CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Foro sobre Derechos Financieros de Transmisión

Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión

CENACE

Ciudad de México 18 de septiembre 2018

CENACE®
Centro Nacional de Control de Energía

El presente documento constituye una opinión técnica no vinculante, que no compromete a ningún área del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ni a su Órgano de Gobierno; su carácter es meramente informativo y de orientación. Por lo anterior, no implica ninguna responsabilidad en relación con sus contenidos o su veracidad y, en ningún caso, podrá ser considerado el CENACE responsable frente a terceras personas, por el uso o las decisiones que se tomen con base en esta opinión, misma que no presupone ninguna posición institucional, incluyendo algún parecer de algún miembro del Órgano de Gobierno.

Objetivo del Foro sobre Derechos Financieros de Transmisión

- Exponer las principales características de los Derechos Financieros de Transmisión que estarán operando en México
- Dar a conocer los requisitos para la obtención y titularidad de Derechos Financieros de Transmisión
- Exponer los criterios y consideraciones para la definición de los modelos de red para las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
- Analizar ejemplos de la optimización de Ofertas Económicas en el proceso de Subasta de Derechos Financieros de Transmisión
- Dar a conocer el proceso de Garantías y de Liquidación de los Derechos Financieros de Transmisión

La agenda propuesta para el presente foro no representa un capacitación sobre las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, el contenido de la misma es de carácter teórico

Índice

Foro sobre Derechos Financieros de Transmisión

- Derechos de Transmisión

- Importancia de los Derechos Financieros de Transmisión en el Esquema del Mercado
- Características de los Derechos Financieros de Transmisión
- Derechos Financieros de Transmisión Legados

- Características principales de la subasta mensual
- Requisitos para participar en la subasta

- Garantías de la subasta de derechos financieros de transmisión

---

- Modelo de red
- Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

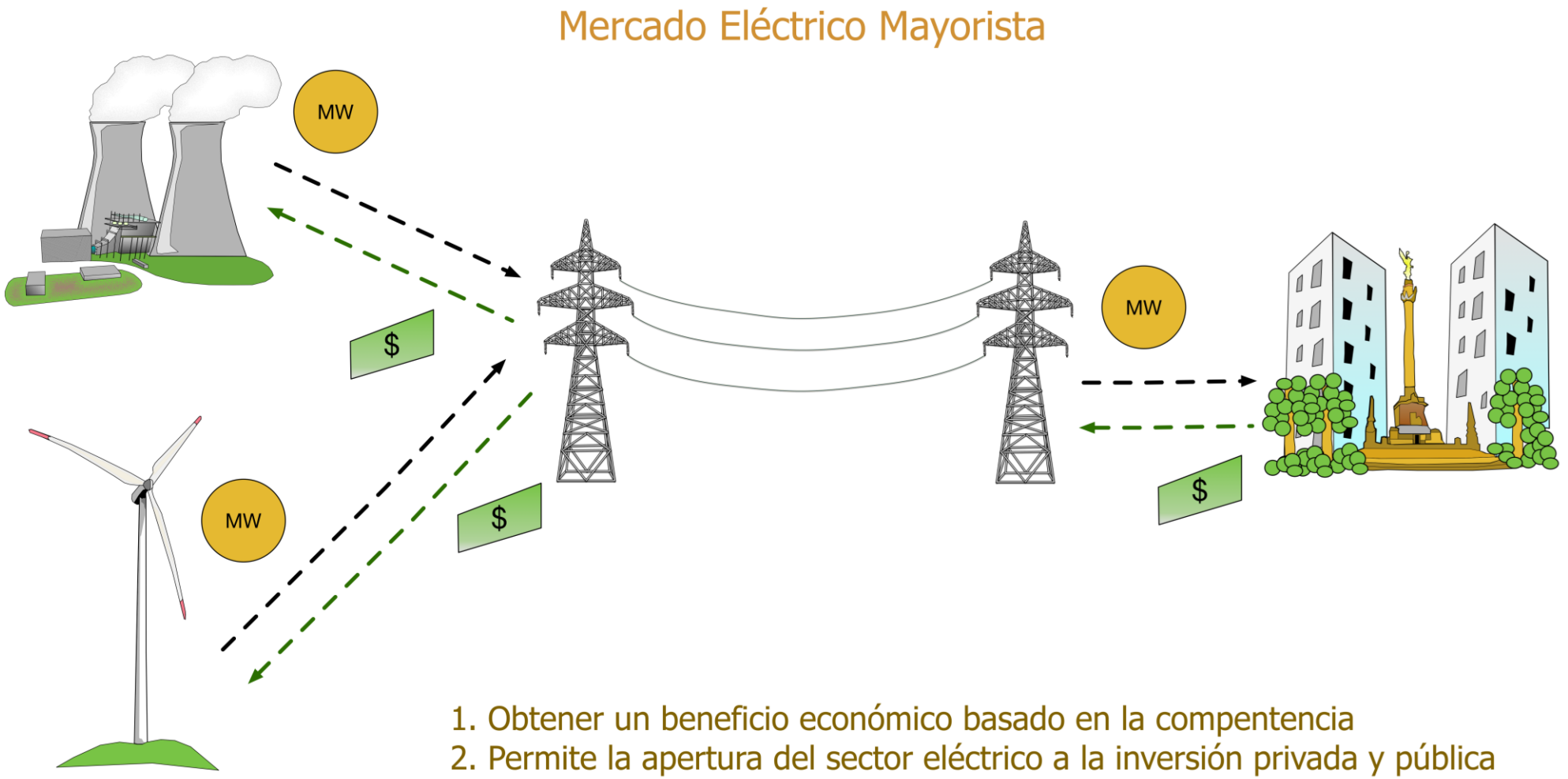
- Ofertas económicas y portafolios
- Prueba de factibilidad simultanea de la subasta

- Liquidación de la subasta de derechos financieros de transmisión

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

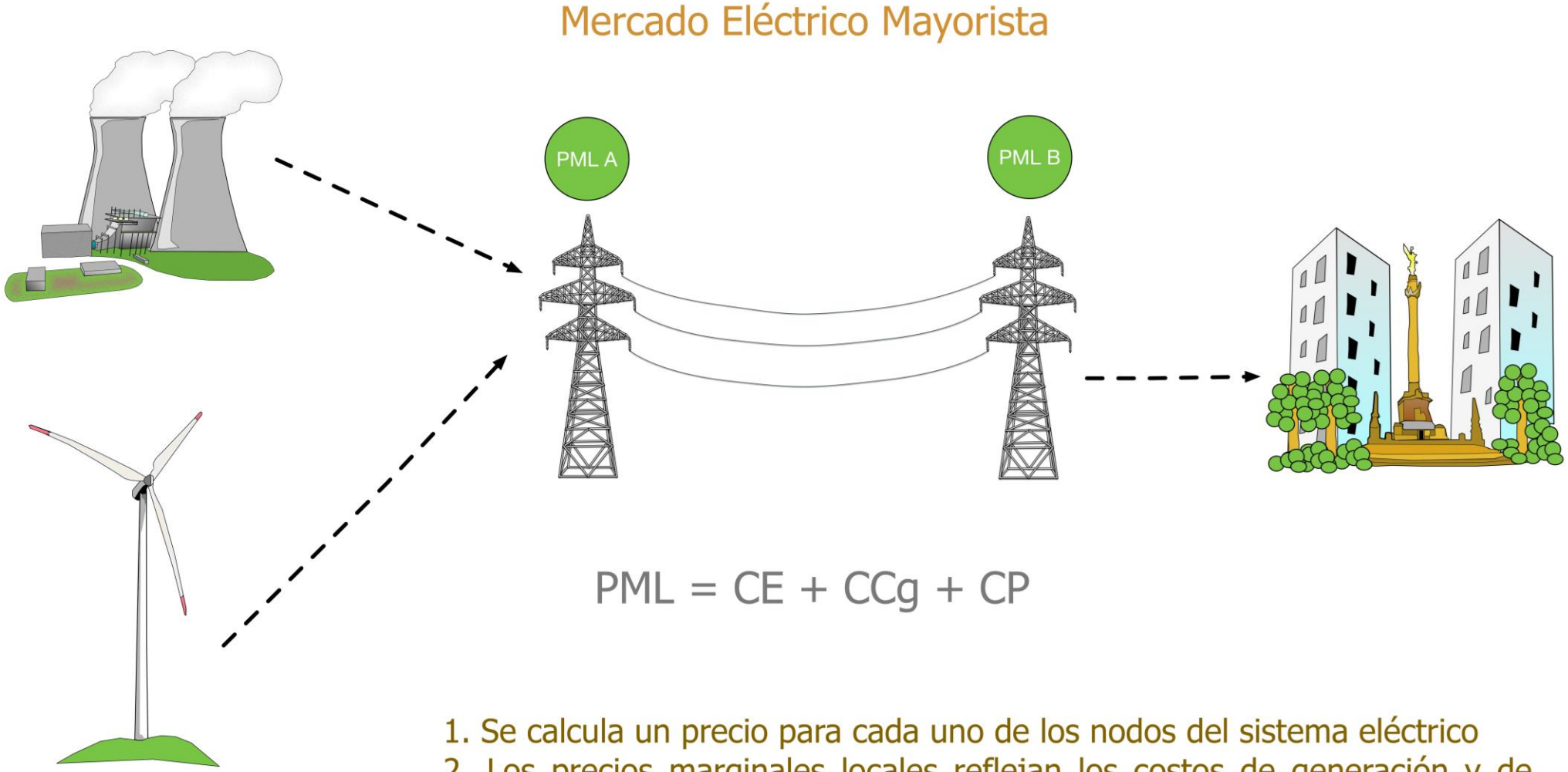
Derechos de Transmisión

Derechos de Transmisión



1. Obtener un beneficio económico basado en la compentencia
2. Permite la apertura del sector eléctrico a la inversión privada y pública
3. Permite el acceso a la capacidad operativa y financiera del sistema eléctrico

Derechos de Transmisión

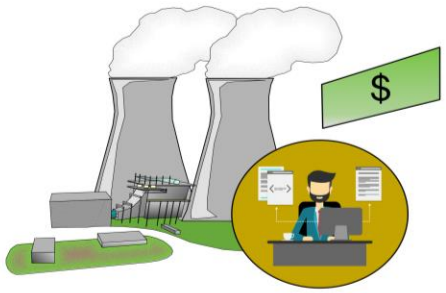


$$PML = CE + CCg + CP$$

1. Se calcula un precio para cada uno de los nodos del sistema eléctrico
2. Los precios marginales locales reflejan los costos de generación y de transporte de energía
3. Se presentan variaciones impredecibles en los precios de mercado

Derechos de Transmisión

Los problemas de variación en los precios de mercado están asociados a la limitante física en la capacidad de transmisión de las líneas de Transmisión



