cada mes para las unidades que descargan en la vía.
  - (b) Volumen de agua almacenado en los embalses al final de cada mes del periodo de planeación.
  - (c) Volumen mensual de agua turbinada sobre las vías de la red hidráulica.
  - (d) Volumen mensual de agua vertida sobre las vías de la red hidráulica.
  - (e) Cantidad mensual de combustible asociada a la compra o venta del mismo en cada región del sistema eléctrico.
  - (f) Cantidad mensual de energético transportada por las vías de la red de suministro de combustible.

- (g) Cantidad mensual de energético suministrada a las unidades generadoras durante un grupo de horas.
  - (h) Potencia de generación eléctrica de las unidades generadoras durante cada grupo de horas.
  - (i) Flujo de potencia eléctrica mensual en las líneas interregionales de la red de transmisión durante un grupo de horas.
  - (j) Potencia eléctrica excedente mensual por región, en cada grupo de horas.
  - (k) Para evitar situaciones de infactibilidad durante la simulación del modelo, se deberán considerar:
    - (i) La potencia eléctrica no suministrada por región en cada grupo de horas,
    - (ii) las inyecciones artificiales del energético por región y
    - (iii) las aportaciones ficticias de agua a los embalses.
- 4.5.4 Las restricciones del sistema hidráulico, que se deberán considerar en el Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo deberán incluir las siguientes:
- (a) El balance hidráulico mensual en los embalses deberá asegurar el equilibrio entre las entradas y salidas de agua a cada embalse y la variación mensual en el volumen de agua almacenado. Esta restricción deberá contemplar la topología de la red hidráulica de tal manera que puedan considerar múltiples cuencas y múltiples embalses en cascada.
  - (b) El volumen de agua almacenado en cada embalse al final de cada deberá estar acotado de manera que se respeten límites operativos mínimos y máximos en el nivel del agua almacenada.
  - (c) El volumen mensual de agua que se turbinado en las vías de la red hidráulica deberá estar limitado superiormente por la capacidad de turbinado de las unidades asociadas, la cual depende de los niveles del embalse y del desfogue.
  - (d) El volumen mensual que es posible verter en las vías deberá estar limitado superiormente por la capacidad de los vertedores los cuales dependen del nivel del embalse.
  - (e) El volumen de agua descargada sobre las vías turbinado deberá respetar los límites operativos.
  - (f) Límite operativo en el volumen vertido.
- 4.5.5 Las restricciones del problema mensual de la producción que se deberán considerar en el Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo consideran las siguientes:
- (a) El balance de potencia eléctrica en las regiones del sistema. La potencia de generación de energía eléctrica de las unidades de la región, más la potencia eléctrica transmitida desde las regiones conectadas a la región, menos la potencia transmitida hacia las regiones conectadas a la región, más la potencia que no podrá ser suministrada para satisfacer la demanda de la región, menos la potencia que no puede ser consumida en la región ni transmitida a otras regiones, deberá ser igual a la demanda de potencia eléctrica en la región.
  - (b) Límites de flujo de potencia en enlaces y grupos de enlaces interregionales transmisión. Para todos los enlaces y grupos de enlaces interregionales, el flujo de potencia deberá tener límites inferior y superior, que dependen del promedio de los límites diarios previamente especificados.
  - (c) Límites operativos de unidades generadoras: La potencia de generación deberá respetar sus límites operativos tomando en cuenta el programa de mantenimientos preestablecido.
  - (d) El requisito de reserva de capacidad disponible en cada región. Se deberá mantener como reserva una fracción de la capacidad de generación disponible en cada región.

- 4.5.6 Las Restricciones de Energía Limitada que se deberán considerar en el Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo incluirán las siguientes:
- (a) Límites mensuales de generación en las unidades de central hidroeléctrica. El modelo determinará el volumen que se asignará mensualmente a cada embalse a través del cual se limitará superiormente, la energía total a producir por las unidades de central hidroeléctrica asociadas con el embalse.
  - (b) Límites en el volumen disponible mensual de algunos combustibles. En la formulación del problema mensual de la producción se deberán considerar las limitaciones de disponibilidad de combustible presentes en algunas regiones.
- 4.5.7 Los resultados que se deberán obtener con el Modelo Determinista de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo deberán incluir los siguientes:
- (a) La producción de energía de las unidades de central hidroeléctrica.
  - (b) Los volúmenes de energéticos requeridos por las unidades de central termoeléctrica.
  - (c) El programa de almacenamiento y transporte de los diversos energéticos.
  - (d) La generación de energía eléctrica producida por las unidades de central eléctrica.
  - (e) La utilización de los medios de transmisión para satisfacer la demanda de los consumidores de manera óptima, en todos los escenarios posibles especificados por el usuario.
  - (f) La evolución de los niveles mensuales de agua de los embalses.
  - (g) Los montos mensuales de agua a turbinar en los embalses.
  - (h) Las cantidades de energía limitada asignada mensualmente a las unidades de central eléctrica y los correspondientes Precios Sombra asociados a dichas limitaciones, con los que se construyen los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada a 36 meses.

