

TERCERA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista.

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 quinto, 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, 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 numeral 4.2.5 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado establece el procedimiento para el registro de Unidades de Propiedad Conjunta;

Que el Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 3 de las Bases del Mercado Eléctrico, en lo que respecta a los procedimientos de registro de Participantes del Mercado y de adiciones y retiros de activos físicos, así como de Acreditación de los Participantes del Mercado, cuando cuenten con Unidades de Propiedad conjunta; asimismo, detallará las combinaciones posibles que existen para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista y definirá los lineamientos y criterios a seguir para el Registro de las instrucciones de despacho y la asignación de energía que determinará el Centro Nacional de Control de Energía para las mismas, 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 Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 19 de diciembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-**
Rúbrica.

Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Propósito de este Manual
- 1.3 Términos Definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

CAPÍTULO 2 Disposiciones Generales

- 2.1 Liquidaciones en el Mercado
- 2.2 Administración de Contratos de Producción Independiente
- 2.3 Administración de Contratos de Interconexión Legados
- 2.4 Instrucciones de Despacho
- 2.5 Segregación de Energía
- 2.6 Ofertas de Programa Fijo
- 2.7 Registro de Unidades de Propiedad Conjunta
- 2.8 Acreditación de Potencia
- 2.9 Servicios Conexos de la Unidad de Propiedad Conjunta
- 2.10 Pruebas de Verificación de Capacidad, Pruebas de Desempeño, Pruebas de Verificación de Límites de Regulación e Intercambio de Información

CAPÍTULO 3 Combinaciones y Escenarios Posibles de Unidades de Propiedad Conjunta

- 3.1 Combinaciones de Unidades de Propiedad Conjunta
- 3.2 Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado y un Representante No-Principal en el Mercado (CIL-LIE)
- 3.3 Central Externa Legada (Contrato de Producción Independiente) y una Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado (PIE-CIL)
- 3.4 Central Externa Legada y un Representante No-Principal en el Mercado (PIE-LIE)
- 3.5 Central Externa Legada con una Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión y un Representante No-Principal en el Mercado (PIE-CIL-LIE)
- 3.6 Unidad de Central Eléctrica con un Generador Principal en el Mercado y un Generador No-Principal en el Mercado (LIE-LIE)

CAPÍTULO 4 Registro de Unidades de Propiedad Conjunta

- 4.1 Opciones de Registro de Unidad de Propiedad Conjunta

Anexo A

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

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

1.1.2 Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado 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 de este Manual

1.2.1 El presente Manual tiene por objeto:

- (a) Detallar las combinaciones posibles que existen para las Unidades de Propiedad Conjunta (UPCs) en el Mercado Eléctrico Mayorista; y,
- (b) Definir los lineamientos y criterios a seguir para el Registro de las instrucciones de despacho y la asignación de energía que determinara el CENACE para las Unidades de Propiedad Conjunta siempre que hayan sido registradas en la modalidad de "UPC dinámicamente programada." Los demás procesos a los que se haga alusión en este Manual, se regirán por las Disposiciones que atienden la especialidad del mismo.

1.2.2 Las disposiciones contenidas en el presente Manual son de observancia obligatoria para la Empresas Productivas del Estado, las Empresas Productivas Subsidiarias, las Empresas Filiales definidos en los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, el CENACE y cualquier Participante del Mercado registrado en la modalidad de generador que represente una Unidad de Propiedad Conjunta.

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 **CAG:** Modo de Operación de Control Automático de Generación.

1.3.2 **Capacidad Instalada:** De acuerdo con lo establecido en la Base 2.1.9 de las Bases del Mercado Eléctrico, La cantidad de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñada para producir o dejar de consumir; también conocida como la capacidad de placa. La Capacidad Instalada se verificará por la CRE.

1.3.3 **Capacidad Entregada:** La cantidad de potencia que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las horas críticas de un año dado. Dicha cantidad se calculará por el CENACE después de cada año en los términos de estas Bases del Mercado y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.

1.3.4 **Capacidad Registrada:** Se refiere a la Capacidad correspondiente de cada uno de los Generadores de una Unidad de Propiedad Conjunta declarada en el registro de activos físicos y registrada ante el CENACE. La Capacidad Registrada de un Generador es equivalente a su porción de Capacidad o Potencia correspondiente en una Central Eléctrica, sin importar las condiciones ambientales en las que se encuentre operando la Central Eléctrica. Esta definición puede ser utilizada para referirse a la porción de Capacidad correspondiente para un Generador de una Central Externa Legada (Contrato de Producción Independiente), un Generador de Intermediación o un Generador en el Mercado.

- 1.3.5 Contratos de Producción Independiente:** Los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada, y los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico, y sus convenios e instrumentos accesorios, que fueron celebrados entre los Productores y CFE en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica ("LSPEE") y que son regidos por dicha Ley y por la LIE en lo que no se oponga a ésta, de conformidad con el Transitorio Segundo tercer párrafo de la LIE; así como los demás contratos que suscriba la CFE cuya construcción y operación se ha incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada a la fecha de entrada en vigor de la LIE, y que son a los que se refiere la LIE en los Transitorios Décimo Octavo y Décimo Noveno y que se basan en las Centrales Externas Legadas a los que se refiere la LIE en el Artículo 3 fracción VI.
- 1.3.6 Derrateo:** Reducción de la capacidad disponible de una central eléctrica.
- 1.3.7 DOF:** Diario Oficial de la Federación.
- 1.3.8 Generador:** De acuerdo con lo establecido en la Base 2.1.60 de las Bases del Mercado Eléctrico, es el Participante del Mercado en modalidad de Generador.
- 1.3.9 Generador de Intermediación:** De acuerdo con lo establecido en la Base 2.1.61 de las Bases del Mercado Eléctrico, es el Participante del Mercado en modalidad de Generador, que tiene por objeto llevar a cabo la representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de las Unidades de Central Eléctrica incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, así como la de los Centros de Carga correspondientes.
- 1.3.10 Generador No-Principal:** Participante del Mercado en modalidad de Generador, que representa una fracción de la capacidad de las Unidades de Propiedad Conjunta. Dependiendo del tipo de Generadores en la Unidad de Propiedad Conjunta, un Generador No-Principal puede ser el Generador de Intermediación o un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- (a) **Generador No-Principal LIE:** Participante del Mercado en modalidad de Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista, que representa una fracción de la capacidad de una unidad de propiedad conjunta.
- 1.3.11 Generador Principal:** Participante del Mercado en modalidad de Generador, que representa una fracción de las Unidades de Propiedad Conjunta. Dependiendo del tipo de Generadores en la Unidad de Propiedad Conjunta, un Generador Principal puede ser el Generador para Producción Independiente, el Generador de Intermediación o un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista. De acuerdo a la Base 3.3.23 (b), el Generador Principal ofrecerá, además de las capacidades y costos incrementales que correspondan a su porción de la unidad, los tiempos de notificación, arranque, operación, paro y todos los demás parámetros que correspondan a la unidad completa. una fracción de las unidades de propiedad conjunta.
- 1.3.12 Instrucción de Despacho:** Despacho de tiempo real asignado por el CENACE que los operadores de las centrales deben cumplir por los siguientes 15 minutos para cada Unidad de Central Eléctrica.
- 1.3.13 Ley:** Ley de la Industria Eléctrica.
- 1.3.14 Manual:** Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.3.15 MDA:** Mercado de Día en Adelanto.
- 1.3.16 MTR:** Mercado de Tiempo Real.
- 1.3.17 Potencia Mínima:** Se refiere a la Potencia Mínima de operación de una Central Eléctrica.
- 1.3.18 PVC:** Pruebas de Verificación de Capacidad.

- 1.3.19 Registro de Instrucciones de Despacho o RID:** De acuerdo con lo establecido en la Base 2.1.115, de las Bases del Mercado Eléctrico, aplicación que tendrá como principales funciones: (a) Registrar en forma estandarizada las instrucciones de despacho de generación y asignación de reservas emitidas por los modelos matemáticos de asignación de unidades y despacho de generación del MDA y MTR y las instrucciones de despacho que emite manualmente el operador del sistema; (b) comunicar las instrucciones de despacho de generación y asignación de reservas a los representantes de las Centrales Eléctricas por medio de una interfaz gráfica; y (c) registrar las notificaciones de cambios en los límites de despacho o disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica que realicen sus representantes.
- 1.3.20 Regulación Primaria:** Es la respuesta automática medida en MW/dHz de la Unidad de Central Eléctrica al activarse el sistema de gobierno de la misma, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.
- 1.3.21 Relatorio de Operación:** Sistema de captura de información, el cual tendrá carácter probatorio y en el que se deben anotar los sucesos de la operación. Dicho sistema podrá ser utilizado también por el CENACE para llevar a cabo los registros de instrucciones de despacho que se emitan en tiempo real a los representantes de las Centrales Eléctricas cuando el sistema de Registro de Instrucciones de Despacho se encuentre indisponible. Puede ser llevado en papel (libros) o en sistemas electrónicos.
- 1.3.22 Unidad de Propiedad Conjunta:** De acuerdo con lo establecido en la Base 2.1.141, de las Bases del Mercado Eléctrico, Unidad de Central Eléctrica que cuenta con diferentes representantes en el Mercado Eléctrico Mayorista para diferentes partes de su capacidad total.
- 1.4 Reglas de interpretación**
- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la sección 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a un mes o año, se entenderá como mes o año calendario respectivamente.
- 1.4.3** Salvo que expresamente se indique otra cosa, las referencias a un capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.

CAPÍTULO 2

Disposiciones Generales

2.1 Liquidaciones en el Mercado

- 2.1.1** La liquidación de transacciones en el Mercado de Energía de Corto Plazo para las Unidades de Propiedad Conjunta se ejecutará conforme a lo estipulado en las Bases de Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado correspondientes. En particular:
- (a) Los Participantes del Mercado pueden optar, conforme a lo establecido en la Base 9.8.1, por usar Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin) para facilitar la liquidación de los Contratos de Cobertura Eléctrica celebrados entre ellos.
 - (b) El CENACE no requiere conocer los aspectos particulares de la relación contractual que da lugar a las Transacciones Bilaterales Financieras mencionada en el inciso anterior.
 - (c) El CENACE, conforme a la Base 17, estará a cargo de liquidar las Transacciones Bilaterales Financieras que registren los Participantes de Mercado, sin perjuicio de que los Participantes del Mercado puedan celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica y realizar directamente entre ellos las liquidaciones correspondientes.

- (d) En caso de que la asignación de la energía derivada de la operación de una Unidad de Propiedad Conjunta, en los términos establecidos en este Manual, resulte diferente a la asignación acordada en términos del Contrato Comercial, las partes interesadas podrán transferir el valor monetario de la cantidad de energía en diferencia mediante el registro de una TBFIn ante el CENACE.
- (e) El CENACE no conocerá los aspectos particulares del Contrato Comercial que resultan en dicha diferencia, y no intervendrá en caso de disputas sobre la cantidad a transferir.

2.2 Administración de Contratos de Producción Independiente

2.2.1 Para los Contratos de Producción Independiente, los siguientes criterios aplicarán:

- (a) El Generador que represente el Contrato de Producción Independiente ante el Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1 de los Términos para la Administración de los Contratos de Producción Independiente, será responsable de administrar todos los elementos de dichos contratos en total apego a las condiciones previstas en los contratos vigentes.
- (b) El CENACE únicamente será responsable de administrar la solicitud de despacho de energía a los Productores Independientes de Energía en condiciones de emergencia o que resulte necesaria a fin de garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, así como la solicitud a los Productores de despacho de Servicios Conexos a fin de garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

2.3 Administración de Contratos de Interconexión Legados

2.3.1 De acuerdo con la Base 10.8.2, la administración de los Contratos de Interconexión Legados estará a cargo del Generador de Intermediación que la Secretaría determine. Este Generador de Intermediación continuará calculando las liquidaciones de los titulares de Contratos de Interconexión Legados con sustento en las disposiciones de los contratos existentes antes de la fecha de entrada en vigor de la Ley.

2.3.2 Las Centrales Eléctricas que cuenten con dos contratos de Interconexión Legados, no se consideran Unidades de Propiedad conjunta puesto que tienen un solo Representante en el MEM, sin embargo, de acuerdo a lo establecido en la Base 3.2.9, el Generador de Intermediación deberá registrar cuentas de orden separadas para gestionar las transacciones asociadas con cada Contrato de Interconexión Legado. Dichas cuentas de orden no deberán utilizarse para otras transacciones. Derivado de lo anterior es requerida la segregación de energía de dichos contratos para liquidación, por lo que el Generador de Intermediación debe entregar al CENACE después de cada día de operación las asignaciones de energía por cada Contrato de Interconexión Legado para efectos de liquidación.

2.4 Instrucciones de Despacho

2.4.1 Para las Unidades de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programadas, la parte de la Unidad de Propiedad Conjunta registrada al Generador Principal deberá ser despachada (asignada) para operar antes de que el CENACE pueda despachar las partes de la Unidad de Central Eléctrica registradas a los Generadores No-Principales. No obstante lo anterior, el Generador Principal no tiene que ser despachado a su Capacidad Máxima para que los Generadores No-Principales sean despachados.

2.4.2 Como excepción a lo establecido en el numeral anterior, y conforme a lo establecido en la Base 3.3.22(c)(i), en el caso que el Generador Principal sea el Generador de Intermediación y la Unidad de Central Eléctrica sea de tecnología convencional, las Reglas del Mercado requieren que la parte de la Unidad de Central Eléctrica registrada por el Generador Principal sea despachada a su Capacidad Registrada en el Contrato de Interconexión Legado antes de que el CENACE pueda despachar las partes de la Unidad de Central Eléctrica registradas por un Generadores No-Principal LIE.