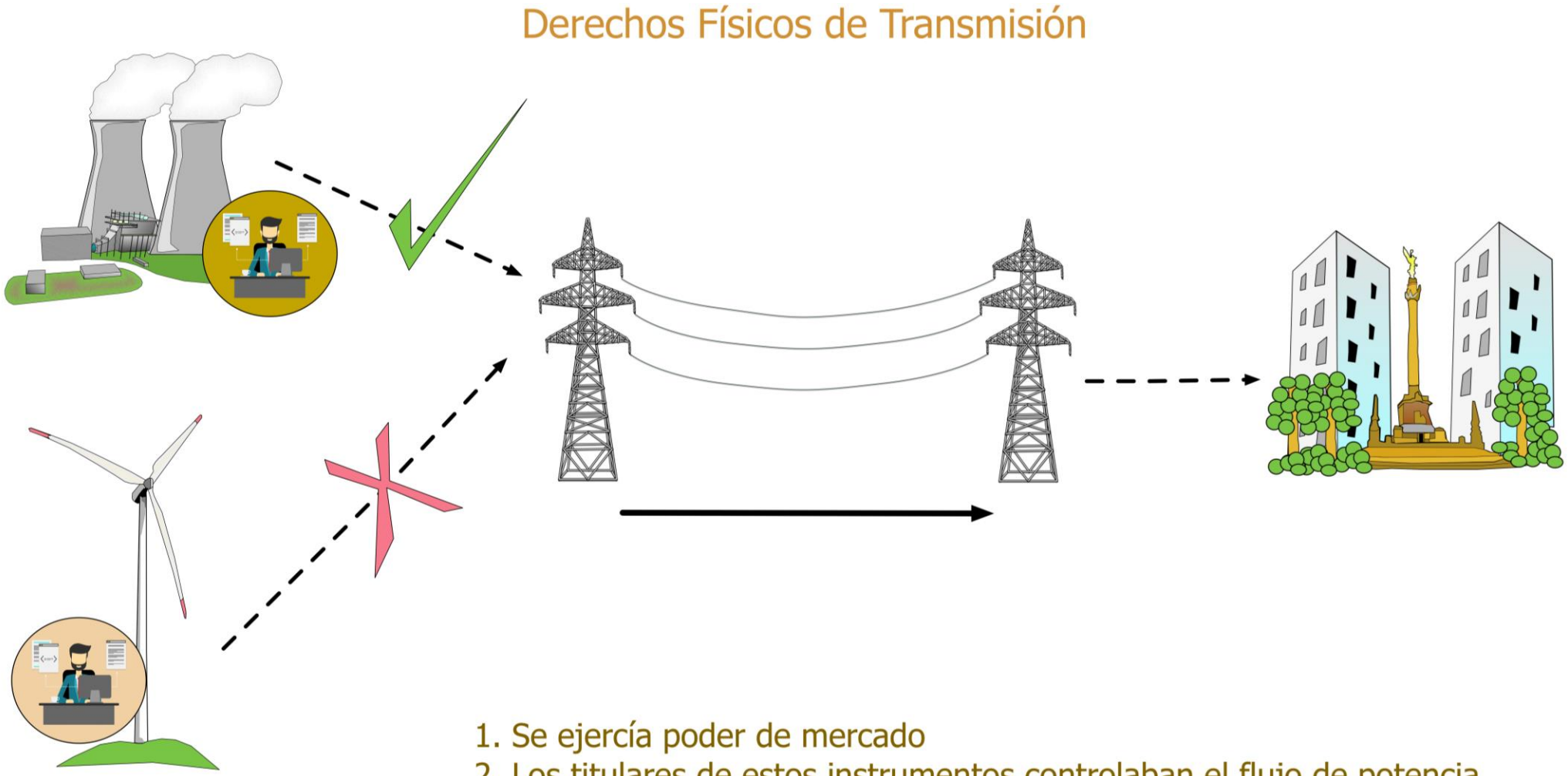
Se generan problemas en las percepciones económicas de los Participantes de Mercado al quedar expuestos al problema de volatilidad de los precios

Se obliga a que se generen contratos de diferentes características entre Participantes de Mercado afectando la competencia y el beneficio económico del Mercado

Era necesario establecer instrumentos que afrontarán el problema de la limitante en la capacidad de transmisión y la constante exposición de los Participantes de Mercado a la variación de los precios de mercado.

Derechos de Transmisión

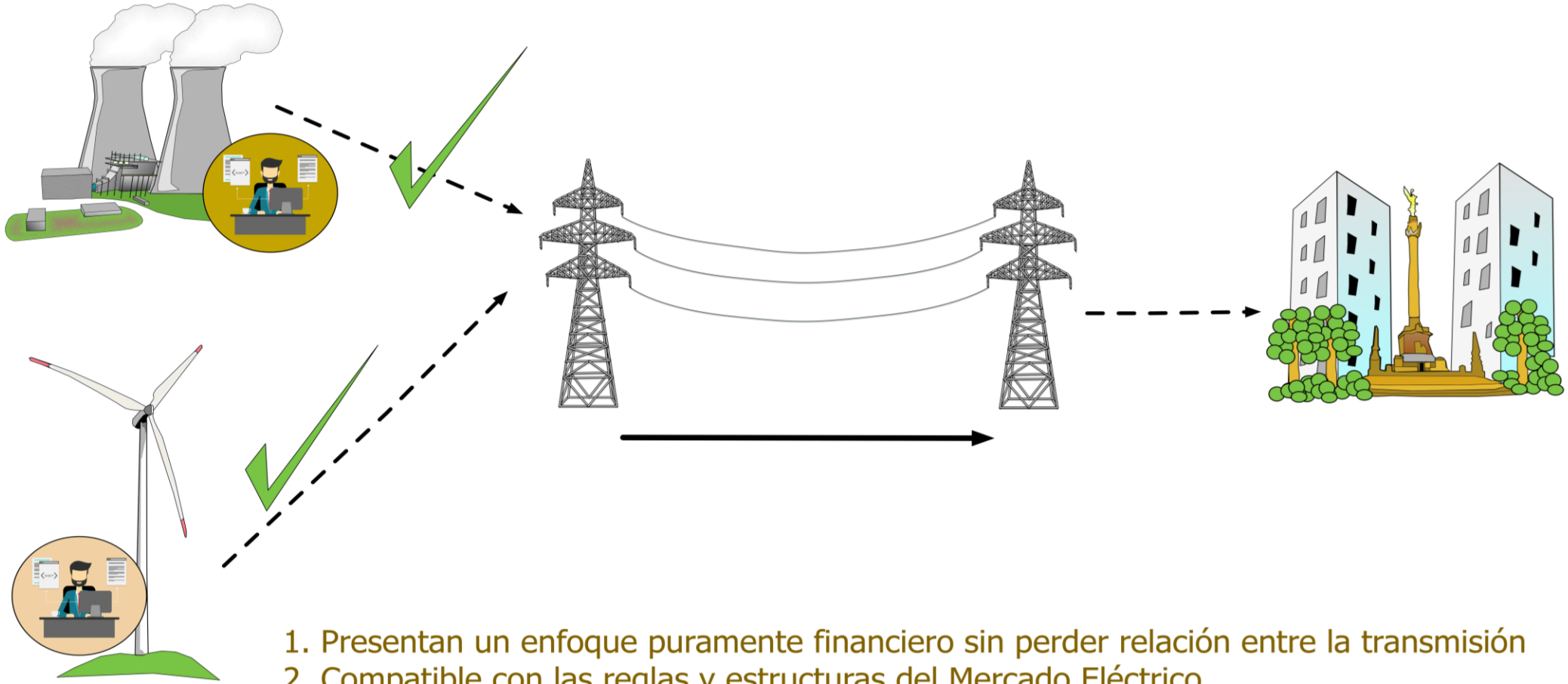
Derechos de Transmisión



1. Se ejercía poder de mercado
2. Los titulares de estos instrumentos controlaban el flujo de potencia
3. Limitaban el acceso a centrales eléctricas de costos bajos
4. Reflejaban una disminución en la capacidad de transmisión del sistema

Derechos de Transmisión

Derechos Financieros de Transmisión



1. Presentan un enfoque puramente financiero sin perder relación entre la transmisión
2. Compatible con las reglas y estructuras del Mercado Eléctrico
3. Separa la propiedad de las líneas de transmisión
4. Controla el problema de poder de mercado
5. Permite obtener una mejor competencia entre Participantes de Mercado pues no limita el acceso al uso de las redes de transmisión del sistema eléctrico.

Derechos de Transmisión

Tabla 1. Implementación de los Derechos Financieros de Transmisión

Año de Implementación	Mercado/Operador	Siglas
Abril de 1999	PJM Energy Market	PJM
Diciembre de 1999	New York Indepent System Operator	NYISO
Marzo de 2003	New England ISO	ISO-NE
Abril de 2005	Midcontinent Independent System Operator	MISO
Abril de 2009	California Independet System Operator	CaISO
Diciembre de 2010	Electric Reliability Council of Texas	ERCOT
Marzo de 2014	Southwest Power Pool	SPP
30 de noviembre de 2016	DFT-Legados Mercado Eléctrico Mayorista en México	MEM-CENACE
Último trimestre de 2018	Subasta de DFT - MEM	MEM-CENACE

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Importancia de los Derechos Financieros de Transmisión en el Esquema del Mercado

Introducción a los Derechos Financieros de Transmisión

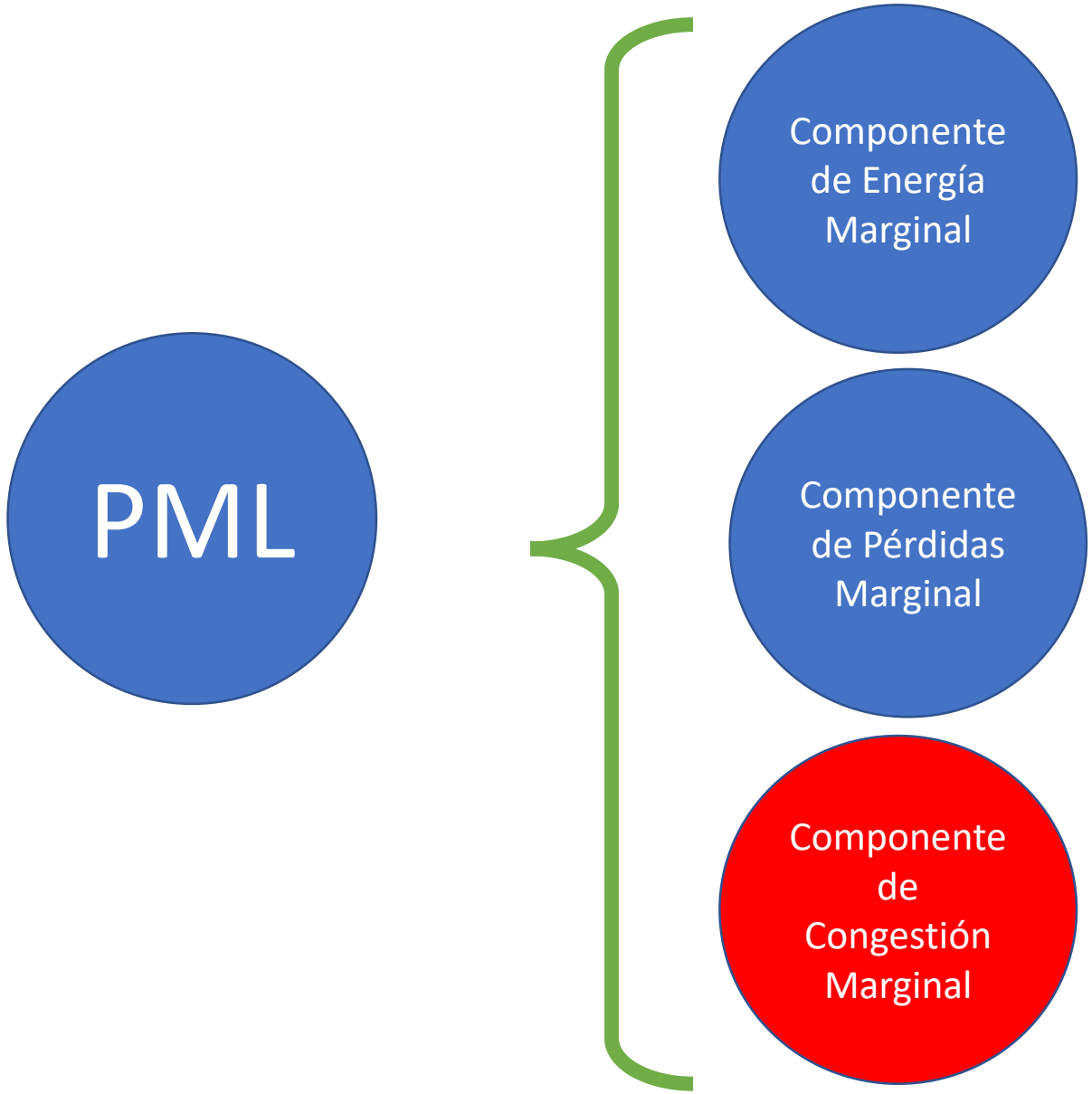
¿Qué son los Derechos Financieros de Transmisión?

- Los Derechos Financieros de Transmisión son instrumentos financieros que brindan protección contra los riesgos de la congestión en el Precio Marginal Local (PML), la cual se deriva de las limitaciones físicas de la red.

Se definen en las Bases del Mercado Eléctrico:

- Los Derechos Financieros de Transmisión le otorgan a su titular el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales en dos NodosP: un nodo de origen y un nodo de destino.

