SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Costos de Oportunidad.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33, fracción XXVI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y que en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica;

Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas del Mercado, formando parte de dichas Disposiciones Operativas los Manuales de Prácticas del Mercado, los cuales tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico;

Que el Transitorio Tercero, tercer párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que, por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado Eléctrico, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la referida Secretaría determine;

Que el 8 de septiembre de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Bases del Mercado Eléctrico, mismas que definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Costos de Oportunidad desarrollará con mayor detalle el contenido de las Bases 6.4 y 6.5 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto a los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos que deberán observar los Participantes del Mercado y el Centro Nacional de Control de Energía para la determinación de los Costos de Oportunidad relacionados con los Recursos de Energía Limitada, y

Que dicho Manual se considera un acto administrativo de carácter general que debe publicarse en el Diario Oficial de la Federación, a fin de que produzca efectos jurídicos, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Costos de Oportunidad.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, sin menoscabo de lo previsto en las Disposiciones Transitorias del Manual de Costos de Oportunidad.

Ciudad de México, a 28 de septiembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell**.- Rúbrica.

Manual de Costos de Oportunidad

CONTENIDO

Capítulo 1 Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas de Mercado

1.2 Propósito y contenido de este Manual

1.3 Términos definidos

1.4 Reglas de interpretación

Capítulo 2 Recursos de Energía Limitada

2.1 Disposiciones Generales

2.2 Unidades de central hidroeléctrica

2.3 Unidades de central térmica con límites de producción

2.4 Equipos de Almacenamiento de Energía

2.5 Recursos de Demanda Controlable Garantizada con límites para la energía interrumpida

Capítulo 3 Planeación Operativa de Mediano Plazo

3.1 Disposiciones Generales

3.2 Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista

3.3 Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica

3.4 Reportes

Capítulo 4 Planeación Operativa de Corto Plazo

4.1 Disposiciones Generales

4.2 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido

4.3 Reportes

Capítulo 5 Costos de Oportunidad

5.1 Disposiciones Generales

5.2 Costos de Oportunidad a 36 meses

5.3 Costos de Oportunidad a 7 días

5.4 Mercado del Día en Adelanto

5.5 Mercado de Tiempo Real

Capítulo 6 Publicación de la información

6.1 Disposiciones Generales

6.2 Publicación de los Precios Sombra

6.3 Estructura de la Información

Capítulo 7 Disposiciones transitorias

7.1 Disposiciones transitorias

Capítulo 1

Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas de Mercado

1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.

1.1.2 Los Manuales de Prácticas de Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar a detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico 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 Propósito y contenido de este Manual

1.2.1 El presente Manual de Costos de Oportunidad es el Manual de Prácticas de Mercado que tiene como propósito establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos que deberán observar los Participantes del Mercado y el CENACE para la determinación de los Costos de Oportunidad relacionados con los Recursos de Energía Limitada.

1.2.2 Este Manual desarrolla el contenido de las Bases 6.4 y 6.5 de las Bases del Mercado Eléctrico, y comprende los siguientes temas:

(a) El capítulo 1 describe el propósito y contenido del presente Manual y establece el significado de los términos definidos y las reglas para su interpretación.

(b) El capítulo 2 clasifica los Recursos de Energía Limitada a los que el CENACE les calculará su Costo de Oportunidad y describe sus características.

(c) El capítulo 3 describe las directrices para llevar a cabo la Planeación Operativa de Mediano Plazo, los insumos requeridos y los resultados de la misma.

(d) El capítulo 4 describe las directrices para llevar a cabo la Planeación Operativa de Corto Plazo, los insumos requeridos y los resultados de la misma.

(e) El capítulo 5 desarrolla el concepto de Costos de Oportunidad, la forma de obtener los Costos de Oportunidad y las ofertas correspondientes en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

(f) El capítulo 6 describe las reglas para la publicación de los Precios Sombra y los modelos para su cálculo.

(g) El capítulo 7 contiene las disposiciones transitorias del presente Manual.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente Manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento y de las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:

1.3.1 **Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido:** es el proceso de asignación de Unidades de Central Eléctrica que requieren notificación con anterioridad a los plazos que corresponden al Mercado del Día en Adelanto, por virtud del cual el CENACE emite instrucciones de arranque y paro e identifica las unidades que conviene mantener en operación en un periodo que rebasa el Día de Operación, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

1.3.2 **AU-CHT:** modelo de asignación de unidades y coordinación hidrotérmica utilizado en el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido; es una herramienta de planeación semanal de la producción que permite acoplar 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 central hidroeléctrica en estos embalses; asimismo, puede calcular el Costo de Oportunidad de la energía generada por estas unidades.

1.3.3 **AU-MDA:** modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto; con esta herramienta se decide el programa horario de arranques, paros, cambios de configuración, potencias de generación y asignación de los Servicios Conexos, para lo cual, el modelo considera las Ofertas de los Participantes del Mercado; además, determina los Precios Marginales Locales de la energía y los precios de los Servicios Conexos por zona de reserva.

1.3.4 **AU-TR:** modelo de optimización utilizado en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real; con esta herramienta se decide para un periodo de dos horas, cambios con detalle de quince minutos al programa existente de arranques, paros y cambios de configuración; considerando las limitaciones impuestas por los tiempos de notificación y la necesidad de evitar que se incurra en costos adicionales o en la imposibilidad de aplicar el programa existente más allá del horizonte de dos horas.

1.3.5 **CENAGAS:** Centro Nacional de Control del Gas Natural.

1.3.6 **CONAGUA:** Comisión Nacional del Agua.

1.3.7 **Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista:** modelo utilizado en la Planeación Operativa de Mediano Plazo donde las variables de entrada producen invariablemente los mismos resultados y cuyo objetivo es maximizar el Excedente Económico Total, que contemple un horizonte de tiempo de 36 meses dividido en periodos mensuales.

1.3.8 Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica: modelo utilizado en la Planeación Operativa de Mediano Plazo donde el resultado de las variables de entrada es intrínsecamente no determinista, es decir, que involucra la aleatoriedad en el desarrollo de los futuros estados del sistema. El objetivo es determinar una estrategia de utilización de los medios de almacenamiento de energéticos que maximice el valor esperado del Excedente Económico Total, contemplando un horizonte de tiempo de 36 meses dividido en periodos mensuales.

1.3.9 Costo de Oportunidad: se determina mediante la suma de los costos variables y el Precio Sombra relacionado con la restricción de energía limitada.

1.3.10 Cuenca: subconjunto de Embalses acoplados entre sí a través de una Vía de Red Hidráulica.

1.3.11 Embalse: depósito artificial de agua construido generalmente obturando la boca de un valle mediante un dique o una presa (cortina) 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 de agua potable a poblaciones cercanas, para navegación o para la irrigación de terrenos.

1.3.12 Enlace de Interconexión: línea de transmisión que interconecta al Sistema Eléctrico Nacional con los sistemas eléctricos vecinos ya sea en forma síncrona o asíncrona, o líneas de transmisión que interconectan al Sistema Eléctrico Nacional a Unidades de Central Eléctrica o Centros de Carga en el extranjero que se encuentran aislados de otro sistema eléctrico conforme se define en el Manual de Importación y Exportación.

1.3.13 Equipo de Almacenamiento de Energía: sistema capaz de almacenar una cantidad específica de energía para liberarla cuando se requiera en forma de energía eléctrica, el cual será registrado bajo la figura de Central Eléctrica. Entre estos sistemas se incluyen, entre otros, las centrales de re-bombeo, las centrales que operan con base en aire comprimido almacenado en cavernas o en algún otro medio, las baterías electroquímicas y 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.

1.3.14 Excedente Económico Total: el valor del producto suministrado menos el costo total de producción, donde se establece que el valor del producto suministrado se determina por las ofertas de compra, mientras que el costo de producción se determina por las ofertas de venta.

1.3.15 Extracción Regulada para Generación: uso del volumen de agua almacenada en los Embalses con limitaciones establecidas por una autoridad competente, que definen un programa de generación fijo no despachable por el CENACE.

1.3.16 Gasto: es la cantidad de volumen de un fluido que circula por algún conducto (tubería, turbina, río o canal) por unidad de tiempo, también conocido como caudal de una corriente. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo y se mide en metros cúbicos por segundo.

1.3.17 Manual: el Manual de Costos de Oportunidad.

1.3.18 Metros sobre el nivel del mar o m s. n. m.: unidad utilizada para medir la altitud respecto al nivel del mar.

1.3.19 Oferta Basada en Costo de Oportunidad: la oferta en cantidad, ubicación y precio que hacen los Participantes del Mercado representantes de Recursos de Energía Limitada en términos de energía neta en el Mercado de Energía de Corto Plazo con base en el Costo de Oportunidad.

1.3.20 PEMEX: Petróleos Mexicanos.

1.3.21 Parámetros de Referencia: parámetros de Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga registrados por los Participantes del Mercado, o en su defecto, los parámetros estimados por el CENACE con base en la tecnología de la Unidad de Central Eléctrica o del tipo de Centro de Carga.

1.3.22 Plan Nacional Hídrico: documento publicado por la CONAGUA, en el cual se definen las obras de infraestructura que el país deberá desarrollar para mitigar los riesgos provocados por fenómenos hidrometeorológicos y cuyo objetivo es lograr la seguridad y sustentabilidad hídrica del país.

1.3.23 Planeación Operativa: proceso mediante el cual, el CENACE determina la operación de los Recursos de Energía Limitada considerando sus limitaciones en un determinado periodo de tiempo.

1.3.24 Planeación Operativa de Corto Plazo: proceso que corresponde a un horizonte de hasta 7 días, cumpliendo con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

1.3.25 Planeación Operativa de Mediano Plazo: proceso que corresponde a un horizonte de un mes hasta tres años en adelante, cumpliendo con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

1.3.26 Política de Operación del Sistema Hidráulico: se refiere a los procedimientos y medidas que establece el CENACE referentes a las metas de nivel de agua almacenada al final de cada mes del periodo de Planeación Operativa o a las metas al volumen turbinado sobre cada Vía de Red Hidráulica para cada Embalse del Sistema Hidráulico.

1.3.27 Precio Sombra: valor que corresponde a la sensibilidad de la función objetivo respecto al relajamiento de la restricción.

1.3.28 PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

1.3.29 Recursos de Energía Limitada: Unidades de Central Eléctrica o Recursos de Demanda Controlable Garantizada que presentan limitaciones energéticas durante un periodo de tiempo, las cuales 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 Garantizada.

1.3.30 Salida: cuando un Equipo está fuera de servicio e indisponible para la operación en el Sistema Eléctrico Nacional.

1.3.31 SEMARNAT: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

1.3.1 Shipper: usuario de los diferentes sistemas de transporte de gas natural que, ante los administradores de gas natural correspondientes, es la parte encargada de realizar las nominaciones y recibir las confirmaciones de gas natural entre los diferentes puntos de inyección y puntos de entrega, así como del pago de los servicios de transporte de gas natural ante los administradores de gas natural, de conformidad con el Manual de Coordinación de Gas Natural.

1.3.2 Sistema de Administración de Salidas o SIASAM: es la aplicación informática del CENACE que contiene la información de Salidas solicitadas por los Participante del Mercado y autorizadas por el CENACE.

1.3.3 Sistema Hidráulico: se refiere al conjunto de Cuencas que se encuentran en el territorio comprendido en el Sistema Eléctrico Nacional.

1.3.4 Variables Artificiales: se refieren a las expresiones 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, estas expresiones generalmente se inhabilitan.

1.3.5 Vías de Red Hidráulica: vías que enlazan dos o más Embalses y son el medio por el cual fluye el agua que será almacenada o extraída de dichos Embalses. Las Vías de Red Hidráulica establecen los acoplamientos entre los Embalses de la Cuenca, los cuales incluyen los acoplamientos en cascada, donde un Embalse “aguas abajo” podrá aprovechar los escurrimientos de los Embalses que se encuentran “aguas arriba”.

1.4 Reglas de interpretación

1.4.1 Los términos definidos a que hace referencia la disposición 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, cualquier referencia 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

2.1 Disposiciones Generales

2.1.1 El CENACE optimizará el uso de los Recursos de Energía Limitada de acuerdo con sus características operativas registradas y su 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.

2.1.2 El CENACE llevará a cabo la optimización que se menciona en el numeral 2.1.1 a través de la Planeación Operativa de Corto Plazo que corresponde a un horizonte de hasta 7 días y la Planeación Operativa de Mediano Plazo que corresponde a un horizonte de 36 meses posteriores al Día de Operación.

2.1.3 El CENACE validará, cuando menos una vez al año, las Unidades de Central Eléctrica y Recursos de Demanda Controlable Garantizada que serán considerados como Recursos de Energía Limitada en la Planeación Operativa de Corto Plazo y la Planeación Operativa de Mediano Plazo.

2.1.4 Cuando entren en operación nuevos proyectos cuyas características técnicas les permitirían ser clasificados como Recursos de Energía Limitada, el CENACE elaborará un informe cuyo contenido incluirá, como mínimo, los criterios técnicos utilizados para la validación de los Recursos de Energía Limitada y los resultados de la misma, así como la lista actualizada de los Recursos de Energía Limitada que serán considerados en la Planeación Operativa de Corto Plazo y Planeación Operativa de Mediano Plazo. En el caso de las unidades de central hidroeléctrica con embalse, el informe incluirá a los proyectos existentes ya clasificados como Recursos de Energía Limitada.

2.1.5 El CENACE deberá presentar a la Unidad de Vigilancia del Mercado el informe mencionado en el numeral 2.1.4, a más tardar el 30 de noviembre de cada año.

2.1.6 Si el Participante del Mercado no está de acuerdo con el resultado de la validación de Recursos de Energía Limitada y la clasificación de sus activos, podrá presentar su inconformidad y los argumentos correspondientes, ante la Unidad de Vigilancia del Mercado.

2.2 Unidades de central hidroeléctrica

2.2.1 El CENACE clasificará como Recursos de Energía Limitada a las unidades de central hidroeléctrica que físicamente cuenten con un Embalse con la capacidad para regular el agua almacenada durante periodos mayores que 24 horas, dado que se encuentran 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 El CENACE evaluará en qué casos particulares las unidades de central hidroeléctrica con Embalse de baja capacidad de almacenamiento y sin restricciones de generación, podrán ser clasificadas como Recurso de Energía Limitada, dependiendo de que la energía disponible de la unidad pueda ser asignada durante la Planeación Operativa.