#### 4.6 El Modelo Estocástico de Coordinación Hidrotérmica a 36 meses

- 4.6.1 El GENACE podrá utilizar el Modelo Estocástico mediante el cual resolverá el problema de la coordinación hidrotérmica, considerando la incertidumbre en los insumos de información citados en el apartado 4.4.
- 4.6.2 El modelo estocástico de Coordinación Hidrotérmica de mediano plazo se formulará como un problema de Programación Dinámica Dual Estocástica, en el que se utilizará la ecuación recursiva de la Programación Dinámica:

$$\alpha_t(V_t, a_{t-1}, E_{t-1}, \mu_t) = \text{Mínimo} \left\{ \sum_{m \in M_t} p_{m,t} \left\{ F_{m,t}(X_t, E_{m,t}, \mu_t, g_{m,t}, y_{m,t}, z_{m,t}, w_{m,t}) + \beta \sum_{i \in I_t} \phi_{i,t+1} \{ \alpha_{t+1}(V_{m,t+1}, a_{m,t}, E_{m,t}, \mu_{i,t+1}) \} \right\} \right\}$$

Donde los símbolos representan lo siguiente:

$\alpha_t$	Función que representa el mínimo costo variable de producción, más las penalizaciones de las variables artificiales, acumulado desde el inicio del mes “t” hasta el final del horizonte de planeación operativa. El valor de la función en el mes “t” depende del “estado” del sistema, definido por $(V_t, a_{t-1}, E_{t-1}, \mu_t)$ .
$V_t$	Vector que representa el volumen de agua almacenado en los embalses de centrales hidroeléctricas, en el inicio del mes “t”.
$a_{t-1}$	Vector de la desviación respecto a la media histórica de los escurrimientos hidrológicos de cuenca propia en los embalses de centrales hidroeléctricas, durante el mes “t-1”.
$E_{t-1}$	Vector de consumos de energía en las regiones del sistema, en el mes “t-1”.
$\mu_t$	Precios de los combustibles, que serán considerados en el mes “t”.
$m$	Índice de escenario de variables aleatorias de escurrimientos, consumo y capacidad de generación.
$M_t$	Conjunto de los escenarios que representan la incertidumbre de las variables aleatorias que se pueden presentar en el mes “t”. Cada escenario define valores específicos para los siguientes conceptos: escurrimientos de cuenca propia a embalses, consumo regional de energía mensual y demanda regional en grupos horarios; capacidad disponible de generadores, y la potencia de fuentes intermitentes y de pequeñas centrales hidroeléctricas, por grupos horarios.
$p_{m,t}$	Probabilidad de que ocurra el escenario “m”, en el mes “t”. Las probabilidades de cada escenario se determinan a partir de los modelos estocásticos de escurrimientos de cuenca propia, consumo regional, capacidad disponible de generación y generación de energía renovable variable.
$F_{m,t}$	Función que determina la suma acumulada de los costos de generación, más los costos variables de operación y mantenimiento, más las penalizaciones de variables artificiales, más el costo de la energía no suministrada, durante el mes “t”, en el escenario “m”.
$X_t$	Vector de variables de “política” que se aplicarán en el mes “t”, en función del estado del sistema al inicio del mes, que se define antes de conocer los eventos aleatorios que se presentarán durante el mes. Cada embalse deberá operar en sólo una de tres políticas alternativas: a) política de Turbinado, que define el volumen de agua que será turbinada durante el mes en las centrales hidroeléctricas relacionadas con el embalse; b) política de Volumen, que define el volumen que al final del mes “t” deberá quedar almacenada en el embalse; y c) Política de Nivel, que define el nivel de almacenamiento que deberá registrarse en el embalse al final del mes “t”.
$E_{m,t}$	Vector de consumos de energía en las regiones del sistema, en el escenario “m”, en el mes “t”.

---

$g_{m,t}$	Generación, por grupos horarios, de las unidades generadoras, en el escenario "m", del mes "t".
$y_{m,t}$	Vector de aportaciones hidrológicas artificiales (ficticias) en los embalses del sistema, en el escenario "m", en el mes "t".
$z_{m,t}$	Vector de extracciones hidrológicas artificiales (ficticias) en los embalses del sistema, en el escenario "m", en el mes "t".
$w_{m,t}$	Energía no suministrada, por grupos horarios, en las regiones del sistema, en el escenario "m", en los grupos horarios del mes "t".
$\beta$	Factor de valor presente, que aplicado a una cantidad de dinero lo convierte en la cantidad de dinero equivalente en el mes anterior.
$i$	Índice de escenario de precios de combustibles.
$I$	Conjunto de escenarios de precios a ser considerados en el mes "t".
$\phi_{i,t+1}$	Probabilidad del escenario "i" de precios de combustibles, en el mes "t+1".
$V_{m,t+1}$	Vector que representa el volumen de agua almacenado en los embalses de centrales hidroeléctricas, en el escenario "m", en el inicio del mes "t+1".
$a_{m,t}$	Vector de la desviación respecto a la media histórica de los escurrimientos hidrológicos de cuenca propia en los embalses de centrales hidroeléctricas, en el escenario "m", en el mes "t".
$\mu_{i,t+1}$	Precios de los combustibles, en el escenario de precios de combustibles "i", en el mes "t+1".