Introducción a los Derechos Financieros de Transmisión



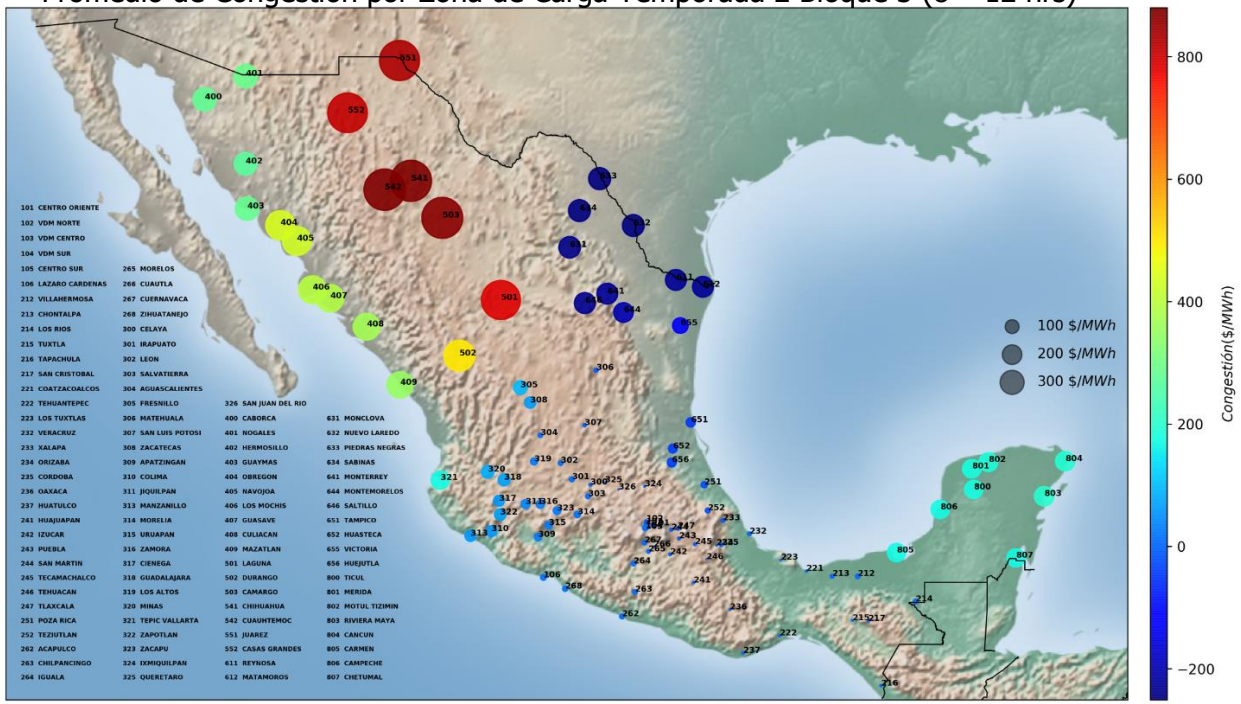
Precio Marginal Local: Precio marginal de energía eléctrica en un NodoP en el Modelo Comercial de Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Las líneas de transmisión tienen límites de capacidad que deben respetarse para proteger las líneas y la estabilidad del sistema.
Cuando el despacho económico resulta en la violación de límites, la transmisión se vuelve un recurso escaso y se requiere redespacho para mantener el sistema en condiciones de seguridad.

Introducción a los Derechos Financieros de Transmisión

Congestión del Mercado Eléctrica

Promedio de Congestión por Zona de Carga Temporada 2 Bloque 3 (8 – 12 hrs)

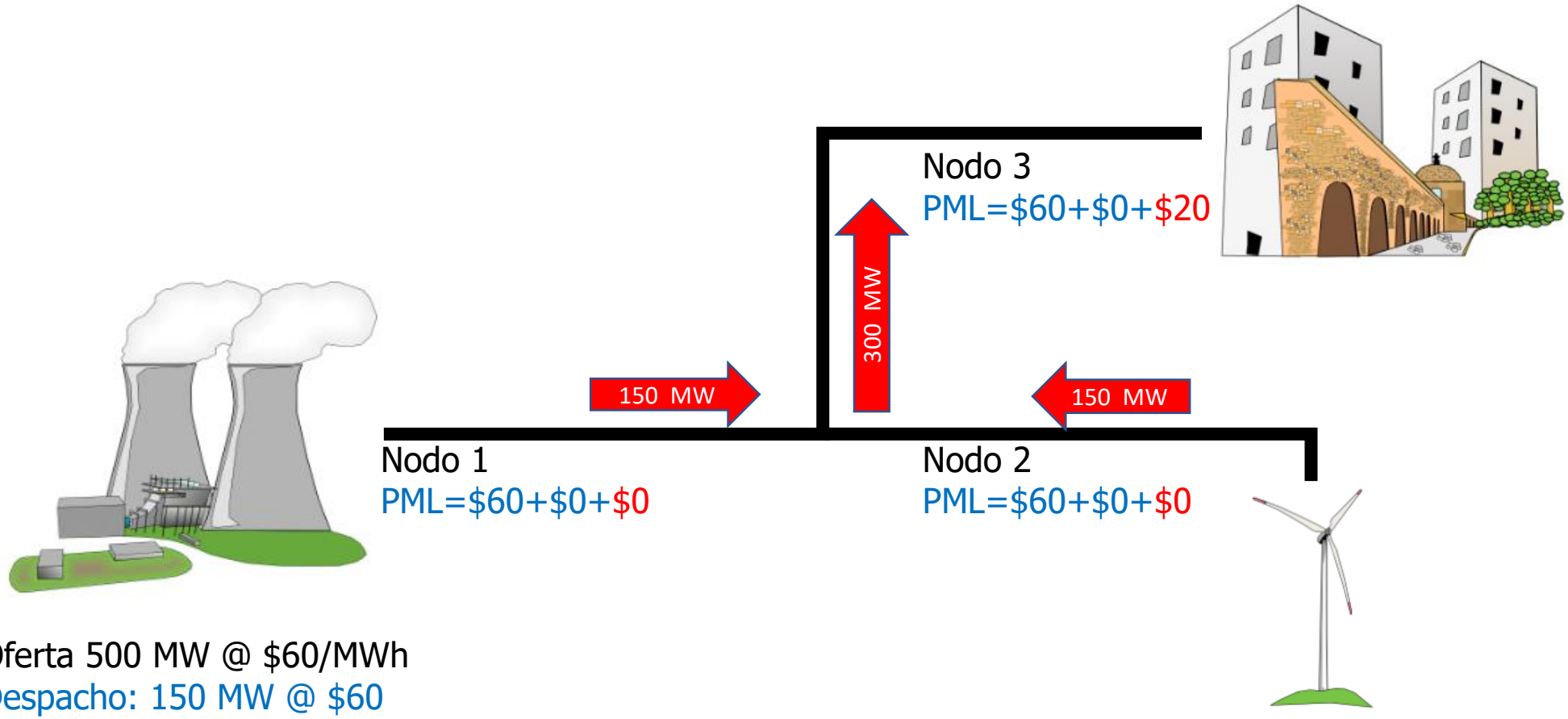


La congestión que se deriva de las limitantes físicas de la red de transmisión, es un elemento clave en la búsqueda de un mercado eficiente.

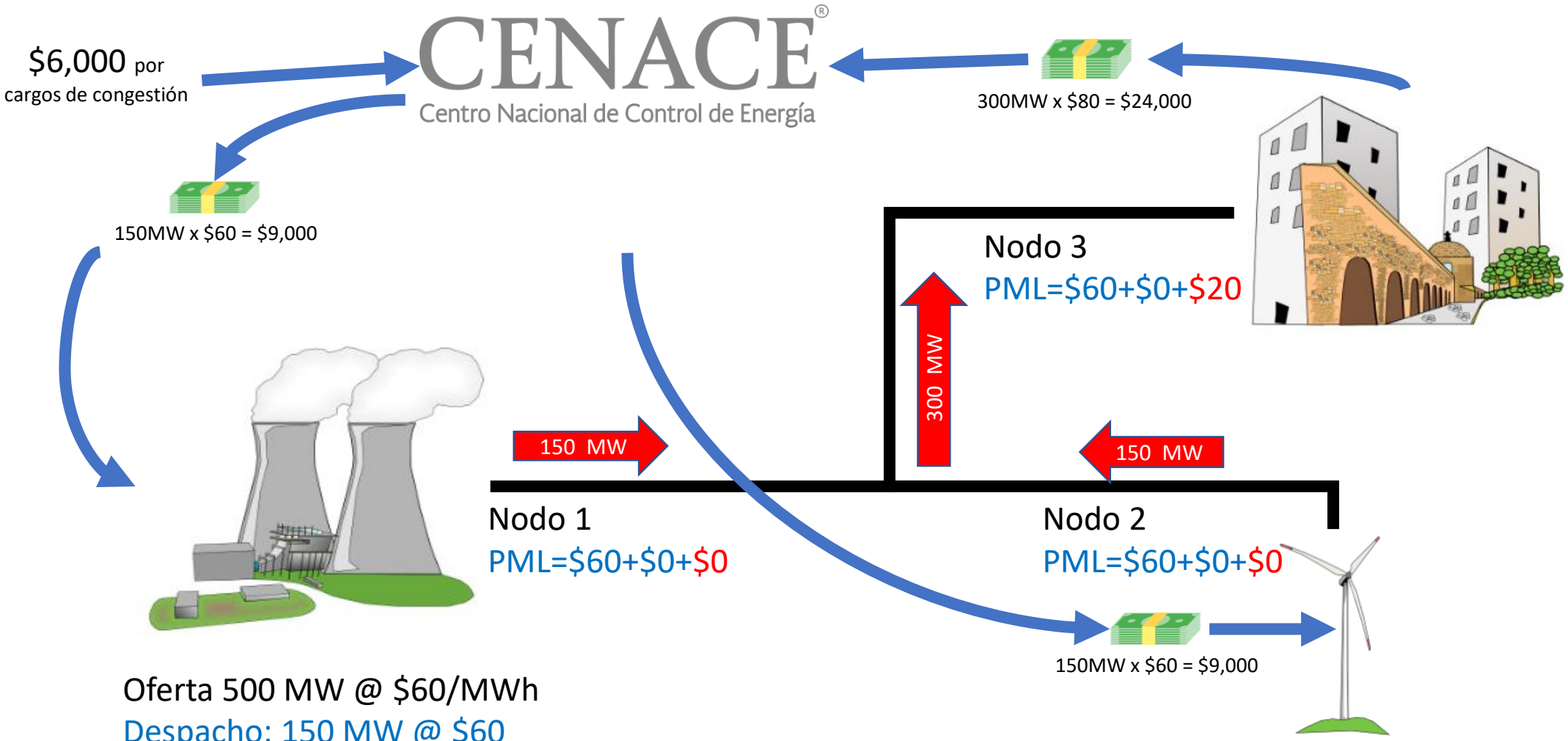
Esta congestión se genera al no existir capacidad de transmitir todo el flujo de energía generado por fuentes de bajos costos en hora pico hacia los centros de demanda, que particularmente tienen como característica estar alejados por grandes distancias de los centros de generación.