2.2.3 Los criterios utilizados para la evaluación de las unidades de central hidroeléctrica mencionadas en el numeral 2.2.2 deberán ser incluidos en el informe de validación presentado a la Unidad de Vigilancia del Mercado.

2.2.4 El CENACE podrá clasificar como Recursos de Energía Limitada a las unidades de central hidroeléctrica con Embalse regulador que hubiesen sido previamente clasificadas como de Extracciones Reguladas para Generación y que permitan al CENACE despachar su producción, ya sea de manera estacional o permanente.

2.2.5 Las unidades de central hidroeléctrica con Embalse regulador y con Extracciones Reguladas para Generación que no permitan al CENACE despachar su producción no podrán ser clasificadas como Recursos de Energía Limitada y la oferta con la que participarán en el Mercado de Energía de Corto Plazo será del tipo No Despachable.

2.2.6 Las centrales hidroeléctricas de filo de agua que carezcan de Embalse de almacenamiento, no podrán ser clasificadas como Recurso de Energía Limitada.

2.2.7 Las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada que se utilicen en la Planeación Operativa de Corto Plazo serán aquellas unidades identificadas previamente por el CENACE en la Planeación Operativa de Mediano Plazo.

Tabla 1. Criterios para unidades de central hidroeléctrica

Unidades de central hidroeléctrica	Recurso de Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
A filo de agua	No	No disponible para ser despachada por el CENACE. Se conoce el pronóstico de generación horario	No despachable
Con Embalse de baja capacidad sin restricciones para generación	No	El volumen de agua almacenada sólo puede asignarse en periodos menores que 24 horas	No despachable
	Sí	Es excepcional, debido al aprovechamiento de sus características, ya que está disponible para ser despachada por el CENACE	Despachable y basada en Costo de Oportunidad
Con Embalse y con Extracciones Reguladas para Generación	No	No disponible para ser despachada por el CENACE	No despachable
Con Embalse y con Extracciones Reguladas para Generación pero disponible para ser despachada por el CENACE, las cuales permiten la operación flexible del gasto o volumen estacional o permanente	Sí	Sólo cuando está disponible para ser despachada por el CENACE y cuando el volumen de agua almacenada puede ser asignado en periodos iguales o mayores que 24 horas	A) No despachable, cuando no está disponible para ser despachada por el CENACE B) Despachable y basada en Costo de Oportunidad, cuando está disponible para ser despachada por el CENACE
Con Embalse y disponible para ser despachada por el CENACE	Sí	El CENACE asigna el volumen de agua almacenada en periodos iguales o mayores que 24 horas	Despachable y basada en Costo de Oportunidad

2.3 Unidades de central térmica con límites de producción

2.3.1 El CENACE evaluará en qué casos particulares las unidades de central térmica podrán ser clasificadas como Recursos de Energía Limitada, cuando a consecuencia de restricciones ambientales tengan registrados ante el CENACE, límites que condicionen el uso o la disponibilidad del energético primario en un periodo de tiempo.

2.3.2 Los Participantes del Mercado representantes de las unidades de central térmica mencionadas en el numeral 2.3.1 deberán presentar, a través de la oficialía de partes del CENACE, la documentación que compruebe que la producción de energía eléctrica de sus unidades está siendo limitada por situaciones de contingencia ambiental o por circunstancias exógenas que limitan periódicamente la disponibilidad del energético primario, de conformidad con lo siguiente:

(a) La documentación deberá presentarse de manera inmediata al recibir la restricción de la autoridad competente;

(b) Especificar el motivo de la restricción, y en su caso, la autoridad que emite la restricción ambiental;

(c) En los términos de la regulación ambiental vigente, especificar si la limitación es aplicable en determinadas horas del día o en temporadas específicas del año, y especificar las fechas en las que aplica la restricción; y,

(d) Especificar las restricciones sobre la energía total a producir por día.

2.3.3 Las restricciones en la disponibilidad de combustible o de consumo de combustible permitido pueden ser comunes a las unidades de una o de varias Centrales Eléctricas que se abastecen de un mismo nodo, o de un mismo conjunto de nodos de la red de suministro del combustible; así mismo, la periodicidad de estas restricciones puede ser diaria, semanal o mensual.

2.3.4 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.

2.3.5 El CENACE contará con un plazo de hasta 2 días posteriores a la presentación de la documentación para requerir información adicional o, en su caso, solicitar aclaraciones sobre la información presentada.

2.3.6 Los Participantes del Mercado tendrán un plazo de hasta 1 día para dar respuesta al requerimiento de información adicional o a la solicitud de aclaración, de lo contrario no se clasificará a la unidad de central térmica como Recurso de Energía Limitada.

2.3.7 El CENACE contará con un plazo de hasta 5 días posteriores a la presentación de la documentación completa o de la respuesta a la solicitud de aclaración, para validar si la unidad de central térmica deberá considerarse como Recurso de Energía Limitada.

2.3.8 Los criterios utilizados para la evaluación de las unidades de central térmica mencionadas en el numeral 2.3.1 deberán ser incluidos en el informe de validación presentado a la Unidad de Vigilancia del Mercado.

2.3.9 El CENACE realizará la clasificación de las unidades de central térmica como Recursos de Energía Limitada cuando el Shipper de la red de transporte de gas natural o el CENAGAS le notifiquen limitaciones en la disponibilidad del combustible primario para alguna unidad de central térmica que no se encuentre previamente clasificada.

2.3.10 La clasificación como Recurso de Energía Limitada de cada unidad de central térmica se aplicará al día siguiente que el CENACE la haya validado como tal. Para este caso, el CENACE deberá considerarla como Recurso de Energía Limitada 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 el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Tabla 2. Criterios para unidades de central térmica con límites de producción

Unidades de central térmica con límites de producción	Recurso de Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
Unidades sin limitación de consumo de combustible	No	Unidades con suministro continuo de combustible	Despachable
Unidades que por circunstancias exógenas a la gestión del Participante del Mercado, están sujetas a restricción de suministro de combustible, diario, semanal o mensual	Sí	Variable durante un periodo igual o mayor que 24 horas de operación y con notificación anterior a la ejecución del modelo AU-MDA. En el caso de las unidades con capacidad de almacenamiento de combustible, que el volumen de combustible sea limitado y con restricción de suministro.	Despachable y basada en Costo de Oportunidad
Unidades con restricción de producción diaria, semanal o mensual, por restricciones ambientales	Sí	La producción de energía está limitada por instrucciones provenientes de una autoridad competente	Despachable y basada en Costo de Oportunidad
Unidades con restricción de despacho en horas específicas del día	No	La capacidad disponible se limita en horas específicas del día	Despachable

Unidades de central térmica con suministro restringido de gas natural	Sí, sólo cuando cuenta con contrato de suministro firme, en los términos del Manual de Coordinación de Gas Natural	De conformidad con lo establecido en el Manual de Coordinación de Gas Natural	Despachable y basada en Costos de Oportunidad
Unidades con programa de generación fijo	No	No disponible para ser despachada por el CENACE por tener un programa de generación fijo	No despachable

2.4 Equipos de Almacenamiento de Energía

2.4.1 El CENACE clasificará como Recursos de Energía Limitada a los Equipos de Almacenamiento de Energía, de conformidad con los siguientes criterios:

(a) En el Sistema Interconectado Nacional, los Equipos de Almacenamiento de Energía con capacidad mayor o igual que 20 MW y capacidad de almacenamiento mayor o igual que 80 MWh.

(b) En Baja California y Baja California Sur, los Equipos de Almacenamiento de Energía con capacidad mayor o igual que 10 MW y capacidad de almacenamiento mayor o igual que 40 MWh.

2.4.2 El CENACE establecerá en una Guía Operativa la manera en que los Equipos de Almacenamiento de Energía serán representados en los modelos de optimización del Mercado de Energía de Corto Plazo, la cual deberá abordar los siguientes aspectos:

(a) Parámetros relacionados con capacidad, límites operativos y eficiencias de los ciclos de carga y descarga;

(b) Parámetros relacionados con las ofertas de productos de energía y Servicios Conexos en el MDA;

(c) Variables de decisión;

(d) Restricciones sobre los productos durante la carga;

(e) Restricciones sobre los productos durante la descarga;

(f) Restricciones sobre los productos en paro;

(g) Límites sobre la energía almacenada;

(h) Restricciones sobre los modos de paro, carga y descarga; y,

(i) Costos de transición entre modos.

2.4.3 El Participante de Mercado que represente Equipos de Almacenamiento de Energía que no sean clasificados como Recurso de Energía Limitada, deberá presentar sus ofertas de venta directamente en el Mercado de Energía de Corto Plazo, como cualquier otra Unidad de Central Eléctrica, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Tabla 3. Criterios para Equipos de Almacenamiento de Energía

Equipos de Almacenamiento de Energía	Recurso de Energía Limitada	Justificación	Tipo de oferta
Equipos no optimizables	No	El Participante programa a su juicio los ciclos de carga y descarga	No despachable
Equipos con capacidad mayor o igual que 10 MW y con capacidad de almacenamiento mayor o igual que 40 MWh en BCA y BCS	Sí	Equipos instalados en BCA y BCS	Despachable y basada en Costo de Oportunidad
Equipos con capacidad mayor o igual que 20 MW y con capacidad de almacenamiento mayor o igual que 80 MWh en el SIN	Sí	Equipos instalados en el SIN	Despachable y basada en Costo de Oportunidad

2.5 Recursos de Demanda Controlable Garantizada con límites para la energía interrumpida

2.5.1 Los Participantes del Mercado representantes de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que presenten limitaciones en la reducción de su consumo deberán presentar, a través de la oficialía de partes del CENACE, la documentación que compruebe que el recurso tiene una limitación en la interrupción del consumo de energía eléctrica.

2.5.2 Con la documentación proporcionada, el CENACE evaluará en qué casos particulares los Recursos de Demanda Controlable Garantizada podrán ser clasificados como Recursos de Energía Limitada.

2.5.3 Los criterios utilizados para la evaluación de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada mencionados en el numeral 2.5.2 deberán ser incluidos en el informe de validación presentado a la Unidad de Vigilancia del Mercado.

Capítulo 3

Planeación Operativa de Mediano Plazo

3.1 Disposiciones Generales

3.1.1 El CENACE podrá determinar la Planeación Operativa de Mediano Plazo del Sistema Eléctrico Nacional mediante los siguientes modelos que determinarán el plan de utilización óptimo de las unidades de central hidroeléctrica y de central térmica 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:

(a) Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista; y,

(b) Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica.

3.1.2 El objetivo de la Planeación Operativa de Mediano Plazo será determinar la estrategia de utilización de las unidades de central hidroeléctrica y de central térmica que tome en cuenta las aportaciones mensuales de los Embalses y minimice el costo variable de operación y mantenimiento, y por uso del agua de las Unidades de Central Eléctrica, incluyendo el costo de la compra/venta, almacenamiento y transporte de combustibles más los costos de penalizaciones por concepto de: la energía eléctrica no suministrada en las regiones, las aportaciones o extracciones artificiales de agua a los Embalses de las principales centrales hidroeléctricas y las inyecciones artificiales a los nodos de combustibles, en un horizonte de hasta 36 meses.

3.1.3 El CENACE no considerará ofertas de compra de energía sensibles al precio en la formulación del problema de Planeación Operativa de Mediano Plazo, por lo tanto los procesos minimizarán los costos variables esperados de producción y el valor de la energía no suministrada.

3.1.4 La formulación del problema de Planeación Operativa de Mediano Plazo incorporará restricciones operativas relacionadas con los medios de almacenamiento del energético primario en centrales hidroeléctricas y con las restricciones en el consumo del energético primario en centrales térmicas, las cuales permitirán obtener soluciones que conduzcan a la construcción de los Costos de Oportunidad de los Recursos de Energía Limitada.

3.1.5 La formulación del problema de Planeación Operativa de Mediano Plazo deberá considerar los costos de penalización de las Variables Artificiales que facilitarán la detección de insumos erróneos o incongruentes que pudieran hacer la solución no factible, para lo cual, se deberán realizar una o varias corridas exploratorias.

3.1.6 Una vez que el CENACE detecte las anomalías y corrija la información, deberá inhabilitar las Variables Artificiales para evitar distorsionar la solución del problema de Planeación Operativa de Mediano Plazo.

3.1.7 Las Variables Artificiales que deberán considerarse en la formulación de los modelos de Planeación Operativa de Mediano Plazo deberán incluir, el llenado artificial de agua a los Embalses de las principales centrales hidroeléctricas y las inyecciones artificiales de combustibles en los nodos de la red de suministro.

3.1.8 La Planeación Operativa de Mediano Plazo deberá incluir sólo meses completos, pudiendo iniciar en cualquier mes del año. En los meses se definirán grupos de horas, cuyo número deberá ser el mismo para todos los meses. La composición de los grupos horarios de demanda definidos por el CENACE podrá ser distinta en cada mes.

3.1.9 El CENACE deberá decidir cuál de los modelos mencionados en el numeral 3.1.1 utilizará en la Planeación Operativa de Mediano Plazo. En cualquiera de los casos, el CENACE deberá justificar las razones por las que seleccionó dicho modelo a través de una nota técnica, que deberá publicar en el Sistema de Información de Mercado al momento de la publicación de los resultados.

3.1.10 Los modelos mencionados en el numeral 3.1.1 son genéricos y se podrán modificar en el tiempo conforme el CENACE lo considere, de acuerdo con lo establecido en el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.

3.1.11 El CENACE deberá determinar al menos cada seis meses, la política de operación anual que defina la utilización en lapsos mensuales de los Recursos de Energía Limitada hidroeléctricos y térmicos que presenten limitaciones en la disponibilidad de su combustible primario.

3.1.12 El CENACE deberá reportar al menos 2 veces al año los resultados de la Planeación Operativa de Mediano Plazo de 36 meses, de conformidad con la sección 3.4.