- 4.6.3 El modelo estocástico de Coordinación Hidrotérmica de mediano plazo considerará las siguientes restricciones:
- La producción eléctrica mensual de las unidades de centrales hidroeléctricas. La producción de energía eléctrica, en cualquier escenario, está limitada por la energía primaria que se puede disponer y de los consumos específicos de las unidades generadoras.
  - La relación entre la energía primaria y la energía eléctrica generada con las centrales hidroeléctricas. La energía primaria utilizada en las centrales hidroeléctricas depende del turbinado y de la diferencia entre el nivel almacenado y el nivel de desfogue. El nivel del agua del embalse está relacionado con el volumen de agua almacenado; y el nivel de desfogue es función del turbinado, el vertido y el nivel del embalse de almacenamiento de aguas abajo.
  - El balance mensual del agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas. En cada mes del horizonte de planeación, en cada escenario, deberá existir un equilibrio entre las entradas y salidas de agua a cada embalse y la variación mensual del volumen de agua almacenado, incluyendo una posible aportación o extracción ficticia de agua, para evitar la inexistencia de una solución matemáticamente infactible en el escenario.

- (d) Límites al volumen de agua almacenado en los embalses de centrales hidroeléctricas. El volumen de agua almacenado en cada embalse, al final de cada mes y en cada escenario, estará acotado de manera que se respeten los límites mínimos y máximos en el nivel del agua almacenada.
- (e) Límites al volumen de agua descargado sobre las vías. El volumen mensual que se descarga en las vías está acotado inferior y superiormente, en cada escenario. El volumen de agua que se descarga es igual a la suma del volumen turbinado y el volumen vertido.
- (f) Límites al volumen turbinado en las vías de descarga. El volumen mensual que se turbinado en las vías está limitado inferior y superiormente, reflejando las potencias mínimas y máximas de las unidades generadoras, especificadas en los escenarios.
- (g) Límites al volumen vertido en las vías de descarga. El volumen de agua que es posible verter en las vías, en cualquiera de los escenarios está limitado superiormente por la capacidad de los vertedores; mientras que el mínimo volumen a verter es no nulo.
- (h) Restricciones para sintetizar una política de operación basada en metas para los volúmenes a turbinar. El volumen mensual turbinado por las unidades que toman agua de un embalse que está sujeto a la política de Volúmenes turbinados, deberá ser el mismo en cualquiera de los escenarios.
- (i) Restricciones para sintetizar una política de operación basada en metas para los niveles o volúmenes de agua almacenada. El nivel o el volumen almacenado al final del mes, en un embalse sujeto a este tipo de políticas, será el mismo en cualquiera de los escenarios.
- (j) Límites de potencia de generación de energía eléctrica. La potencia de generación de las unidades tiene límites, definidos en cada escenario por grupos de horas del mes. Las capacidades dependerán de los mantenimientos programados, retiro programado de capacidad de generación y salidas por falla de unidades generadoras.
- (k) El balance entre la energía primaria suministrada a un generador y la requerida para producir electricidad. En cada grupo de horas de cada mes, la energía primaria de los combustibles, debe ser igual a la requerida para producir energía eléctrica. La energía primaria requerida depende del poder calorífico del combustible utilizado y del régimen térmico de las unidades generadoras.
- (l) El balance de potencia eléctrica entre regiones. En cada mes, en cada región, para cada grupo de horas del mes, y en cada escenario, la potencia de generación de energía eléctrica de las unidades de la región, más la potencia eléctrica transmitida desde las regiones conectadas a la región, menos la potencia eléctrica transmitida hacia las regiones conectadas a la región, más la potencia que no podrá ser suministrada para satisfacer la demanda de la región, debe ser mayor o igual a la demanda de potencia de la región.
- (m) El requisito de reserva de capacidad disponible en cada región. En cada uno de los meses del periodo de planeación, en cada región, en cada grupo de horas del mes, en cada escenario, debe mantenerse como reserva una fracción de la capacidad de generación disponible.
- (n) Los límites de flujo de potencia eléctrica entre las regiones. Para cada uno de los meses del periodo de planeación, para todos los enlaces interregionales, en cada grupo de horas del mes, en cada escenario, el flujo de potencia tendrá límites

inferior y superior que dependen del promedio de los límites diarios especificados en las horas de cada grupo del mes:

- (o) Los límites de flujo de potencia eléctrica en grupos de enlaces entre las regiones. Para cada uno de los meses del periodo de planeación, para todos grupos de enlaces interregionales, y en los grupos de horas de cada mes, el flujo de potencia del grupo tendrá límites inferior y superior que dependen del promedio de los límites diarios especificados en las horas de cada grupo del mes.
- (p) Los límites a la potencia eléctrica no suministrada en cada región. Para cada uno de los meses del periodo de simulación, en cualquier grupo de horas del mes, la potencia no suministrada en cada región, no debe ser negativa.
- (q) El costo futuro al final del último mes del horizonte de planeación. En el último mes del periodo de planeación, el costo futuro es cero.

4.6.4 La solución del Modelo Estocástico de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo presentará resultados para cada escenario, y las estadísticas de los resultados, como son el valor medio y la desviación estándar de las siguientes variables de interés agregadas por año, mes o grupo de horas de cada mes:

- (a) La producción de energía de las unidades de central hidroeléctrica.
- (b) Los volúmenes de energéticos requeridos por las unidades de central termoeléctrica.
- (c) El programa de suministro y transporte de los diversos energéticos.
- (d) La generación de energía eléctrica producida por las unidades de central termoeléctrica.
- (e) La utilización de los medios de transmisión para satisfacer la demanda de los consumidores de manera óptima, en todos los escenarios posibles especificados por el usuario.
- (f) La evolución de los niveles mensuales de agua de los embalses.
- (g) Los montos mensuales de agua a turbinar en los embalses.
- (h) Las cantidades de energía limitada mensual en las unidades de central eléctrica y los correspondientes Precios Sombra asociados a dichas limitaciones, con los que se construyen los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada a 36 meses.