Ejemplo

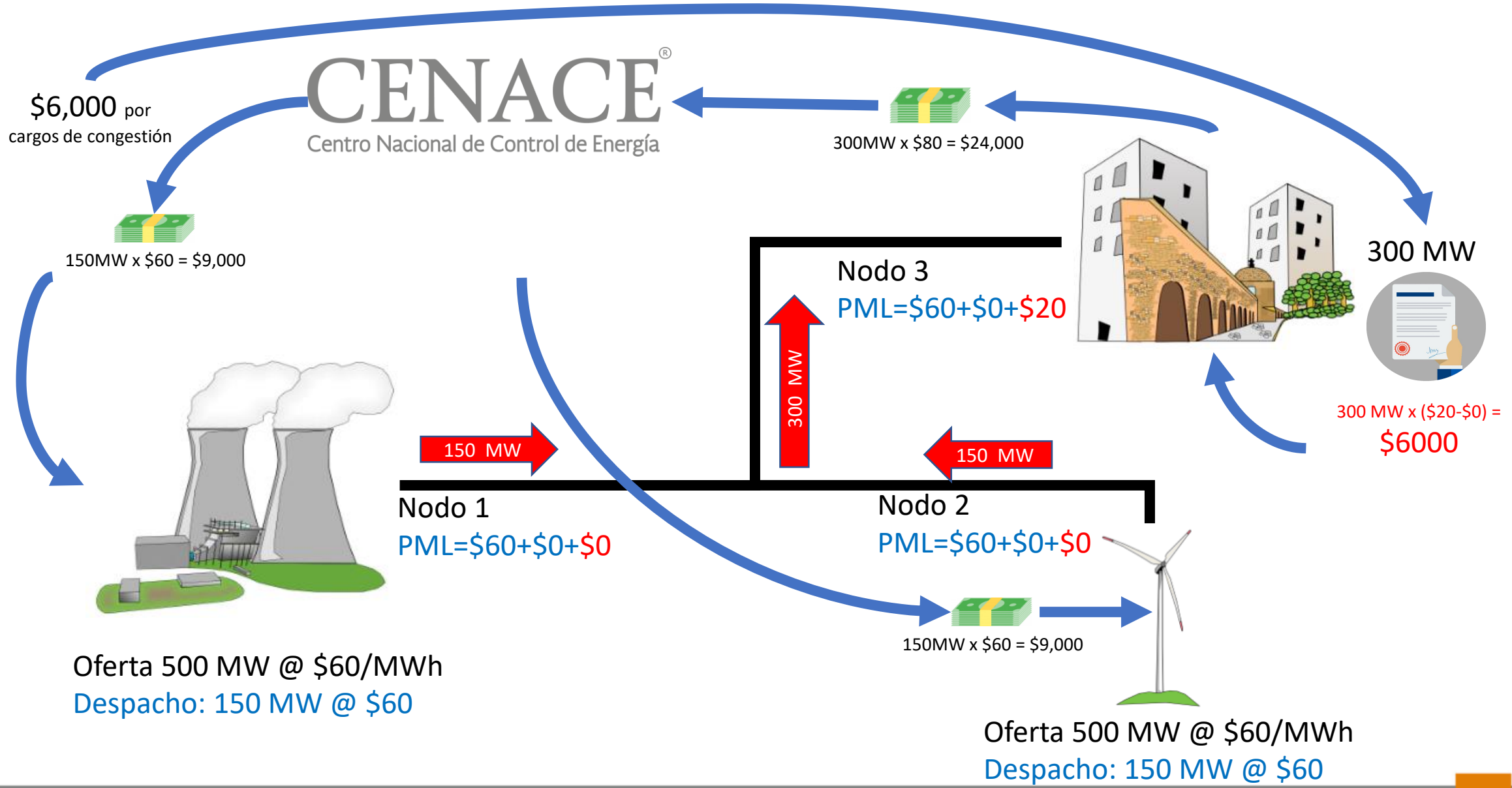
Se requiere alimentar una demanda de 300 MW, 2 generadores están ofertando a $60/MWh.



Ejemplo Sin Cobertura



Ejemplo con Cobertura



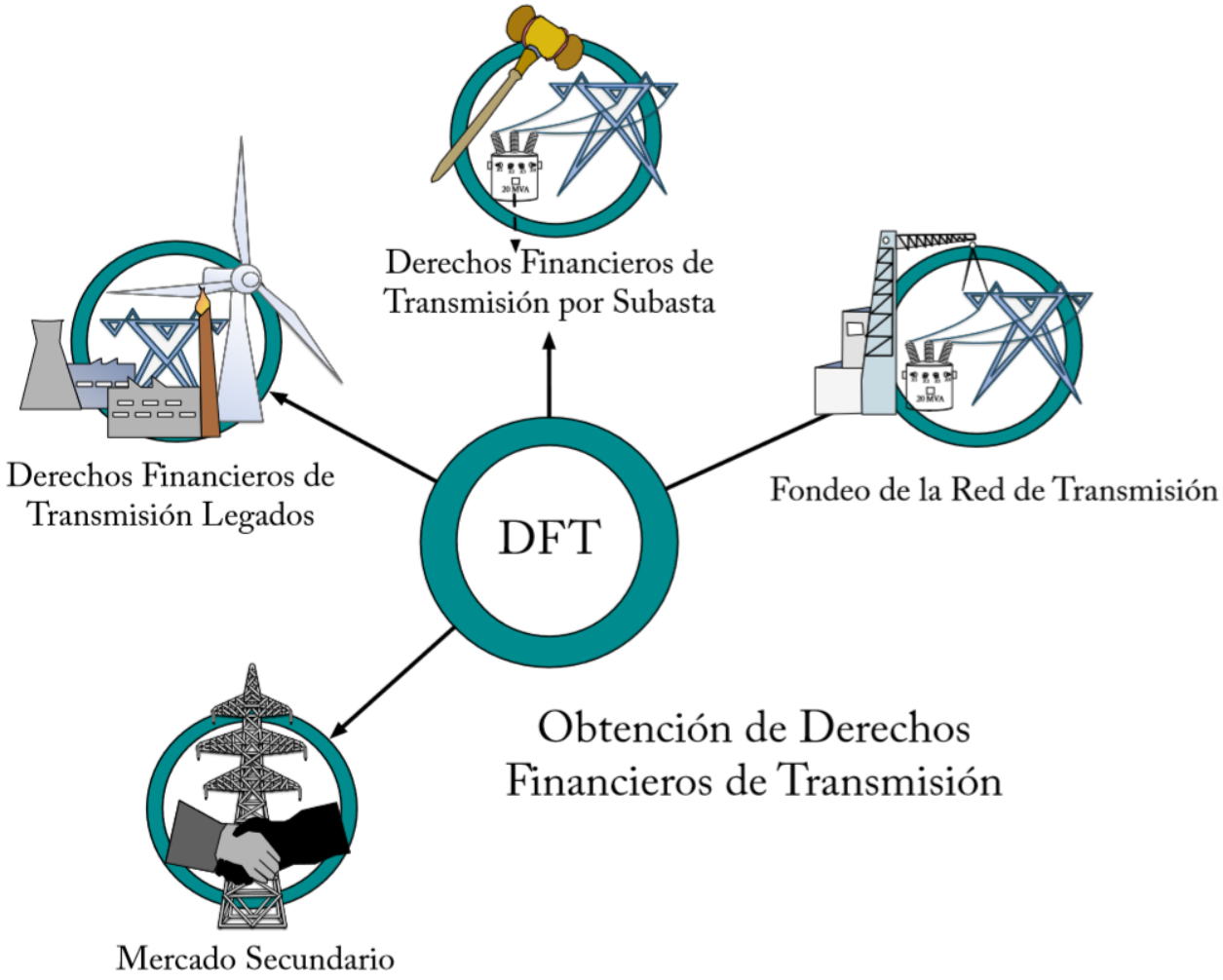
CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Características de los Derechos Financieros de Transmisión

Generalidades de los Derechos Financieros de Transmisión

Obtención de los Derechos Financieros de Transmisión.

Cualquier tipo de DFT que sea adquirido es de carácter obligatorio.



Características Principales de un Derecho Financiero de Transmisión

TITULAR	PM
CANTIDAD	BASE 1 MWh
PERIODO Y VIGENCIA	TEMPORADA BLOQUE Y HORARIO
NODO EXTRACCIÓN	NODOS P (NODOS DE PRECIO)
NODO INYECCIÓN	NODOS P (NODOS DE PRECIO)

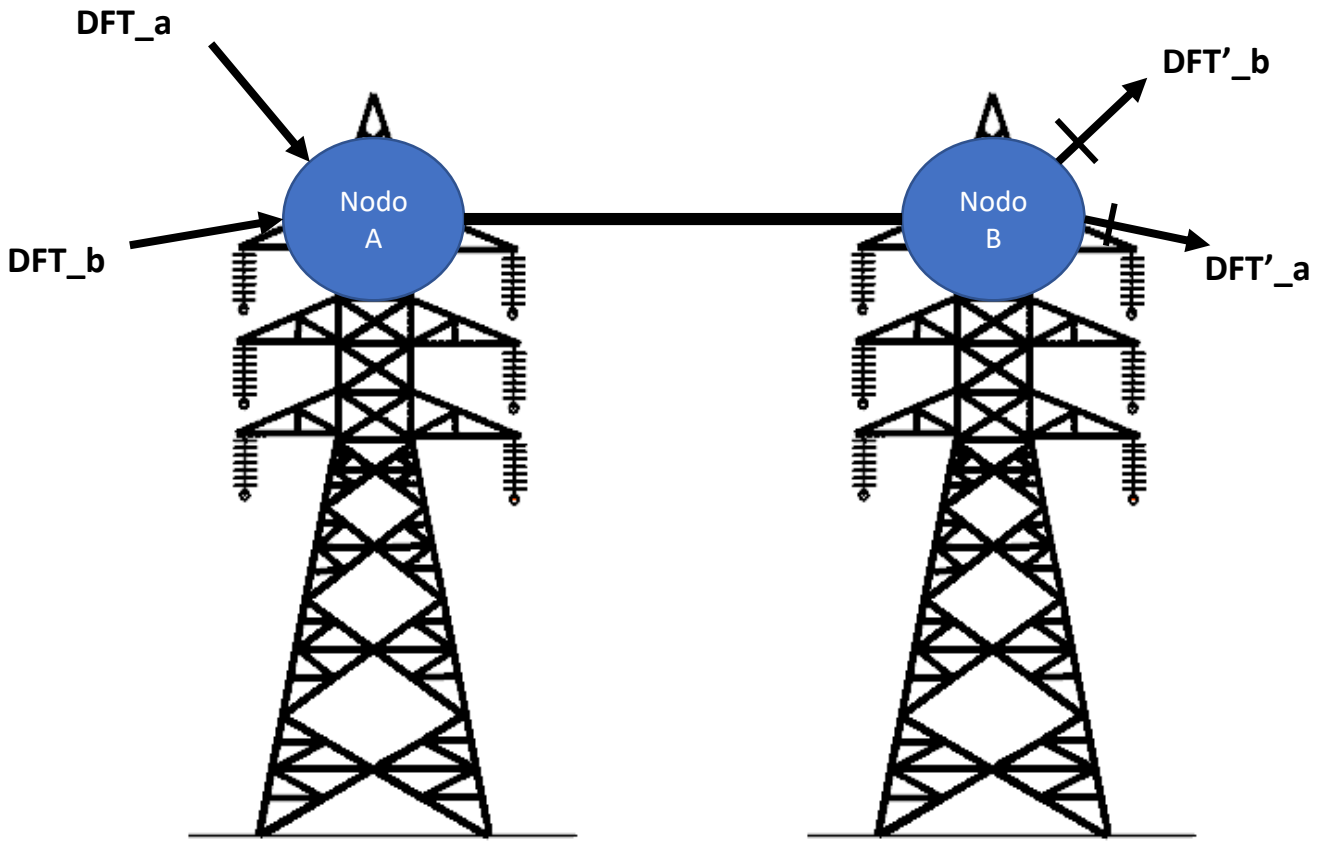
Generalidades de los Derechos Financieros de Transmisión

Los Derechos Financieros de Transmisión "otorgan el derecho y obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los componentes de congestión marginal de los PML del Mercado de un Día en Adelanto entre un nodo de generación y un nodo de destino"

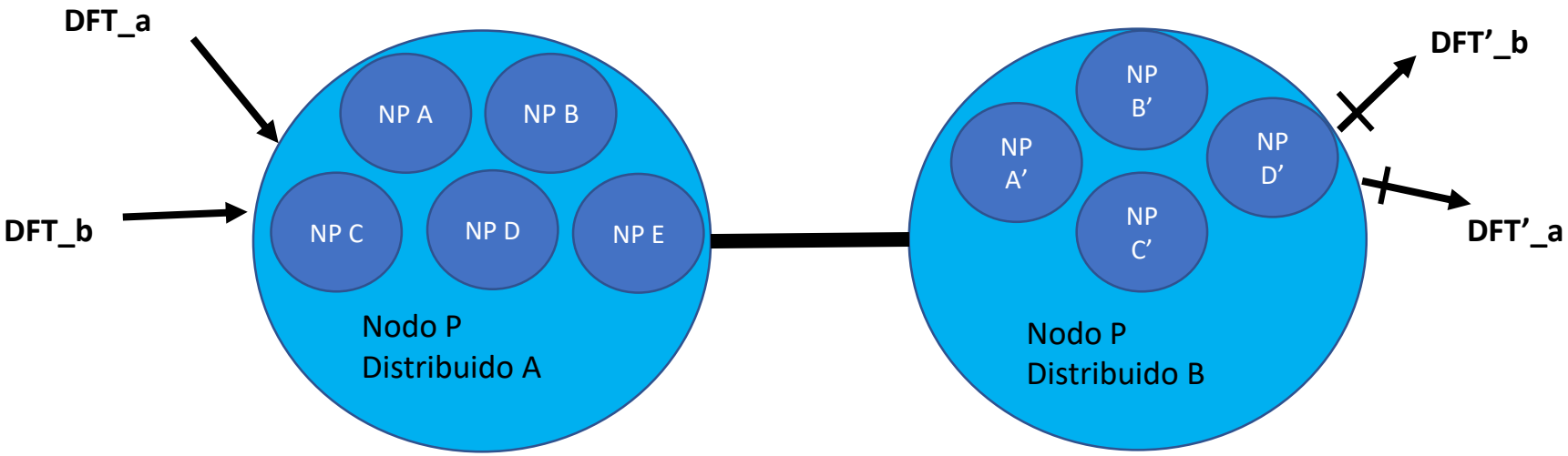
- Los Derechos Financieros de Transmisión no otorgan el derecho físico para el uso de la red de transmisión.
- Todos los DFT a otorgarse se encuentran balanceados.
- Cada DFT se expresa en forma unitaria por unidad de energía, es decir, 1 MWh.
- No se incluye el componente de Pérdidas del PML
- Los precios o componentes de congestión marginal del Mercado de Tiempo Real no tienen efecto sobre las liquidaciones de los DFT.