- 2.4.3** El CENACE tendrá la obligación de registrar en el Registro de Instrucciones de Despacho (RID) el modo de operación de la Unidad de Propiedad Conjunta (CAG, Manual, Rampa, PVC, Arranque, Paro o Licencia).
- 2.4.4** El CENACE deberá registrar las licencias que afecten la Capacidad y los límites operativos de la Unidad de Central Eléctrica, así como las instrucciones de despacho.
- 2.4.5** La Instrucción de Despacho considerada será la última recibida por la Unidad de Central Eléctrica a través del RID o instrucción verbal y será la suma de las instrucciones correspondientes a cada contrato de acuerdo con la Base 3.3.22 (e) (iii). En caso de no contar con la información citada en este Manual para realizar la segregación, se utilizará en primer orden el despacho del proceso de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y posteriormente los resultados del Mercado del Día en Adelanto.
- 2.4.6** Las instrucciones de Despacho se realizarán en apego al Manual de Mercado de Corto Plazo. Estas instrucciones serán expresadas en MW netos y las segregaciones de energía serán expresadas en MWh entregados en el Punto de Interconexión por cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta. Los cálculos de segregaciones de energía se llevarán a cabo en periodos de 5 minutos por el CENACE.
- 2.4.7** Las instrucciones de despacho determinadas por las aplicaciones de MDA, AUGC, AUTR, DERS-MI y DERS-I se convertirán a periodos de 5 minutos para fines de poder segregar la energía.
- 2.4.8** Si la Unidad de Propiedad Conjunta recibe las instrucciones de despacho mediante las aplicaciones de DERS-MI y DERS-I, se considerará que la Central Eléctrica se encuentra en un estado operativo de Control Automático de Generación (CAG) para fines de simplificar la segregación de la energía.
- 2.4.9** La Instrucción de Despacho que el CENACE instruya a la Unidad de Central Eléctrica, se dará como resultado de las ofertas presentadas ante el MEM por los representantes de la Unidad de Propiedad Conjunta y será por el total de la potencia media despachada para cada uno de los contratos, debiendo registrar en el RID o el Relatorio de Operación las instrucciones por separado para cada contrato.
- 2.4.10** Los representantes de una Unidad de Propiedad Conjunta podrán ofertar en el MDA y MTR hasta su Capacidad Registrada ante el CENACE y, de acuerdo al artículo 104 de la LIE, deberán ofertar su máxima Capacidad disponible.
- 2.4.11** Las Instrucciones de Despacho que el CENACE instruya a la Central Eléctrica, tendrán en consideración los siguientes aspectos:
- (a) Uso de la capacidad máxima y mínima registrada como ofertada de la Central Eléctrica.
 - (b) Límites altos y bajos de regulación bajo el Control Automático de Generación que sean redefinidos por la entrada de representantes de la Unidad de Propiedad Conjunta.
 - (c) Transiciones de cambios de combustibles de la Central Eléctrica que limiten el uso de la capacidad registrada y/o ofertada en apego al numeral 2.8.3 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
 - (d) Centrales Eléctricas con dos o más paquetes de Unidades de Centrales Eléctricas con operación independiente. El CENACE enviará instrucciones de despacho para cada paquete y determinará la Segregación de Energía por paquete.
 - (e) Si resultara que la Central Eléctrica no puede operar en Control Automático de Generación con el Límite Alto de la suma de las capacidades máximas de los contratos con que cuenta la UPC, para la asignación de energía se restringirá en primer orden la capacidad del tercer contrato en caso que exista, en segundo orden la capacidad del segundo contrato y en tercer orden la capacidad del primer contrato de ser necesario, hasta ajustarse al valor máximo del Límite Alto en que puede operar la Central en AGC.

2.5 Segregación de Energía

- 2.5.1** Para todas las configuraciones y en todos los modos de operación, los cálculos de Segregación de Energía se realizarán con base en los registros de medición provenientes de medidores que cumplan lo establecido en el Manual de Medición y registros de instrucciones de despacho incluidos dentro de la base de datos del RID, en Relatorio de Operación y/o en las grabaciones de voz de operación y siguiendo las reglas descritas en este Manual. Para la segregación de energía, el CENACE utilizará las mediciones fiscales proporcionadas por el Transportista/Distribuidor, y en su caso podrá utilizar las mediciones de SCADA, según la disponibilidad y calidad de la información.
- 2.5.2** Con base en la información mencionada en el numeral 2.5.1 que se genere de forma actualizada, el CENACE elaborará la segregación de energía correspondiente para la liquidación original y posteriores re-liquidaciones en apego a los periodos establecidos en el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.
- 2.5.3** Por las características particulares de la configuración y operación de las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL-LIE, el CENACE podrá establecer lineamientos adicionales para poder llevar a cabo la segregación de energía, lo cuales deberán ser avalados por la CRE. Dicho lineamientos se establecerán en Procedimientos. Será responsabilidad del Generador Principal y los Generadores No-Principales de una UPC junto con el CENACE establecer los lineamientos particulares o adicionales de una UPC para la segregación de energía. A petición del CENACE, el personal de la Central Eléctrica podrá dar su opinión sobre los lineamientos técnicos que puedan considerarse en la Segregación de Energía.
- 2.5.4** Para la Segregación de Energía no se consideran rampas específicas de respuesta de las Centrales Eléctricas. El CENACE considerará como rampa estándar, el periodo establecido entre el tiempo donde se emitió la Instrucción de Despacho y el tiempo del cumplimiento de la Instrucción de Despacho de la Central Eléctrica. Durante este periodo se realizará la segregación considerando los mismos criterios de un Estado Operativo de Control Automático de Generación.
- 2.5.5** Redondeo de los tiempos de inicio y término del periodo asociado a un evento en la Central Eléctrica:

Dado que la base de datos de la energía generada en la hora, se cuantifica en valores integrados de cada 5 minutos, cuando el tiempo (t) de inicio y/o término de un evento del RID no coincida con un múltiplo de 5 minutos, se tomará el tiempo que corresponda en forma redondeada bajo el siguiente criterio:

Para todo valor de "t"	"t" tomará el valor de:
$57:31 \leq t \leq 2:30$	$t = 0$
$2:31 \leq t \leq 7:30$	$t = 5$
$7:31 \leq t \leq 12:30$	$t = 10$
$12:31 \leq t \leq 17:30$	$t = 15$
$17:31 \leq t \leq 22:30$	$t = 20$
$22:31 \leq t \leq 27:30$	$t = 25$
$27:31 \leq t \leq 32:30$	$t = 30$
$32:31 \leq t \leq 37:30$	$t = 35$
$37:31 \leq t \leq 42:30$	$t = 40$
$42:31 \leq t \leq 47:30$	$t = 45$
$47:31 \leq t \leq 52:30$	$t = 50$
$52:31 \leq t \leq 57:30$	$t = 55$

2.6 Ofertas de Programa Fijo

- 2.6.1** Para las ofertas realizadas conforme a un Programa Fijo, se entiende que el despacho económico será el indicado en el Programa Fijo, a excepción de los casos donde las Reglas de Mercado le permitan al CENACE despachar una cantidad diferente a la estipulada en el Programa de Generación.
- 2.6.2** En caso de que las reglas descritas en este Manual, las Bases de Mercado Eléctrico u otras Disposiciones Operativas del Mercado establezcan que el Generador Principal o el Generador No-Principal de una Unidad de Propiedad Conjunta debe hacer ofertas económicas, éste podrá hacer ofertas conforme a un Programa Fijo siempre y cuando cuente con una exención emitida por la Unidad de Vigilancia de Mercado.

2.7 Registro de Unidades de Propiedad Conjunta

- 2.7.1** A menos de que se indique lo contrario, el registro de una Unidad de Propiedad Conjunta se llevará a cabo conforme a lo establecido en el CAPÍTULO 4 de este Manual, y los procesos detallados en este instrumento complementa a los descritos en la sección 4.2 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. En caso de existir una contradicción entre lo establecido en este documento y el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado prevalecerá lo establecido en este documento.
- 2.7.2** Las características de usos propios deben reportarse en el registro de cada Central Eléctrica de acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.20. En la modalidad de Unidades de Propiedad Conjunta, la carga tendrá representación en el Mercado a través del representante principal, asumiendo para tal efecto todas las responsabilidades que corresponden a las Entidades Responsable de Carga.
- 2.7.3** Las Centrales Eléctricas no-despachables y las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 5 MW se deben registrar bajo la modalidad de Unidad de Propiedad Conjunta Combinada. No se permitirá Registrar estas Centrales como “UPC Dinámicamente Programable.”
- 2.7.4** Asimismo, el formato de registro incluido en el Anexo A del presente Manual serán los formatos requeridos para procesar el registro, y éstos sustituyen los formatos de registro para Unidades de Propiedad Conjunta incluidas en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- 2.7.5** El CENACE podrá ejecutar aleatoriamente pruebas de Verificación de Capacidad para una Central Eléctrica para revisar o verificar la Capacidad Máxima Operativa de una Central Eléctrica y asegurar que la capacidad real sea al menos igual a la suma de Capacidades Registradas de cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta. En caso de que la Capacidad Registrada sea mayor a la medida, el CENACE otorgará una licencia por derrateo a la Central Eléctrica.

2.8 Acreditación de Potencia

- 2.8.1** Conforme a lo escrito en el sub-inciso 5.1.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, a los representantes de las Unidades de Propiedad Conjunta les será acreditada la Potencia de acuerdo con la prelación establecida en el Anexo A del presente Manual. Específicamente, en cada hora crítica, la Disponibilidad de Producción Física Horaria de la Unidad de Central Eléctrica completa será asignado a los representantes en términos del numeral 5.3.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia.
- 2.8.2** Conforme a lo escrito en el numeral 5.3.3 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, para el cálculo de la Disponibilidad de Producción Física Horaria para cada representante de una Unidad de Propiedad Conjunta:
- (a) En el caso de Unidades de Propiedad Conjunta Combinadas, el Generador Principal acreditará la totalidad de la Disponibilidad de Producción Física Horaria calculada de conformidad con lo establecido en la presente sección.
 - (b) En el caso de Unidades de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programadas, cada Generador acreditará la porción de la Disponibilidad de Producción Física Horaria en cada Hora Crítica de acuerdo con su prelación para la curva de ofertas.

2.9 Servicios Conexos de la Unidad de Propiedad Conjunta

2.9.1 Conforme a lo establecido en las Bases, los Generadores de Intermediación que representen parte de la Capacidad Registrada de una Unidad de Propiedad Conjunta, no serán elegibles para ofertar Servicios Conexos al Mercado ya que estos se están despachando conforme a un Programa Fijo, sin importar si sean el Generador Principal o el Generador No-Principal de una UPC.

2.9.2 Cualquier otro Generador distinto al Generador de Intermediación que sea el Representante Principal de la Unidad de Propiedad Conjunta podrá ofertar Servicios Conexos al Mercado.

(a) Cuando el Generador Principal sea el Generador de Intermediación, un Generador No-Principal en el Mercado podrá ofrecer servicios conexos para apoyar a la confiabilidad del sistema.

2.10 Pruebas de Verificación de Capacidad, Pruebas de Desempeño, Pruebas de Verificación de Límites de Regulación e Intercambio de Información

2.10.1 Las Pruebas de Verificación de Capacidad y las pruebas de desempeño de una UPC pueden ser solicitadas por el CENACE, el Generador Principal o un Generador No-Principal.

2.10.2 Tanto una Prueba de Verificación de Capacidad como una prueba de desempeño de una UPC debe ser por la totalidad de la Capacidad de la Central Eléctrica. No se podrá solicitar una Prueba de Verificación de Capacidad o una prueba de desempeño por una porción de la Central Eléctrica.

2.10.3 Cuando una Prueba de Verificación de Capacidad sea solicitada por un Generador Principal o un Generador No-Principal ningún Generador de la UPC recibirá pagos por Garantías de Suficiencia de Ingresos.

2.10.4 Para los casos en que el CENACE solicite una Prueba de Verificación de Capacidad, los Generadores Principales y Generadores No-Principales podrán recibir pagos por Garantía de Suficiencia de Ingresos.

2.10.5 El CENACE inmediatamente después de haber otorgado la licencia citada en el párrafo anterior, procederá a mitigar las ofertas y establecerá nuevas Capacidades Registradas para cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta de acuerdo al siguiente orden para reflejar la Capacidad de operación real de la Central Eléctrica en el MDA, MTR y segregación de energía:

a) En caso de que la Capacidad de operación real sea menor a la suma de las Capacidades Registradas de los representantes de la Unidad de Propiedad Conjunta, si existe un Generador No-Principal LIE en la UPC, se procederá a disminuir la Capacidad Registrada del Generador No-Principal LIE por la magnitud complementaria del derrateo que presentó la Central Eléctrica.

b) De ser necesario y si existe un Generador de Intermediación en la UPC, posterior a disminuir la Capacidad Registrada del Generador No-Principal LIE, se procederá a disminuir la Capacidad del Contrato de Interconexión Legado del Generador de Intermediación por la magnitud complementaria del derrateo que presentó la Central Eléctrica.

c) De ser necesario aún y si existe un Generador Principal representando a una Central Externa Legada, posterior a disminuir la Capacidad del Contrato de Interconexión Legado del Generador de Intermediación, se procederá a disminuir la Capacidad Registrada del Generador Principal por la magnitud complementaria del derrateo que presentó la Central Eléctrica.

2.10.6 Tanto el CENACE como un Generador Principal o un Generador No-Principal podrán solicitar una prueba para verificar y reajustar los límites de operación de regulación en AGC. Los límites de Regulación de una Central Eléctrica verificados en dicha prueba serán utilizados para regular la Central Eléctrica cuando ésta opere en modo de AGC.

2.10.7 El CENACE podrá compartir las Capacidades Registradas, Instrucciones de Despacho y modo de operación de un Generador entre las contrapartes de una Unidad de Propiedad Conjunta.

CAPÍTULO 3**Combinaciones y Escenarios Posibles de Unidades de Propiedad Conjunta**

3.1 Combinaciones de Unidades de Propiedad Conjunta

3.1.1 Las instrucciones de despacho serán emitidas por el CENACE conforme a lo establecido en las Bases de Mercado, los Manuales de Prácticas de Mercado y las reglas descritas en este Manual. Asimismo, dependerán del tipo de combinación de Unidad de Propiedad Conjunta que se registre ante el CENACE.

3.1.2 Existen cinco tipos de combinaciones posibles para las Unidades de Propiedad Conjunta. Cada combinación estará determinada por el tipo de Contrato que ampare el registro de la Unidad de Propiedad Conjunta. Las combinaciones posibles estarán limitadas a las siguientes:

- (a) Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado y un Generador No-Principal en el Mercado (CIL-LIE).
- (b) Central Externa Legada (Contrato de Producción Independiente) y una Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado (PIE-CIL).
- (c) Central Externa Legada (Contrato de Producción Independiente) y un Generador No-Principal en el Mercado (PIE-LIE).
- (d) Central Externa Legada (Contrato de Producción Independiente) con un Generador de Intermediación y un Generador No-Principal en el Mercado (PIE-CIL-LIE).
- (e) Unidad de Central Eléctrica con un Generador Principal en el Mercado y un Generador No-Principal en el Mercado (LIE-LIE).

3.2 Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado y un Representante No-Principal en el Mercado (CIL-LIE)

3.2.1 Conforme a lo establecido en la Base 3.3.22, de las Bases del Mercado Eléctrico, las Unidades de Central Eléctricas en un Contrato de Interconexión Legado (CIL) pueden registrar parte de su Capacidad con un Generador distinto al Generador de Intermediación, con el fin de representar esta Capacidad en el Mercado Eléctrico Mayorista.