#### 4.7 Los Precios Sombra de las Restricciones de Energía Limitada

4.7.1 Como resultado de la solución de los modelos de Coordinación Hidrotérmica de Mediano Plazo se obtendrán los Precios Sombra mensuales, asociados con las restricciones energéticas de las unidades de central eléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada.

4.7.2 Para el caso de las unidades de central termoeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada, el Precio Sombra obtenido estará en función de las unidades del combustible correspondiente, por tanto, se tendrá que utilizar el valor de régimen térmico o relación de transformación de la energía primaria en eléctrica para trasladar las unidades del precio sombra a \$/MWh.

#### 4.8 Determinación de los Costos de Oportunidad

4.8.1 El CENACE deberá determinar los Costos de Oportunidad utilizando los Precios Sombra asociados a las restricciones de limitación de energía por grupo de unidades de central hidroeléctrica o termoeléctrica.

- 4.8.2 El costo de oportunidad los Recursos de Energía Limitada se calculará mediante la suma del costo variable de producción y el precio sombra asociado con la restricción que limita la disponibilidad del energético primario.

#### 4.9 Reporte de Costos de Oportunidad a 36 meses

- 4.9.1 Cada vez que el CENACE haya realizado un estudio de planeación operativa de mediano plazo conforme a la periodicidad mencionada en el numeral 4.2, deberá reportar para cada uno de los 36 meses que comprendieron el horizonte de estudio, los siguientes resultados:
- (a) Las cantidades de energía mensual asignada, en MWh, que corresponden con las limitaciones energéticas de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada.
  - (b) El precio sombra, en \$/MWh, para cada una de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada.
  - (c) Los costos de oportunidad, en \$/MWh, de las centrales hidroeléctricas clasificadas como Recursos de Energía Limitada.
  - (d) La limitación energética, en MMBtu o Gcal, del combustible limitado de las unidades de central termoeléctrica con restricciones de consumo de disponibilidad de combustible.
  - (e) El precio sombra, en \$/MMBtu o \$/Gcal, de las centrales térmicas con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible.
  - (f) Los costos de oportunidad incrementales, en \$/MWh, de las unidades de central termoeléctrica con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible.

## Capítulo 5: Cálculo de los Costos de Oportunidad a Siete Días

### 5 Cálculo de los Costos de Oportunidad a Siete Días

#### 5.1 La Asignación de Unidades de Horizonte Extendido

- 5.1.1 El Modelo de Asignación de Unidades de Horizonte Extendido AU-CHT, descrito en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, es la herramienta que el CENACE deberá utilizar para determinar el cálculo de los Costos de Oportunidad a siete días de las Unidades de Central Eléctrica de Energía Limitada.
- (a) El CENACE deberá utilizar el Modelo de AU-CHT para realizar la planeación semanal de la producción acoplado las políticas de operación de mediano plazo para los embalses principales con la operación diaria de los mismos, determinando la cantidad de energía diaria que conviene generar con las unidades de centrales hidroeléctricas en estos embalses; y, asimismo, calcular el costo de oportunidad de la energía generada por estas unidades.
- 5.1.2 El Modelo de AU-CHT tiene los siguientes objetivos:
- (a) Determinar el programa de arranques y paros para las Unidades de Central Eléctrica cuyos tiempos de notificación para arrancar son iguales o mayores a 7 horas.
  - (b) Determinar las Unidades de Central Eléctrica que deben ser declaradas por el CENACE con estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” en la última hora del Día de Operación, para evitar que en el Mercado del Día en Adelanto se tomen decisiones económicamente ineficientes, debido a la falta de visibilidad posterior al Día de Operación, como podrían ser:
    - (i) Parar una Unidad de Central Eléctrica al final del Día de Operación que pudiera requerirse para el siguiente Día de Operación y que no se podría arrancar oportunamente;
    - (ii) Parar una Unidad de Central Eléctrica al final del Día de Operación que pudiera requerirse para el siguiente Día de Operación cuando sería más económico dejarla en operación para evitar otro costo de arranque; o,
    - (iii) No arrancar una unidad con costos de arranque altos, porque requeriría acumular los beneficios de más de un día para justificarlo.
  - (c) Acoplar las decisiones de la planeación operativa de una semana para los embalses en las cuencas principales, con las decisiones diarias del Mercado del Día en Adelanto, mediante el cálculo del costo de oportunidad y de un límite máximo diario a la energía generada en cada grupo de Unidades de Central Eléctrica que toman agua del mismo embalse.
  - (d) Proveer a los Participantes del Mercado, que representan Unidades de Central Eléctricas que pertenecen a un grupo que tiene una limitación común en la producción de energía, o bien, Unidades de Central Eléctrica con limitaciones individuales en la producción de energía, el costo de oportunidad relacionado con la limitación considerada.