3.2 Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista

3.2.1 El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos de información, a fin de utilizarlos en el modelo de Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista:

(a) Información de Salidas de las Unidades de Central Eléctrica del SIASAM;

(b) Información del PRODESEN sobre adición y retiro de Unidades de Central Eléctrica, y en su caso también considerará los resultados de Subastas de Mediano y Largo Plazo, que se realicen después de la publicación del PRODESEN;

(c) Información de los Parámetros de Referencia de cada Unidad de Central Eléctrica, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Capacidad mínima y máxima, en términos brutos y netos;

(ii) Costos variables de operación y mantenimiento, incluyendo el costo por uso de agua;

(iii) Parámetros de la función de producción – cantidad de combustible, en términos brutos y netos;

(iv) Tipos de combustibles;

(v) Modelos hidráulicos, los cuales incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

(A) Relación de la altura (carga hidráulica) y el gasto máximo en las unidades de central hidroeléctrica;

(B) Relación del gasto y el nivel de desfogue de las Vías de Red Hidráulica;

(C) Relación del nivel y el volumen de agua almacenada en los Embalses; y,

(D) Relación entre el gasto turbinado, altura (carga hidráulica) y potencia de generación de las unidades de central hidroeléctrica.

(d) Políticas de hidraulicidad contenidas en el Plan Nacional Hídrico, 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 Red Hidráulica;

(iii) Curvas de guía de centrales programables;

(iv) Estado de almacenamiento en los Embalses al inicio del horizonte de estudio; y,

(v) Almacenamiento deseado en los Embalses al final del horizonte de estudio.

(e) Estimación con base en registros históricos de las aportaciones de agua mensuales por Cuenca propia a los Embalses de unidades de central hidroeléctrica;

(f) Información relacionada con las Cuencas y la caracterización de cada una de las Vías de Red Hidráulica, la cual incluye lo siguiente:

(i) Gasto mínimo y máximo. Indica el valor mínimo y máximo de la cantidad de agua que puede ser descargada sobre la Vía de Red Hidráulica en una unidad de tiempo (expresada en metros cúbicos por segundo);

(ii) Nivel medio de desfogue. Indica el valor medio del nivel que alcanza el agua sobre la Vía de Red Hidráulica de salida (expresado en m s. n. m.); y,

(iii) Modelo de la Vía de Red Hidráulica. Modelo gasto contra nivel que relaciona el nivel de desfogue sobre el nivel del mar, correspondiente a diferentes valores de gasto en la Vía de Red Hidráulica, comprendidos entre el gasto mínimo y el gasto máximo.

(g) Información de la Red Nacional de Transmisión, la cual 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 los Enlaces de Interconexión; y,

(iv) Adición y retiro de líneas de transmisión publicadas en el PRODESEN.

(h) Información de puntos de compra, transbordo y de entrega de combustible a las Centrales Eléctricas, con o sin capacidad de almacenamiento; y las redes de suministro 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) El CENAGAS para el caso del gas natural nacional, importado y gas natural licuado.

(ii) Refinerías de PEMEX para el caso del combustóleo.

(i) Pronósticos de demanda del PRODESEN y los realizados por el CENACE, de conformidad con lo establecido en el Manual de Pronósticos;

(j) Estimación de energía de generación de fuentes firmes o intermitentes no-despachables a partir de la información de generación recopilada por el CENACE, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Generación de Unidades de Central Eléctrica bajo Contratos de Interconexión Legados;

(ii) Generación de unidades de central hidroeléctrica de baja capacidad;

(iii) Generación de unidades de central eólica;

(iv) Generación de unidades de central fotovoltaica;

(v) Generación de unidades de central geotérmica;

(vi) Generación de unidades de central nuclear; e,

(vii) Importaciones y exportaciones.

(k) Información relacionada con los precios de los combustibles, los cuales serán específicos por tipo de combustible que utilicen las Unidades de Central Eléctrica, y deberán corresponder con los índices de precios de combustibles emitidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado, los cuales incluyen los costos variables de transporte del combustible;

(l) Información relacionada con las disponibilidades de los combustibles, la cual deberá ser enviada mensualmente por los Participantes del Mercado al CENACE, a través de los medios informáticos que el CENACE establezca para ello;

(m) Proyección de la evolución de los precios de los combustibles a 36 meses; e,

(n) Información publicada por la SEMARNAT relacionada con el tipo y volumen de emisiones de contaminantes, que limiten la generación de unidades de central térmica por un periodo determinado. En caso de que los Participantes del Mercado reciban una instrucción directa por parte de la SEMARNAT, ellos serán responsable de notificar la información correspondiente al CENACE.

3.2.2 El CENACE podrá solicitar la actualización de los insumos mencionados en el numeral 3.2.1 a través de oficios de solicitud de información y los medios informáticos que establezca para ello, de conformidad con los plazos establecidos en la sección 3.4; o en su defecto, el CENACE podrá realizar estimaciones con base en información histórica para cubrir la información que en su momento no se encuentre disponible o actualizada.

3.2.3 El CENACE utilizará en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista las siguientes variables de decisión:

(a) Energía primaria hidroeléctrica que será propuesta para ser utilizada en cada mes para las unidades de central hidroeléctrica que descargan en las Vías de Red Hidráulica;

(b) Volumen de agua almacenado en los Embalses al final de cada mes del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo;

(c) Volumen mensual de agua turbinada sobre las Vías de Red Hidráulica;

(d) Volumen mensual de agua vertida sobre las Vías de Red Hidráulica;

(e) Cantidad mensual de combustible asociada a la compra o venta del mismo en cada región del Sistema Eléctrico Nacional;

(f) Cantidad mensual de combustible transportada por las redes de suministro de combustible;

(g) Cantidad mensual de energético suministrado a las unidades de central térmica durante cada grupo de horas;

(h) Capacidad de generación eléctrica de las Unidades de Central Eléctrica durante cada grupo de horas;

(i) Flujo de potencia eléctrica mensual en las líneas de transmisión interregionales de la Red Nacional de Transmisión durante cada grupo de horas;

(j) Capacidad de generación eléctrica excedente mensual por región en cada grupo de horas;

(k) Adicionalmente, para evitar situaciones en las que no sea factible la solución del modelo, el CENACE deberá considerar:

(i) Demanda no suministrada por región en cada grupo de horas;

(ii) Inyecciones artificiales de combustible por región; y,

(iii) Aportaciones artificiales de agua a los Embalses.

3.2.4 El CENACE considerará en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista las siguientes restricciones del Sistema Hidráulico:

(a) Balance hidráulico mensual en los Embalses, el cual deberá asegurar el equilibrio entre las entradas y salidas de agua a cada Embalse y la variación mensual en el volumen de agua almacenada. Esta restricción deberá contemplar la topología de la red hidráulica de tal manera que puedan considerar múltiples Cuencas y múltiples Embalses en cascada;

(b) Volumen de agua almacenado en cada Embalse al final de cada mes, el cual deberá estar acotado de tal manera que se respeten los niveles mínimos y máximos de almacenamiento en los Embalses;

(c) Volumen mensual de agua que se turbina en las Vías de Red Hidráulica, el cual deberá estar limitado a la capacidad de turbinado de las unidades de central hidroeléctrica asociadas que dependen de los niveles de almacenamiento en los Embalses y del nivel medio de desfogue;

(d) Volumen mensual que es posible verter en las Vías de Red Hidráulica, el cual deberá estar limitado a la capacidad de los vertedores, los cuales dependen del nivel de almacenamiento en los Embalses;

(e) Volumen turbinado de agua descargada sobre las Vías de Red Hidráulica, el cual deberá respetar los límites operativos; y,

(f) Límites operativos en el volumen de agua vertido.

3.2.5 El CENACE considerará en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista las siguientes restricciones en el problema mensual de producción:

(a) Balance de potencia eléctrica y demanda en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional, el cual establece que la demanda de potencia eléctrica en una región deberá ser igual a la suma de:

(i) la potencia eléctrica generada por las Unidades de Central Eléctrica de la región, más

(ii) la potencia eléctrica transmitida desde otras regiones hacia la región, menos

(iii) la potencia eléctrica transmitida hacia otras regiones desde la región, más

(iv) la potencia eléctrica que no puede ser suministrada en la región, menos

(v) la potencia eléctrica excedente que no puede ser consumida en la región o transmitida a otras regiones.

(b) Límites inferior y superior de flujo de potencia en enlaces y grupos de enlaces interregionales de transmisión;

(c) Límites operativos de las Unidades de Central Eléctrica, tomando en cuenta las Salidas del Sistema de Administración de Salidas; y,

(d) Requisito de reserva de capacidad disponible en cada región, el cual se deberá representar como una fracción de la capacidad disponible de generación eléctrica en cada región.

3.2.6 El CENACE considerará en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista las siguientes restricciones de los Recursos de Energía Limitada:

(a) Límites mensuales de volumen asignado a cada Embalse, el cual limitará la energía total a producir por las unidades de central hidroeléctrica asociadas con el Embalse; y,

(b) Límites en el volumen disponible mensual de algunos combustibles.

3.2.7 La solución de la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista determinará para cada mes del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo, lo siguiente:

(a) Producción de energía de cada Unidad de Central Eléctrica incluyendo las consideradas como Recurso de Energía Limitada;

(b) Volumen de combustible requerido para cada unidad de central térmica considerada como Recurso de Energía Limitada;

(c) Programa de almacenamiento, suministro y transporte de cada tipo de combustible;

(d) Programa de uso de la Red Nacional de Transmisión;

(e) Evolución de los niveles de almacenamiento en los Embalses;

(f) Montos de agua a turbinar en los Embalses; y,

(g) Cantidades de energía limitada asignada mensualmente a las Unidades de Central Eléctrica y los Precios Sombra asociados a sus limitaciones, con los que se construyen los Costos de Oportunidad de 36 meses de los Recursos de Energía Limitada.

3.3 Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica

3.3.1 El CENACE deberá incorporar en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica la incertidumbre en los pronósticos de demanda, las capacidades operativas de los elementos del Sistema Eléctrico Nacional, la disponibilidad de los recursos hidráulicos y de los combustibles y sus precios, mediante la consideración de diferentes escenarios en los cuales se determinan las políticas de operación de los Embalses.

3.3.2 El CENACE podrá especificar los escenarios mencionados en el numeral 3.3.1 con base en 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 o por grupo de horas de cada mes.

3.3.3 El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos, a fin de utilizarlos en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica:

(a) Información de Salidas de las Unidades de Central Eléctrica del SIASAM;

(b) Información del PRODESEN sobre adición y retiro de Unidades de Central Eléctrica, y en su caso también considerará los resultados de Subastas de Mediano y Largo Plazo, que se realicen después de la publicación del PRODESEN;

(c) Información de los Parámetros de Referencia de cada Unidad de Central Eléctrica, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Capacidad mínima y máxima, en términos brutos y netos;

(ii) Costos variables de operación y mantenimiento, incluyendo el costo por uso de agua; Parámetros de la función de producción – cantidad de combustible, en términos brutos y netos;

(iii) Tipos de combustibles;

(iv) Modelos hidráulicos, los cuales incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

(A) Relación de la altura (carga hidráulica) y el gasto máximo en las unidades de central hidroeléctrica;

(B) Relación del gasto y el nivel de desfogue de las Vías de Red Hidráulica;

(C) Relación del nivel y el volumen del agua almacenada en los Embalses; y,

(D) Relación entre el gasto turbinado, altura (carga hidráulica) y potencia de generación de las unidades de central hidroeléctrica.

(d) Políticas de hidraulicidad contenidas en el Plan Nacional Hídrico, 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 Red Hidráulica;

(iii) Curvas de guía de centrales programables; y,

(iv) Estado del nivel de almacenamiento en los Embalses al inicio del horizonte de Planeación Operativa de Mediano Plazo.

(e) Modelo estocástico de escurrimientos de Cuenca propia a los Embalses de unidades de central hidroeléctrica, con base en registros históricos;

(f) Políticas de operación a las que estarán sujetos los Embalses establecidas por el CENACE para el periodo de Planeación Operativa, las cuales incluyen lo siguiente:

(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 Operativa de Mediano Plazo;

(ii) Política de volúmenes, para indicar el volumen que deberá quedar almacenado al final del mes; y,

(iii) Política de niveles, para indicar el nivel del agua que el Embalse deberá tener al final de cada mes.

(g) Modelo estocástico de la capacidad disponible de las Unidades de Central Eléctrica con base en el programa de Salidas y las transiciones entre estados de disponibilidad que ocurran en forma aleatoria, de conformidad con lo siguiente:

(i) El modelo deberá considerar que las Unidades de Central Eléctrica se encuentran en alguno de los siguientes estados: “Disponible con capacidad posiblemente degradada”, “Indisponible por falla” o “Indisponible por Salida programada”; y,

(ii) El CENACE deberá establecer las transiciones válidas entre estos estados, considerando las transiciones dictadas por el programa de Salidas, y las transiciones que ocurren en forma aleatoria.

(h) Información de la Red Nacional de Transmisión, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Límites de transmisión mensuales;

(ii) Parámetros eléctricos de impedancia de líneas de transmisión y subestaciones;

(iii) Importación y exportación en los Enlaces de Interconexión; y,

(iv) Adición y retiro de líneas de transmisión publicadas en el PRODESEN.

(i) Información de puntos de compra, transbordo y de entrega de combustible a las Centrales Eléctricas, con o sin capacidad de almacenamiento; y las redes de suministro que los conectan. Esta información deberá ser proporcionada por los respectivos administradores de los combustibles entre los que se incluyen, pero no se limita a los siguientes:

(i) CENAGAS para el caso del gas natural nacional, importado y gas natural licuado; y,

(ii) Refinerías de PEMEX para el caso del combustóleo.

(j) Pronósticos de demanda del PRODESEN y los realizados por el CENACE, de conformidad con lo establecido en el Manual de Pronósticos.

(k) Modelo estocástico de la demanda por región para cada mes del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo;

(l) Estimación de energía de fuentes firmes o intermitentes no-despachables a partir de la información de generación recopilada por el CENACE, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Generación de Unidades de Central Eléctrica bajo Contratos de Interconexión Legados;

(ii) Generación de unidades de central hidroeléctrica de baja capacidad;

(iii) Generación de unidades de central geotérmica;

(iv) Generación de unidades de central nuclear; e,

(v) Importaciones y exportaciones.