3.2.2 En estos casos, y de acuerdo con lo establecido en la Base 3.3.22 (a) (vi) de las Bases de Mercado Eléctrico, la Unidad de Central Eléctrica deberá registrarse bajo la figura de Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad de "UPC Dinámicamente Programada" y el Generador de Intermediación se considerará el Generador Principal de la Unidad de Central Eléctrica, quien será el representante del Contrato de Interconexión Legado.

3.2.3 El Generador de Intermediación que represente al Contrato de Interconexión Legado realizará ofertas de Programa Fijo hasta su Capacidad Registrada.

3.2.4 El CENACE tendrá la obligación de transmitir las instrucciones de despacho para el Mercado de Día en Adelanto y para el Mercado de Tiempo real a cada Generador por la porción de la unidad que representa.

3.2.5 Cogeneración Eficiente y Fuentes Renovables:

- (a) El Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado en el inciso 4.2.6(a)(iv)(C)(III) establece que tanto el Representante Principal (Generador de Intermediación) como el Representante No-Principal en el Mercado (Generador No-Principal LIE) de las Unidades de Propiedad Conjunta de Fuentes Renovables y de Cogeneración Eficiente harán ofertas de Programa Fijo.

- (b) Para las Unidades de Propiedad Conjunta de Fuentes Renovables y de Cogeneración Eficiente que estén conformadas por un Contrato de Interconexión Legado y un Generador No-Principal LIE, las instrucciones de despacho y la asignación de energía se calculará de la siguiente manera:
- (i) Instrucciones de Despacho
- (A) Para el Mercado del Día en Adelanto, el Generador de Intermediación será despachado conforme al Programa Fijo que éste le haya entregado al CENACE.
- (B) Para el Mercado del Día en Adelanto, el Generador No-Principal LIE se despachará conforme al Programa Fijo registrado por el Generador No-Principal LIE ante el CENACE.
- (C) Para el Mercado de Tiempo Real, el Generador de Intermediación y el Generador No-Principal LIE serán despachados de manera proporcional a la Capacidad Registrada, de acuerdo al último valor medido o al valor pronosticado.
- (ii) Asignación de Energía Generada
- (A) Conforme a lo establecido en la Base 3.3.22 (b) (i), la energía generada será asignada en todas las horas en proporción a la instrucción de despacho para cada Generador.

Ejemplo 1

Despacho y asignación de energía para la Unidad de Propiedad Conjunta conformada por el Generador de Intermediación y un Generador No-Principal LIE

Suponga que una Unidad de Central Eléctrica de tecnología eólica está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por el Generador de Intermediación (Representante Principal) y un Generador No-Principal bajo la figura de "UPC Dinámicamente Programada" y tiene una Capacidad total registrada de 105 MW, conforme a lo siguiente:

- Generador de Intermediación (Representante Principal): 79 MW (75%).
- Generador No-Principal LIE: 26 MW (25%).

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran tres horas de un Día de Operación; cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta presenta sus Ofertas de Venta en el MDA y MTR y el CENACE emite instrucciones de despacho en ambos mercados:

Mercado del Día en Adelanto				
Hora De Operación (HO)	Oferta de Programa Fijo (MW)		Despacho (MW)	
	Generador de Intermediación (75%)	Generador No-Principal LIE (25%)	Generador de Intermediación	Generador No-Principal LIE
18	28	7	28	7
19	30	8	28	7
20	33	8	28	7

2. Aunque en esta Central Eléctrica el Generador de Intermediación representa el 75% de la capacidad y el Generador No-Principal LIE representa el 25% de la capacidad, cada Generador puede programar lo que pronostique que podrá generar. Tanto los pronósticos como la asignación de energía no tienen que ser proporcionales a las porciones de capacidad que pertenecen a cada Generador.

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MTR

Mercado de Tiempo Real				
Hora De Operación (HO)	Oferta de Programa Fijo (MW)		Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador de Intermediación (80%)	Generador No-Principal LIE (20%)	Generador de Intermediación	Generador No-Principal LIE
18	32	8	28	7
19	32	8	28	7
20	32	8	28	7

Segregación de energía generada

Hora De Operación (HO)	Instrucciones de despacho en MTR (MW)			Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)	
	Principal (80%)	No-Principal (20%)	Total		Principal (80%)	No-Principal (20%)
18	28	7	35	32.5	26	6.5
19	28	7	35	35	28	7
20	28	7	35	40	32	8

1. En la HO 18, la energía generada fue menor a las instrucciones de despacho. Por lo tanto, los Representantes de la UPC están obligados a comprar y compensar la energía que deben en el Mercado de Tiempo Real.
2. En la HO 19 la energía generada fue igual a la instrucción de despacho, y en la HO 20 la energía generada fue mayor a las instrucciones de despacho de la UPC. En todos los casos conforme a las Reglas del Mercado, la energía producida por la Unidad de Propiedad Conjunta se asigna al Generador de Intermediación (Representante Principal) y al Generador No-Principal LIE en proporción a la capacidad registrada por cada Generador.

Pagos por energía generada

1. La energía producida que le fue asignada al Generador de Intermediación, será pagada al titular del Contrato de Interconexión Legado al que está asociada a la Central Eléctrica, de acuerdo a las condiciones establecidas en dicho contrato. El CENACE liquida en cada uno de los Mercados de Energía del Corto Plazo (MDA y MTR) al Generador No-Principal LIE por la cantidad de energía que le fue asignada. Los pagos que recibe el Generador No-Principal LIE se muestran a continuación:

Generador	Mercado	Hora De Operación (HO)	(a) Energía asignada (MW)	(b) Precio Marginal Local (\$/MWh)	(a) * (b) Pago por energía (\$)
No-Principal	MDA	18	7	\$ 945	\$ 6,615.00
		19	7	\$ 970	\$ 6,790
		20	7	\$1,050	\$ 7,350
	MTR	18	-0.5	\$1,025	- \$ 512.50
		19	0	\$1,080	\$ 0
		20	1	\$1,190	\$ 1,190
	TOTAL	18	6.5		\$ 6,102.50
		19	7		\$ 6,790
		20	8		\$ 8,540

*La energía a liquidar en el MTR corresponde a la diferencia entre el resultado de la segregación y lo asignado en el MDA.

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo Real, no se consideran intervalos de 15 y de 5 minutos, se consideran de una hora.

3.2.6 Fuentes Convencionales

- (a) De acuerdo con lo descrito en la Base 10.8.4 (b) (iii), el Generador de Intermediación hará ofertas de Programa Fijo conforme al Programa de Generación asociado con el Contrato de Interconexión Legado.
- (b) El Generador No-Principal LIE, hará ofertas complementarias, como lo indica el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado en el inciso 4.2.6(a) (iv) (C) (II).
- (c) Instrucciones de Despacho
 - (i) Para el Mercado del Día en Adelanto, el Generador de Intermediación se despachará conforme al Programa Fijo que éste le haya entregado al CENACE. No se considerarán ofertas económicas y estará limitado hasta su Capacidad Registrada.
 - (ii) Para el Mercado del Día en Adelanto, el Generador No-Principal LIE se despachará conforme a su oferta económica. Los siguientes criterios aplicarán a la oferta económica del Generador No-Principal LIE:
 - (A) El Generador No-Principal LIE podrá elegir cuál segmento de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica se asignará a la capacidad que representa.
 - (B) El Generador No-Principal LIE ofrecerá al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de su Capacidad disponible para producir energía eléctrica, a excepción de que la Unidad de Central Eléctrica esté en mantenimiento o presente una falla.
 - (C) El Generador de Intermediación deberá ser despachado a la totalidad de su Contrato de Interconexión Legado para que el Generador No-Principal LIE reciba instrucciones de despacho. De lo contrario, el Generador No-Principal LIE no podrá ser despachado en el MEM.

- (D) En caso de que el Contrato de Interconexión Legado sea menor que la Potencia Mínima registrada por una UPC en modalidad CIL-LIE, tanto el Generador de Intermediación como el Generador No-Principal LIE deberán recibir órdenes de despacho del CENACE para que la Central Eléctrica opere. Bajo esta condición, si el Generador No-Principal LIE es despachado forzosamente por la asignación del Contrato de Interconexión Legado y no por su oferta económica, en ninguna circunstancia se pagará una garantía de suficiencia de ingresos al Generador No-Principal LIE si es que éste se ve forzado a producir energía a un precio por debajo de su costo de producción.
- (iii) Para el Mercado de Tiempo Real, el Generador de Intermediación será despachado conforme a su Programa Fijo que éste le haya entregado al CENACE.
- (iv) Para el Mercado de Tiempo Real, el Generador No-Principal LIE será despachado conforme a su oferta económica.
 - (I) El Generador de Intermediación deberá ser despachado a la totalidad de su Contrato de Interconexión Legado para que el Generador No-Principal LIE reciba instrucciones de despacho. De lo contrario, el Generador No-Principal LIE no podrá ser despachada en el MEM.
- (d) Asignación de Energía Generada.
 - (i) Conforme a lo establecido en la Base 3.3.22(c)(i) la energía generada será asignada entre un Generador de Intermediación y un Generador No-Principal LIE, de la siguiente manera:
 - (A) La energía siempre será asignada primero al Generador de Intermediación hasta la Capacidad Registrada en su Contrato de Interconexión Legado, y la energía en exceso de la Capacidad registrada por el Generador de Intermediación será asignada al Generador No-Principal LIE.
 - (B) En caso de que el total de la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica resulte menor a la Capacidad Registrada por el Generador de Intermediación, la cantidad de energía generada se asignará en su totalidad al Generador de Intermediación.
 - (C) En caso de que el total de la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica resulte mayor a la Capacidad Registrada por el Generador de Intermediación, la cantidad de energía generada en exceso se asignará en su totalidad al Generador No-Principal LIE.
 - (D) No se asignará al Generador No-Principal LIE una cantidad negativa de energía generada, sin perjuicio de que ese Generador No-Principal LIE compre la diferencia entre la energía comprometida en el Mercado del Día en Adelanto y la energía generada en el Mercado de Tiempo Real.

Ejemplo 2**Despacho y asignación de energía para la Unidad de Propiedad Conjunta conformada por el Generador de Intermediación y un Generador No-Principal LIE**

Suponga que una Central Eléctrica de tecnología termoeléctrica está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por un Generador de Intermediación (Representante Principal) y un Generador No-Principal LIE bajo la figura de "UPC Dinámicamente Programada" y tiene una Capacidad total registrada de 300 MW, conforme a lo siguiente:

- Generador de Intermediación (Representante Principal): 252 MW (84%).
- Generador No-Principal LIE: 48 MW (16%).

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran tres horas de un Día de Operación; cada representante de la UPC presenta sus Ofertas de Venta en el MDA y MTR y el CENACE emite instrucciones de despacho en ambos mercados:

Mercado del Día en Adelanto				
Hora Terminada (HO)	Oferta de Programa Fijo (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Despacho (MW)	
	Generador de Intermediación (80%)	Generador No-Principal LIE (20%)	Generador de Intermediación	Generador No-Principal LIE
6	252	48	252	28
7	252	48	252	38
8	252	48	252	48

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MTR

Mercado del Tiempo Real				
Hora Terminada (HO)	Oferta de Programa Fijo (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador de Intermediación (80%)	Generador No-Principal LIE (20%)	Generador de Intermediación	Generador No-Principal LIE
6	252	48	252	35
7	252	48	252	38
8	252	48	252	48

Segregación de energía generada

Hora De Operación (HO)	Instrucciones de despacho en MTR (MW)			Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)	
	Principal	No-Principal	Total		Principal	No-Principal
6	252	35	287	286	252	34
7	252	38	290	290	252	38
8	252	48	300	302	252	50

1. En la HO 6, la UPC genera menos electricidad que la originalmente asignada. La electricidad faltante se le resta al Generador No-Principal LIE.
2. En la HO 7, la energía producida por la UPC es igual a la instrucción de despacho en el Mercado de Tiempo Real. Se asigna al Generador de Intermediación (Representante Principal) la totalidad de su contrato y la energía excedente al Generador No-Principal LIE.
3. En la HO 8, la energía producida por la UPC es mayor a la instrucción de despacho en el Mercado de Tiempo Real. Se asigna al Generador de Intermediación (Representante Principal) la totalidad de su contrato y, aunque la energía generada por la UPC resulta ser mayor que la Capacidad Máxima registrada por la UPC, se asigna el totalidad de la energía excedente al Generador No-Principal LIE.

Pagos por energía generada

1. La energía producida que le fue asignada al Generador de Intermediación, será pagada al titular del Contrato de Interconexión Legado al que está asociada la Central Eléctrica, de acuerdo a las condiciones establecidas en dicho contrato. El CENACE liquida en cada uno de los Mercados de Energía de Corto Plazo (MDA y MTR) al Generador No-Principal LIE por la cantidad de energía que le fue asignada. Los pagos que recibe el Generador No-Principal LIE se muestran a continuación:

Mercado	Hora De Operación (HO)	(a) Energía asignada (MW)	(b) Precio Marginal Local (\$/MWh)	(a) * (b) Pago por energía (\$)
MDA	6	28	\$925	\$ 25,900
	7	38	\$948	\$ 36,024
	8	48	\$1,023	\$ 49,104
MTR	6	6	\$1,010	\$ 6,060
	7	0	\$1,065	\$ 0
	8	2	\$1,185	\$ 2,370
TOTAL	6	34		\$ 31,960
	7	38		\$ 36,024
	8	50		\$ 51,474

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo Real, no se consideran intervalos de 15 minutos, se consideran de una hora.

3.2.7 Políticas de Licencia:

- (a) Cuando la Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad CIL-LIE presente una licencia que afecte la Capacidad de la Unidad de Central Eléctrica, se afectarán las Capacidades de acuerdo a las siguientes reglas:
 - (i) En primer orden se reducirá la Capacidad del Generador No-Principal LIE hasta agotar su Capacidad Registrada,
 - (ii) Si una vez disminuyendo toda la Capacidad del Generador No-Principal LIE aún se necesitará disminuir la Capacidad de la Unidad de Central Eléctrica, esta Capacidad se le disminuirá al Generador de Intermediación.
- (b) En cualquier modo de operación bajo licencia, la energía se asignará considerando la disminución de las capacidades de los Generadores referidas en el punto anterior.
- (c) Se asignará energía en primer orden al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada.

- (d) En caso de existir energía excedente, ésta se asignará al Generador No-Principal LIE hasta su nueva capacidad. En caso de existir energía excedente esta se asignará al Generador No-Principal LIE hasta la Capacidad Registrada en el MEM.
 - (i) Si la Capacidad del Generador No-Principal LIE se viese reducida en su totalidad, toda la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica será asignada al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada en el MEM.