#### 5.2 La Periodicidad de la Asignación de Unidades de Horizonte Extendido

- 5.2.1 De acuerdo a los procesos de mercado establecidos en la sección 2.4 del Manual de Energía de Corto Plazo, el CENACE deberá realizar diariamente el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido. Como parte de este proceso, el CENACE determinará los costos de oportunidad de los siguientes Recursos de Energía Limitada:

- (a) Para las unidades de unidades de central hidroeléctrica, determinando además los límites máximos a la producción diaria de energía eléctrica en cada grupo de unidades, acoplado las decisiones de la planeación operativa a mediano plazo para los embalses en las cuencas principales, con las decisiones diarias del Mercado del Día en Adelanto.
- (b) Para las Unidades de Central Eléctrica que hayan recibido instrucciones para limitar su consumo de gas en el horizonte considerado de siete días., de acuerdo con el Manual de Coordinación de Gas Natural.
- (c) Para las demás Centrales Eléctricas que tengan restricciones sobre la cantidad de energía que pueden producir, por ejemplo, por restricciones ambientales.
- (d) Para los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que hayan establecido límites para la energía interrumpida.
- (e) Para los Sistemas de Almacenamiento Genérico de Energía.

5.2.2 El CENACE deberá realizar el cálculo de costos de oportunidad a 7 días de acuerdo con el siguiente programa de actividades y diagrama de flujo:

- (a) Programa de actividades para el cálculo de costos de oportunidad a 7 días.

Tabla 5.1

	Actividad	Entregables	Hora inicio	Hora fin
1	Actualizar insumos	Insumos actualizados y Evidencia de actualizaciones	08:00	10:00
2	Elaboración de estudio	Base de Datos Actualizada, Reporte de AUGC ejecución válida	09:00	22:00
3	Publicar resultados	Reportes de Costos de Oportunidad	20:00	23:00

### 5.3 Insumos para Asignación de Unidades de Horizonte Extendido

5.3.1 El CENACE deberá recopilar los siguientes insumos de información para determinar la Asignación de Unidades de Horizonte Extendido. El CENACE recopilará los insumos de cada fuente de información mediante oficios de solicitud de información que corresponda de acuerdo con los plazos establecidos de la actividad 1 en la tabla 5.1.

5.3.2 Información de centrales Hidroeléctricas:

- (a) El CENACE recopilará de las actualizaciones semanales, publicadas por la CONAGUA, las curvas de guía de Centrales Programables y las políticas de operación de los embalses para el horizonte de planeación a siete días. Para cada embalse se considera una de las 5 políticas siguientes, la cual será respetada tomando en cuenta el balance hidráulico, tanto en el embalse como en la cuenca propia.
  - (i) Máxima extracción.
  - (ii) Mínima extracción.
  - (iii) Cota final fija.
  - (iv) Volumen a turbinar fijo.
  - (v) Energía fija.
- (b) El CENACE recopilará la información actualizada del Programa de Mantenimientos de unidades hidroeléctricas del SIASAM.

- (c) El CENACE recopilará información hidro actualizada de cada Participante del Mercado en los términos establecidos en el numeral 3.6.8 de la sección 3.6 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
  - (d) El CENACE utilizará la información sobre las aportaciones de agua de los embalses determinadas en la planeación operativa de mediano plazo.
- 5.3.3 Información de centrales Termoeléctricas:
- (a) El CENACE recopilará la información del Programa de Mantenimientos de unidades térmicas del SIASAM.
  - (b) El CENACE recopilará información termo de cada Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o Participante del Mercado en los términos establecidos en el Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo, que incluye, pero no se limita a la siguiente:
    - (i) Parámetros de régimen térmico (Neto y Bruto). Contenidos en el Registro del Participante.
    - (ii) Tipos de combustibles. Contenidos en el Registro del Participante.
    - (iii) Costos variables. Contenidos en el Registro del Participante.
    - (iv) Capacidad Bruta y Neta. Contenidos en el Registro del Participante.
    - (v) Costo por uso de agua. Proporcionado por el Participante.
- 5.3.4 Red eléctrica. El CENACE deberá preparar la información de la red eléctrica para cada uno de los intervalos horarios de los siguientes 7 días, conforme lo dispone el Manual de Modelos de Red Eléctrica para el Mercado.
- 5.3.5 Modelo abstracto de la Red de Transporte de Gas Natural. El CENAGAS definirá un modelo simple de la red de transporte de gas natural, que se utilizará en los modelos de asignación de unidades del Mercado de Corto Plazo.
- (a) El modelo simple de la red de transporte de gas natural constará de los siguientes elementos y parámetros:
    - (i) Nodos de inyección de gas natural.
    - (ii) Nodos de extracción de gas natural, para usos distintos a la generación de energía eléctrica.
    - (iii) Nodos de extracción para generación de energía eléctrica.
    - (iv) Zonas de Suministro de gas natural (nodo de transbordo).
    - (v) Arcos de transporte de gas natural. Los arcos se caracterizarán mediante los siguientes parámetros: nodo origen, nodo destino, capacidad de transporte (MMPCD).
    - (vi) Cada nodo de extracción será el destino de un arco que tendrá su origen en alguna Zona de Suministro.
    - (vii) Cada nodo de inyección será el origen de un arco de transporte cuyo destino será un nodo de transbordo (Zona de Suministro).
  - (b) La información que los Usuarios de la Red de Transporte de Gas Natural (Shippers) proporcionarán al CENACE incluye, pero no se limita a la siguiente:
    - (i) Los Usuarios de la Red de Transporte de gas natural definirán, diariamente, los volúmenes de inyección de gas natural (MMPCD), por día y por nodo de inyección, para 7 días en adelante.
    - (ii) Los Usuarios de la Red de Transporte de gas natural definirán, diariamente, los volúmenes de extracción de gas natural (MMPCD), por día y por cada nodo de extracción que esté designado para usos distintos a la generación de energía eléctrica.
    - (iii) Cada Usuario de la Red de Transporte de gas natural definirá la relación de nodos de extracción y de nodos de inyección entre los que deberá lograrse el balance agregado diario de inyección y extracción.