(m) Modelo estocástico de energía de fuentes intermitentes no-despachables como la generación de unidades de central eólica y de unidades de central fotovoltaica, con base en registros históricos;

(n) Modelo estocástico de precios de combustibles, el cual será específico para los combustibles que se utilicen en las Centrales Eléctricas e incluye lo siguiente:

(i) Información relacionada con los precios de los combustibles, los cuales serán específicos por tipo de combustible que utilicen las Unidades de Central Eléctrica, y deberán corresponder con los índices de precios de combustibles emitidos por la Unidad de Vigilancia del Mercado, los cuales incluyen los costos variables de transporte del combustible; e,

(ii) Información relacionada con las disponibilidades de los combustibles, la cual deberá ser enviada mensualmente por los Participantes del Mercado al CENACE, a través de los medios informáticos que el CENACE establezca para ello.

(o) Información publicada por la SEMARNAT relacionada con el tipo y volumen de emisiones de contaminantes, que limiten la generación de unidades de central térmica por un periodo determinado. En caso de que los Participantes del Mercado reciban una instrucción directa por parte de la SEMARNAT, ellos serán responsable de notificar la información correspondiente al CENACE; e,

(p) Información sobre la actualización de las características operativas de las Centrales Externas Legadas y de las Unidades de Central Eléctrica bajo Contratos de Interconexión Legados, que haya sido autorizada por la CRE.

3.3.4 El CENACE podrá solicitar la actualización de los insumos mencionados en el numeral 3.3.3 a través de oficios de solicitud de información y los medios informáticos que establezca para ello, de conformidad con los plazos establecidos en la sección 3.4; o en su defecto, el CENACE podrá realizar estimaciones con base en información histórica para cubrir la información que en su momento no se encuentre disponible o actualizada.

3.3.5 La Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica se formulará como un problema de programación dinámica dual estocástica, en el que se utilizará la ecuación recursiva de la programación dinámica como a continuación se describe:

$$\alpha_t(V_t, a_{t-1}, E_{t-1}, \mu_t) \;=$$

$$Mínimo \left\{ \sum_{m \in M_t} \wp_{m,t} \left\{ F_{m,t}(X_t, E_{m,t}, \mu_t, g_{m,t}, y_{m,t}, z_{m,t}, w_{m,t}) + \beta \sum_{i \in I_t} \phi_{i,t+1} \{ \alpha_{t+1}(V_{m,t+1}, a_{m,t}, E_{m,t}, \mu_{i,t+1}) \} \right\} \right\} \quad (3.1)$$

Donde los símbolos representan lo siguiente:

α_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 de Mediano Plazo. 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 la 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".

μ_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 de centrales hidroeléctricas, consumo regional de energía mensual y demanda regional en grupos horarios; capacidad disponible de las Unidades de Central Eléctrica, y la potencia de generación de fuentes intermitentes y de centrales hidroeléctricas de baja capacidad, por grupos horarios.

$\wp_{m,t}$ 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 a Embalses de centrales hidroeléctricas, consumo regional, capacidad disponible de generación y generación de energía intermitente.

$F_{m,t}$ 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 correspondientes a las Políticas de Operación del Sistema Hidráulico 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 de Central Eléctrica, en el escenario "m", del mes "t".

$y_{m,t}$ Vector de aportaciones hidrológicas artificiales en los Embalses, en el escenario "m", en el mes "t".

$z_{m,t}$ Vector de extracciones hidrológicas artificiales en los Embalses, 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”.

β Factor de valor presente, que aplicado a una cantidad de dinero lo convierte en la cantidad de dinero equivalente en el mes anterior.

i Escenario de precios de combustibles del conjunto “I”.

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 almacenada 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 a 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”.

3.3.6 El CENACE considerará en la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica las siguientes restricciones:

(a) Producción de energía eléctrica mensual de las unidades de central hidroeléctrica. 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 de central hidroeléctrica;

(b) Relación entre la energía primaria y la energía eléctrica generada por las unidades de central hidroeléctrica. La energía primaria utilizada por las unidades de central hidroeléctrica 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 almacenada; y el nivel de desfogue es función del turbinado, el vertido y el nivel del Embalse de almacenamiento de aguas abajo;

(c) Balance hidráulico mensual en los Embalses de las centrales hidroeléctricas. En cada mes del horizonte de la Planeación Operativa de Mediano Plazo, 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 almacenada, incluyendo una posible aportación o extracción artificial de agua, para evitar situaciones en las que no sea factible la solución del problema en el escenario;

(d) Límites al volumen de agua almacenada en los Embalses de las centrales hidroeléctricas. El volumen de agua almacenada 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 descargada sobre las Vías de Red Hidráulica. El volumen mensual que se descarga en las Vías de Red Hidráulica 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 Red Hidráulica. El volumen mensual que se turbina en las Vías de Red Hidráulica está limitado inferior y superiormente, reflejando las capacidades mínimas y máximas de las unidades de central hidroeléctrica, especificadas en los escenarios;

(g) Límites al volumen vertido en las Vías de Red Hidráulica de descarga. El volumen de agua que es posible verter en las Vías de Red Hidráulica, 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 del Sistema Hidráulico basada en metas para los volúmenes a turbinar. El volumen mensual turbinado por las unidades de central hidroeléctrica 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 del Sistema Hidráulico 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 capacidad disponible de generación de energía eléctrica. La capacidad disponible de generación de las Unidades de Central Eléctrica tiene límites definidos en cada escenario por grupos de horas del mes. Las capacidades dependerán de las Salidas programadas, retiros programados de capacidad de generación y Salidas por falla de Unidades de Central Eléctrica;

(k) Balance entre la energía primaria suministrada a una Unidad de Central Eléctrica y la requerida para producir energía eléctrica. 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 de la función de producción – cantidad de combustible de las Unidades de Central Eléctrica;

(l) Balance de potencia eléctrica y demanda en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional, el cual establece que la demanda de potencia eléctrica en una región deberá ser igual a la suma de:

(i) la potencia eléctrica generada por las Unidades de Central Eléctrica de la región, más

(ii) la potencia eléctrica transmitida desde otras regiones hacia la región, menos

(iii) la potencia eléctrica transmitida hacia otras regiones desde la región, más

(iv) la potencia eléctrica que no puede ser suministrada en la región, menos

(v) la potencia eléctrica excedente que no puede ser consumida en la región o transmitida a otras regiones.

(m) Requisito de reserva de capacidad disponible en cada región. En cada uno de los meses del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo, en cada región, en cada grupo de horas del mes, en cada escenario, debe mantenerse como reserva una fracción de la capacidad disponible de generación de energía eléctrica;

(n) Límites inferior y superior de flujo de potencia eléctrica entre las regiones. Para cada uno de los meses del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo, 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) Límites inferior y superior de flujo de potencia eléctrica en grupos de enlaces entre las regiones. Para cada uno de los meses del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo, 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) Límites a la demanda de energía eléctrica no suministrada en cada región. Para cada uno de los meses del periodo de simulación, en cualquier grupo de horas del mes, la demanda de energía eléctrica no suministrada en cada región, no debe ser negativa; y,

(q) Costo futuro al final de cada mes del horizonte de planeación. En el último mes del periodo de Planeación Operativa de Mediano Plazo, el costo futuro es cero.

3.3.7 La solución de la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica presentará resultados para cada escenario así como 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) Producción de energía de cada Unidad de Central Eléctrica considerada como Recurso de Energía Limitada;

(b) Volúmenes de combustible requeridos para cada unidad de central térmica considerada como Recurso de Energía Limitada;

(c) Programa de almacenamiento, suministro y transporte de cada tipo de combustible;

(d) Programa de uso de la Red Nacional de Transmisión;

(e) Evolución de los niveles de agua de los Embalses;

(f) Montos de agua a turbinar en los Embalses; y,

(g) Cantidades de energía limitada en las Unidades de Central Eléctrica y los Precios Sombra asociados a sus limitaciones, con los que se construyen los Costos de Oportunidad de 36 meses de los Recursos de Energía Limitada.

3.4 Reportes

3.4.1 El primer reporte Planeación Operativa de Mediano Plazo, mencionado en el numeral 3.1.12, corresponderá con la época de estiaje y el CENACE deberá publicarlo a más tardar el 28 de febrero de cada año, de acuerdo con el programa de actividades presentado en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Programa de actividades para la Planeación Operativa de Mediano Plazo correspondiente a la época de estiaje

Actividad		Entregables	Fecha solicitud o inicio	Fecha límite de recepción o publicación
1	Preparar información	Solicitud y entrega de insumos	1 de noviembre del año anterior	22 de diciembre del año anterior
2	Realizar la Planeación Operativa de Mediano Plazo	Base de Datos de escenarios y ejecución del modelo	8 de diciembre del año anterior	23 de febrero
3	Publicar resultados	Reportes de Precios Sombra	16 de febrero	28 de febrero

3.4.2 El segundo reporte anual corresponderá con la época de lluvias y el CENACE deberá publicarlo a más tardar el 31 de agosto de cada año, de acuerdo con el programa de actividades presentado en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Programa de actividades para la Planeación Operativa de Mediano Plazo correspondiente a la época de lluvias

Actividad		Entregables	Fecha solicitud o inicio	Fecha límite de recepción o publicación
1	Preparar información	Solicitud y entrega de insumos	2 de mayo	23 de junio
2	Realizar la Planeación Operativa de Mediano Plazo	Base de Datos de escenarios y ejecución del modelo	19 de junio	23 de agosto
3	Publicar resultados	Reportes de Precios Sombra	18 de agosto	31 de agosto

3.4.3 El CENACE deberá publicar las actualizaciones extemporáneas de los Precios Sombra para el resto del año ante cualquier eventualidad que a criterio del CENACE modifique los escenarios e impacte los resultados obtenidos de la Planeación Operativa de Mediano Plazo, de conformidad con lo siguiente:

(a) El CENACE deberá notificar a los Participantes del Mercado, a través del Sistema de Información del Mercado la ejecución extemporánea de la Planeación Operativa de Mediano Plazo, detallando la justificación de la misma;

(b) El cálculo extemporáneo de Precios Sombra deberá tomar como referencia los insumos correspondientes al último reporte publicado correspondiente a la época de lluvias o estiaje y todos los insumos actualizados a la fecha en la que el CENACE determine la eventualidad; y,

(c) El CENACE deberá realizar la publicación de los Precios Sombra para el resto del año en curso, a más tardar 10 días hábiles posteriores a la notificación de la ejecución extemporánea.

3.4.4 El CENACE deberá presentar los resultados de la Planeación Operativa de Mediano Plazo con un detalle mensual, en caso de que a criterio del CENACE se necesite un mayor detalle, algunas variables se podrán detallar por grupos de horas por mes.

3.4.5 Cada vez que el CENACE haya realizado un estudio de Planeación Operativa de Mediano Plazo, deberá reportar para cada uno de los 36 meses que comprendieron el horizonte de estudio, los siguientes resultados:

(a) 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) Precio Sombra, en $/MWh, para cada una de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada;

(c) Limitación energética, en MMBtu o Gcal, del combustible limitado de las unidades de central térmica con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible o de limitaciones por emisiones contaminantes; y,

(d) Precio Sombra, en $/MMBtu o $/Gcal, de las unidades de central térmica con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible o de limitaciones por emisiones contaminantes.

3.4.6 Adicionalmente a lo establecido en el numeral 3.4.5, el CENACE deberá publicar las estimaciones de las aportaciones mensuales de agua de Cuenca propia de los Embalses y de proyección de precios por tipo de combustible.

Capítulo 4

Planeación Operativa de Corto Plazo

4.1 Disposiciones Generales

4.1.1 El CENACE determinará la Planeación Operativa de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional mediante los modelos AU-CHT y AU-MDA descritos en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, acoplando la Política de Operación del Sistema Hidráulico para los Embalses principales con la operación diaria de los mismos.

4.1.2 El proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido y el modelo AU-CHT se describen en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Sin embargo, el presente Manual menciona insumos más específicos que el CENACE deberá preparar para ejecutar los modelos relacionados con el cálculo del Precio Sombra de los Recursos de Energía Limitada.

4.1.3 En la Planeación Operativa de Corto Plazo se conservarán las restricciones de disponibilidad semanal de combustible en las unidades de central térmica que constituyan un Recurso de Energía Limitada.

4.1.4 Cuando una limitación en la disponibilidad de combustible afecte a un conjunto de Unidades de Central Eléctrica, 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 combustible, hasta agotar la cantidad disponible del mismo o asignar el combustible asegurado por los contratos de suministro firme, de conformidad con el Manual de Coordinación de Gas Natural y lo siguiente:

(a) A la cantidad disponible del combustible se le restará la cantidad que sea posible suministrar a las Unidades de Central Eléctrica que posean los contratos de suministro firme; y,

(b) La cantidad que resulte después de satisfacer los requerimientos de suministro firme definirá la limitación que deberá considerarse para las Unidades de Central Eléctrica despachables en la Planeación Operativa de Corto Plazo. El presente Manual no tiene el alcance de determinar la asignación del energético para estas Unidades de Central Eléctrica.

4.1.5 El CENACE definirá el horizonte de Planeación Operativa de Corto Plazo en intervalos horarios para cada día de los siguientes siete días; cualquier condición operativa fuera de este horizonte, no será considerado por el modelo.

4.1.6 El modelo AU-CHT fijará las variables enteras de las Unidades de Central Eléctrica en operación resultantes de la asignación y posteriormente resolverá el problema lineal para obtener los valores de los Precios Sombra de las restricciones que representan las limitaciones de los Recursos de Energía Limitada.

4.1.7 Adicionalmente a lo descrito en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, el modelo AU-MDA obtendrá los valores de los Precios Sombra de las restricciones que representan las limitaciones de los Recursos de Energía Limitada, los cuales serán utilizados para el cálculo de Costos de Oportunidad en el Mercado de Tiempo Real.

4.1.8 El valor del Precio Sombra indicará la sensibilidad de la función objetivo del modelo respecto a un cambio marginal en la limitación de energía; para el conjunto de restricciones activas del modelo resultará un valor distinto de cero para el Precio Sombra asociado, mientras que para el resto de restricciones del modelo resultará un valor igual a cero.

4.1.9 El Precio Sombra calculado deberá estar dado en $/MMBtu o $/Gcal para las unidades de central térmica y en $/MWh para el resto de los Recursos de Energía Limitada.