3.2.8 Políticas de Confiabilidad

- (a) Para la UPC en combinación CIL-LIE, si el CENACE solicita un incremento de generación a la Unidad de Central Eléctrica, se respetarán las energías asignadas previamente a cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta. Posteriormente, la energía excedente derivada de la emergencia se asignará de la siguiente manera:
 - (i) Primero al Generador de Intermediación, hasta su Capacidad Registrada.
 - (ii) Si aún existiera energía excedente por encima de la Capacidad Registrada del Generador de Intermediación, dicha energía se asignará al Generador No-Principal LIE.
- (b) Si el CENACE solicita un decremento de generación a la Unidad de Central Eléctrica por cuestiones de confiabilidad, que da lugar a un sola instrucción de despacho, ésta será llevada a cabo conforme a las instrucciones de despacho emitidas con anterioridad y las energías asignadas de la siguiente manera:
 - (i) Primero se le restará la energía al Generador No-Principal LIE, hasta agotar lo registrado en su contrato.
 - (ii) Posteriormente se le restará energía al Generador de Intermediación hasta agotar su contrato

3.2.9 Lineamientos de Estados Operativos

- (a) *Control Automático de Generación (CAG)*
 - (i) A diferencia de Unidades de Propiedad Conjuntas donde el Generador de Intermediación no es el Generador Principal, el Generador No-Principal LIE de una UPC CIL-LIE podrá ofertar Servicios Conexos al Mercado.
 - (ii) al Generador No-Principal LIE, inclusive cuando éste no reciba instrucciones de despacho.
 - (iii) El punto base de generación deberá ser posicionado con el valor de la instrucción de despacho para el Generador Principal más la instrucción del Generador No-Principal LIE.
 - (iv) Para determinar la energía del Generador No-Principal LIE, se tomará la medición fiscal y se restará el valor de la Capacidad Registrada del Generador de Intermediación.
- (b) *Manual*
 - (A) Se asignará al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada del Contrato de Interconexión Legado.
 - (B) Si aún existiera energía excedente, ésta será asignada al Generador No-Principal LIE sin limitarse a su capacidad registrada.
 - (ii) Si la medición fiscal es menor que la instrucción de despacho del Contrato de Interconexión Legado en el Mercado de Tiempo Real, se asignará toda la energía medida al Generador de Intermediación. La energía asignada al Generador No-Principal LIE será cero.

- (c) *Arranque*
 - (i) Durante el proceso de arranque, toda la energía entregada por la Unidad de Propiedad Conjunta se asignará al Generador de Intermediación hasta llegar a la Capacidad Registrada.
 - (ii) La energía excedente se asignará al Generador No-Principal en el Mercado.
- (d) *Paro*
 - (i) Durante el proceso de paro, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) En primer orden, se asignará la energía al Generador de Intermediación hasta la Capacidad registrada en el Contrato de Interconexión Legado.
 - (B) Si aún existiera energía excedente, ésta será asignada al Generador No-Principal LIE.
- (e) *Pruebas de Verificación de Capacidad*
 - (i) Durante el proceso de Pruebas de Verificación y Capacidad, aplicarán los siguientes criterios para la asignación de energía:
 - (A) Cuando se registren mediciones que no cumplan con la suma de las Capacidades establecidas en los contratos del Generador de Intermediación y del Generador No-Principal LIE, se emitirá una licencia a la Unidad de Central Eléctrica, por no alcanzar la Capacidad de algún(os) de los contratos (Oferta Máxima).
 - (B) En los casos en que no se emita una Licencia, se asignará energía en primer orden al Generador de Intermediación hasta la Capacidad Registrada y en segundo orden al Generador No-Principal LIE hasta su Capacidad Registrada.
 - (C) Si aún existiera energía excedente por encima de las Capacidades Registradas del Generador Principal y No-Principal, dicha energía se asignará al Generador No-Principal LIE.

3.3 Central Externa Legada (Contrato de Producción Independiente) y una Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión Legado (PIE-CIL)

- 3.3.1** Conforme a lo establecido a la Base 3.3.22 (d), cuando una Central Externa Legada (CEL) incluya parte de su Capacidad en un Contrato de Interconexión Legado, el Representante Principal será el Generador que represente a la Central Externa Legada, que de acuerdo a los Términos para la Administración de los Contratos de Producción Independiente será la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V (CFE GV).
- 3.3.2** La porción de la Capacidad no comprometida en el Contrato de Producción Independiente será representada por el Generador No-Principal, que para este caso será el Generador de Intermediación.
- 3.3.3** De acuerdo a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado en el inciso 4.2.6(a)(iv)(C)(I), el Generador Principal (CFE GV) hará ofertas completas. Dichas ofertas deberán respetar los siguientes criterios:
 - (a) El Generador Principal, CFE GV, podrá ofertar energía hasta un valor no mayor a su Capacidad Registrada ante el CENACE.
 - (b) La Capacidad Registrada en el Mercado Eléctrico Mayorista debe ser en **MW** netos a condiciones reales y máximos que pueda entregar la Central.
 - (c) De acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.22 (e) (i), el Generador Principal deberá usar la parte correspondiente de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica completa que corresponda a la Capacidad incluida en el Contrato de Central Externa Legada.

3.3.4 El Generador de Intermediación hará ofertas de Programa Fijo conforme a su Contrato de Interconexión Legado.

- (a) El Generador de Intermediación como Representante No-Principal podrá ofertar energía hasta un valor no mayor a la Capacidad registrada en su Contrato de Interconexión Legado.
- (b) De acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.22 (e) (i), se asignará al Generador de Intermediación el segmento de mayor costo de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica. Dicho segmento corresponderá a la capacidad no incluida en el Contrato de Central Externa Legada.

3.3.5 Instrucciones de Despacho

- (a) Para las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL, las instrucciones de despacho se llevarán a cabo de la siguiente manera:
 - (i) El Generador Principal se despachará conforme a su oferta económica.
 - (ii) El Generador de Intermediación recibirá órdenes de despacho de acuerdo a su Programa Fijo registrado con el CENACE.
 - (A) No es necesario que la parte de la Central Eléctrica representada por el Generador Principal se despache en su totalidad para que el Generador de Intermediación reciba órdenes de despacho.

3.3.6 Asignación de Energía Generada.

- (a) Para las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL, de acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.22 (e) (iv), la energía se asignará entre el Generador Principal y el Generador de Intermediación de la siguiente manera:
 - (i) Se asignará primero al Generador Principal la energía generada hasta la cantidad de energía instruida en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) La cantidad de energía generada en exceso a la cantidad instruida al Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, será asignada al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada en el Contrato de Interconexión Legado. Si existe energía excedente, ésta se le asigna al Generador Principal.
 - (iii) En caso de que el total de la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica resulte mayor a la Capacidad Registrada por el Generador Principal y el Contrato de Interconexión Legado, la cantidad de energía generada en exceso se asignará en su totalidad al Generador Principal.
 - (iv) En caso de que la producción total de la Unidad de Central Eléctrica resulte menor a lo instruido al Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se asignará al Generador Principal la cantidad generada. No se le asignará energía al Generador de Intermediación.
 - (v) No se asignará al Generador de Intermediación una cantidad negativa de energía generada, sin perjuicio de que ese Generador compre la diferencia entre la energía comprometida en el Mercado de Tiempo Real y la energía generada en el Mercado de Tiempo Real.
- (b) El operador del CENACE debe registrar las licencias que afecten la Capacidad y los límites operativos de la Unidad de Central Eléctrica, así como las instrucciones de despacho.
- (c) Para el caso de la Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL que contemplen Fuentes de Energía Renovables, inclusive para Contratos de Interconexión Legados que sean Cogeneración Eficiente, se asignarán las energías de manera proporcional con respecto a las Capacidades Registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Ejemplo 3**Despacho y asignación de energía de una Unidad de Propiedad Conjunta conformada por una Central Externa Legada y el Generador de Intermediación**

Suponga que una Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por la “Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V” (Generador Principal) y el Generador de Intermediación bajo la figura de “UPC Dinámicamente Programada” y tiene una Capacidad total registrada de 250 MW, conforme a lo siguiente:

- Capacidad correspondiente a Contrato de Producción Independiente, representada por la “Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V” (Generador Principal): 160 MW (64%).
- Generador de Intermediación: 90 MW (36%).

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran tres horas de un Día de Operación; cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta presenta sus Ofertas de Venta en el MDA y MTR y el CENACE emite instrucciones de despacho en ambos mercados:

Mercado del Día en Adelanto				
Hora de operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta de Programa Fijo (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador Principal	Generador de Intermediación	Generador Principal	Generador de Intermediación
8	160	90	150	90
9	160	90	155	90
10	160	90	160	90

Como se observa en la tabla anterior, el Generador de Intermediación recibe instrucciones de despacho aunque el Generador Principal no es despachado a su Capacidad máxima. El Generador de Intermediación se despacha conforme a su Programa Fijo y el Generador Principal conforme a su oferta económica.

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MTR

Mercado del Tiempo Real				
Hora de operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta de Programa Fijo (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador Principal	Generador de Intermediación	Generador Principal	Generador de Intermediación
8	160	90	150	90
9	160	90	155	90
10	160	90	160	90

Segregación de energía generada

1. De la producción total de energía de la Unidad de Propiedad Conjunta, el CENACE le asigna al Generador Principal la cantidad que le fue instruida. La energía en exceso se asigna al Generador de Intermediación hasta la Capacidad registrada en su Contrato de Interconexión Legado. Si existe energía excedente, ésta se le asigna al Generador Principal, teniendo como límite la capacidad registrada

Hora de operación (HO)	Instrucciones de despacho a representantes de la UPC (MW)			Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)	
	Generador Principal (64%)	Generador de Intermediación (36%)	Total		Generador Principal	Generador de Intermediación
8	150	90	240	239	150	89
9	155	90	245	246	156	90
10	160	90	250	253	163	90

2. En la HO 8, dado que la Central Eléctrica genera menos energía de la asignada, el CENACE asigna

energía al Generador Principal hasta la cantidad que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real y la energía en exceso se asigna al Generador de Intermediación.

3. En la HO 9, la Central Eléctrica genera más energía de la asignada. El CENACE asigna al Generador Principal la energía excedente a la que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real y al Generador de Intermediación hasta la Capacidad registrada en su Contrato de Interconexión Legado.
4. En la HO 10, la energía generada por la Unidad de Propiedad Conjunta fue mayor a la Capacidad registrada de la Central Eléctrica, por lo que el CENACE le asigna al Generador de Intermediación hasta su Capacidad registrada en el Contrato de Interconexión Legado y al Generador Principal hasta la cantidad que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real más la energía excedente.

Pagos por energía generada

1. La energía producida que le fue asignada al Generador de Intermediación, será pagada al titular del Contrato de Interconexión Legado al que está asociada la Central Externa Legada, de acuerdo a las condiciones establecidas en dicho contrato. Por otro lado, el CENACE liquida en cada uno de los mercados (MDA y MTR) al Generador Principal por la cantidad de energía producida que le fue asignada. El pago recibido por el Generador Principal se muestra en la siguiente tabla:

Mercado	Hora de operación (HO)	(a) Energía asignada (MW)	(b) Precio Marginal Local (\$/MWh)	(a) * (b) Pago por energía (\$)
MDA	8	150	\$ 800	\$ 120,000
	9	155	\$ 820	\$ 127,100
	10	160	\$ 850	\$ 136,000
MTR	8	0	\$ 1,000	\$ 0
	9	1	\$ 1,050	\$ 1,050
	10	3	\$ 1,100	\$ 3,300
TOTAL	8	150		\$ 120,000
	9	156		\$ 128,150
	10	163		\$ 139,300

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo Real, no se consideran intervalos de 15 minutos, se considera una hora.

3.3.7 Políticas de Licencia:

- (a) Cuando la Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL presente una licencia que afecte la Capacidad de la Central Eléctrica, se afectarán las Capacidades de acuerdo a las siguientes reglas:
 - (i) En primer orden, la Capacidad asignada al Generador de Intermediación se reducirá hasta agotar la Capacidad Registrada.
 - (ii) Si una vez disminuyendo toda la Capacidad del Generador de Intermediación aún se necesitará disminuir la Capacidad de la Unidad de Central Eléctrica, esta Capacidad se le disminuirá al Generador Principal.
- (b) En cualquier modo de operación bajo licencia, la energía se asignará considerando la disminución de las capacidades de los Generadores.
 - (i) Se asignará energía en primer orden al Generador Principal hasta su instrucción de despacho. En caso de existir energía excedente, ésta se asignará al Generador de Intermediación hasta su nueva capacidad. En caso de existir energía excedente esta se asignará al Generador Principal hasta su Capacidad Registrada. En caso que aún exista energía excedente, ésta se asignará al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada. En caso que aún exista energía excedente, ésta se asignará al Generador Principal.
 - (ii) Si la Capacidad del Generador de Intermediación se viese reducida en su totalidad, toda la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica será asignada al Generador Principal.

3.3.8 Políticas de Confiabilidad:

- (a) Para una UPC en modalidad PIE-CIL, si el CENACE solicita un incremento de generación a la Unidad de Central Eléctrica por cuestiones de confiabilidad que da lugar a una instrucción de despacho que no se da por separado, se respetarán las energías asignadas previamente a cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta. La energía excedente derivada de la emergencia se asignará de la siguiente manera:
 - (i) En primer orden al Generador Principal, hasta su Capacidad Registrada.
 - (ii) Segundo orden al Generador de Intermediación, hasta su Capacidad Registrada.
 - (iii) En caso de existir energía excedente por encima de las Capacidades Registradas, ésta se asignará al Generador Principal.
- (b) Si el CENACE solicita un decremento de generación a la Unidad de Central Eléctrica por cuestiones de confiabilidad, que da lugar a una instrucción de despacho que no se da por separado, siguiendo las instrucciones de despacho emitidas con anterioridad la energía se asignará de la siguiente manera:
 - (i) Primero se asignará energía al Generador Principal hasta el total de la última instrucción de despacho.
 - (ii) En caso de que aún exista energía por asignar, ésta se le asignará al Generador de Intermediación hasta la Capacidad Registrada.