Definición de Trayectorias de DFT

Nodo P Elemental: Punto de Interconexión de una Unidad o Centro de Carga



Definición de Trayectorias de DFT



Nodo P Distribuido: Conjunto de Nodos Ponderados que representan una Zona de Carga o una Zona de Generación.

Definición de Trayectorias de DFT

Ejes de intercambio

Ejes de Intercambio, son agregaciones de nodos P en una región del sistema calculados con fines de liquidación.

En el Mercado de Subastas de Mediano Plazo han sido definidas 8 Super-Zonas de carga agrupadas, las cuales corresponden a Hub de Carga en la Subasta de DFT.

¿Por qué existe la necesidad de considerar Ejes de Intercambio?

Los ejes de intercambio en el Mercado de Corto Plazo otorgan flexibilidad a las transacciones bilaterales de energía entre proveedores y compradores, obteniendo las siguientes ventajas:

1. Reducen el riesgo producido por la volatilidad de los PML en el MDA.
2. Equilibrar el riesgo del diferencial de los PML entre proveedores y compradores.

Los proveedores de energía buscan vender energía en sus nodos de entrega, por lo que el comprador estaría expuesto a un diferencial PML entre la fuente del proveedor y la carga del comprador.

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Derechos Financieros de Transmisión Legados

Derechos Financieros de Transmisión Legados

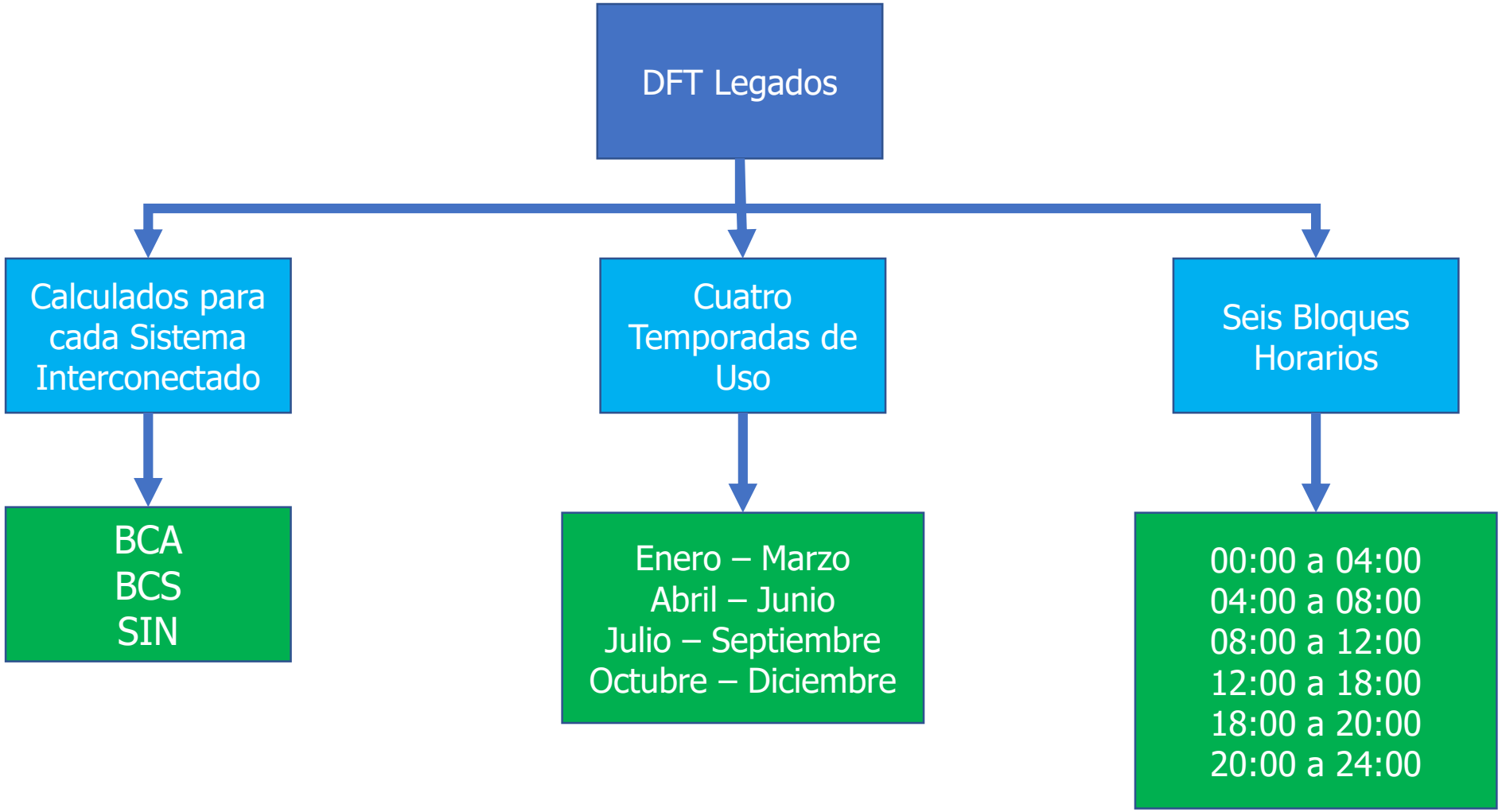
Los Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFTL) son un tipo especial de DFT creados a partir del uso histórico de la red nacional de transmisión.

Son asignados a:

El 30 de noviembre de 2016 fueron asignados al **Suministrador de Servicios Básicos** y al **Generador de Intermediación** los DFT Legados, correspondientes al periodo del 12 de agosto de 2012 al 11 de agosto del 2014 para aquellas centrales de uso convencional y a un periodo de 10 años para centrales de tipo renovable.

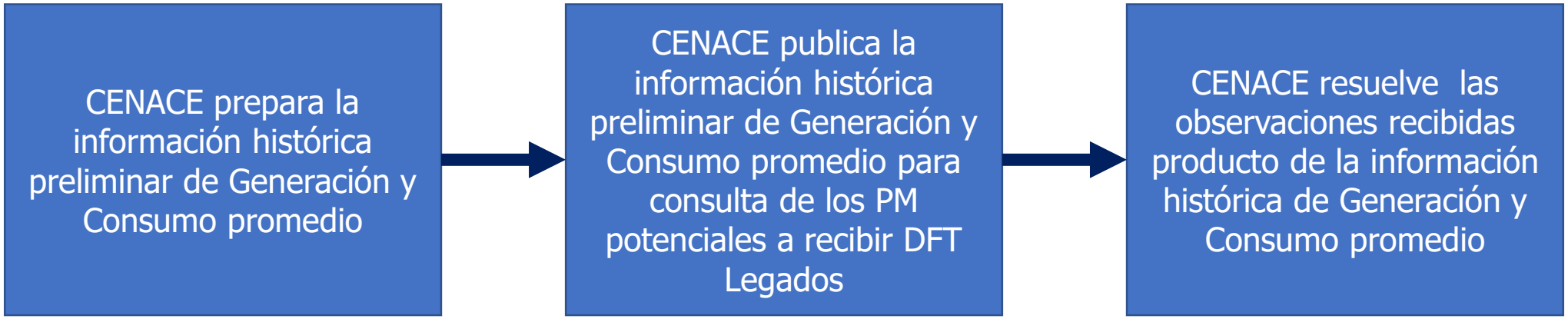
Derechos Financieros de Transmisión Legados

Consideraciones para la Asignación de DFT Legados



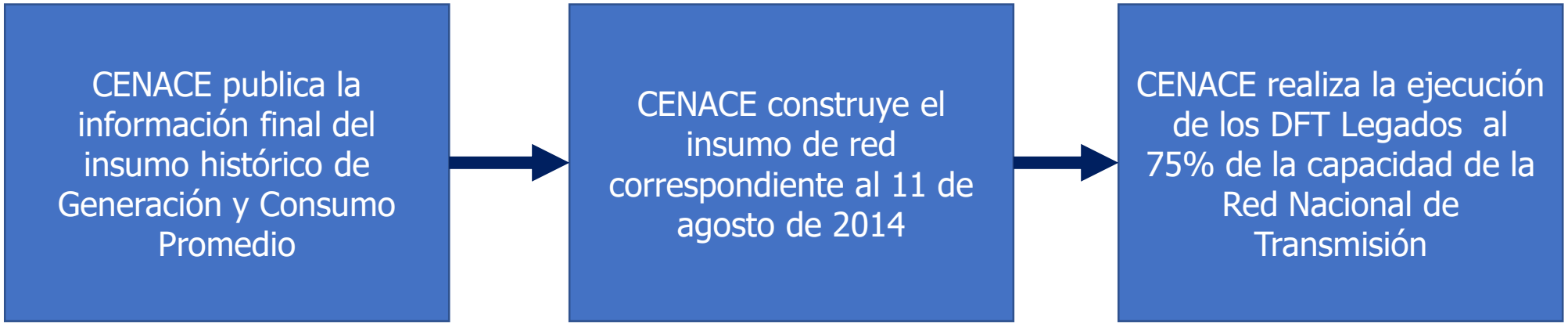
Derechos Financieros de Transmisión Legados

Proceso de Asignación Inicial de DFT Legados



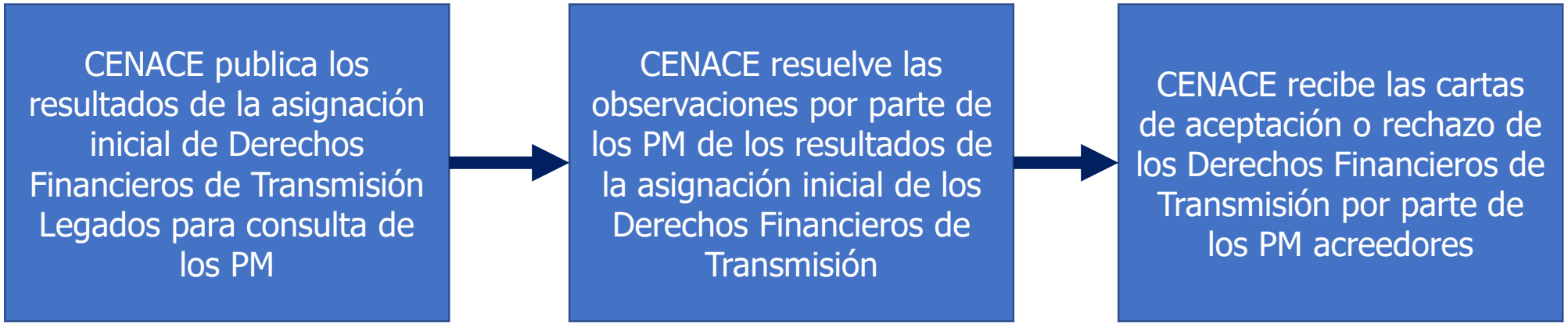
Derechos Financieros de Transmisión Legados