4.2 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido

4.2.1 La función objetivo del modelo AU-CHT será maximizar el Excedente Económico Total del sistema para todas las horas en el horizonte de Planeación Operativa de Corto Plazo, de conformidad con lo siguiente:

(a) Determinar el programa de arranques y paros para las Unidades de Central Eléctrica cuyos tiempos de notificación para arrancar son iguales o mayores que 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 de Central Eléctrica 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 Corto Plazo para los Embalses en las Cuencas principales, con las decisiones diarias del Mercado del Día en Adelanto, mediante el cálculo del Precio Sombra y de un límite máximo diario a la energía generada en cada grupo de Unidades de Central Eléctrica que toman agua del mismo Embalse; y,

(d) Proveer a los Participantes del Mercado el Precio Sombra relacionado con las limitaciones de los Recursos de Energía Limitada que representan.

4.2.2 El CENACE preparará con antelación los siguientes insumos de información, a fin de utilizarlos en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido:

(a) Información actualizada del programa de Salidas de las Unidades de Central Eléctrica del SIASAM;

(b) Información de los Parámetros de Referencia de cada Unidad de Central Eléctrica, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Capacidad mínima y máxima, en términos brutos y netos;

(ii) Costos variables de operación y mantenimiento, incluyendo el costo por uso de agua;

(iii) Parámetros de la función de producción – cantidad de combustible, en términos brutos y netos; y,

(c) Tipos de combustibles. Actualizaciones semanales a las políticas de hidraulicidad contenidas en el Plan Nacional Hídrico, las curvas de guía de centrales programables y la Política de Operación del Sistema Hidráulico de los Embalses para el horizonte de Planeación Operativa de Corto Plazo. Para cada Embalse se considerará 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) Mínima extracción;

(ii) Máxima extracción;

(iii) Cota final fija;

(iv) Volumen a turbinar fijo; y,

(v) Energía fija.

(d) Información sobre las aportaciones de agua de los Embalses determinadas en la Planeación Operativa de Mediano Plazo;

(e) Modelo abstracto de la red de transporte de gas natural definido por el CENAGAS, el cual se utilizará en los modelos de asignación de Unidades de Central Eléctrica del Mercado de Energía de Corto Plazo e incluirá 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 cuales se caracterizarán mediante los siguientes parámetros:

(A) Nodo origen;

(B) Nodo destino; y,

(C) Capacidad de transporte expresada en millones de pies cúbicos.

(vi) Cada nodo de extracción será el destino de un arco de transporte que tendrá su origen en alguna zona de suministro; y,

(vii) Cada nodo de inyección será el origen de un arco de transporte que tendrá su destino en alguna zona de suministro.

(f) Información que los Shippers proporcionarán diariamente al CENACE, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Volúmenes de inyección de gas natural, por día y por nodo de inyección para los siguientes 7 días, expresados en millones de pies cúbicos;

(ii) Volúmenes de extracción de gas natural, por día y por cada nodo de extracción que esté designado para usos distintos a la generación de energía eléctrica para los siguientes 7 días, expresados en millones de pies cúbicos;

(iii) 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 Shipper defina una relación de nodos entre los que deberá lograrse un 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.

(g) Información de suministro de combustibles líquidos y carbón, la cual deberá ser proporcionada diariamente al CENACE por los Participantes del Mercado cuyas unidades de central térmica estén catalogadas como Recursos de Energía Limitada, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Volumen mínimo y máximo disponible para una Unidad de Central Eléctrica o grupo de Unidades de Central Eléctrica;

(ii) Días en los cuales aplican las restricciones de volumen; y,

(iii) Número de días de autonomía de cada inventario.

(h) Pronósticos de demanda, de conformidad con lo establecido en el Manual de Pronósticos;

(i) Estimación de energía de generación de fuentes firmes o intermitentes no-despachables, mediante las ofertas de programa fijo, en los términos establecidos en el Manual de Mercado de Energía del Corto Plazo, la cual incluye, pero no se limita a lo siguiente:

(i) Generación de Unidades de Central Eléctrica bajo Contratos de Interconexión Legados;

(ii) Generación unidades de central hidroeléctrica de baja capacidad;

(iii) Generación de unidades de central eólica;

(iv) Generación de unidades de central fotovoltaica;

(v) Generación de unidades de central geotérmica; y,

(vi) Generación de unidades de central nuclear.

(j) Información actualizada publicada por la SEMARNAT relacionada con el tipo y volumen de emisiones de contaminantes, que limiten la generación de unidades de central térmica en el horizonte de Planeación Operativa de Corto Plazo. En caso de que los Participantes del Mercado reciban una instrucción directa por parte de la SEMARNAT, ellos serán responsables de notificar la información correspondiente al CENACE;

(k) Topología esperada de la Red Nacional de Transmisión;

(l) Límites horarios de transmisión para todo el horizonte de Planeación Operativa de Corto Plazo;

(m) Ofertas de venta de energía y Servicios Conexos, de conformidad con lo establecido en el Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo;

(n) Límites diarios de energía por grupo de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica;

(o) Ofertas de exportación e importación;

(p) Estatus de operación obligada de Unidades de Central Eléctrica por cuestiones de Confiabilidad;

(q) Condiciones iniciales de las Unidades de Central Eléctrica y del sistema hídrico;

(r) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista;

(s) Política de Operación del Sistema Hidráulico de los Embalses;

(t) Modelo detallado del Sistema Hidráulico:

(i) Conectividad de los embalses;

(ii) Modelos de generación hidroeléctrica;

(iii) Modelos de nivel – volumen;

(iv) Modelos de nivel de desfogue; y,

(v) Modelos de pérdidas en conductos.

(u) Límites de niveles en los Embalses;

(v) Límites de turbinados en las Vías de Red Hidráulica;

(w) Decisiones programadas de vertidos o derrames en las Vías de Red Hidráulica; y,

(x) Valores esperados de aportaciones en los Embalses.

4.2.3 El CENACE podrá solicitar la actualización de los insumos mencionados en el numeral 4.2.1 a través de oficios de solicitud de información y los medios informáticos que establezca para ello, de conformidad con los plazos establecidos en la sección 4.3; o en su defecto, el CENACE podrá realizar estimaciones con base en información histórica para cubrir la información que en su momento no se encuentre disponible o actualizada.

4.2.4 Si la información de inyección de gas natural a la Unidad de Central Eléctrica llega antes de las 12:00 horas, el CENACE generará Precios Sombra para los Recursos de Energía Limitada correspondientes, 48 horas antes del Día de Operación que corresponda.

4.2.5 El CENACE interpretará las limitaciones ambientales mencionadas en el numeral 4.2.2(j) de tal forma que para cada grupo de unidades de Central Eléctrica restringidas asignará un límite máximo de energía en MWh.

4.2.6 El CENACE deberá reportar a la Unidad de Vigilancia del Mercado observaciones a la información que recopile o que a su criterio considere inconsistente. El reporte deberá especificar la fuente de información y la estrategia que utilizará para completar o sustituir dicha información.

4.2.7 El CENACE deberá incluir en el modelo AU-CHT las restricciones sobre las variables de decisión en los términos descritos en el numeral 3.7.6 del Manual del Mercado de Energía del Corto Plazo.

4.2.8 El CENACE deberá utilizar en el modelo AU-CHT 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, las unidades de central térmica con limitaciones en la disponibilidad de combustible, así como los Recursos de Demanda Controlable Garantizada, los Equipos de Almacenamiento de Energía y las unidades de central térmica con limitaciones periódicas de emisiones. Dichas restricciones serán definidas por el CENACE para cada día del horizonte de Planeación Operativa de Corto Plazo.

4.2.9 La solución del modelo AU-CHT determinará para cada hora de los siguientes 7 días, lo siguiente:

(a) Arranque, paro y configuración de las Unidades de Central Eléctrica cuyo estatus de asignación es económico;

(b) Capacidad de generación asignada de las Unidades de Central Eléctrica;

(c) Energía asignada de importación y exportación;

(d) Capacidad que debe reservar cada Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada para proveer cada uno de los Servicios Conexos que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista;

(e) Volúmenes de agua turbinados;

(f) Volúmenes de agua en los Embalses;

(g) Energía diaria en MWh asignada a cada Embalse; y,

(h) Precios Sombra de las restricciones de limitación de energía semanal.

4.3 Reportes

4.3.1 El CENACE deberá realizar el reporte de los Precios Sombra correspondientes al modelo AU-CHT de la Planeación Operativa de Corto Plazo de acuerdo con el programa de actividades presentado en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Programa de actividades para la Planeación Operativa de Corto Plazo

Actividad		Entregables	Hora inicio	Hora fin
1	Preparar información	Solicitud y entrega de insumos	08:00	10:00
2	Realizar la Planeación Operativa de Corto Plazo	Base de datos actualizada y ejecución válida del modelo AU-CHT	09:00	22:00
3	Publicar resultados	Reportes de Precios Sombra	20:00	23:00

4.3.2 El CENACE deberá reportar diariamente el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido para los siguientes siete días de 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 y deberán contener lo siguiente:

(a) Cantidades de energía diaria asignada, en MWh, que corresponden con las limitaciones energéticas de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada;

(b) Precio sombra, en $/MWh, para cada una de las unidades de central hidroeléctrica clasificadas como Recursos de Energía Limitada;

(c) Limitación energética diaria, en MMBtu o Gcal, del combustible limitado de las unidades de central térmica con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible o de limitaciones por emisiones contaminantes;

(d) Precio sombra, en $/MMBtu o $/Gcal, de las unidades de central térmica con restricciones de consumo, de disponibilidad de combustible o de limitaciones por emisiones de contaminantes;

(e) Limitación energética diaria, en MWh que el Recurso de Demanda Controlable Garantizada deberá respetar;

(f) Precio Sombra, en $/MWh, de los Recursos de Demanda Controlable Garantizada;

(g) Cantidades de energía diaria, en MWh que los Equipos de Almacenamiento de Energía aportarán al sistema; y,

(h) Precio Sombra, en $/MWh, asociado con la energía aportada al sistema por el Equipo de Almacenamiento de Energía.

Capítulo 5

Costos de Oportunidad

5.1 Disposiciones Generales

5.1.1 Como resultado de la solución de los modelos de la Planeación Operativa de Mediano Plazo y de la Planeación Operativa de Corto Plazo, el CENACE obtendrá los Precios Sombra asociados con las restricciones energéticas de los Recursos de Energía Limitada. El Precio Sombra representará el costo de no contar con el recurso energético en el futuro, si éste se usara en el Día de Operación.

5.1.2 Para el caso de las unidades de central térmica 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.

5.1.3 El Participante del Mercado deberá determinar el Costo de Oportunidad de su Recurso de Energía Limitada mediante la suma de su costo variable de producción más el Precio Sombra que corresponde a la restricción que presente el mismo.

5.1.4 La Oferta Basada en Costos de Oportunidad representará la oferta económica del Recurso de Energía Limitada en el Mercado de Energía de Corto Plazo y tendrá la propiedad de asegurar que el proceso de optimización del despacho obtenga un resultado que no exceda la cantidad máxima de energía del Recurso de Energía Limitada en el horizonte de Planeación Operativa, siempre y cuando las condiciones coincidan con las premisas consideradas al realizar el cálculo de los Precios Sombra.

5.1.5 Los siguientes ejemplos ilustran de una manera simple el concepto del cálculo de Costos de Oportunidad para Recursos de Energía Limitada:

(a) El ejemplo 5.1 muestra la deducción matemática de los Costos de Oportunidad a partir de un problema de despacho que maximiza el Excedente Económico Total.

(b) El ejemplo 5.2 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 Operativa.

(c) El ejemplo 5.3 ilustra la obtención de los Costos de Oportunidad en un problema que resuelve el despacho en una Unidad de Central Eléctrica con restricción de energía disponible. El ejemplo comprueba la utilidad del Costo de Oportunidad para representar en un despacho desacoplado la restricción de energía máxima disponible para la Unidad de Central Eléctrica.

(d) El ejemplo 5.4 ilustra el efecto provocado por una limitación energética que es común a dos unidades de central térmica. El ejemplo utiliza el Precio Sombra asociado a dicha limitación común para las dos unidades para calcular sus Costos de Oportunidad correspondientes.

(e) El ejemplo 5.5 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 su oferta de venta para calcular el Costo de Oportunidad correspondiente.

(f) Los ejemplos 5.6 y 5.7 ilustran el concepto de Costos de Oportunidad para Equipos de Almacenamiento de Energía.

Ejemplo 5.1

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 de Central Eléctrica.

La nomenclatura que se utiliza es la siguiente:

Subíndices:

t Periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de planeación.

u Unidades de Central Eléctrica cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.

e Unidades de Central Eléctrica cuya generación presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.

c Centros de Carga.

Variables:

g_{ut} Generación (MW) de la Unidad de Central Eléctrica *u* en el tiempo *t*.

h_{et} Generación (MW) de la Unidad de Central Eléctrica *e* en el tiempo *t*.

d_{ct} Demanda (MW) del Centro de Carga *c* en el tiempo *t*.

λ Precio Sombra de la energía disponible ($/MWh).

Constantes:

NT Número de periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de Planeación Operativa.

NU Número de Unidades de Central Eléctrica cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.

NE Número de Unidades de Central Eléctrica 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 de Central Eléctrica *u*.

C_e^H Costo de producción ($/MWh) de la Unidad de Central Eléctrica *e*.

P_c Precio ($/MWh) que el Centro de Carga *c* está dispuesto a pagar por la energía.

τ_t Duración (h) del periodo de tiempo *t.*

G_u Generación máxima (MW) de la Unidad de Central Eléctrica *u*.