3.3.9 Lineamientos de Estados Operativos:

- (a) *Control Automático de Generación (CAG)*
 - (i) El punto base de generación deberá ser posicionado con el valor de la instrucción de despacho para el Generador Principal más la instrucción del Generador de Intermediación.
 - (ii) Para efectos de segregación de energía se considera la instrucción de despacho igual a la medición fiscal menos el despacho Final del Generador de Intermediación.
 - (iii) Si resultara que la instrucción de despacho para el Generador Principal es menor que su Potencia Mínima de operación, la instrucción de despacho se iguala a su Potencia Mínima de operación,
 - (iv) Si resultara que la instrucción de despacho para el Generador Principal es mayor que su Capacidad Registrada, ésta se iguala a su Capacidad Registrada.
 - (v) Si la medición fiscal es mayor que la instrucción de despacho del Generador Principal, se asignará energía al Generador Principal hasta el cumplimiento de su instrucción de despacho. Si existiera energía excedente, se asignará al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada. Si después de esto existiera energía excedente, ésta se asignará al Generador Principal.
- (b) *Manual*
 - (i) Si la medición fiscal es mayor que la instrucción de despacho registrada del Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) Se asignará energía al Generador Principal hasta el cumplimiento de la instrucción de despacho.
 - (B) Se asignará energía al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada. Si después de esto existiera energía excedente, esta se asignará al Generador Principal sin límite.
 - (ii) Si la medición fiscal es menor que la instrucción de despacho registrada para el Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se asignará toda la energía medida al Generador Principal. La energía asignada al Generador de Intermediación será cero.

- (c) *Arranque*
 - (i) Durante el proceso de arranque inicial de la UPC, toda la energía entregada por la Unidad de Propiedad Conjunta se asignará al Generador Principal hasta llegar al cumplimiento de la instrucción de despacho en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) *Paro*
 - (i) Durante el proceso de paro, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) En primer orden al Generador Principal hasta la última instrucción de despacho.
 - (B) Segundo orden al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada.
- (e) *Pruebas de Verificación de Capacidad*
 - (i) Cuando se registren mediciones que no cumplan con la suma de las Capacidades establecidas en los contratos del Generador Principal y del Generador de Intermediación, se emitirá una licencia a la Unidad Central Eléctrica, por no alcanzar la Capacidad de algún(os) de los contratos (Oferta Máxima).
 - (ii) Si no hay Licencia, al no existir una instrucción de despacho por separado, se asignará energía en primer orden al Generador Principal hasta la Capacidad Registrada y en segundo orden al Generador de Intermediación, teniendo como límite la Capacidad Registrada.
 - (iii) En caso de existir energía excedente por encima de las Capacidades Registradas, ésta se asignará al Generador Principal
 - (iv) Si hay Licencia, primero se afectará la Capacidad de generación al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada. Si aún fuese necesario, se afectará la Capacidad del Generador Principal.

3.4 Central Externa Legada y un Representante No-Principal en el Mercado (PIE-LIE)

- 3.4.1** De acuerdo con los Términos para la Administración de los Contratos de Producción Independiente inciso 4.4 (c), una Central Externa Legada que incluya Capacidad excedente que no esté comprometida en un Contrato de Interconexión Legado podrá registrarse como "UPC Dinámicamente Programada". Para estos casos, el Generador Principal será la Empresa Productiva Subsidiaria CFE GV y el Productor podrá elegir, si así lo desea, a otro Generador para representar la Capacidad adicional.
- 3.4.2** La porción de la Capacidad no comprometida en el Contrato de Producción Independiente será representada por el Generador No-Principal, que para este caso será el Generador No-Principal LIE.
- 3.4.3** El Generador Principal hará ofertas completas mientras que el Generador No-Principal LIE hará ofertas complementarias. Ambos Generadores harán ofertas económicas.
 - (a) El Generador Principal y el Generador No-Principal LIE ofrecerán al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de su Capacidad disponible para producir energía eléctrica, a excepción de que la Unidad de Central Eléctrica esté en mantenimiento o presente una falla.
- 3.4.4** Las ofertas de venta serán curvas independientes que podrán ser de costo diferente a la representada en el Contrato de Producción Independiente. Las ofertas económicas deberán cumplir con los requisitos de oferta basada en costos establecidas por la Unidad de Vigilancia de Mercado.

3.4.5 Instrucciones de Despacho

- (a) Para las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-LIE, las instrucciones de despacho para el Mercado de Día en Adelanto se llevarán a cabo de la siguiente manera:
 - (i) El Generador Principal se despachará conforme a su oferta económica y con base en lo establecido en el Manual de Energía del Mercado de Corto Plazo.
 - (ii) El Generador No-Principal LIE se despachará conforme a su oferta económica. Para que el Generador No-Principal LIE sea despachado será necesario que el Generador Principal reciba una instrucción de despacho, aunque no será necesario que la parte de la Central Eléctrica representada por el Generador Principal se despache en su totalidad para que el Generador No-Principal LIE reciba órdenes de despacho.
- (b) Para la Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-LIE, las instrucciones de Despacho en el Mercado de Tiempo Real se llevarán a cabo conforme a las siguientes reglas:
 - (i) El Generador Principal se despachará conforme a su oferta económica.
 - (ii) El Generador No-Principal LIE se despachará conforme a su oferta económica.

3.4.6 Asignación de Energía Generada

- (a) Para UPCs operando bajo la modalidad PIE-LIE, la asignación de energía entre el Generador Principal y el Generador No-Principal LIE será conforme a las siguientes reglas y criterios:
 - (i) Al Generador Principal le será asignada en primera prioridad la energía hasta la cantidad despachada en el Mercado en Tiempo Real correspondiente a su oferta económica.
 - (ii) En caso de que se genere energía en exceso a la cantidad asignada al Generador Principal, ésta se asignará al Generador No-Principal LIE hasta la cantidad despachada en el Mercado en Tiempo Real correspondiente a su oferta económica.
 - (iii) En caso de que la producción total de la UPC sea menor a la suma de las instrucciones de despacho emitidas por el CENACE para el Generador Principal y el Generador No-Principal LIE, se restará primero a la energía asignada al Generador No-Principal LIE en el Mercado de Tiempo Real y después a la energía asignada al Generador Principal.
 - (iv) En caso de que producción total de la UPC resulte menor a lo instruido al Generador Principal en el Mercado en Tiempo Real, se asignará al Generador Principal toda la energía generada.
 - (v) En caso de que la producción total de la UPC sea mayor a la suma de las instrucciones de despacho emitidas por el CENACE para el Generador Principal y el Generador No-Principal LIE, el excedente será asignado al Generador Principal hasta su Capacidad Registrada. Si después de esto existiese un remanente, éste será asignado al Generador No-Principal LIE.
 - (vi) No se asignará al Generador No-Principal LIE una cantidad negativa de energía generada, sin perjuicio de que ese Generador compre la diferencia entre la energía comprometida en el Mercado del Día en Adelanto y la energía generada en el Mercado de Tiempo Real.
- (b) El operador del CENACE debe registrar las licencias que afecten la capacidad y los límites operativos de la central eléctrica, así como las instrucciones de despacho por separado de la fracción correspondiente a cada representante.
- (c) Para el caso de la Unidad de Propiedad Conjunta que contemplen Fuentes de Energía Renovables, se asignarán las energías de manera proporcional con respecto a las Capacidades Registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Ejemplo 4**Despacho y asignación de energía de una Unidad de Propiedad Conjunta conformada por una Central Externa Legada y un Generador No-Principal en el Mercado**

Suponga que una Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por la "Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V" (Generador Principal) y un Generador No-Principal en el Mercado (Generador No-Principal LIE) bajo la figura de "UPC Dinámicamente Programada" y tiene una Capacidad total registrada de 500 MW, conforme a lo siguiente:

- Capacidad correspondiente a Contrato de Producción Independiente, representada por la "Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V" (Generador Principal): 350 MW (70%).
- Generador en el Mercado (Generador No-Principal LIE): 150 MW (30%).

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran tres horas de un Día de Operación; cada representante de la UPC presenta sus Ofertas de Venta en el MTR y MDA, y el CENACE emite instrucciones de despacho en ambos mercados:

Mercado del Día en Adelanto				
Hora de Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Asignación y despacho (MW)	
	Generador Principal (70%)	Generador No-Principal LIE (30%).	Generador Principal	Generador No-Principal LIE
13	350	150	200	150
14	350	150	210	150
15	350	150	220	150

Ambos Generadores se despachan conforme a su oferta económica. Como se puede observar en la tabla anterior, el Generador No-Principal LIE recibe instrucciones de despacho aunque el Generador Principal no se esté despachando a su capacidad máxima.

Ofertas de Venta, instrucciones de despacho en MTR

Mercado del Tiempo Real				
Hora de Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador Principal (60%)	Generador No-Principal LIE (40%).	Generador Principal	Generador No-Principal LIE
13	350	150	220	150
14	350	150	220	150
15	350	150	220	150

Segregación de energía generada

Hora de Operación (HO)	Instrucciones de despacho en el MTR (MW)			Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)	
	Principal (60%)	No-Principal (40%)	Total		Principal	No-Principal
13	220	150	370	369	220	149
14	220	150	370	370	220	150
15	220	150	370	373	220	153

1. En la HO 13, la Unidad de Propiedad Conjunta genera menos energía de la originalmente instruida por el CENACE. Se asigna energía al Representante Principal hasta la última Instrucción de Despacho, la energía excedente a la instrucción de despacho al Representante Principal se asignará al Representante No-Principal LIE hasta la capacidad registrada, aun cuando éste no hubiera sido asignado en el Mercado de Corto Plazo.
2. En la HO 14 el CENACE asigna energía al Generador Principal hasta la cantidad que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real y la energía excedente se asigna al Generador no principal LIE hasta la capacidad registrada.
3. En la HO 15 la Central genera una cantidad de energía mayor a la que le fue instruida. El CENACE le asigna al Generador Principal hasta la cantidad que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real y al Generador No-Principal LIE se le asigna la energía restante.

Pagos por energía generada

1. El CENACE liquida en cada uno de los Mercados de Energía del Corto Plazo (MDA y MTR) al Generador Principal por la cantidad de energía producida que le fue asignada. Al mismo tiempo, el CENACE liquida en cada uno de los mercados al Generador No-Principal LIE por la cantidad de energía que le fue asignada. Los pagos que reciben los Generadores se muestran a continuación:

Generador	Mercado	Hora Terminada (HT)	(a) Energía asignada (MW)	(b) Precio Marginal Local (\$/MWh)	(a) * (b) Pago por energía (\$)
Principal	MDA	13	200	\$ 932.00	\$ 186,400
		14	210	\$ 925.00	\$ 194,250
		15	220	\$ 935.00	\$ 205,700
	MTR	13	20	\$ 1,005.00	\$ 20,100
		14	10	\$ 1,050.00	\$ 10,500
		15	0	\$ 1,020.00	\$ 0
	TOTAL	13	220		\$ 206,500
		14	220		\$ 204,750
		15	220		\$ 205,700
No principal	MDA	13	150	\$ 932.00	\$ 139,800
		14	150	\$ 925.00	\$ 138,750
		15	150	\$ 935.00	\$ 140,250
	MTR	13	-1	\$ 1,005.00	-\$ 1,005
		14	0	\$ 1,050.00	\$ 0
		15	3	\$ 1,020.00	\$ 3,060
	TOTAL	13	149		\$ 138,795
		14	150		\$ 138,750
		15	153		\$ 143,310

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo

Real, no se consideran intervalos de 15 minutos, se considera una hora.

Ejemplo 5

Despacho y asignación de energía de una Unidad de Propiedad Conjunta conformada por una Central Externa Legada y un Generador No-Principal en el Mercado

Suponga que una Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por la "Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V" (Generador Principal) y un Generador No-Principal en el Mercado (Generador No-Principal LIE) bajo la figura de "UPC Dinámicamente Programada" y tiene una Capacidad total registrada de 200 MW, conforme a lo siguiente:

- Capacidad correspondiente a Contrato de Producción Independiente, representada por la "Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V" (Generador Principal): 120 MW (60%).
- Generador en el Mercado (Generador No-Principal LIE): 80 MW (40%).

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran tres horas de un Día de Operación; cada representante de la UPC presenta sus Ofertas de Venta en el MTR y MDA, y el CENACE emite instrucciones de despacho en ambos mercados:

Mercado del Día en Adelanto				
Hora de Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Asignación y despacho (MW)	
	Generador Principal (60%)	Generador No-Principal LIE (40%).	Generador Principal	Generador No-Principal LIE
10	120	80	115	0
11	120	80	120	5
12	120	80	120	15

Ambos Generadores se despachan conforme a su oferta económica.

Ofertas de Venta, instrucciones de despacho en MTR

Mercado del Tiempo Real				
Hora de Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador Principal (60%)	Generador No-Principal LIE (40%).	Generador Principal	Generador No-Principal LIE
10	115	80	115	5
11	120	80	118	5
12	120	80	120	15

Segregación de energía generada

Hora de Operación (HO)	Instrucciones de despacho en el MTR (MW)			Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)	
	Principal (60%)	No-Principal (40%)	Total		Principal	No-Principal
10	115	5	120	121	116	5
11	118	5	123	127	120	7

12	120	15	135	130	120	10
4.	En la HO 10, la Unidad de Propiedad Conjunta genera más energía de la originalmente instruida por el CENACE. Se asigna energía al Representante Principal hasta la última Instrucción de Despacho, la energía excedente a la instrucción de despacho al Representante Principal se asignará al Representante no Principal hasta la capacidad registrada, aun cuando éste no hubiera sido asignado en el Mercado de Corto Plazo.					
5.	En la HO 11 el CENACE asigna energía al Generador Principal hasta la cantidad que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real y la energía excedente se asigna al Generador no Principal LIE hasta la capacidad registrada y la energía restante se asigna al Generador No-Principal LIE.					
6.	En la HO 12 la Central genera una cantidad de energía menor a la que le fue instruida. El CENACE le asigna al Generador Principal hasta la cantidad que le fue instruida en el Mercado de Tiempo Real o y al Generador no principal LIE se le asigna la energía restante.					

Pagos por energía generada

2. El CENACE liquida en cada uno de los Mercados de Energía del Corto Plazo (MDA y MTR) al Generador Principal por la cantidad de energía producida que le fue asignada. Al mismo tiempo, el CENACE liquida en cada uno de los mercados al Generador No-Principal LIE por la cantidad de energía que le fue asignada. Los pagos que reciben los Generadores se muestran a continuación:

Generador	Mercado	Hora de Operación (HO)	(a) Energía asignada (MW)	(b) Precio Marginal Local (\$/MWh)	(a) * (b) Pago por energía (\$)
Principal	MDA	10	115	\$ 955.00	\$ 109,825.00
		11	120	\$ 970.00	\$ 116,400.00
		12	120	\$ 1,150.00	\$ 138,000.00
	MTR	10	1	\$ 1,025.00	\$ 1,025.00
		11	2	\$ 1,050.00	\$ 2,100.00
		12	0	\$ 1,320.00	\$ 0
	TOTAL	10	116		\$ 110,850.00
		11	120		\$ 118,500.00
		12	120		\$ 138,000.00
No principal	MDA	10	0	\$ 955.00	\$ 0
		11	5	\$ 970.00	\$ 4,850.00
		12	15	\$ 1,150.00	\$ 17,250.00
	MTR	10	5	\$ 1,025.00	\$ 5,125.00
		11	2	\$ 1,050.00	\$ 2,100.00
		12	-5	\$ 1,320.00	-\$ 6,600.00
	TOTAL	10	5		\$ 5,125.00
		11	7		\$ 6,950.00
		12	10		\$ 10,650.00

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo Real, no se consideran intervalos de 15 minutos, se considera una hora.