Proceso de Asignación Inicial de DFT Legados



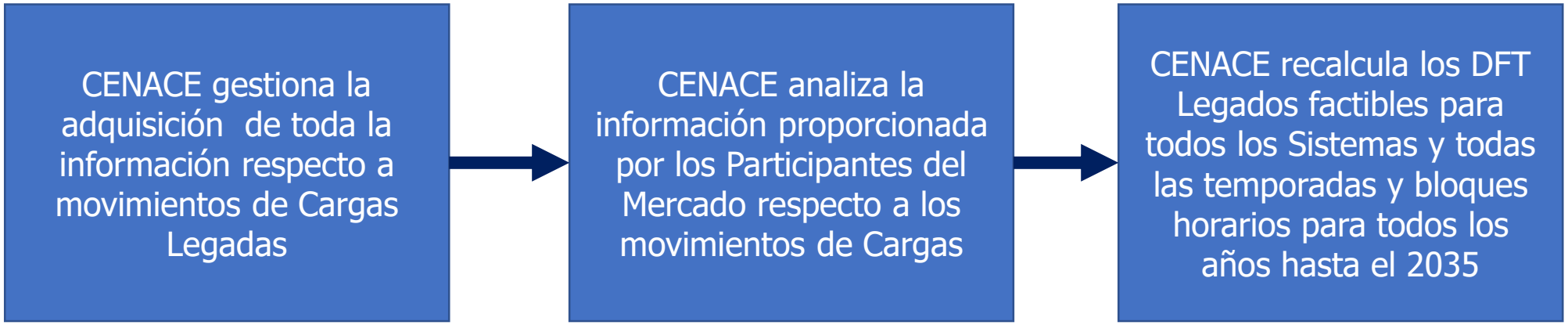
Derechos Financieros de Transmisión Legados

Proceso de Asignación Inicial de DFT Legados



Derechos Financieros de Transmisión Legados

Proceso de recálculo mensual de DFT Legados



Derechos Financieros de Transmisión Legados

Proceso de recálculo mensual de DFT Legados

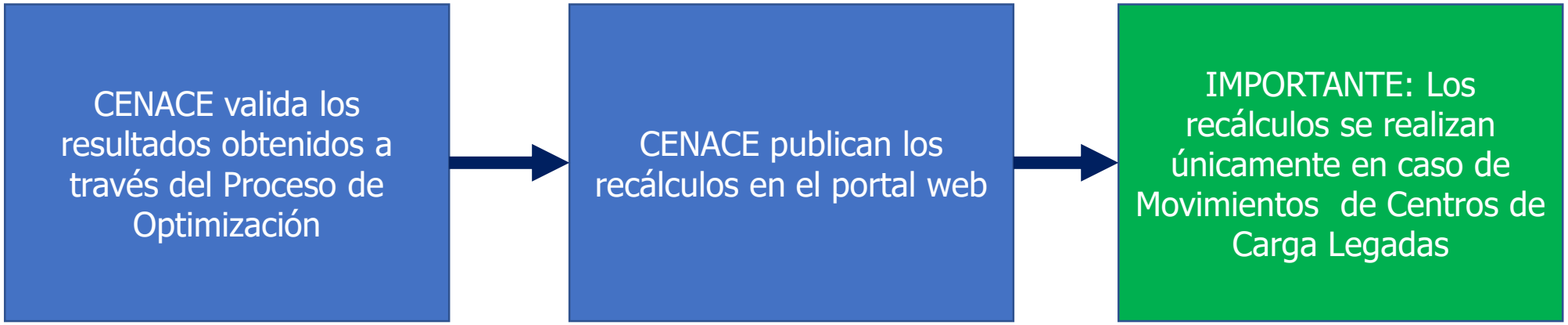


Tabla de Resultados Recálculo de los DFT Legados

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Centro Nacional de Control de Energia									
2	Resultados del calculo mensual de DFT Legados del mes de septiembre de 2018									
3	Sistema Interconectado Nacional									
4	Reporte Mensual Final Temporada 3									
5	Fecha de Determinación: 30/08/2018									
6	Nota: Los acentos de este reporte se omiten intencionalmente por sistema.									
7										
8	Anio	Temporada	Bloque	Beneficiario	UNIDAD	NodoP Origen	NodoP Destino	DFTL Asignable Total	DFTL Factible Total	DFTL Factible Real
9	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	CELAYA	13.73201923	13	0.094303515
10	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	CENTRO SUR	13.73201923	13	0.107411541
11	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	GUADALAJARA	13.73201923	13	4.940881878
12	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	JUAREZ	13.73201923	13	0
13	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	MATAMOROS	13.73201923	13	0
14	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	MONTERREY	13.73201923	13	1.049930105
15	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	MORELIA	13.73201923	13	1.724936386
16	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	NUEVO LAREDO	13.73201923	13	0
17	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	REYNOSA	13.73201923	13	0
18	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	SALTILLO	13.73201923	13	0
19	2018	3	1	01ELG	01ELG-AUT	01ELG-115	SAN MARTIN	13.73201923	13	5.082536575
20	2018	3	1	01SBV	01SBV-COG	01KCR-230	VDM CENTRO	0.368659722	0	0

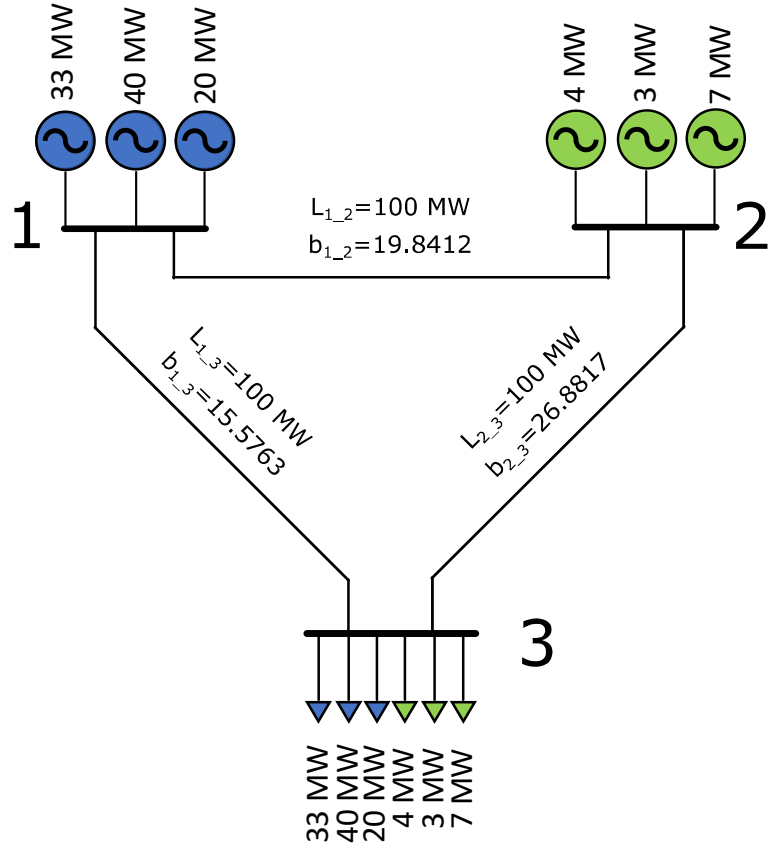
Caso de Estudio Modelo de 3 Nodos

Derechos Financieros de Transmisión Asignables

Para el Modelo de 3 nodos se ha realizado una asignación de DFT Legados.

- De acuerdo a la información histórica preliminar de Generación y Consumo, se realiza la asignación de DFT Legados.
- Se proponen los valores desplegados en la figura.

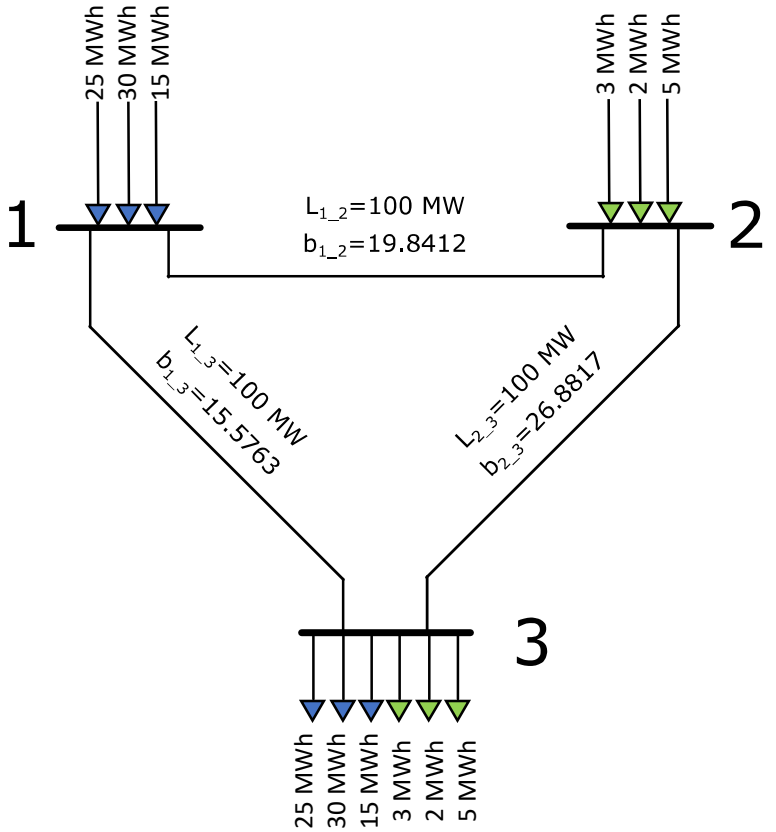
NODO	PM	Generación	Consumo
1	SSB	33	0
1	SSB	40	0
1	SSB	20	0
2	CIL	4	0
2	CIL	3	0
2	CIL	7	0
3	SSB	0	33
3	SSB	0	40
3	SSB	0	20
3	CIL	0	4
3	CIL	0	3
3	CIL	0	7



Caso de Estudio Modelo de 3 Nodos

Como resultado de la asignación de DFT Legados, se tienen los siguientes datos:

- Se asigna un total de 70 MW representadas como inyecciones fijas para el nodo 1.
- Se asigna un total de 10 MW representadas como inyecciones fijas en el nodo 2.
- Se asigna un total de 80 MW representadas como extracciones fijas en el nodo 3.



Año	Bloque	Beneficiario	Unidad	NodoP_Origen	NodoP_Destino	DFTL Asig. Total	DFTL Fact. Total
2018	1	SSB	1-1	1	3	33	25
2018	1	SSB	1-2	1	3	40	30
2018	1	SSB	1-3	1	3	20	15
2018	1	CIL	2-1	2	3	4	3
2018	1	CIL	2-2	2	3	3	2
2018	1	CIL	2-3	2	3	7	5

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Características Principales de las Subastas

Clasificación de las Subastas de DFT

Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión están divididas en dos etapas:

1ª etapa

Se consideran Subastas con plazos de un año.

Se pone a disposición la capacidad residual posterior de la asignación de DFT Legados

2ª etapa

El CENACE determinará cuándo implementará la segunda etapa.

Se incluyen subastas: mensuales, por tres años, por temporada y por resto del año

Los DFT Legados se convierten en Derechos a Ingresos por Subastas

Se asignan DFT mediante fondeo de la Red de Transmisión

Los DFT Asignados por Subastas en cualquiera de las dos etapas deben ser factibles ante los límites de la red de transmisión, y se obtendrá un precio de equilibrio de la subasta.

Disposiciones Transitorias

De acuerdo al Capítulo 14 del Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión:

"14.1.1 En caso de considerarlo necesario para fomentar la participación en las Subastas de DFT o para reducir los riesgos de la misma, el **CENACE podrá operar Subastas Mensuales para DFT con Plazo de un mes a partir de la primera Subasta de DFT** y hasta que existan las condiciones necesarias para operar subastas con plazo de un año. Lo anterior no implica que el CENACE esté implementado la Segunda Etapa.