H_e Generación máxima (MW) de la Unidad de Central Eléctrica *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 de Central Eléctrica, 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 de Central Eléctrica que no presentan limitaciones energéticas, la generación h_{et} de las Unidades de Central Eléctrica con limitaciones en la disponibilidad de su energético primario y la demanda d_{ct} de los Centros de Carga a los que se les debe suministrar energía eléctrica, 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 (5.1):

$$Maximizar \quad \sum_{t=1}^{NT}\left(\sum_{c=1}^{NC} P_c\,\tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u^T\,\tau_t g_{ut} - \sum_{e=1}^{NE} C_e^H \tau_t\, h_{et}\right) \tag{5.1}$$

Las expresiones (5.2), (5.3) y (5.4) constituyen las cotas simples de las variables; las primeras dos representan las limitaciones de capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y la tercera representa la demanda requerida por cada Centro de Carga.

$$0 \le g_{ut} \le G_u \qquad \forall u = 1,2\ldots, NU;\ \ \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.2}$$

$$0 \le h_{et} \le H_e \qquad \forall e = 1,2\ldots, NE;\ \ \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.3}$$

$$0 \le d_{ct} \le D_{ct} \qquad \forall c = 1,2\ldots, NC;\ \ \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.4}$$

La expresión (5.5), condiciona que el total de la generación producida por todas las Unidades de Central Eléctrica disponibles esté en equilibrio con la demanda de los Centros de Carga en todos los periodos de tiempo.

$$\sum_{u=1}^{NU} g_{ut} + \sum_{e=1}^{NE} h_{et} = \sum_{c=1}^{NC} d_{ct} \qquad \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.5}$$

La expresión (5.6), representa una limitación energética, de tal forma que la máxima energía que puede disponer el grupo de *NE* Unidades de Central Eléctrica, en todo el horizonte de estudio, es E.

$$\sum_{e=1}^{NE}\sum_{t=1}^{NT} \tau_t h_{et} \le E \tag{5.6}$$

Solución:

Si ninguna Unidad de Central Eléctrica 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 que existieran Unidades de Central Eléctrica que presentaran 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 de central hidroeléctrica, el recurso energético podría agotarse durante los primeros periodos.

El despacho del sistema de generación con Unidades de Central Eléctrica 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 (5.7)

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

(5.7)

Simplificando términos para agrupar las variables que representan la generación, resulta la expresión (5.8).

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

(5.8)

Conclusión:

En la expresión (5.8) el coeficiente $(C_e^H + \lambda)$ corresponde al 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 λ, 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 λ, 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 λ es también conocido como Precio Sombra de la energía disponible *E*, el cual tomará valores positivos cuando la restricción de desigualdad esté activa, es decir, que se agota el recurso energético; en caso contrario, el Precio Sombra λ tomará el valor de cero.

El Precio Sombra actúa como un sobrecosto de producción de las Unidades de Central Eléctrica 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 5.2

Despacho sin restricciones de energía

Se toma en cuenta para efecto del ejemplo, un sistema eléctrico con 3 Unidades de Central Eléctrica u1, u2 y u3 con diferentes características de costos de producción y capacidades disponibles, que alimentan dos Centros de Carga. La Tabla 5.1 muestra las capacidades disponibles y las funciones de costo de producción de las Unidades de Central Eléctrica cuyos valores fueron elegidos arbitrariamente para fines del presente ejemplo.

Las funciones de producción – cantidad de combustible utilizadas en el presente ejemplo que se muestran en la Tabla 5.1 son funciones cuadráticas en las cuales por simplicidad no se consideraron los términos independientes.

Tabla 5.1

Unidades de Central Eléctrica	Capacidad disponible (MW)	Función de producción – cantidad de combustible ($/h)
u1	40	$2.85\,g + 0.00482\,g^2$
u2	65	$3.2\,g + 0.00194\,g^2$
u3	120	$4.1\,g + 0.001562\,g^2$
Total	**225**	

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

Tabla 5.2

Periodo	Duración (Horas)
$\tau 1$	2
$\tau 2$	14
$\tau 3$	8
Total	24

Para efectos del presente ejemplo se supone que solamente existen dos Centros de Carga c1 y c2 que presentan su demanda de potencia por periodo. La Tabla 5.3 muestra las ofertas de compra de c1 y c2.

Tabla 5.3

Centro de Carga	Demanda requerida por periodo (MWh/h)			Oferta de compra ($/MWh)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$	
c1	100	90	30	4.475
c2	120	80	40	4.475
Total	**220**	**170**	**70**	

Se maximiza el Excedente Económico Total para atender la demanda de los dos Centros de Carga a través del despacho óptimo de las tres Unidades de Central Eléctrica.

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 de Central Eléctrica, tal y como se ha mostrado en el ejemplo 5.1.

Las restricciones del problema son:

1. Las cotas simples de la energía suministrada, las cuales se determinan por las capacidades disponibles de las Unidades de Central Eléctrica.

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 5.4 y 5.5:

Tabla 5.4

Centros de Carga	**Demanda atendida por periodo (MWh/h)**			**Energía consumida Total (MWh)**	**Monto dispuesto a pagar por Energía ($)**
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
c1	100	90	30	1,700	$7,607.50
c2	120	80	40	1,680	$7,518.00
Total	**220**	**170**	**70**	**3,380**	**$15,125.50**

Tabla 5.5

Unidades de Central Eléctrica	**Potencia entregada por periodo (MW)**			**Energía entregada Total (MWh)**	**Costo de producción ($)**
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
u1	40	40	40	960	$2,921.09
u2	65	65	30	1,280	$4,241.11
u3	115	65	0	1,140	$4,807.71
Total	**220**	**170**	**70**	**3,380**	**$11,969.91**

El máximo Excedente Económico Total correspondiente a este problema es:

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

Las Unidades de Central Eléctrica, desde la que tiene menores costos de producción de energía eléctrica, hasta la que tiene los costos más altos, utilizan su potencia para atender al 100% la demanda de los Centros de Carga. La Unidad de Central Eléctrica u1, que tiene los menores costos de producción, utiliza el 100% de su capacidad disponible en todos los periodos, mientras que el CENACE despacha a las Unidades de Central Eléctrica con costos más altos, siguiendo un orden de mérito basado en sus costos y limitado por su capacidad disponible.

Ejemplo 5.3

Despacho con restricción de energía disponible en una Unidad de Central Eléctrica

Primera Parte: Al problema del ejemplo 5.2 se le agrega una restricción relacionada con la energía máxima que puede entregar la Unidad de Central Eléctrica u1 en todo el horizonte de Planeación Operativa de tal forma que ésta no exceda de un valor igual a 680 MWh. Los resultados que maximizan el Excedente Económico Total se muestran en las tablas 5.6 y 5.7.

Tabla 5.6

Centros de Carga	Demanda atendida por periodo (MWh/h)			Energía consumida Total (MWh)	Monto dispuesto a pagar por energía ($)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
c1	100	90	30	1700	$7,607.50
c2	120	80	40	1680	$7,518.00
Total	**220**	**170**	**70**	**3,380**	**$15,125.50**

Tabla 5.7

Unidades de Central Eléctrica	Potencia entregada por periodo (MWh/h)			Energía entregada Total (MWh)	Costo de producción ($)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
u1	40	40	5	680	$2,062.36
u2	65	65	65	1,560	$5,188.72
u3	115	65	0	1,140	$4,807.71
Total	**220**	**170**	**70**	**3,380**	**$12,058.79**

En este caso el máximo Excedente Económico Total es:

F* = $15,125.50 - $12,058.79 = $3,066.71

La restricción energética agregada en este problema está activa, es decir, en todo el horizonte de estudio se agota la energía que la unidad u1 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 de Central Eléctrica u1 se obtiene sumando el Precio Sombra resultante λ_{u1}, a su respectiva función de costo de producción $f_{u1(g)}$, el cual quedaría expresado a través de la siguiente función:

$$f_{u1}(g) + \lambda_{u1} = [2.85\ g + 0.00482\ g^2] + [1.06746\ g] = 3.9175\ g + 0.00482\ g^2 \quad (5.9)$$

Segunda parte: Despacho sin restricción de energía (desacoplado) usando el Costo de Oportunidad.

Para ilustrar la utilidad del Costo de Oportunidad de la Unidad de Central Eléctrica u1 en la oferta de venta de dicha unidad, se retoma el problema planteado en el ejemplo 5.2, que no considera la restricción energética.

Para este nuevo caso, en lugar de la función de costo de producción de la Unidad de Central Eléctrica u1, mostrada en la Tabla 5.1 se considerará el Costo de Oportunidad de la ecuación (5.9), 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 5.8 y 5.9.

Tabla 5.8

Centros de Carga	**Demanda atendida por periodo (MWh/h)**			**Energía consumida Total (MWh)**	**Monto dispuesto a pagar por Energía ($)**
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
c1	100	90	30	1,700	$7,607.50
c2	120	80	40	1,680	$7,518.00
Total	**220**	**170**	**70**	**3,380**	**$15,125.50**

Tabla 5.9

Unidades de Central Eléctrica	**Potencia entregada por periodo (MWh/h)**			**Energía entregada Total (MWh)**	**Costo de producción ($)**
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
u1	40	40	5	680	$2,788.23
u2	65	65	65	1,560	$5,188.72
u3	115	65	0	1,140	$4,807.71
Total	**220**	**170**	**70**	**3,380**	**$12,784.66**

En este caso F** es:

F** = $15,125.50 - $12,784.66 = $2,340.84

Para obtener el máximo Excedente Económico Total es necesario agregar el término constante (λE) mostrado en la ecuación (5.8) que corresponde a la energía disponible multiplicada por su Precio Sombra:

$$F^{**} + \lambda_{G1} E_{G1} = \$2{,}340.84 + (1.06746\ \$/\text{MWh} \times 680\ \text{MWh}) = \$3{,}066.71 \quad (5.10)$$

Como se observa en la expresión (5.10), el planteamiento en la segunda parte del ejemplo no afecta para nada al Excedente Económico Total que se obtiene, por tanto, el máximo Excedente Económico Total 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 5.4

Despacho con limitación en la disponibilidad de combustible común a dos Unidades de Central Eléctrica

Primera Parte: Para obtener los consumos de combustible correspondientes al despacho de generación del ejemplo 5.2, son necesarias las relaciones de transformación de energía primaria para las Unidades de Central Eléctrica u2 y u3, que en el caso de las unidades de central térmica corresponden con sus valores de régimen térmico; para el presente ejemplo se utilizarán los mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 5.10

Unidades de Central Eléctrica	Energía entregada Total (MWh)	Régimen térmico (MMBtu/MWh)	Consumo Combustible (MMBtu)
u2	1,280	7.583	9,706.24
u3	1,140	9.478	10,804.92
Total	**2,420**		**20,511.16**

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 de Central Eléctrica u2 y u3 en todo el horizonte de Planeación Operativa (τ_t). Los resultados del problema planteado se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 5.11

Centros de Carga	Demanda atendida por periodo (MWh/h)			Energía consumida (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía ($)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
c1	99.21	90	30	1,698.41	$7,600.40
c2	70.38	79.58	40	1,574.90	$7,047.69
Total	**169.59**	**169.58**	**70.00**	**3,273.31**	**$14,648.09**

Tabla 5.12

Unidades de Central Eléctrica	Potencia entregada por periodo (MWh/h)			Energía Entregada (MWh)	Consumo de combustible (MMBtu)	Costo de Producción ($)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$			
u1	40	40	40	960	0	$2,921.09
u2	65	65	30	1,280	9,706.24	$4,241.11
u3	64.59	64.58	0	1,033.32	9,793.76	$4,340.83
Total	**169.59**	**169.58**	**70**	**3,273.32**	**19,500**	**$11,503.03**

En este planteamiento el máximo Excedente Económico Total es:

F* = $14,648.09 - $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 las Unidades de Central Eléctrica u2 y u3 pueden utilizar para su consumo en todo el horizonte de estudio. Esta limitación provoca que las Unidades de Central Eléctrica no puedan atender la demanda de los Centros de Carga de 50.42 MW y 0.42 MW en los periodos $\tau 1$ y $\tau 2$ respectivamente. En el periodo $\tau 3$ la demanda de energía se satisface 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 las Unidades de Central Eléctrica u2 y u3, el Precio Sombra afectará a las dos Unidades de Central Eléctrica. El Costo de Oportunidad con el que las Unidades de Central Eléctrica u2 y u3 deberán presentar su oferta de venta en el Mercado de Energía de Corto Plazo se calcula sumando al costo de producción de la energía $f_{ui}(g_i)$, el precio sombra resultante $\lambda_{u2,u3}$ multiplicado por el respectivo valor del régimen térmico de cada unidad RT_{ui}, conforme a la expresión (5.11).

$$f_{ui}(g_i) + \lambda_{u2,u3} \cdot RT_{ui}$$

(5.11)

Las expresiones de Costo de Oportunidad para cada Unidad de Central Eléctrica se muestran en las ecuaciones (5.12) y (5.13).

$$f_{u2}(g_2) = [3.2g_2 + 0.00194{g_2}^2] + [0.01828][7.583]g_2 = 3.3386g_2 + 0.00194{g_2}^2$$

(5.12)

$$f_{u3}(g_3) = [4.1g_3 + 0.001562{g_3}^2] + [0.01828][9.478]g_3 = 4.2732g_3 + 0.001562{g_3}^2$$

(5.13)

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 de Central Eléctrica u2 y u3, en su oferta de venta en el Mercado de Energía de Corto Plazo, se retoma el problema planteado en el ejemplo 5.2, que no considera la limitación en la disponibilidad del combustible.

Para este nuevo caso, la función de costo de producción de las Unidades de Central Eléctrica u2 y u3 será igual a las correspondientes expresiones de Costo de Oportunidad que se muestran en las ecuaciones (5.12) y (5.13), pero el problema representado no considerará restricciones de energía para ninguna de las Unidades de Central Eléctrica (problema desacoplado). Los resultados del problema planteado se muestran en las tablas 5.12 y 5.13.

Tabla 5.12

Centros de Carga	Demanda atendida por periodo (MWh/h)			Energía Consumida (MWh)	Monto dispuesto a pagar por Energía ($)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$		
c1	99.21	90	30	1,698.41	$7,600.40
c2	70.38	79.58	40	1,574.90	$7,047.69
Total	**169.59**	**169.58**	**70**	**3,273.31**	**$14,648.09**

Tabla 5.13

Unidades de Central Eléctrica	Potencia entregada por periodo (MWh/h)			Energía entregada (MWh)	Consumo de combustible (MMBtu)	Costo de producción ($)
	$\tau 1$	$\tau 2$	$\tau 3$			
u1	40	40	40	960	0	$2,921.09
u2	65	65	30	1,280	9,706.24	$4,418.53
u3	64.59	64.58	0	1,033.32	9,793.76	$4,519.85
Total	**169.59**	**169.58**	**70**	**3,273.32**	**19,500**	**$11,859.47**

En este caso F** es:

F** = $14,648.09 - $11,859.47 = $2,788.62

Para obtener el máximo Excedente Económico Total es necesario agregar el término constante (λE) mostrado en la ecuación (5.8) que en este caso corresponde a la limitación de combustible L^{Comb} del que pueden disponer las Unidades de Central Eléctrica u2 y u3 multiplicada por el Precio Sombra correspondiente $\lambda_{u2,u3}$:

$$F^{**} + \lambda_{u2,u3} \cdot L^{comb} = \$2{,}788.62 + (0.01828\ \$/MMBtu \times 19{,}500\ MMBtu) = \$3{,}145.08$$

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 5.5

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 Servicios Conexos 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 de Central Eléctrica cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
c	Centros de Carga.