3.4.7 Políticas de Licencia

- (a) Cuando una Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-LIE presente una licencia que afecte la Capacidad de la Unidad de Central Eléctrica, se afectarán las Capacidades de acuerdo a las siguientes reglas:
 - (i) En primer orden se reducirá la Capacidad al Generador No-Principal LIE hasta agotar la Capacidad Registrada.
 - (ii) Si una vez disminuyendo toda la Capacidad del Generador No-Principal LIE aún se necesitará disminuir la Capacidad de la Unidad de Central Eléctrica, esta Capacidad se le disminuirá al Generador Principal.
- (b) En cualquier modo de operación bajo licencia (Manual, PVC, etc.), la energía se asignará utilizando las nuevas Capacidades limitadas de los Generadores.
 - (i) Se asignará energía en primer orden al Generador Principal hasta su Instrucción de Despacho. En caso de existir energía excedente, esta se asignará al Generador No-Principal LIE hasta su nueva capacidad. En caso de existir energía excedente esta se asignará al Generador Principal hasta su Capacidad Registrada. En caso que aún exista energía excedente, esta se asignará al Generador No-Principal LIE.
 - (ii) Si la Capacidad del Generador No-Principal LIE se viese reducida en su totalidad, toda la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica será asignada al Generador Principal.

3.4.8 Políticas de Confiabilidad

- (a) Para las UPCs en modalidad PIE-LIE, si el CENACE solicita un incremento de generación a la Unidad Central Eléctrica por cuestiones de confiabilidad, se respetarán las energías asignadas previamente a cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta. Posteriormente, la energía excedente derivada de la emergencia se asignará de la siguiente manera:
 - (i) Primer orden al Generador Principal, hasta su Capacidad Registrada.
 - (ii) Segundo orden al Generador No-Principal LIE.
 - (iii) En caso de existir energía excedente por encima de las Capacidades Registradas, esta se asignará al Generador No-Principal LIE.
- (b) Si el CENACE solicita un decremento de generación a la Central Eléctrica, ésta será llevada a cabo conforme las instrucciones de despacho emitidas con anterioridad y la energía será asignada de la siguiente manera:
 - (i) En primer lugar se le restará al Generador No-Principal LIE. No se le podrá restar más energía al Generador No-Principal LIE que la Capacidad Registrada.
 - (ii) Si aún fuese necesario, se le restará energía al Generador Principal.

3.4.9 Lineamientos de Estados Operativos

- (a) *Control Automático de Generación (CAG)*
 - (i) El punto base de generación deberá ser posicionado con el valor de la instrucción de despacho para el Generador Principal más la instrucción del Generador No-Principal LIE.

- (ii) Para efectos de segregación de energía se considera la instrucción de despacho igual a la medición fiscal menos el despacho final del Generador No-Principal LIE.
 - (iii) Si resultara que la instrucción de despacho de energía para el Generador Principal es menor que su Potencia mínima de operación, se asignará energía al Generador Principal hasta su Potencia mínima de operación y el resto se asignará al Generador No-Principal LIE.
 - (iv) Si resultara que la instrucción de despacho para el Generador Principal es mayor que su Capacidad Registrada, se asignará energía al Generador Principal hasta su Capacidad Registrada. El resto de la energía se asignará al Generador No-Principal LIE sin límite.
- (b) *Manual*
- (i) Si la medición fiscal es mayor o igual que la Capacidad Registrada del Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) Si existe energía suficiente, se asignará al Generador Principal y al Generador No-Principal LIE hasta el cumplimiento de su instrucción de despacho.
 - (B) La energía excedente debe ser asignada al Generador Principal, teniendo como límite la Capacidad Registrada. Si aún existiera energía excedente, ésta será asignada al Generador No-Principal LIE sin límite.
 - (C) Si existiera energía excedente a las Capacidades Registradas, se asignará al Generador No-Principal LIE.
 - (ii) Si la medición fiscal es menor que la instrucción de despacho registrada para el Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se asignará toda la energía medida al Generador Principal. La energía asignada al Generador No-Principal LIE será cero.
- (c) *Arranque*
- (i) Durante el proceso de arranque, toda la energía entregada por la Unidad de Propiedad Conjunta se asignará al Generador Principal hasta llegar a la instrucción de despacho en el Mercado de Tiempo Real.
- (d) *Paro*
- (i) Durante el proceso de paro, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) Primer orden al Generador Principal hasta la última asignación de energía.
 - (B) Segundo orden, si aún existiera energía excedente, ésta será asignada al Generador No-Principal LIE hasta su Capacidad Registrada.
- (e) *Pruebas de Verificación de Capacidad*
- (i) Cuando se registren mediciones que no cumplan con la suma de las capacidades establecidas en los contratos del Generador Principal y del Generador No-Principal LIE, se emitirá una licencia a la Central Eléctrica, por no alcanzar la capacidad de alguno de los contratos.
 - (ii) Bajo Licencia, se afectará la Capacidad de generación en primer orden al Generador No-Principal LIE y en segundo orden al Generador Principal.
 - (iii) Bajo Licencia, se asignará energía en primer orden al Generador Principal y en segundo orden al Generador No-Principal LIE hasta las capacidades

correspondientes de sus contratos pero limitadas por la nueva Capacidad determinada por las licencias.

(A)

3.5 Central Externa Legada con una Unidad de Central Eléctrica en un Contrato de Interconexión y un Representante No-Principal en el Mercado (PIE-CIL-LIE)

3.5.1 Conforme a lo establecido en la Base 3.3.22 (d), cuando una Central Externa Legada incluya parte de su Capacidad en un Contrato de Interconexión Legado, el Representante Principal será el Generador que represente a la Central Externa Legada, que de acuerdo a los Términos para la Administración de los Contratos de Producción Independiente será la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V (CFE GV). En este caso, el registro de Unidad de Propiedad Conjunta podría incluir a dos Generadores No-Principales: un Generador No-Principal de Intermediación (Generador de Intermediación) y otro Generador No-Principal en el Mercado (Generador No-Principal LIE).

3.5.2 De acuerdo con lo establecido en la Base 3.3.22 (a) (vi), la Unidad de Central Eléctrica deberá registrarse bajo la figura de Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad de "UPC Dinámicamente Programada".

3.5.3 De acuerdo a lo establecido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado en el inciso 4.2.6 (a) (iv) (C) (I), el Generador Principal (CFE GV) hará ofertas completas. Dichas ofertas deberán respetar los siguientes criterios:

(a) El Generador Principal, CFE GV, deberá ofertar la totalidad de su Capacidad disponible hasta un valor no mayor a su Capacidad Registrada.

(b) De acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.22 (e) (i), el Generador Principal deberá usar la parte correspondiente de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica completa que corresponda a la Capacidad incluida en el Contrato de Central Externa Legada.

3.5.4 El Generador de Intermediación hará ofertas de Programa Fijo conforme a su Contrato de Interconexión Legado.

(a) El Generador de Intermediación podrá ofertar energía hasta un valor no mayor a la Capacidad Registrada en su Contrato de Interconexión Legado.

(b) De acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.22 (e) (i), se asignará al Generador de Intermediación el segmento de mayor costo de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica. Dicho segmento corresponderá a la capacidad no incluida en el Contrato de Central Externa Legada.

3.5.5 El Generador No-Principal LIE hará ofertas complementarias como lo indica el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado en el inciso 4.2.6(a) (iv) (C) (II).

(a) El Generador No-Principal LIE deberá ofertar la totalidad de su Capacidad disponible hasta un valor no mayor a su Capacidad Registrada.

3.5.6 El CENACE tendrá la obligación de transmitir las asignaciones de energía para el Mercado de Día en Adelanto y las instrucciones de despacho para el Mercado de Tiempo Real a cada Generador por la porción de la unidad que representa.

3.5.7 Instrucciones de Despacho

(a) Para el Mercado de Día en Adelanto, el despacho de las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL-LIE se llevarán a cabo de la siguiente manera:

(i) El Generador Principal se despachará conforme a su oferta económica.

- (ii) El Generador de Intermediación recibirá órdenes de despacho de acuerdo a su Programa Fijo registrado con el CENACE.
 - (iii) El Generador No-Principal LIE será despachado conforme a su oferta económica.
 - (iv) No será necesario que la parte de la Central Eléctrica representada por el Generador Principal se despache en su totalidad para que el Generador de Intermediación o el Generador No-Principal LIE reciban órdenes de despacho. No obstante lo anterior, es necesario que el Generador de Intermediación sea despachado a su totalidad para que el Generador No-Principal LIE reciba órdenes de despacho.
- (b) Para el Mercado de Tiempo Real, el despacho de las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL-LIE se llevarán a cabo de la siguiente manera:
- (i) El Generador Principal será despachado conforme a su oferta económica.
 - (ii) El Generador de Intermediación será despachado conforme a su Programa Fijo.
 - (iii) El Generador No-Principal LIE será despachado conforme a su oferta económica.

3.5.8 Asignación de Energía Generada.

- (a) Para las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL-LIE, de acuerdo a lo establecido en la Base 3.3.22 (e)(iv), la energía se asignará entre el Generador Principal, el Generador de Intermediación y el Generador No-Principal LIE de la siguiente manera:
- (i) Se asignará primero al Generador Principal la energía generada hasta la cantidad de energía instruida en el Mercado de Tiempo Real.
 - (ii) En segunda prioridad, y en caso de que haya energía excedente, ésta se asignará al Generador de Intermediación hasta la Capacidad Registrada.
 - (iii) Si aún existiera un excedente, este será asignado al Representante No-Principal LIE.
 - (iv) En caso de que la producción total de la Central Externa Legada resulte menor a la suma de las instrucciones de despacho emitidas por el CENACE para el Generador Principal, el Generador de Intermediación y el Generador No-Principal LIE, la deficiencia se restará primero a la energía asignada al Generador No-Principal LIE en el Mercado en Tiempo Real, después a la energía asignada al Generador de Intermediación, y finalmente, a la energía asignada al Generador Principal.
 - (v) En caso de que la producción total de la Central Externa Legada resulte menor a lo instruido al Generador Principal en el Mercado en Tiempo Real, se asignará al Generador Principal toda la energía generada.
 - (A) No se asignará al Generador de Intermediación o al Generador No-Principal LIE una cantidad negativa de energía generada, sin perjuicio de que alguno de esos Generadores compre la diferencia entre la energía comprometida en el Mercado de Día en Adelanto y la energía generada en el Mercado de Tiempo Real.
 - (vi) En caso de que la producción total de la Central Externa Legada sea menor a la suma del despacho en el Mercado en Tiempo Real del Generador Principal más el programa del Generador de Intermediación, pero mayor al despacho en el Mercado en Tiempo Real del Generador Principal, se asignará energía al Generador Principal hasta su instrucción de despacho y la energía restante se asignará al Generador de Intermediación. El Generador No-Principal LIE recibirá cero. Para este caso, no se le

podrá asignar al Generador No-Principal LIE una cantidad negativa de energía generada.

- (b) Para el caso de la Unidad de Propiedad Conjunta que contemplen Fuentes de Energía Renovables, se asignarán las energías de manera proporcional con respecto a las Capacidades Registradas.

Ejemplo 6

Despacho y asignación de energía de una Unidad de Propiedad Conjunta conformada por una Central Externa Legada, un Contrato de Interconexión Legado representado por un Generador No-Principal de Intermediación y un Generador No-Principal en el Mercado

Suponga que una Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por la "Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V" (Generador Principal), un Generador No-Principal de Intermediación (Generador de Intermediación) y un Generador No-Principal en el Mercado (Generador No-Principal LIE) bajo la figura de "UPC Dinámicamente Programada" y tiene una Capacidad total registrada de 500 MW, conforme a lo siguiente:

- Capacidad correspondiente a la Central Externa Legada, representada por la "Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V" (Generador Principal): 350 MW (70%).
- Generador de Intermediación (Generador de Intermediación): 50 MW (10%).
- Generador en el Mercado (Generador No-Principal LIE): 100 MW (20%)

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran cuatro horas de un Día de Operación; cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta presenta sus Ofertas de Venta en el MTR y MDA, y el CENACE emite instrucciones de despacho:

Mercado del Día en Adelanto						
Hora De Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta de Programa Fijo (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Asignación y despacho (MW)		
	Generador Principal (70%)	Generador de Intermediación (10%)	Generador No-Principal LIE (20%)	Generador Principal	Generador de Intermediación	Generador No-Principal LIE
13	350	50	100	300	50	50
14	350	50	100	322	50	75
15	350	50	100	340	50	100
16	350	50	100	350	50	100

Como se observa en la tabla anterior, en las HO 13, HO 14 y HO 15, tanto el Generador de Intermediación como el Generador No-Principal LIE reciben instrucciones de despacho aunque el Generador Principal no es despachado a su Capacidad máxima. El Generador de Intermediación se despacha conforme a su Programa Fijo mientras que el Generador Principal y el Generador No-Principal LIE conforme a sus ofertas económicas.

Ofertas de Venta, instrucciones de despacho en MTR

Mercado del Tiempo Real						
Hora De Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta de Programa Fijo (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Asignación y despacho (MW)		
	Generador Principal (70%)	Generador de Intermediación (10%)	Generador No-Principal LIE (20%)	Generador Principal	Generador de Intermediación	Generador No-Principal LIE

13	350	50	100	300	50	50
14	350	50	100	322	50	75
15	350	50	100	340	50	100
16	350	50	100	350	50	100

Segregación de energía generada

Hora De Operación (HO)	Instrucciones de despacho en el MTR (MW)				Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)		
	Principal	Intermediación	No-Principal	Total		Principal	Intermediación	No-Principal
13	300	50	50	400	398	300	50	48
14	322	50	75	447	448	322	50	76
15	340	50	100	490	490	340	50	100
16	350	50	100	500	510	350	50	110

1. En la HO 13, la Central Eléctrica genera menos energía que la asignada por el CENACE. La diferencia de energía es restada al Generador No-Principal LIE.
2. En la HO 14, la Central Eléctrica genera más energía que la asignada por el CENACE. Aunque el Generador Principal no es despachado hasta su máxima capacidad ofertada, la energía excedente es asignada al Generador No-Principal LIE.
3. En la HO 15, la Central Eléctrica genera la energía asignada por el CENACE.
4. En la HO 16, la Central Eléctrica genera más energía de la asignada por el CENACE y de su Capacidad Instalada. La energía excedente se le asigna al Generador No-Principal LIE.