- (iv) Con respecto al inciso anterior, cuando un Usuario de la Red de Transporte de gas natural defina una relación de nodos entre los que deberá lograrse balance, tal que entre los nodos de extracción sólo se incluyan los designados para usos distintos a la generación eléctrica, deberá asegurarse que sus inyecciones y extracciones cumplen con el balance diario.
  - (c) Si la notificación de suministro de Gas llega antes de las 12:00 am, el CENACE generará los resultados de costos de oportunidad para las UCE que corresponda antes de 48 hrs para el día de operación que corresponda.
- 5.3.6 Información de suministro de combustibles líquidos y carbón. CFE energía proporcionará diariamente al CENACE la información de inventarios de combustibles líquidos y carbón asociados a las centrales eléctricas que incluye, pero no se limita a la siguiente:
  - (a) Volúmenes mínimo y máximo disponibles para una UCE o grupo de UCE.
  - (b) Días en los cuales aplican las restricciones de volumen.
  - (c) Número de días de autonomía de cada inventario.
- 5.3.7 Pronósticos de la demanda. El CENACE deberá determinar diariamente los Pronósticos de Demanda conforme lo dispone el Manual de Pronósticos.
- 5.3.8 Estimación de energía de generación de fuentes firme o intermitente no-despachable:
  - (a) El CENACE deberá estimar la información de energía de generación de fuentes firme o intermitente no-despachable, mediante las ofertas de programa fijo, en los términos establecidos en el Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo, que incluye, pero no se limita a la siguiente:
    - (i) Generación de Contratos de Interconexión Legados (CIL).
    - (ii) Generación hidro menor.
    - (iii) Generación eólica.
    - (iv) Generación fotovoltaica.
    - (v) Generación geotérmica.
    - (vi) Generación nuclear.
- 5.3.9 El CENACE deberá recopilar la información actualizada publicada por SEMARNAT relacionada con el tipo y volumen de emisiones que limiten la producción de energía eléctrica en situación de contingencia ambiental para el horizonte de planeación a siete días.
  - (a) El CENACE interpretará las limitaciones ambientales de tal forma que para cada grupo de unidades de Central Eléctrica restringidas asignará un límite máximo de energía en MWh.
- 5.3.10 El CENACE deberá recopilar diariamente los siguientes insumos que requiere el Modelo AU-CHT conforme a lo descrito en las secciones 5.2 y 5.3 de este Manual y en los términos del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo:
  - (a) Topología esperada de la red de transmisión conforme al numeral 3.5.1 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
  - (b) Límites horarios de transmisión para todo el horizonte de planeación.
  - (c) Pronóstico de demanda conforme al numeral 3.4.1 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
  - (d) Ofertas de venta de energía y servicios conexos conforme al numeral 2.8 y 2.9 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
  - (e) Límites diarios de energía térmica por grupo de unidades de central eléctrica.
  - (f) Ofertas de exportación e importación conforme al numeral 2.7 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
  - (g) Operación obligada de unidades por cuestiones de confiabilidad conforme al capítulo 5 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.

- (h) Condiciones iniciales de las unidades de central eléctrica y del sistema hídrico.
- (i) Políticas de operación de los embalses como se menciona en el numeral 5.3.2 de este Manual.
- (j) Modelo detallado del sistema hidroeléctrico:
  - (i) Conectividad de los embalses.
  - (ii) Modelos generación hidro.
  - (iii) Modelos nivel – volumen.
  - (iv) Modelos nivel de desfogue.
  - (v) Modelos pérdidas en conductos.
- (k) Límites de niveles en los embalses.
- (l) Límites de turbinados en las vías.
- (m) Decisiones programadas de vertidos o derrames en las vías.
- (n) Valores esperados de aportaciones en los embalses.

5.3.11 El CENACE deberá reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado mediante oficio correspondiente sobre observaciones a la información que recopile o que a su criterio considere inconsistente. El CENACE deberá especificar en dicho oficio la fuente, las referencias de información que implican las inconsistencias observadas, y la estrategia que utilizará para completar o sustituir dicha información.