Variables:

g_{ut}	Generación (MW) de la Unidad de Central Eléctrica *u* en el intervalo de tiempo *t*.
d_{ct}	Demanda (MW) suministrada al Centro de Carga *c* en el intervalo de tiempo *t*.
μ	Precio Sombra de la energía disponible ($/MWh).
φ_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 CENACE, en el intervalo de tiempo *t*.

Constantes:

NT	Número de periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de Planeación Operativa.
NU	Número de Unidades de Central Eléctrica.
NC	Número de Centros de Carga.
τ_t	Duración (h) del periodo de tiempo *t.*
G_u	Generación máxima (MW) de la Unidad de Central Eléctrica *u*.
D_{ct}	Demanda máxima (MWh) requerida por el Centro de Carga *c* en el tiempo *t*.
ϕ	Cantidad máxima ofertada de demanda controlable (MW).
E^C	Limite energético de la demanda controlable (MWh)
Ψ_t	Cantidad máxima de Servicios Conexos (reserva rodante) que el CENACE está dispuesto a comprar (MW).
C_u	Costo de producción de la Unidad de Central Eléctrica *u* ($/MWh).
P_c	Precio que el Centro de Carga *c* está dispuesto a pagar por la energía suministrada ($/MWh).
Q	Precio de oferta de la demanda controlable ($/MW).
R	Precio máximo dispuesto a pagar por el CENACE por la reserva rodante ($/MW).
S_u	Precio de oferta de venta de reserva rodante de la Unidad de Central Eléctrica *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 Garantizada.

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 los Recursos de Demanda Controlable Garantizada y la correspondiente asignación de reserva rodante, que puede ser proporcionada por las Unidades de Central Eléctrica o por los Recursos de Demanda Controlable Garantizada.

El modelo matemático de este problema viene dado por la función objetivo representada por la expresión (5.14):

$$Maximizar \quad \sum_{t=1}^{NT}\left(\sum_{c=1}^{NC} P_c\,\tau_t d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} C_u\,\tau_t g_{ut}\right) + \sum_{t=1}^{NT}\left(Rr_t - \sum_{u=1}^{NU} S_u(G_u - g_{ut}) - Q\,\varphi_t\right) \tag{5.14}$$

Las expresiones (5.15) y (5.16) son las cotas simples de las variables; la primera representa las limitaciones por capacidad disponible de las Unidades de Central Eléctrica y la segunda representa la demanda requerida por los Centros de Carga.

$$0 \le g_{ut} \le G_u \qquad \forall u = 1,2\ldots, NU;\ \ \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.15}$$

$$0 \le d_{ct} \le D_{ct} \qquad \forall c = 1,2\ldots, NC;\ \ \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.16}$$

Las ecuaciones (5.17) y (5.18) representan las cotas simples para reserva rodante que se asignará a la oferta de compra de reserva rodante presentada por el CENACE, y las cotas simples de la demanda controlable en el intervalo de tiempo t, respectivamente:

$$0 \le r_t \le \Psi_t \qquad \forall t = 1,2\ldots, NT \tag{5.17}$$

$$0 \le \varphi_t \le \phi \qquad \forall t = 1,2\ldots, NT \tag{5.18}$$

La expresión (5.19), que representa la ecuación de balance de oferta y demanda de energía, condiciona que el total de la generación producida por todas las Unidades de Central Eléctrica disponibles sea igual a la energía demandada por los Centros de Carga, en todos los periodos de tiempo.

$$\sum_{u=1}^{NU} \tau_t\, g_{ut} = \sum_{c=1}^{NC} \tau_t\, d_{ct}\,; \qquad \forall\, t = 1,2\ldots, NT \tag{5.19}$$

La expresión (5.20) representa la restricción de balance de oferta y demanda de reserva rodante. Se observa que el Recurso de Demanda Controlable Garantizada contribuye a la reserva rodante junto con la contribución a la reserva de todas las Unidades de Central Eléctrica.

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

(5.20)

La expresión (5.21) 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.

$$\sum_{t=1}^{NT}\tau_t\,\varphi_t \leq E^C$$

(5.21)

Solución:

Al igual que el ejemplo 5.1, se aplica la relajación de Lagrange a la restricción (5.22) 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 (5.22).

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

(5.22)

Simplificando términos para agrupar a las variables que representan la generación, resulta la expresión (5.23).

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

(5.23)

Conclusión:

En la expresión (5.23), el coeficiente $(Q + \mu\tau_t)$ corresponde con el precio de oferta del Recurso de Demanda Controlable Garantizada, el cual tiene una limitación energética. Un proceso de optimización, determinará el valor óptimo para el multiplicador de Lagrange o Precio Sombra μ. En esta situación el coeficiente $(Q + \mu\tau_t)$ representa el Costo de Oportunidad del Recurso de Demanda Controlable Garantizada que está sujeto a una limitación energética. El Precio Sombra μ tomará valores positivos cuando la restricción de desigualdad esté activa, es decir que se utiliza toda la energía asignada al Recurso de Demanda Controlable Garantizada; en caso contrario, el Precio Sombra μ toma el valor de cero.

Ejemplo 5.6

Equipos de Almacenamiento de Energía

Se ilustra el concepto de Costo de Oportunidad para el caso de Equipos de Almacenamiento de Energía. Para ese fin, se presenta la formulación matemática de un problema simple de despacho de Unidades de Central Eléctrica y Equipos de Almacenamiento de Energía, 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 Equipo de Almacenamiento de Energía solo puede operar en uno de tres "modos" posibles: en el modo "carga", el equipo toma energía eléctrica de la Red Nacional de Transmisión y la transforma en energía almacenada; en el modo "genera", el equipo descarga la energía almacenada y la transforma en energía eléctrica que inyecta a la Red Nacional de Transmisión; en el modo "paro", el equipo 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 de Central Eléctrica cuya generación no presenta limitaciones en el consumo de su energético primario.
a	Equipo de Almacenamiento de Energía.
c	Centros de Carga.

Variables

g_{ut}	Generación (MW) de la Unidad de Central Eléctrica "*u*" en el periodo *t*.
q_{at}	Generación (MW) del Equipo de Almacenamiento de Energía "a", en el periodo *t*.
w_{at}	Carga (MW) del Equipo de Almacenamiento de Energía "a", en el periodo *t*.
d_{ct}	Demanda (MW) suministrada al Centro de Carga *"c",* en el periodo *t*.
α_{at}	Variable entera (0,1). Toma el valor de 1 cuando el Equipo de Almacenamiento de Energía "a" está en modo "paro", en el periodo *t*.
β_{at}	Variable entera (0,1). Toma el valor de 1 cuando el Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*" opera en modo "genera", en el periodo *t*.
δ_{at}	Variable entera (0,1). Toma el valor de 1 cuando el Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*" opera en modo "carga", en el periodo *t*.
x_{at}	Energía (MWh) almacenada, en el Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*", en el periodo *t*.
E_{am}	Energía eléctrica (MWh) generada por el Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*", en el día "*m*".
γ_{am}	Precio Sombra de la energía eléctrica generada por el Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*", en el día "*m*".

Constantes:

NT	Número de periodos de tiempo en los que se subdivide el horizonte de Planeación Operativa.
NU	Número de Unidades de Central Eléctrica 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 Equipos de Almacenamiento de Energía.
NC	Número de Centros de Carga.
C_u	Costo de producción ($/MWh) de la Unidad de Central Eléctrica "*u*".
C_a^A	Costo variable de operación y mantenimiento, del Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*".

P_c	Precio ($/MWh) que el Centro de Carga "*c*" está dispuesto a pagar por la energía.
τ_t	Duración (en horas) del periodo de tiempo *t*.
G_u	Generación máxima (MW) de la Unidad de Central Eléctrica "*u*".
Q_a	Capacidad (MW) máxima generación, del Equipo de Almacenamiento de Energía "*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 Equipo de Almacenamiento de Energía "a".
X_a	Capacidad máxima de almacenamiento de energía (MWh), del Equipo de Almacenamiento de Energía "a".
ρ_a^c	Factor de transformación de energía de carga a energía almacenada. Es un número no negativo, menor o igual que 1.
ρ_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 Equipo de Almacenamiento de Energía "a".
F_a^{NT}	Energía almacenada deseada por el participante al final del horizonte de despacho, en el Equipo de Almacenamiento de Energía "a".

Descripción del problema:

El problema consiste en determinar, para cada periodo de tiempo *t:* la generación g_{ut} de las Unidades de Central Eléctrica que no presentan limitaciones energéticas, la generación q_{at} y la carga d_{at} de los Equipos 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 Equipo de Almacenamiento de Energía.

La función objetivo es representada por la expresión (5.24):

$$Maximizar \quad \sum_{t=1}^{NT}\left(\sum_{c=1}^{NC} P_c\,\tau_t d_{ct} - \sum_{a=1}^{NA} C_a^A \tau_t q_{at} - \sum_{u=1}^{NU} C_u\,\tau_t g_{ut}\right) \tag{5.24}$$

La expresión (5.25), establece el equilibrio de la generación y la demanda, en cada periodo de tiempo.

$$\sum_{a=1}^{NA} w_{at} + \sum_{c=1}^{NC} d_{ct} - \sum_{u=1}^{NU} g_{ut} - \sum_{a=1}^{NA} q_{at} = 0 \quad \forall\, t = 1,2 \ldots, NT \tag{5.25}$$

Las expresiones (5.26) a la (5.30) definen las cotas de las variables del ejemplo.

$$0 \le g_{ut} \le G_u \qquad \forall u = 1,2 \ldots, NU;\ \ \forall\, t = 1,2 \ldots, NT \tag{5.26}$$

$$0 \le q_{at} \le Q_a \beta_{at} \quad \forall a = 1,2 \ldots, NA;\ \ \forall\, t = 1,2 \ldots, NT \tag{5.27}$$

$$0 \le w_{at} \le W_a \delta_{at} \quad \forall a = 1,2 \ldots, NA;\ \ \forall\, t = 1,2 \ldots, NT \tag{5.28}$$

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

(5.29)

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

(5.30)

La expresión (5.31) representa la ecuación de balance energético, para cada Equipo de Almacenamiento de Energía:

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

(5.31)

La expresión (5.32) condiciona la generación del Equipo de Almacenamiento de Energía, en cada periodo, en función de la energía almacenada en el periodo anterior:

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

(5.32)

La expresión (5.33) condiciona que todo Equipo de Almacenamiento de Energía sólo pueda operar en uno de los tres modos posibles:

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

(5.33)

La expresión (5.34) contabiliza la energía E_{am} que el Equipo de Almacenamiento de Energía aportará a la red en cada día, "*m*", considerado en el horizonte de despacho:

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

(5.34)

La expresión (5.35) define la condición de frontera para la energía almacenada:

$$x_{aNT} = F_a^{NT}$$

(5.35)

<u>El Lagrangiano del problema matemático:</u>

Aplicando la técnica de relajación Lagrangiana a la ecuación (5.34), el Lagrangiano resultante se muestra en la expresión (5.36):

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

(5.36)

Donde $\{\gamma_{am}\ ; m = 1,2\,,,NM\}$ representan los Precios Sombra relacionados con la expresión (5.33). En la solución óptima de este problema, los Precios Sombra alcanzan un valor numérico tal que se satisface la ecuación (5.34).

Simplificando términos para agrupar las variables que representan la generación, resulta la expresión (5.37).

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

(5.37)

<u>Costos de Oportunidad:</u>

En la expresión (5.37) el coeficiente $(C_a + \gamma_{am})$ corresponde al Costo de Oportunidad de la generación del Equipo de Almacenamiento de Energía "*a*", expresado en $/MWh, en los periodos de tiempo "*t*" comprendidos en el día "*m*".