Pagos por energía generada

5. La energía producida que le fue asignada al Generador de Intermediación, será pagada al titular del Contrato de Interconexión Legado al que está asociada la Central Externa Legada, de acuerdo a las condiciones establecidas en dicho contrato. Por otro lado, el CENACE liquida en cada uno de los mercados (MDA y MTR) a la “Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V” (Representante Principal) y al Generador No-Principal LIE por la cantidad de energía producida que le fue asignada. Los pagos recibidos por la “Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V” y Generador No-Principal LIE se muestran en la siguiente tabla:

Generador	Mercado	Hora De Operación (HO)	(a) Energía asignada (MW)	(b) Precio Marginal Local (\$/MWH)	(a) * (b) Pago por energía (\$)
-----------	---------	------------------------	---------------------------	------------------------------------	---------------------------------

Generador Principal	MDA	13	300	\$ 880	\$ 264,000
		14	322	\$ 895	\$ 288,190
		15	340	\$ 900	\$ 306,000
		16	350	\$ 902	\$ 315,700
	MTR	13	0	\$ 1,010	\$ 0
		14	0	\$ 1,050	\$ 0
		15	0	\$ 1,080	\$ 0
		16	0	\$ 1,100	\$ 0
	TOTAL	13	300		\$ 264,000
		14	322		\$ 288,190
		15	340		\$ 306,000
		16	350		\$ 315,700
Generador No-Principal LIE	MDA	13	50	\$ 880	\$ 44,000
		14	75	\$ 895	\$ 67,125
		15	100	\$ 900	\$ 90,000
		16	100	\$ 902	\$ 90,200
	MTR	13	-2	\$ 1,010	-\$ 2,020
		14	1	\$ 1,050	\$ 1,050
		15	0	\$ 1,080	\$ 0
		16	10	\$ 1,100	\$ 11,000
	TOTAL	13	48		\$ 41,980
		14	73		\$ 68,175
		15	100		\$ 90,000
		16	110		\$ 101,200

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo Real, no se consideran intervalos de 15 minutos, se considera una hora.

3.5.9 Políticas de Licencia

- (a) Cuando la Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad PIE-CIL-LIE presente una licencia que afecte la Capacidad de la Central Eléctrica, se afectarán las Capacidades de acuerdo a las siguientes reglas:
- (i) En primer orden se reducirá la Capacidad al Generador No-Principal LIE hasta agotar su Capacidad Registrada,
 - (ii) En segundo orden se reducirá la Capacidad del Generador de Intermediación hasta agotar su Capacidad Registrada,
 - (iii) Si una vez disminuyendo toda la Capacidad del Generador No-Principal LIE y la Capacidad del Generador de Intermediación aún se necesitará disminuir la Capacidad de la Unidad de Central Eléctrica, esta Capacidad se le disminuirá al Generador Principal.

- (b) En cualquier modo de operación bajo licencia, la energía se asignará considerando la disminución de las capacidades de los Generadores.
 - (i) Se asignará energía en primer orden al Generador Principal hasta su instrucción de despacho. En caso de existir energía excedente, se asignará primero al Generador de Intermediación y después al Generador No-Principal LIE considerando sus nuevas Capacidades. Si aún existe un remanente de energía, esta se asignará al Generador Principal hasta su Capacidad Registrada. Si aún existe un remanente de energía, ésta se asignará al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada. Si aún existe un remanente de energía, ésta se asignará al Generador No-Principal LIE sin límite.
 - (ii) Si la Capacidad del Generador No-Principal LIE se viese reducida en su totalidad, toda la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica será asignada al Generador Principal y al Generador de Intermediación.
 - (iii) Si las Capacidades del Generador No-Principal LIE y del Generador de Intermediación se viesen reducidas en su totalidad, toda la energía generada por la Unidad de Central Eléctrica será asignada al Generador Principal.

3.5.10 Políticas de Confiabilidad

- (a) Para las UPC en modalidad PIE-CIL-LIE, si el CENACE solicita un incremento de generación a la Central Eléctrica, se respetarán las energías asignadas previamente a cada representante de la UPC. Posteriormente, la energía excedente derivada de la emergencia se asignará de la siguiente manera:
 - (i) Primer orden al Generador Principal, hasta su Capacidad Registrada.
 - (ii) Segundo orden al Generador de Intermediación, hasta su Capacidad Registrada.
 - (iii) Tercer orden al Generador No-Principal LIE, por el total de la energía remanente.
- (b) Si el operador solicita un decremento de generación a la Central Eléctrica, ésta será llevada a cabo conforme las instrucciones de despacho emitidas con anterioridad y las energías asignadas de la siguiente manera:
 - (i) Primero se le restará al Generador No-Principal LIE, hasta que se reduzca la totalidad de su Capacidad.
 - (ii) Segundo se le restará al Generador de Intermediación, hasta que se reduzca la totalidad de su Capacidad.
 - (iii) Por último, se le restará Generador Principal.

3.5.11 Lineamientos de otros Estados Operativos

- (a) *Control Automático de Generación (CAG)*
 - (i) El punto base de generación deberá ser posicionado con el valor de la instrucción de despacho para el Generador Principal más la instrucción del Generador de Intermediación más la instrucción del Generador No-Principal LIE.
 - (ii) Para efectos de segregación de energía, se considera que la instrucción de despacho del Generador Principal es igual a la medición fiscal menos el despacho final de los Generadores No-Principales.
 - (iii) Si resultara que la instrucción de despacho para el Generador Principal es menor que su Potencia mínima de operación, se reasignará energía al Generador Principal hasta su Potencia mínima de operación y el resto se asignará al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada. En caso de tener energía adicional, ésta se reasignará al Generador No-Principal LIE.
 - (iv) Si resultara que la instrucción de despacho para el Generador Principal es mayor que su Capacidad Registrada, se asignará energía al Generador Principal hasta su

Capacidad Registrada. El resto de la energía se asignará primero al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada y en caso de haber energía adicional, esta se asignará al Generador No-Principal LIE sin límite.

(b) *Manual*

- (i) Si la medición fiscal es mayor que la instrucción de despacho registrada del Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) Si existe energía suficiente, se asignará al Generador Principal hasta el cumplimiento de su instrucción de despacho.
 - (B) Si existiera energía excedente, ésta será asignada al Generador de Intermediación hasta su Capacidad Registrada.
 - (C) Si aún existiera energía excedente, ésta será asignada al Generador No-Principal LIE sin límite.
- (ii) Si la medición fiscal es menor que la instrucción de despacho registrada para el Generador Principal en el Mercado de Tiempo Real, se reasignará toda la energía medida al Generador Principal. La parte del Generador de Intermediación y del Generador No-Principal LIE será cero.

(c) *Arranque*

- (i) Durante el proceso de arranque, toda la energía entregada por la UPC se asignará al Generador Principal hasta llegar a la instrucción de despacho en el Mercado de Tiempo Real.

(d) *Paro*

- (i) Durante el proceso de paro, se asignará la energía de la siguiente manera:
 - (A) En primer orden, se asignará al Generador Principal hasta cumplir con su instrucción de despacho.
 - (B) En segundo orden, se asignará al Generador de Interconexión hasta su Capacidad Registrada.
 - (C) Por último, se le asignará toda energía remanente al Generador No-Principal LIE.

(e) *Pruebas de Verificación de Capacidad*

- (i) Cuando se registren mediciones que no cumplan con la suma de las Capacidades establecidas en los contratos del Generador Principal, del Generador de Intermediación, y del Generador No-Principal LIE, se emitirá una licencia a la Central Eléctrica por no alcanzar la capacidad de alguno de los Contratos.
- (ii) Bajo Licencia, se afectará la Capacidad de generación en primer orden al Generador No-Principal LIE, en segundo orden al Generador de Intermediación y en tercer orden al Generador Principal.

3.6 Unidad de Central Eléctrica con un Generador Principal en el Mercado y un Generador No-Principal en el Mercado (LIE-LIE)

3.6.1 Una Unidad de Central Eléctrica que no tiene Capacidad comprometida en un Contrato de Producción Independiente o en un Contrato de Interconexión Legado, podrá registrarse como una "UPC Dinámicamente Programada" y ésta podrá contar con dos Generadores que la representen en el Mercado.

3.6.2 De acuerdo a la Base 3.3.23 (b), si se registra una UPC en modalidad LIE-LIE como una "UPC Dinámicamente Programada," el Generador que represente la mayor porción de la Capacidad Instalada será considerado el Generador Principal en el Mercado, mientras que el otro Generador será el Generador No-Principal en el Mercado. En caso de que ambos Generadores cuenten con exactamente la misma porción de la Capacidad Instalada (o la misma Capacidad Registrada), la Unidad de Propiedad Conjunta podrá elegir a qué Generador registrar como Generador Principal

en el Mercado (Generador Principal LIE) y a cual registrar como Generador No-Principal en el Mercado (Generador No-Principal LIE).

3.6.3 Para el caso descrito en el inciso anterior, el Generador Principal LIE hará ofertas completas, mientras que el Generador No-Principal LIE hará ofertas complementarias.

3.6.4 Únicamente el Generador Principal LIE podrá ofertar Servicios Conexos.

3.6.5 Las ofertas serán ofertas económicas basadas en costo conforme a lo descrito en la Base 9.5.1.

3.6.6 Instrucciones de Despacho

(a) Para el Mercado de Día en Adelanto, el despacho de las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad LIE-LIE se llevarán a cabo de la siguiente manera:

(i) Los dos Generadores que representen a la Unidad de Propiedad Conjunta en el Mercado se despacharán conforme a sus ofertas económicas. Ambos Generadores deberán ofertar la totalidad de su Capacidad disponible.

(b) Para el Mercado de Tiempo Real, el despacho de las Unidades de Propiedad Conjunta en modalidad LIE-LIE se llevarán a cabo de la siguiente manera:

(i) Tanto el Generador Principal como el Generador No-Principal LIE se despacharán conforme a su oferta económica. Ambos Generadores deberán ofertar la totalidad de su Capacidad disponible.

3.6.7 Asignación de Energía

(a) Para las UPCs operando bajo la modalidad LIE-LIE, la asignación de energía entre los Generadores de Mercado será de la siguiente manera:

(i) Fuentes Convencionales:

(A) La energía producida será asignada de manera proporcional a la última instrucción de despacho para cada Generador en el Mercado en Tiempo Real para el caso de las Unidades de Propiedad Conjunta convencionales.

(ii) Fuentes de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente:

(A) La energía producida será asignada de manera proporcional a las Capacidades registradas por cada Generador en el Mercado.

(b) El operador del CENACE debe registrar las licencias que afecten la Capacidad y los límites operativos de la Unidad de Central Eléctrica, así como las instrucciones de despacho.

Ejemplo 7

Despacho y asignación de energía de una Central Eléctrica representada en el Mercado por el Generador Principal LIE y un Generador No-Principal LIE

Suponga que una Unidad de Central Eléctrica con tecnología de ciclo combinado está representada en el Mercado Eléctrico Mayorista por dos Generadores en el Mercado (Generador Principal LIE, Generador No-Principal LIE) bajo la figura de "UPC Dinámicamente Programada" y tiene una capacidad total registrada de 220 MW, conforme a lo siguiente:

- Generador Principal en el Mercado: 120 MW (54.5%).
- Generador No-Principal en el Mercado: 100 MW (45.5%).

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MDA

1. Se consideran tres horas de un Día de Operación; cada representante de la Unidad de Propiedad Conjunta presenta sus Ofertas de Venta en el MDA y MTR y el CENACE emite instrucciones de

despacho en ambos mercados:

Mercado del Día en Adelanto				
Hora de Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador Principal LIE (54.5%)	Generador No-Principal LIE (45.5%)	Generador Principal LIE	Generador No-Principal LIE
1	120	100	120	100
2	120	100	108	90
3	120	100	96	80

Como se observa en la tabla anterior, ambos Generadores se despachan conforme a su oferta económica y la energía se asigna de manera proporcional a las capacidades registradas de cada Generador.

Ofertas de Venta, asignación y despacho en MTR

Mercado del Tiempo Real				
Hora De Operación (HO)	Oferta Completa (MW)	Oferta Complementaria (MW)	Instrucciones de despacho (MW)	
	Generador Principal LIE (54.5%)	Generador No-Principal LIE (45.5%)	Generador Principal LIE	Generador No-Principal LIE
1	120	100	120	100
2	120	100	108	90
3	120	100	96	80

Segregación de energía generada

2. De la producción total de energía de la Unidad de Propiedad Conjunta, el CENACE asigna energía de manera proporcional a la Instrucción de Despacho a los generadores:

Hora De Operación (HO)	Instrucciones de despacho en el MTR (MW)			Energía generada por la UPC (MW)	Energía asignada a los representantes (MW)	
	Principal	No-Principal	Total		Principal	No-Principal
1	120	100	220	219	119.45	99.55
2	108	90	198	198	108	90
3	96	80	176	180	98.18	81.82

3. En la HO 1, la Unidad de Propiedad Conjunta genera menos energía de la originalmente asignada por el CENACE. La diferencia se le resta a ambos Generadores proporcionalmente.
4. En la HO 3, la Unidad de Propiedad Conjunta genera más energía de la originalmente asignada por el CENACE. La diferencia se le asigna a ambos Generadores proporcionalmente.

Pagos por energía generada

5. El CENACE liquida en cada uno de los mercados (MDA y MTR) al Generador Principal por la cantidad de energía producida que le fue asignada. Al mismo tiempo, el CENACE liquida en cada uno de los mercados (MDA y MTR) al Generador No-Principal LIE por la cantidad de energía que le fue asignada. Los pagos que reciben los Generadores se muestran a continuación:

Generador	Mercado	Hora De	(a) Energía	(b) Precio Marginal	(a) * (b) Pago por
-----------	---------	---------	-------------	---------------------	--------------------

		Operación (HO)	asignada (MW)	Local (\$/MWh)	energía (\$)
Generador Principal LIE	MDA	1	120	\$ 255	\$ 30,600
		2	108	\$ 240	\$ 25,920
		3	96	\$ 220	\$ 21,120
	MTR	1	- 0.55	\$ 265	-\$ 145.75
		2	0	\$ 250	\$ 0
		3	2.18	\$ 240	\$ 523.20
	TOTAL	1	119.45		\$ 30,454.25
		2	108		\$ 25,920
		3	98.18		\$ 21,643.20
Generado No-Principal LIE	MDA	1	100	\$ 255	\$ 25,500
		2	90	\$ 240	\$ 21,600
		3	80	\$ 220	\$ 17,600
	MTR	1	-0.45	\$ 265	-\$ 119.25
		2	0	\$ 250	\$ 0
		3	1.82	\$ 240	\$ 436.80
	TOTAL	1	99.55		\$ 25,380.75
		2	90		\$ 21,600
		3	81.82		\$ 18,036.80

*Para simplificar el ejemplo en las Ofertas de Venta e instrucciones de despacho del Mercado de Tiempo Real, no se consideran intervalos de 15 minutos, se considera una hora.