#### 5.4 El Modelo Asignación de Unidades de Horizonte Extendido

- 5.4.1 El CENACE deberá utilizar el Modelo AU-CHT para representar y resolver el problema de asignación óptima de unidades de horizonte extendido en los términos establecidos en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. El Modelo AU-CHT es un modelo matemático de programación lineal entera-mixta.
- 5.4.2 El Horizonte de planeación se define en intervalos horarios y para cada día de los siete días en adelante. Cualquier condición operativa fuera de este horizonte, no es considerado por el modelo.
- 5.4.3 La función objetivo del Modelo AU-CHT es maximizar el Excedente Económico Total de los Participantes del Mercado para todas las horas en el horizonte de planeación, en los términos de la sección 3.7 Modelo AU-CHT del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
- 5.4.4 El CENACE deberá utilizar el Modelo AU-CHT para obtener las variables de decisión binarias que determinan el arranque, paro, asignación para operación y reservas, y cambios de configuración de las unidades (ciclos combinados). Del mismo modo determinará las variables continuas que representan a la potencia de generación de las unidades, la reserva asignada a cada unidad, los volúmenes turbinados en las unidades hidroeléctricas, así como los volúmenes almacenados en los embalses.
- 5.4.5 El Modelo AU-CHT deberá incluir las variables descritas en la sección 3.7 Modelo AU-CHT del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
- 5.4.6 El Modelo AU-CHT deberá incluir las restricciones sobre las variables de decisión en los términos descritos en el numeral 3.7.3 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.
- 5.4.7 El Modelo AU-CHT deberá utilizar las restricciones de limitación de energía de los Recursos de Energía limitada entre los que se encuentran los grupos de unidades de central hidroeléctrica con embalse, los grupos de unidades de central termoeléctrica con limitaciones en la disponibilidad del energético primario, así como los Recursos de

- Demanda Controlable Garantizada, los sistemas genéricos de almacenamiento y los grupos de unidades de central termoeléctrica con Limitaciones Periódicas de Emisiones definidas por el CENACE. Dichas restricciones serán definidas para cada día del horizonte de planeación.
- 5.4.8 El Modelo AU-CHT deberá incluir, para unidades hidroeléctricas, la energía producida por todas las unidades de la central y por todas las centrales pertenecientes al embalse, debe de ser mayor o igual a un límite mínimo y menor o igual a un límite máximo de energía.
- 5.4.9 El Modelo AU-CHT deberá incluir, para unidades térmicas, la energía producida por todas las unidades pertenecientes a un grupo con limitación de energía debe de ser mayor o igual a un límite mínimo y menor o igual a un límite máximo de energía diaria del Modelo AU-CHT.
- (a) La limitación de energía por grupo de unidades térmicas se utiliza para representar a grupos de unidades con algún tipo de restricción en el consumo de energéticos o de carácter ambiental.
- 5.4.10 El Modelo AU-CHT deberá producir los resultados siguientes, conforme al procedimiento descrito en los numerales del 3.6.4 al 3.6.7 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo:
- (a) Arranques, paro y configuraciones de unidades
- (b) Potencia de unidades
- (c) Energía de importación y exportación
- (d) Asignación de reservas
- (e) Volúmenes turbinados
- (f) Volúmenes de agua en los embalses
- (g) Energía diaria por embalse
- (i) Precios Sombra de las restricciones de limitación de energía, con los que se construyen los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada a 7 días.

## 5.5 Los Precios Sombra de las Restricciones de Energía Limitada

- 5.5.1 El CENACE determinará los Precios Sombra mediante el Modelo AU-CHT. El Modelo AU-CHT fija las variables enteras de las unidades en operación resultantes de la asignación y posteriormente resuelve el problema lineal para obtener los valores de los precios sombra de las restricciones que representan las limitaciones de energía.
- 5.5.2 Para el conjunto de restricciones activas del modelo resultará un valor distinto de cero para el Precio Sombra asociado; para el resto de restricciones del modelo resultará un valor igual a cero. El valor del Precio Sombra indica la sensibilidad de la función objetivo del modelo respecto a un cambio marginal en la limitación de energía.

## 5.6 Determinación de los Costos de Oportunidad

- 5.6.1 El CENACE deberá determinar los Costos de Oportunidad mediante la suma del costo variable de producción y los Precios Sombra asociados a las restricciones de limitación de energía por grupo de unidades de central hidroeléctrica o termoeléctrica.
- 5.6.2 El valor del costo de oportunidad calculado deberá estar dado en \$/MWh para las unidades de central eléctrica hidro y en el caso de las unidades de central térmica eléctrica que estará dado en \$/MMBtu o \$/GCal en los términos del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.

## 5.7 Reporte de Costos de Oportunidad a Siete días

- 5.7.1 El CENACE deberá reportar diariamente el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido para los tres sistemas interconectados. Los resultados de dicha asignación serán publicados por el CENACE en el área certificada del Sistema de Información del Mercado antes del cierre de recepción de Ofertas del Mercado del Día de Adelanto. El reporte deberá contener los siguientes resultados:
- (a) Las cantidades de energía semanal asignada, en MWh, que corresponden con las limitaciones energéticas de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada.
  - (b) El precio sombra, en \$/MWh, para cada una de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada.
  - (c) La limitación energética semanal, en MMBtu o Gcal, del combustible limitado de las unidades de central termoeléctrica con restricciones de consumo de disponibilidad de combustible o de limitaciones por emisiones contaminantes.
  - (d) El precio sombra, en \$/MMBtu o \$/Gcal, de las centrales térmicas con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible o de limitaciones por emisiones de contaminantes.
  - (e) La limitación energética semanal, en MWh que el Recurso de Demanda Controlable deberá respetar.
  - (f) El precio sombra, en \$/MWh, de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.
  - (g) La energía de cada día de la semana, en MWh que el Recurso de Almacenamiento Genérico aporta a la red.
  - (h) El precio sombra, en \$/MWh, asociado con la energía aportada a la red por el Recurso de Almacenamiento Genérico.
- 5.7.2 Los resultados de este proceso deberán ser publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado conforme a los términos establecidos en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