Ejemplo 5.7

Costos de Oportunidad para Equipos de Almacenamiento 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 Equipo de Almacenamiento de Energía, cuyos parámetros se muestran en la tabla siguiente:

Parámetros del Equipo de Almacenamiento de Energía		
W	Limite máximo de carga (MW)	100.00
Q	Limite 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
ρ^c	Factor de transformación de energía de carga a energía almacenada (pu)	1.00
ρ^g	Factor de transformación de energía almacenada a generación de energía eléctrica (pu)	1.00

Se toma como supuesto que el Equipo de Almacenamiento de Energía está en modo “paro” en el inicio del horizonte de despacho 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 del Mercado que representa el Equipo de Almacenamiento de Energía 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 de Central Eléctrica 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

Se considera también un centro de carga, cuyas ofertas de compra se muestran en la siguiente tabla:

		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

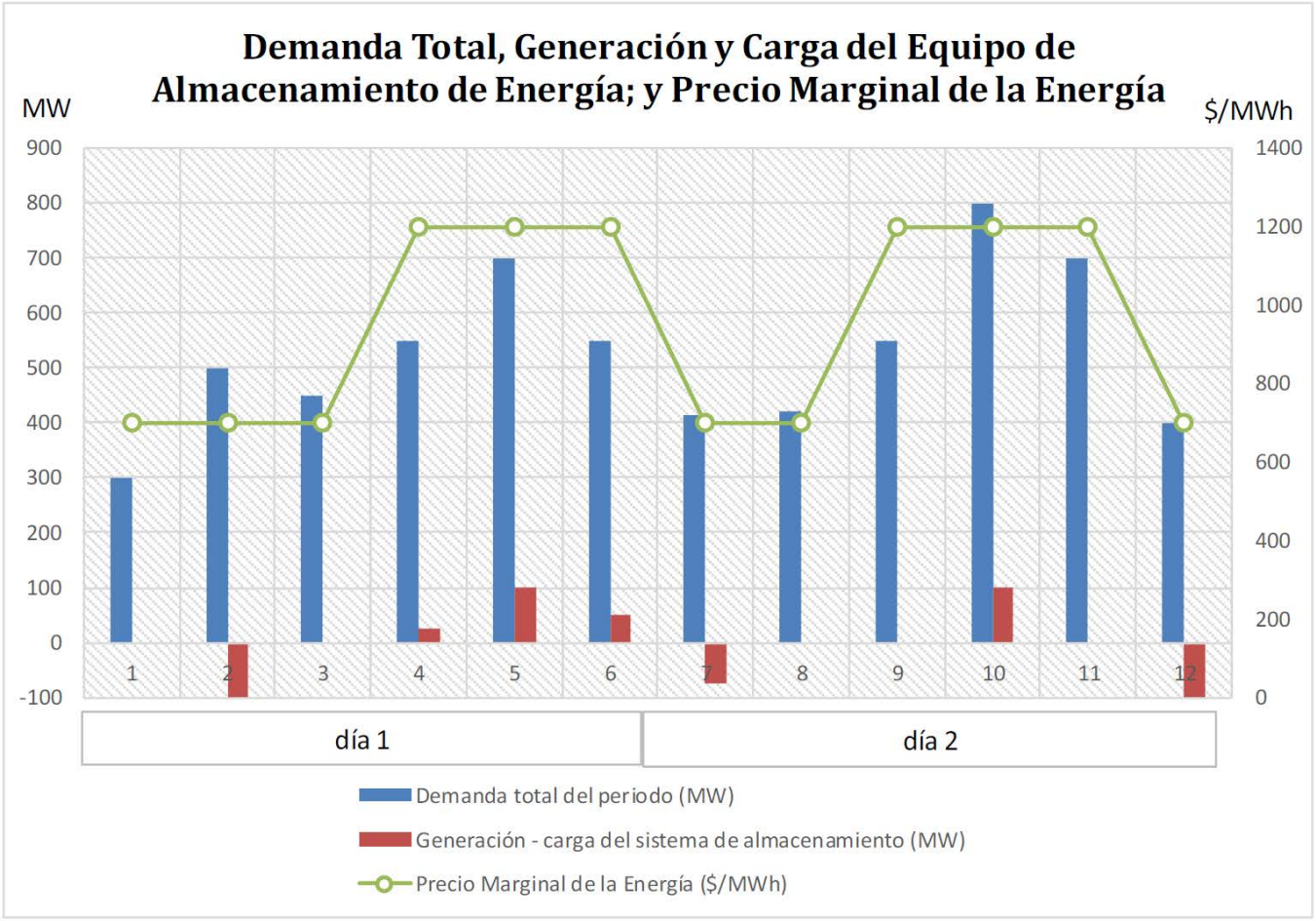
El problema planteado se resuelve mediante un procedimiento de programación entera mixta. La solución del problema arroja un Excedente Económico Total de 54.547 millones de pesos, con una garantía de que la solución óptima no excede en más de 0.2% la solución obtenida.

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		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
β_t	Modo "Generación"	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00
α_t	Modo "Paro"	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00
δ_t	Modo "Carga"	0.00	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 Equipo de Almacenamiento de Energía (MW)	0.00	0	0	0	25	100	50	0	0	0	100	0	0
w_t	Carga (MW)	0.00	0	100	0	0	0	0	75	0	0	0	0	100
x_t	Energía Almacenada (MWh)	800.00	800	1,200	1,200	1,100	700	500	800	800	800	400	400	800
g_{1t}	Generación de la unidad 1 (MW)	0.00	300	500	450	500	500	500	415	420	500	500	500	400
g_{2t}	Generación de la unidad 2 (MW)	0.00	0	0	0	25	100	0	0	0	50	200	200	0
d_t	Demanda (MW)	0.00	300	400	450	550	700	550	340	420	550	800	700	300
E_m	Energía por día generada por el Equipo de almacenamiento de Energía (MWh)		700.00						400.00					

Los Precios Sombra correspondientes a la restricción (5.34) del ejemplo anterior son 450 $/MWh para el día 1, y para el día 2 es 0 $/MWh, por lo que los Costos de Oportunidad serán para los periodos del día 1: $(C_a + \gamma_{am}) = (50 + 450)\ \$/MWh$ y para los periodos del día 2: $(C_a + \gamma_{am}) = (50 + 0)\ \$/MWh$.

La siguiente gráfica muestra los perfiles de la demanda total del Centro de Carga, la generación neta (generación menos carga) del Equipo de Almacenamiento de Energía y el Precio Marginal Local de la energía, por periodo, donde este último corresponde a los Precios Sombra de la restricción (5.25) del ejemplo anterior.



Cabe hacer notar que, dado el perfil obtenido del Precio Marginal Local de la energía, la solución obtenida también optimiza el ingreso por venta de energía del Equipo de Almacenamiento de Energía, debido a que toma energía para almacenarla cuando los Precios Marginales Locales de la energía son menores, y el equipo inyecta energía a la red cuando los Precios Marginales Locales de la energía son mayores.

5.2 Costos de Oportunidad a 36 meses

5.2.1 El CENACE obtendrá los Costos de Oportunidad a 36 meses a partir de la solución al modelo de la Planeación Operativa de Mediano Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

5.2.2 Los Precios Sombra asociados a las restricciones energéticas obtenidos como resultado de la Planeación Operativa de Mediano Plazo se deberán utilizar para calcular los Costos de Oportunidad a 36 meses de los Recursos de Energía Limitada.

5.2.3 Los Costos de Oportunidad a 36 meses que se determinen para los Recursos de Energía Limitada en los términos del numeral 5.2.2, así como las cantidades mensuales estimadas de energía para ser generadas por dichos recursos, serán un insumo para la Planeación Operativa de Corto Plazo que realice el CENACE.

5.2.4 En la Planeación Operativa de Corto Plazo cuyo horizonte de planeación será de hasta 7 días, se deberá conservar la restricción de energía asignada en términos semanales a las centrales hidroeléctricas que cuenten con capacidades de regulación mayor o igual a una semana.

5.2.5 El CENACE podrá modificar la asignación de energía a la que se hace referencia en el numeral 5.2.4, cuando sea necesario atender restricciones específicas de uso de los recursos hídricos que pudiera establecer la CONAGUA. En esos casos, no se deberán modificar los Costos de Oportunidad a 36 meses.

5.2.6 La Oferta Basada en Costos de Oportunidad a 36 meses de los Recursos de Energía Limitada podría utilizarse, a criterio del CENACE, en el Mercado del Día en Adelanto, como una alternativa a falta de la oferta que se construye a partir de la Planeación Operativa de Corto Plazo a 7 días.

5.3 Costos de Oportunidad a 7 días

5.3.1 El CENACE obtendrá los Precios Sombra a 7 días a partir de la solución al modelo AU-CHT de la Planeación Operativa de Corto Plazo.

5.3.2 Los Precios Sombra asociados a las restricciones energéticas obtenidos como resultado de la Planeación Operativa de Corto Plazo a 7 días se deberán utilizar para calcular los Costos de Oportunidad a 7 días de los Recursos de Energía Limitada.

5.3.3 Los Costos de Oportunidad a 7 días, para el caso de los Recursos de Energía Limitada que fueron considerados en la Planeación Operativa de Mediano Plazo, se determinarán mediante la suma de sus costos variables de operación, el Precio Sombra que se haya obtenido en la Planeación Operativa de Mediano Plazo y el Precio Sombra obtenido en la solución del modelo AU-CHT. El primero de estos Precios Sombra representa el costo de no disponer del Recurso de Energía Limitada en el mediano plazo, si éste fuese utilizado en el corto plazo. El segundo representa el costo de no disponer del Recurso de Energía Limitada en el resto de los siete días.

5.3.4 Durante la ejecución del Mercado del Día en Adelanto, el CENACE deberá conservar la restricción de energía diaria asignada a las unidades de central hidroeléctrica, cuyos valores, al igual que los correspondientes Precios Sombra, deberán provenir de los resultados obtenidos tras la ejecución de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica 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 de estudio se sigan respetando dichas limitaciones.

5.3.5 Durante la ejecución del Mercado del Día en Adelanto, el CENACE deberá conservar las restricciones diarias de disponibilidad de combustible en las unidades de central térmica que las hayan presentado para asegurar que ante cualquier cambio eventual en los escenarios de estudio se sigan respetando dichas limitaciones.

5.3.6 En caso que una limitación en la disponibilidad de combustible afecte tanto a Unidades de Central Eléctrica con volúmenes de suministro firme como a Unidades de Central Eléctrica sin compromiso de suministro firme, se dará prioridad de suministro a las primeras, de conformidad con lo establecido en el Manual de Coordinación de Gas Natural. 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.

5.4 Mercado del Día en Adelanto

5.4.1 Los Participantes del Mercado deberán calcular los Costos de Oportunidad a utilizarse en las ofertas del Mercado del Día en Adelanto por sus Recursos de Energía Limitada a partir de los resultados del modelo AU-CHT.

5.4.2 De acuerdo con los procedimientos descritos en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, los Participantes del Mercado deberán presentar las Ofertas Basadas en Costos de Oportunidad de los Recursos de Energía Limitada que representan en el Mercado del Día en Adelanto.

5.4.3 El CENACE deberá calcular las ofertas por omisión de Costos de Oportunidad del Recurso de Energía Limitada para el que los Participantes del Mercado no presenten ofertas de venta o en caso de que las ofertas de venta no cumplan con las disposiciones del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Dicho cálculo deberá realizarse a partir de los Precios Sombra asociados a la limitación, los cuales se obtienen como resultado de la optimización de la Planeación Operativa más los costos variables registrados en sus Parámetros de Referencia.

5.5 Mercado de Tiempo Real

5.5.1 Dentro de los resultados obtenidos de la optimización del modelo AU-MDA, se encontrarán los Precios Sombra asociados a las restricciones de los Recursos de Energía Limitada, los cuales se deberán sumar a sus costos variables de operación y los Precios Sombra calculados anteriormente para calcular los Costos de Oportunidad que deberán presentar los Participantes del Mercado en las ofertas del Mercado de Tiempo Real de sus Recursos de Energía Limitada.

5.5.2 El modelo AU-TR utilizará los Costos de Oportunidad mencionados en el numeral 5.5.1 para determinar la generación en el Mercado de Tiempo Real, de conformidad con lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

5.5.3 La oferta de Costo de Oportunidad a 7 días de los Recursos de Energía Limitada podría utilizarse en el Mercado de Tiempo Real, a criterio del CENACE, como una alternativa a falta de la oferta mencionada en el numeral 5.5.1.

5.5.4 El CENACE deberá calcular las ofertas por omisión de Costos de Oportunidad del Recurso de Energía Limitada para el que los Participantes del Mercado no presenten ofertas de venta o en caso de que las ofertas de venta no cumplan con las disposiciones del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Dicho cálculo deberá realizarse a partir de los Precios Sombra asociados a la limitación, los cuales se obtienen como resultado del modelo AU-MDA.

Capítulo 6

Publicación de la información

6.1 Disposiciones Generales

6.1.1 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 Precios Sombra, relativa a los modelos utilizados para el cálculo, los insumos necesarios para los cálculos y los resultados de los mismos.

6.1.2 La información del módulo de operación del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Información del Mercado 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.

6.2 Publicación de los Precios Sombra

6.2.1 La información relacionada con el Precio Sombra de los Recursos de Energía Limitada contenida en el módulo de operación del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Información del Mercado deberá incluir lo siguiente:

(a) 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; y,

(b) Modelos utilizados para el cálculo de los Precios Sombra 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 control de cambios, a partir de qué fechas aplican dichas actualizaciones.

6.3 Estructura de la Información

6.3.1 El formato de la publicación del Precio Sombra 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 Basadas en 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); y,

(c) Código de identificación de la Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable Garantizada.

6.3.2 El formato de la publicación los modelos completos utilizados para el cálculo de los Precios Sombra de los Recursos de Energía Limitada será un archivo digital descargable en formato CSV, PDF o HTML.

Capítulo 7

Disposiciones transitorias

7.1 Disposiciones transitorias

7.1.1 El presente Manual entrará en vigor a partir de 180 días posteriores a su publicación en el Diario Oficial de la Federación y deberá observar las siguientes disposiciones transitorias:

(a) El CENACE podrá utilizar la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica para realizar la Planeación Operativa de Mediano Plazo en cuanto el modelo esté habilitado. El CENACE propondrá un periodo de tiempo de transición entre el uso de la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista y la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica. El CENACE deberá iniciar el uso de la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica en no más de tres años posteriores a la fecha de la publicación de este Manual en el Diario Oficial de la Federación;

(b) En tanto no haya Precios Sombra publicados, el CENACE deberá realizar la planeación óptima de los Recursos de Energía Limitada utilizando los modelos que garanticen la eficiencia económica del sistema;

(c) Se deberá realizar la actualización de la definición de Costos de Oportunidad descrita en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para mantener congruencia con lo descrito en el presente Manual, en el cual se define el concepto y se describen ejemplos de su uso. En tanto no se modifique el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, los conceptos de Precios Sombra y de Costo de Oportunidad a utilizarse serán los descritos en este Manual;

(d) Mientras los Recursos de Demanda Controlable Garantizada y los Equipos de Almacenamiento de Energía no alcancen capacidades agregadas que sean significativas, no se considerarán en la Planeación Operativa de Mediano Plazo. El CENACE determinará cuando dichas capacidades sean significativas y en tal caso, el CENACE emitirá la Guía Operativa correspondiente; y;

(e) En el mercado de SEGUNDA ETAPA, el CENACE evaluará los Recursos de Demanda Controlable Garantizada que deban ser considerados como Recursos de Energía Limitada y calculará los Costos de Oportunidad correspondientes.

7.1.2 Los plazos de las disposiciones transitorias podrán reducirse en caso de que el CENACE cuente con la normatividad, desarrollos tecnológicos, procesos operativos y todo el soporte que le permita cumplir anticipadamente con las disposiciones del presente Manual, en cuyo caso lo comunicará a los Participantes con un plazo mínimo de 10 días.

7.1.3 No habrá excepción para el cumplimiento de las disposiciones del presente Manual salvo el caso de las disposiciones transitorias descritas en el presente capítulo.

7.1.4 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; y;

(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 CENACE. Lo anterior, debido a la emisión del Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.