3.6.8 Políticas de Licencia

- (a) Cuando la Unidad de Propiedad Conjunta en modalidad LIE-LIE presente una licencia que afecte la Capacidad de la Unidad Central Eléctrica, se afectarán las Capacidades proporcionalmente de acuerdo a las Capacidades Registradas.
- (b) En cualquier modo de operación bajo licencia, la energía se asignará utilizando las nuevas Capacidades limitadas de los Generadores.

3.6.9 Políticas de Confiabilidad

- (a) Para las UPCs en modalidad LIE-LIE, por confiabilidad, el operador del CENACE podrá dar la instrucción directa a la UPC de los cambios necesarios en los despachos de generación para la cual:
 - (i) Si el operador solicita incrementar la generación, en este caso, la energía excedente se asignará de manera proporcional al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE con respecto a la última instrucción de despacho en el MTR.
 - (ii) Si el operador solicita disminuir la generación, en este caso, la energía se le restará al de manera proporcional al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE con respecto a la última instrucción de despacho en el MTR.
- (b) La energía se asignará con respecto a las instrucciones de despacho en el Mercado de Tiempo Real para las Central Eléctricas Convencionales.
- (c) La energía se asignará proporcionalmente con respecto a la capacidad registrada para las Centrales Eléctricas Renovables o Cogeneración Eficiente.

3.6.10 Lineamientos de Estados Operativos

- (a) *Control Automático de Generación (CAG)*
 - (i) El punto base de generación deberá ser posicionado con el valor de la instrucción de despacho para el Generador Principal LIE más la instrucción del Generador No-Principal LIE.

- (ii) Se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a la última instrucción de despacho en el Mercado en Tiempo Real.
- (b) *Manual*
 - (i) Para las Centrales Eléctricas Convencionales se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a las instrucciones de despacho en el Mercado en Tiempo Real.
 - (ii) Para las Centrales Eléctricas Renovables o de Cogeneración Eficiente: Se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a sus Capacidades Registradas.
- (c) *Arranque*
 - (i) Para las Centrales Eléctricas Convencionales se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a las instrucciones de despacho en el Mercado en Tiempo Real.
 - (ii) Para las Centrales Eléctricas Renovable o de Cogeneración Eficiente: Se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a sus Capacidades Registradas.
- (d) *Paro*
 - (i) Para las Centrales Eléctricas Convencionales se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a la última asignación de energía en el Mercado en Tiempo Real.
 - (ii) Para las Centrales Eléctricas Renovables o de Cogeneración Eficiente: Se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con respecto a sus Capacidades Registradas.
- (e) *Pruebas de Verificación de Capacidad*
 - (i) Se asignará energía al Generador Principal LIE y al Generador No-Principal LIE de manera proporcional con las Capacidades Registradas.

CAPÍTULO 4

Registro de Unidades de Propiedad Conjunta

4.1 Opciones de Registro de Unidad de Propiedad Conjunta

- 4.1.1** La Unidad de Propiedad Conjunta podrá ser registrada ante el CENACE tanto por el Representante Principal como por el Representante No-Principal, siempre y cuando complete los procesos establecidos en este capítulo, así como lo establecido en la sección 4.2 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, con excepción del numeral 4.2.5.
- 4.1.2** El Representante No-Principal podrá registrar la Unidad de Propiedad Conjunta, sin necesitar el consentimiento del Representante Principal, con la finalidad de dar cumplimiento en lo dispuesto en el artículo 104, de la Ley, y la Base 3.3.22 de las Bases del Mercado Eléctrico, independientemente de la combinación de ésta.
- 4.1.3** El registro de activos relacionados con las Unidades de Propiedad Conjunta en el presente numeral sustituyen a lo descrito en el numeral 4.2.5 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Lo anterior en virtud de que el presente Manual es un reglamento específico orientado a las Unidades de Propiedad Conjunta.

- (a) Las Centrales Eléctricas, Unidades de Central Eléctrica y configuraciones de las anteriores, cuando contienen Unidades de Propiedad Conjunta, se deberán registrar por el Generador que sea su Representante Principal y su Representante No Principal.
- (b) El Anexo B, Formato de Acreditación de Unidad de Propiedad Conjunta, contenido en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes de Mercado será sustituido por el Anexo A del presente Manual. Dicho anexo formará parte del registro de la Unidad de Propiedad Conjunta.
- (c) Al ingresar al formato correspondiente de registro, el Participante del Mercado deberá seleccionar la opción de Unidad de Propiedad Conjunta, con lo que se desplegará el formato de Acreditación de Unidad de Propiedad Conjunta, que se describe en el Anexo A del presente Manual, el cual incluirá al menos:
 - (i) Manifestación de que se trata de una Unidad de Propiedad Conjunta y que cuenta con la firma de una de las partes.
 - (ii) Nombre del, o de los, representante(s) no-principal(es).
 - (iii) Datos del permiso de la CRE de cada representante. Para el caso de Generadores Exentos (sin permiso de la CRE) no se permitirá el registro de Centrales Eléctricas bajo la figura de Unidad de Propiedad Conjunta.
 - (iv) Manifiesto de conocer los alcances de su condición de Representantes No-Principales de la Unidad de Propiedad Conjunta, en cuanto a las reglas de despacho.
 - (v) Capacidad máxima de referencia de la Unidad de Central Eléctrica que corresponde a cada uno de los Representantes No-Principales (MW).
 - (vi) Opción elegida para presentar la curva de oferta:
 - (A) Unidad de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programada. Si se selecciona esta opción, los Representantes Principales o los Representantes No-Principales deberán registrar todos los parámetros indicados en los numerales 4.2.6 al 4.2.8 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
 - (B) Unidad de Propiedad Conjunta Combinada. Si se selecciona esta opción, el Representante Principal debe registrar todos los parámetros establecidos en este capítulo.
- (d) El formato (Anexo A) de Acreditación de Unidad de Propiedad Conjunta se deberá completar en el Módulo de Registro para su posterior impresión y firma, por las personas autorizadas por el Representante Principal o los Representantes No Principales. El formato firmado se deberá ingresar en el Módulo de Registro, escaneado en tamaño original, en formato Portable Document File (pdf).
- (e) El registro de la Unidad de Propiedad Conjunta se deberá completar con la captura de toda la información de la Central Eléctrica en el Módulo de Registro, tal como se señala en los numerales 4.2.6 al 4.2.8 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.
- (f) El Representante No-Principal de la Unidad de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programada, podrá registrar dicha unidad en caso que el Representante Principal la haya registrado y que ésta tenga el estatus de Activo Físico Acreditado, o en caso contrario, cuando no haya registrado dicha unidad.

- (g) En el Módulo de Registro, el Representante No-Principal seleccionará que va a registrar una Unidad de Propiedad Conjunta Dinámicamente Programada como su Representante No Principal, y se le solicitará:
- (i) Ingresar el número de identificación o ID de la Unidad de Central Eléctrica que haya sido proporcionado al Representante Principal por el CENACE cuando registró y se le dio el estatus de Activo Físico Acreditado. De esta manera, no se requerirá que el Representante No Principal capture la información, ni envíe la documentación de registro que ya ha sido remitida por el Representante Principal.
 - (ii) En caso de no contar con el número de identificación o ID de la Unidad de Central Eléctrica que registró el Representante Principal ante el CENACE y se le dio el estatus de Activo Físico Acreditado, el Representante No Principal solicitará en formato libre al CENACE, quien deberá responder en los siguientes dos días hábiles, con la siguiente información:
 - (A) Número de Identificación o ID de la Unidad de Central Eléctrica
 - (B) La información referente a los numerales 4.2.6 al 4.2.8 del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, según detalle el Representante No-Principal.
- (h) El Representante No Principal podrá registrar la Unidad de Propiedad Conjunta notificando al Representante Principal sobre dicho registro a través de un escrito libre que incluya lo descrito en los incisos (a) al (g), tres días hábiles antes de dicho registro.

4.1.4 El registro de activos se hará mediante una solicitud al CENACE y el registro de la información del Activo Físico a través del Módulo de Registro del Sistema de Información del Mercado.

4.1.5 Para el caso de Unidades de Propiedad Conjunta de tecnología convencional, cada Representante No-Principal deberá registrar los parámetros requeridos para la evaluación de sus ofertas complementarias contra costos de referencia. Dado que la oferta complementaria no incluye costos de arranque ni de operación en vacío, solamente se requerirá registrar los siguientes parámetros:

Tipo de combustible primario y tipo de combustible secundario

Porcentajes de la mezcla de combustibles de referencia para su configuración principal

Porcentajes de la mezcla de combustibles de referencia para su configuración alterna

Coeficientes A, B y C de su curva cuadrática equivalente de consumo de combustible vs generación de la siguiente forma:

$$y = Ax^2 + Bx + C$$

Para la obtención de la curva de consumo equivalente, el Representante No-principal deberá obtener la curva de consumo de combustible-generación de la UPC completa a partir de mediciones de régimen térmico. Después deberá seleccionar el segmento de la curva de la UPC que va a representar en el mercado y mediante un procedimiento algebraico, obtener los coeficientes de la curva equivalente, de manera que con esta curva se modele el consumo de combustible para el rango de operación del Representante No-principal que va de cero hasta su capacidad máxima registrada.

CAPÍTULO 5

Disposiciones Transitorias

5.1 Disposiciones transitorias

5.1.1 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 sujetará a dos acciones de simplificación el trámite denominado “Solicitud de Registro de Activos Físicos” con homoclave CENACE-02-002, para eliminar el requisito de firma del Representante principal, así como una reducción del plazo de respuesta dentro de ese mismo trámite.

5.1.2 El CENACE contará con un periodo de hasta 180 días a partir de la publicación del presente Manual en el DOF para hacer los ajustes necesarios para implementar los cambios requeridos en los sistemas de MDA, MTR y el proceso de segregación.

(a) Como excepción al inciso anterior, para que las disposiciones operativas de este Manual entren en efecto, el CENACE debe de contar con las facultades y capacidades operativas necesarias para aceptar ofertas económicas por parte de los Generadores de las Unidades de Propiedad Conjunta. De lo contrario, el CENACE continuará aceptando ofertas en Programa Fijo por parte de los Generadores de una Unidad de Propiedad Conjunta.

Anexo A

Formato para el Registro de Unidades de Propiedad Conjunta

Nombre de la Unidad de Propiedad Conjunta:	
Nombre, denominación o razón social del Representante Principal (RP) de la Unidad de Propiedad Conjunta:	
Nombre, denominación o razón social del Representante No-Principal 1 (RNP1) de la Unidad de Propiedad Conjunta:	
Nombre, denominación o razón social del Representante No-Principal 2 (RNP2) de la Unidad de Propiedad Conjunta:	
Información de la Unidad de Propiedad Conjunta:	
Opción de registro de la Unidad de Propiedad Conjunta (Elegir una opción)	<input type="checkbox"/> Registro Inicial <input type="checkbox"/> Conversión del Registro Inicial
Opción para presentar curvas de	

oferta: (Elegir una opción)	<input type="checkbox"/> Oferta UPC Combinada	<input type="checkbox"/> UPC Dinámicamente Programada			
Estatus de la Unidad de Propiedad Conjunta: (Elegir una opción)	<input type="checkbox"/> Firme Despachable	<input type="checkbox"/> Firme No-Despachable			
	<input type="checkbox"/> Intermitente Despachable	<input type="checkbox"/> Intermitente No Despachable			
Tipo de tecnología: (Elegir una opción)	Ciclo combinado	Turbogás	Cogeneración	Carboeléctrica	Eólica
	Combustión Interna	Hidroeléctrica	Geotérmica	Solar	Otra: _____ (especificar)

Unidad de Propiedad Conjunta Despachable

Representante	Parte de la Capacidad Máxima Neta que representa de la Unidad de Propiedad Conjunta	
	MW	% del total
RP		
RNP1		
RNP2		
Capacidad Total (MW)		
Límite Bajo para brindar servicios de regulación secundaria		NA
Límite Alto para brindar servicios de regulación secundaria		NA

Unidad de Propiedad Conjunta No-Despachable

Representante	Parte de la Capacidad Máxima Neta que representa de la Unidad de Propiedad Conjunta
	% del total
RP	
RNP1	
RNP2	
Capacidad Total (MW)	

Permisos y Autorizaciones			
	Número de Permiso de la CRE	Modalidad del Permiso de la CRE (PIE, Generador, autoabastecimiento, cogeneración, importación, exportación)	Número de Contrato de Participante del Mercado
RP			
RNP1			
RNP2			
El Representante No-Principal de la Unidad de Propiedad Conjunta, acepta las condiciones de prelación aquí asentadas y conoce todos los términos y condiciones que implica su registro como Unidad de Propiedad Conjunta, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico, las Disposiciones Operativas del Mercado y demás legislación aplicable.			
El Representante No-Principal de la Unidad de Propiedad Conjunta, al registrar la Unidad de Central Eléctrica en esta Modalidad, conoce que de acuerdo con lo establecido en las Reglas del Mercado, la entidad que toma la segunda parte de la capacidad de la Unidad de Propiedad Conjunta sólo será despachado si la primera parte de la Unidad de Propiedad Conjunta se despachó, y que la entidad que toma la tercera parte de la capacidad de sólo será despachado si la segunda parte fue despachada, de acuerdo a lo indicado al Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista.			
Firma, bajo protesta de decir verdad, el Representante No-Principal de la Unidad de Propiedad Conjunta, reconoce que la información aquí asentada es correcta y que conoce el alcance de la misma.			
Representante Principal o No-Principal (Elegir una opción)	<input type="checkbox"/> RP	<input type="checkbox"/> RNP1	<input type="checkbox"/> RNP2
<hr/> Nombre y Firma del representante legal del Representante Principal o No-Principal de la Unidad de Propiedad Conjunta			

Ajuste de Parámetros de Costos de Referencia de representantes No Principales

Los Generadores No Principales de UPC firmes despachables deberán registrar los siguientes parámetros para evaluar sus ofertas contra costos de referencia:

Coefficientes de la curva cuadrática equivalente de consumo de combustible vs generación $y = Ax^2 + Bx + C$

Tipos de combustible y mezcla de referencia en su configuración principal

Tipos de combustible y mezcla de referencia en su configuración alterna

La curva equivalente deberá reflejar el consumo de combustible que se tiene, de acuerdo al segmento de la UPC seleccionado, para su rango operativo ofertado que va de cero hasta su capacidad máxima registrada. Para esto, la curva equivalente de consumo de combustible vs generación no deberá incluir los consumos de combustibles que corresponden al despacho de los otros Participantes de la UPC.