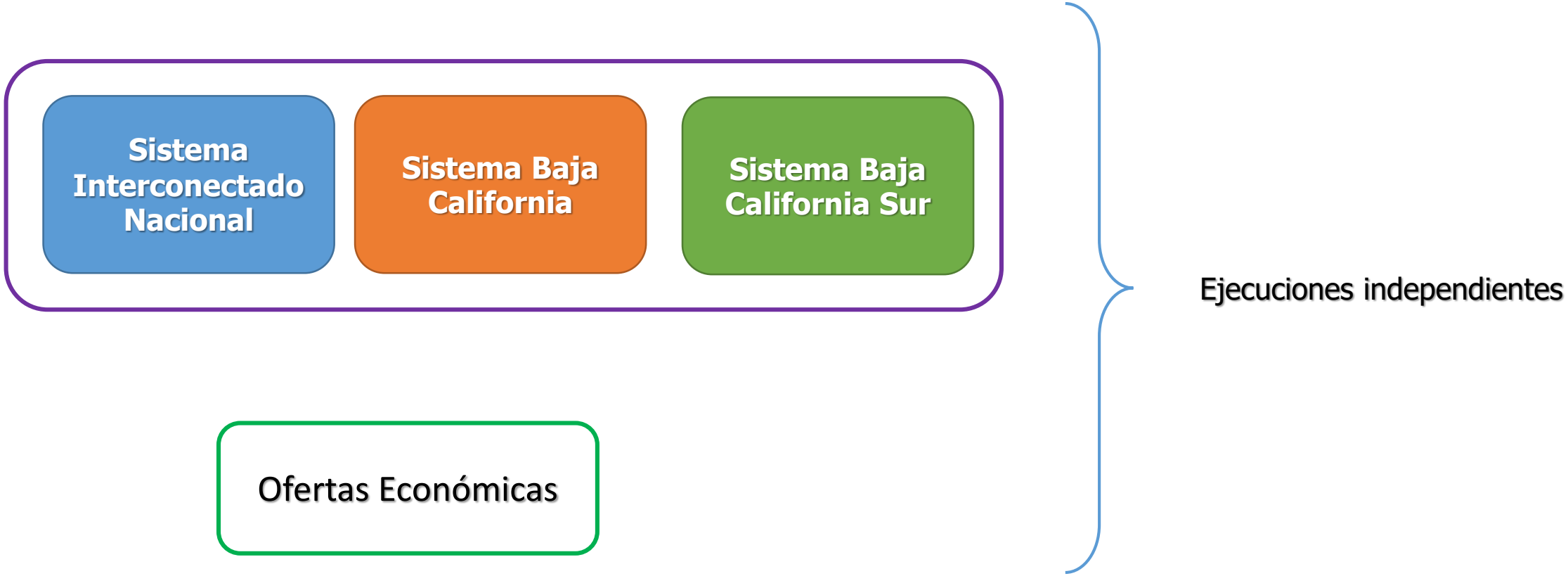
Las subastas realizadas en términos del párrafo anterior no necesariamente se llevarán a cabo en todos los meses ni de forma consecutiva.

Asimismo, para estas subastas, el CENACE podrá establecer un factor que reduce a su proporción o escala original los DFT asignados distintos al valor de ¾, a fin de reducir la cantidad de DFT puestos a la disposición en la Subasta de DFT.

Adicionalmente, para el cálculo de los Valores de Referencia en estas subastas, el CENACE considerará un periodo histórico de un año.**"**

Consideraciones

El **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)** se encuentra dividido por tres sistemas:



Consideraciones

Temporada
(Periodos)

enero – marzo	abril – junio	julio- septiembre	octubre – diciembre

Bloques Horarios

00 – 04	05 – 08	09 –12	13 – 16	17 – 20	21 – 23

Intervalo

Temporada (Periodos) + **Bloques horarios** = 24 Intervalos

Subasta Mensual de DFT

El proceso se llevará a cabo cada mes e iniciarán comúnmente en diciembre, en donde se asignarán DFT:

Mensuales

Cobertura

Primer día del mes al último día del mismo mes

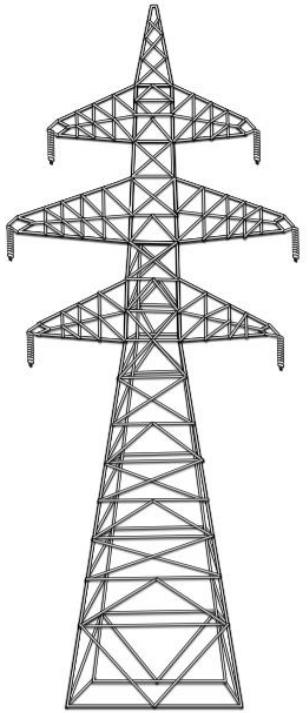
Balance del año

Cobertura

Mes *n* al 31 de diciembre del mismo año

Características de la Subasta Mensual de DFT

- El CENACE llevará a cabo las Subastas Mensuales de DFT para vender los DFT residuales que sean factibles después de los DFT asignados en las Subastas Anuales de DFT.
- Los Participantes del Mercado tienen la oportunidad de ofrecer a la venta los DFT que actualmente poseen.
- Las Subastas Mensuales de DFT se ejecutarán en una sola ronda.



Propiedades del modelado de la Subasta mensual de DFT

- El periodo es un mes, el cual se derivará del Periodo de una temporada utilizado en las Subastas Anuales de DFT, pero se actualizará mes a mes para reflejar las últimas condiciones conocidas.

- Se usarán seis Bloques horarios por periodo.

- Las Subastas Mensuales de DFT de un mes considerarán un Intervalo de un mes para cada uno de los seis Bloques horarios.

MES					
Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
Intervalo					

Características de las Subastas Anuales

- El proceso de la Subasta Anual de Derechos Financieros Transmisión con Plazo de un año se llevará a cabo comúnmente en octubre y noviembre.
- El plazo iniciará el 1 de enero y terminará el 31 de diciembre del año siguiente a la realización de dicha subasta.
- El modelado considerará veinticuatro Intervalos; un Intervalo para cada uno de los seis Bloques horarios en cada uno de los cuatro Periodos, de temporadas trimestrales.
- Se realizarán una vez por año
- Se ejecutarán en una sola ronda

AÑO					
ENERO – MARZO		ABRIL – JUNIO		JULIO – SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6

24 intervalos

Características Subastas Anuales con Plazo de Hasta Tres Años

- Las Subastas Anuales de DFT con Plazo de hasta tres años para los DFT de un año considerarán veinticuatro intervalos; un intervalo para cada uno de los seis Bloques horarios en cada uno de los cuatro Periodos, de temporadas trimestrales.
- Las Subastas Anuales de DFT con Plazo de hasta tres años para los DFT de tres años considerarán setenta y dos intervalos: un intervalo para cada uno de los seis Bloques horarios en cada uno de los doce Periodos, de temporadas trimestrales.
- Se realizarán una vez por año.
- Se ejecutarán en una sola ronda.

AÑO					
ENERO – MARZO		ABRIL – JUNIO		JULIO – SEPTIEMBRE	OCTUBRE - DICIEMBRE
Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6

3 años

72 intervalos

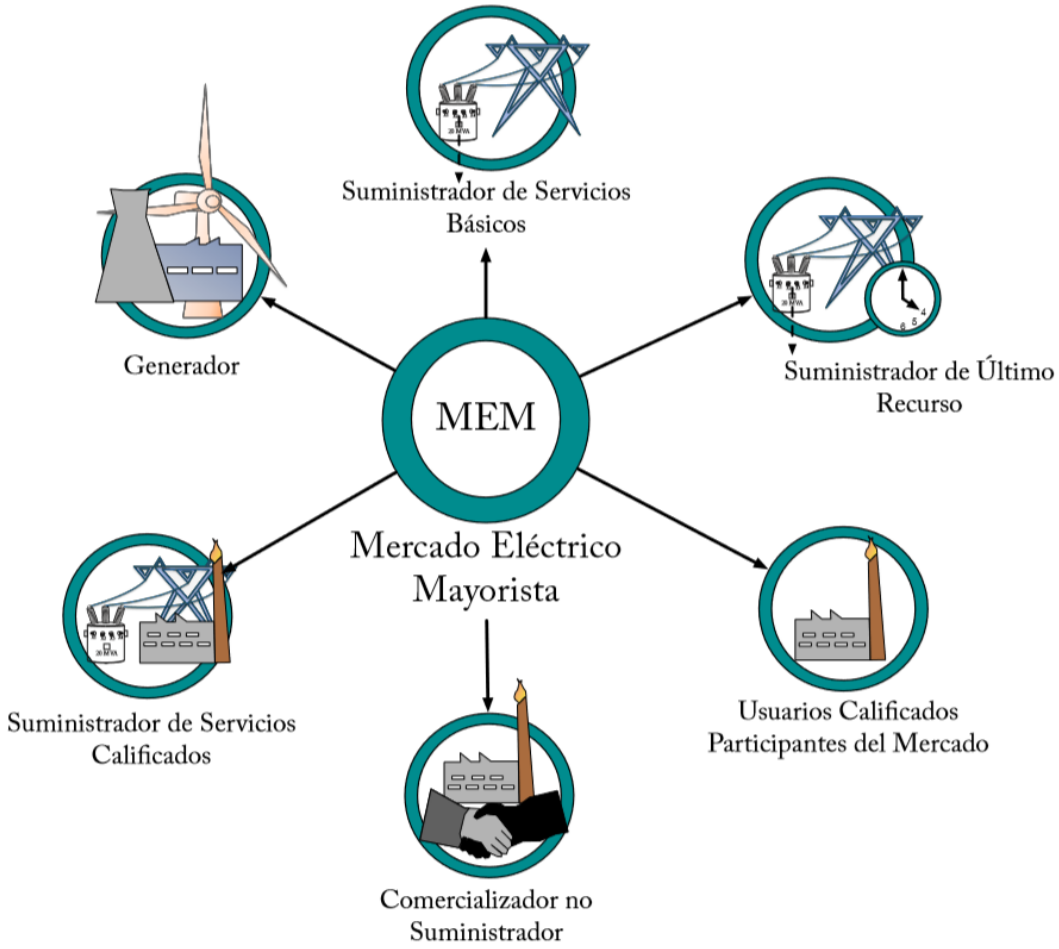
CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Requisitos para Participar en la Subasta

¿Quiénes pueden Participar en las Subastas de DFT?

Los candidatos interesados en participar en las Subastas de DFT deberán estar registrados como PM en cualquiera de las siguientes modalidades:

1) Generador
2) Suministrador de Servicios Básicos
3) Suministrador de Servicios Calificados
4) Suministrador de Último Recurso
5) Comercializador no Suministrador
6) Usuario Calificado Participante del Mercado

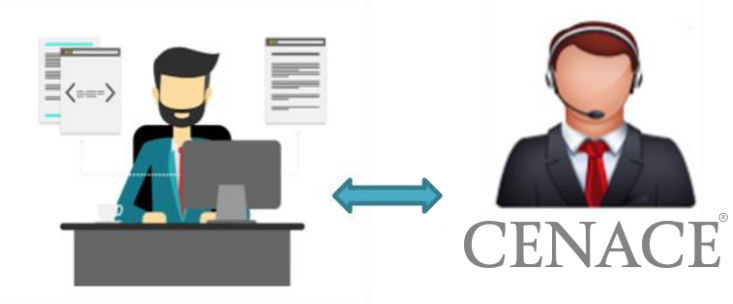


Los participantes que deseen participar deberán completar su registro de acuerdo con los numerales 3.2 y 3.3 del Manual de Registro y Acreditación de PM.

¿Qué se requiere para participar en la subasta?

1. Cumplir con la presentación de las garantías extendidas establecidas en el Manual de Subastas con un monto de 5 millones de pesos.

2. Habilitar el uso de Derechos Financieros de Transmisión como "Participante de Mercado que realizará compraventa de DFT".



3. Es necesario haber cumplido con la Capacitación sobre las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

¿Qué se requiere para participar en la subasta?