## Capítulo 6: Publicación de los Costos de Oportunidad

### 6 Publicación de los Costos de Oportunidad

#### 6.1 El Proceso de Publicación

- 6.1.1 Conforme a lo establecido en la Base 15 del Mercado Eléctrico Mayorista y en el Manual del Sistema de Información (SIM), el CENACE deberá facilitar a través del sitio de internet del Sistema de Información del Mercado, la información relacionada con el proceso de cálculo de los costos de oportunidad, relativa a los modelos utilizados para el cálculo, los insumos necesarios para los cálculos y los resultados de los mismos.
- 6.1.2 De acuerdo al numeral 3.1.1 del Manual del Sistema de Información, la información relacionada con los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada de acceso público contenida en el módulo de operación del Mercado Eléctrico Mayorista del SIM deberá incluir la siguiente:
- (a) El Precio Sombra en \$/MWh utilizado en las ofertas económicas incrementales que los Recursos de Energía Limitada presentan para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real. El periodo de publicación será de sesenta días naturales después del día de operación correspondiente.
  - (b) Los Modelos utilizados para el cálculo de los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada. El periodo de publicación será de siete días después de su utilización. El CENACE deberá publicar las actualizaciones realizadas sobre los Modelos tomando en cuenta, mediante gestión de cambios, a partir de que fechas aplican dichas actualizaciones.

#### 6.2 Estructura de Información

- 6.2.1 El formato de la publicación del Precio Sombra en \$/MWh utilizado en las ofertas económicas incrementales de los Recursos de Energía Limitada, será un archivo digital descargable en formato CSV, PDF o HTML con la siguiente estructura:
- (a) Información tabular de los Precios Sombra que utilizarán los Participantes del Mercado para presentar ofertas de compra o venta de energía basadas en los costos de oportunidad en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.
  - (b) Fecha y hora del mercado al que aplica (por ejemplo, MDA 220915 Hora Terminada 12).
  - (c) Código de identificación del Participante del Mercado.
- 6.2.2 El CENACE deberá publicar los modelos completos utilizados para el cálculo de los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada. Los modelos publicados deben incluir los datos de insumo y los resultados, así como la formulación matemática utilizada. El formato de la publicación será un archivo digital descargable en formato CSV, PDF o HTML.

#### 6.3 Acceso a la Información

- 6.3.1 La información del módulo de operación del Mercado Eléctrico Mayorista del SIM relacionada con los costos de oportunidad de los Recursos de Energía Limitada será de

acceso confidencial y la información relacionada con los Precios Sombra será de acceso público.

## Capítulo 7: Disposiciones transitorias.

- 7.1.1 El presente Manual entrará en vigor a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación y su aplicación por parte del CENACE a más tardar 120 días posteriores a la publicación del presente.
- 7.1.2 Las disposiciones transitorias que se establezcan en las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas del Mercado, Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación, que establezcan condiciones especiales relacionadas con sistemas que sean parte del SIM o bien, con información que debiera ser publicada a través del SIM, serán aplicables al presente Manual.
- 7.1.3 El CENACE utiliza el Modelo Determinista para realizar la planeación operativa de mediano plazo. El CENACE podrá utilizar el Modelo Estocástico en cuanto esté habilitado para realizar la planeación operativa de mediano plazo. El CENACE propondrá un periodo de tiempo de transición entre el uso del Modelo Determinista y el Modelo Estocástico. El uso del CENACE del Modelo Estocástico debe iniciar en no más de dos años posteriores a la fecha de la publicación de este manual.
- 7.1.4 Conforme CENACE adquiera mayor dominio sobre el cálculo de Costos de Oportunidad a 36 meses con el Modelo Estocástico, podrá ajustar las fechas del programa de actividades descritos en las tablas 4.1 y 4.2. Las fechas ajustadas deberán publicarse en el Sistema de Información de Mercado.
- 7.1.5 Los modelos matemáticos para el cálculo de costos de oportunidad a 36 meses son genéricos y se podrán modificar en el tiempo conforme el CENACE lo considere, con la aprobación de la Unidad de Vigilancia del Mercado y previa consulta con los Participantes del Mercado, de acuerdo al manual operativo correspondiente.
- 7.1.6 En tanto no haya Costos de Oportunidad publicados, el CENACE deberá realizar la planeación óptima de los Recursos de Energía Limitada utilizando los modelos que garanticen la eficiencia económica del sistema.
- 7.1.7 La definición de costos de oportunidad descrita en la sección 3.6.7 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo se actualiza con lo señalado en la sección 3.1 Concepto de Costo de Oportunidad de este Manual en el cual se define y se describen ejemplos de su uso.
- 7.1.8 En cumplimiento a lo establecido en el artículo Quinto del “Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo”, y a efectos de dar cumplimiento al mismo se señala lo siguiente:
- a) Se realizarán las acciones necesarias para derogar el trámite denominado “Solicitud de Estudio de Impacto en el Sistema para la Interconexión de Centrales Eléctricas mayores a 10 MW, con homoclave CENACE-00-003-A, incluido en los “Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”, emitidos por el CENACE. Lo anterior, debido a la emisión del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

- b) Se realizarán las acciones necesarias para derogar el trámite denominado "Solicita el Estudio de Instalaciones para la Interconexión de Centrales Eléctricas mayores a 10 MW", con homoclave CENACE-00-004-A, incluido en los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga", emitidos por el GENACE. Lo anterior, debido a la emisión del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.