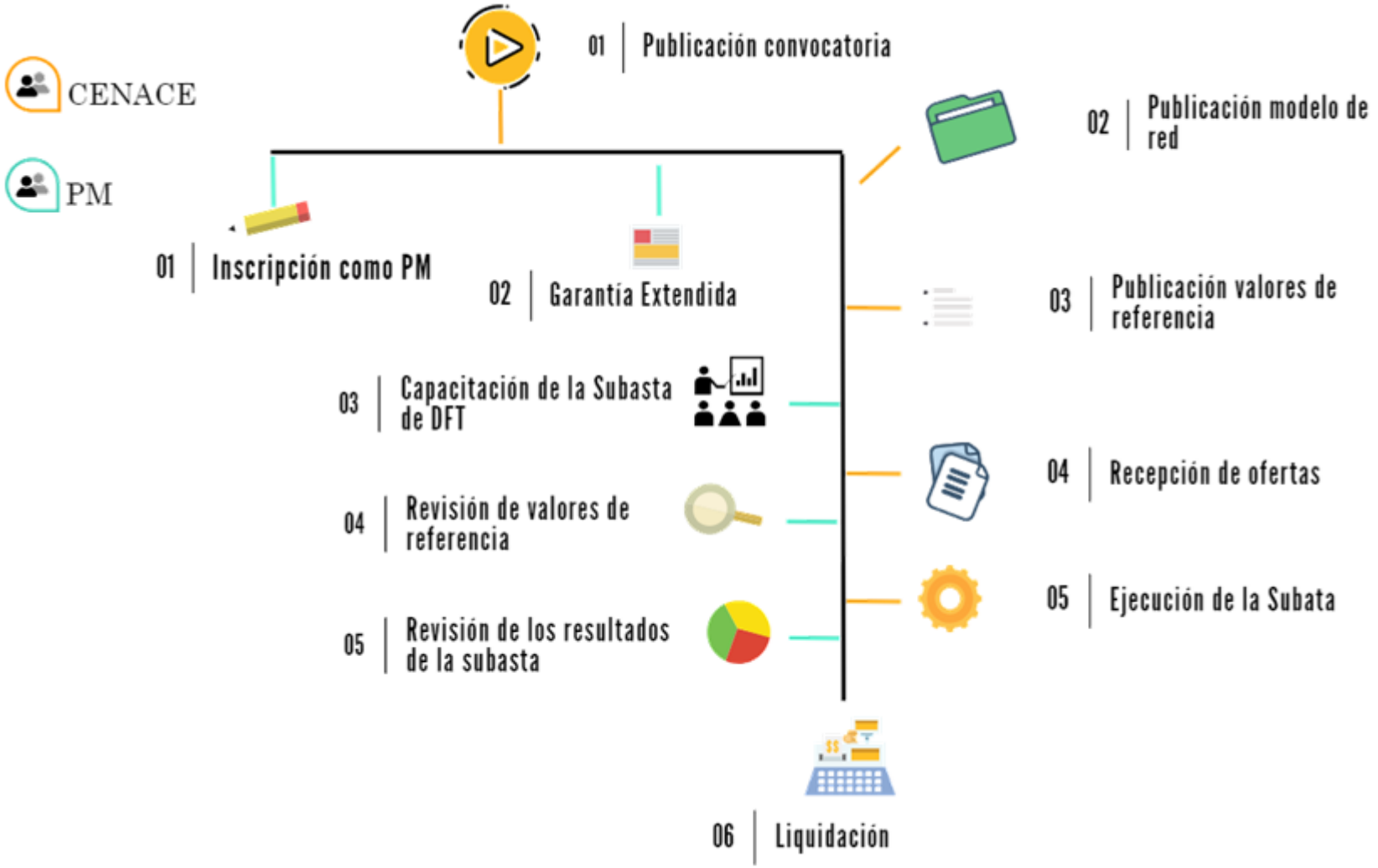
4 Los interesados en participar en las Subastas de DFT deberán presentar al menos uno de los instrumentos específicos en el Capítulo 4 del Manual de Garantías de Cumplimiento que respalden el Monto Garantizado de Pago antes de participar

- a) Cartas de crédito
- b) Instrumentos financieros de bajo riesgo crediticio y de mercado conforme a las resoluciones del Comité de Riesgos, Garantías e inversiones
- c) Depósito de fondos
- d) Aval del Gobierno Federal

IMPORTANTE:

Se debe garantizar en todo momento que dichos instrumentos cuenten con las vigencias apropiadas.

PROCESO GENERAL DE LA SUBASTA



CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Responsabilidad Estimada Agregada y el Monto Garantizado de Pago

Disposiciones Generales

Bases del Mercado

4.1 Disposiciones generales

- **4.1.1** Los Participantes del Mercado **sólo podrán asumir obligaciones** en el Mercado Eléctrico Mayorista **cuando su cumplimiento esté debidamente garantizado** en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

- **4.1.2** Cada Participante del Mercado **deberá contar con un Monto Garantizado de Pago suficiente** para cubrir su Responsabilidad Estimada Agregada. Cuando su Monto Garantizado de Pago resulte insuficiente, **quedará restringida automáticamente su participación** en el Mercado Eléctrico Mayorista conforme a lo previsto en la Base 4.4.

Manual de Garantías de Cumplimiento

Política frente al riesgo de incumplimiento de obligaciones a cargo de Participantes del Mercado

2.1.4 Existen **dos tipos de obligaciones** que los Participantes del Mercado cuyo cumplimiento deberá garantizarse:

a) Obligaciones de pago de dinero y demás cargos que se puedan generar en caso de que el pago correspondiente no sea cubierto totalmente y a tiempo; y,

b) Obligaciones de entregar productos o servicios específicos, así como las penas convencionales, intereses y demás cargos que se puedan generar en caso de que el pago correspondiente no sea realizado.

Relación REA y MGP

Monto Garantizado de Pago

Monto Garantizado de Pago (MGP): El valor total de las garantías otorgadas al CENACE para respaldar el cumplimiento de las obligaciones que asuma cada Participante del Mercado respecto a su participación y a las transacciones que realice en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la Garantía de Cumplimiento Básica.

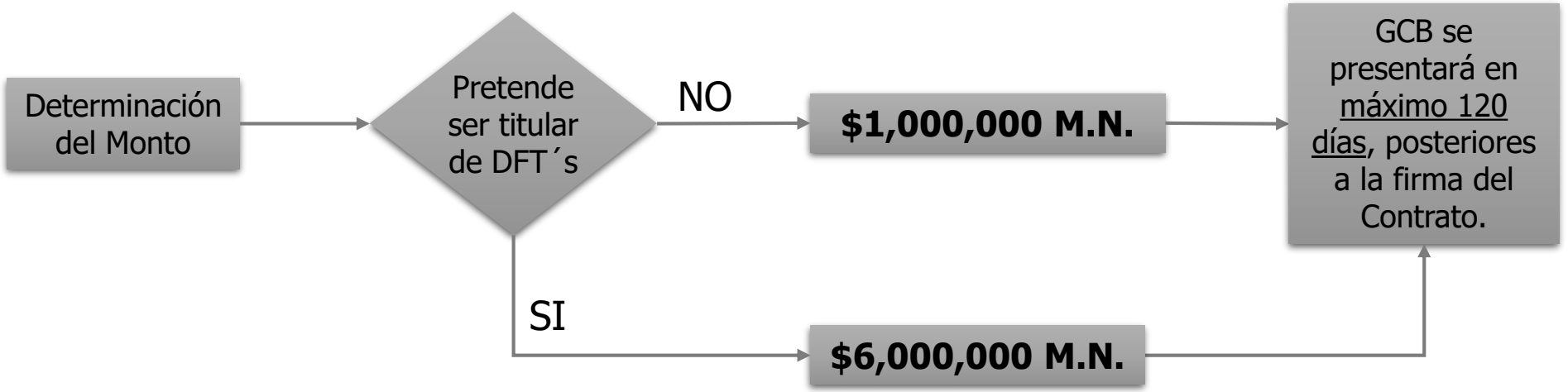
Será obligación de cada Participante del Mercado mantener el Monto Garantizado de Pago en un nivel equivalente al mayor entre:

I. el valor mínimo de la Garantía de Cumplimiento Básica y;
II. la Responsabilidad Estimada Agregada, de conformidad con lo previsto en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.

$$MGP \geq Máximo\{REA, GCP\}$$

- Carta de Crédito Standby Irrevocable
- Depósito de fondos (efectivo)
- Instrumentos financieros de bajo riesgo crediticio y de mercado conforme a las resoluciones del Comité de Riesgos, Garantías e Inversiones
- Aval del Gobierno Federal

Garantía de Cumplimiento Básica



En caso de no contar con el monto suficiente para ser titular de DFT´s deberá incrementar la Garantía al menos 30 días antes de que pretendan la titularidad.

Considerando que el arranque de la Subasta de DFT sea el 12 de noviembre de 2018, la GCB deberá estar constituida antes del 28 de septiembre

Integración del Monto Garantizado de Pago

Recepción

Proporcionar formato de Carta de Crédito a los Solicitantes.

Solicitud de revisión previa a entrega.

Entrega Carta(s) de Crédito por parte de los PM.

Solicitud información depósito

Registro

Validación del número de contrato y razón social con el Departamento de Registro y Acreditación.

Validación de autenticidad con Banco Emisor.

Validación de formato con Dirección Jurídica.

Notificación de validez al Departamento de Registro y Acreditación para el caso de las Garantías de Cumplimiento Básica.

Registro en el SIM

Ampliación de la vigencia a través del anexo B.

Validación depósito

Devolución

Cancelación a petición del solicitante, previa validación de la estimación de la REA.

Solicitud de devolución de resguardo a la subdirección de administración.

Entrega del Anexo D de cancelación.

Solicitud reembolso depósito

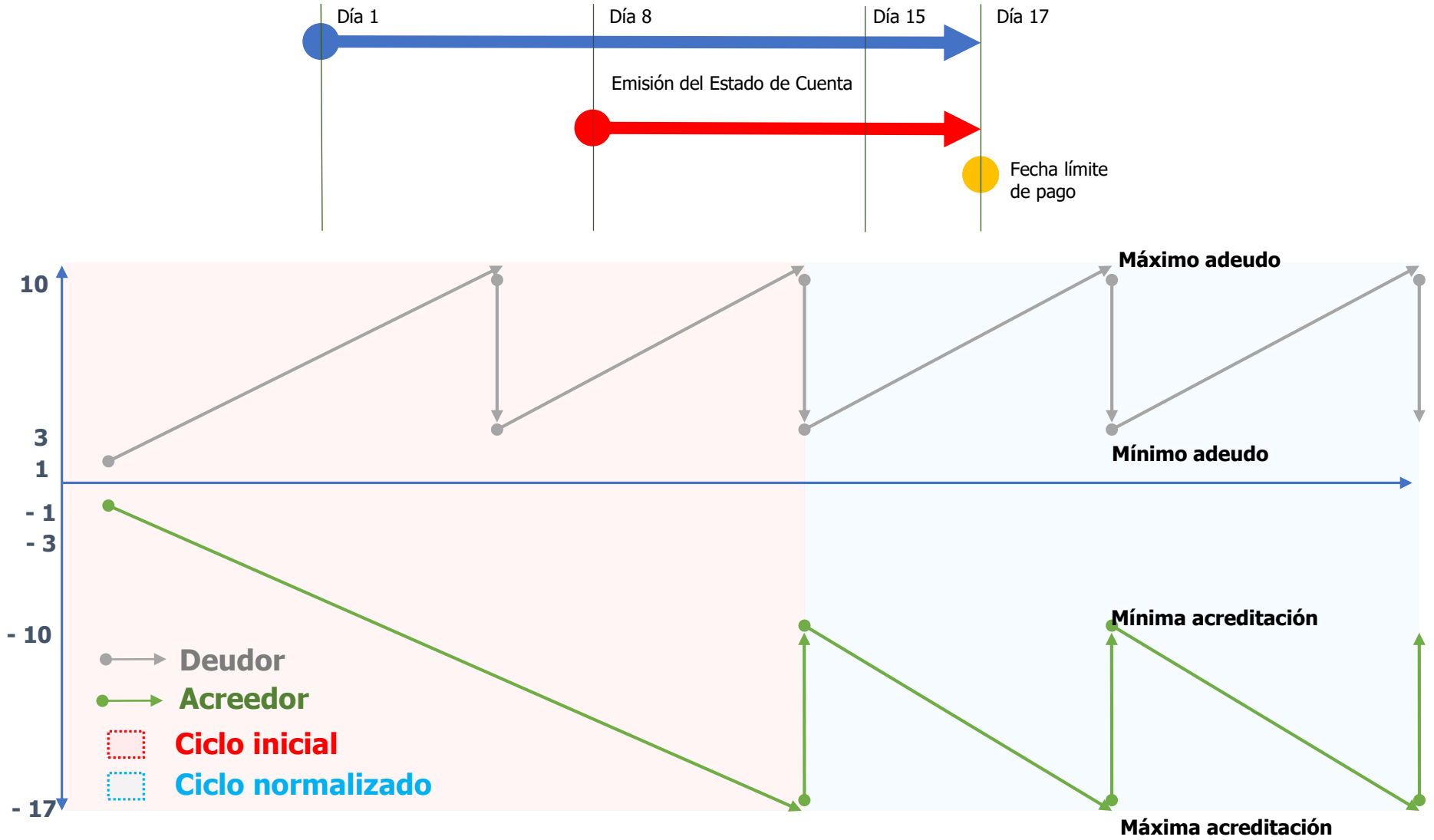
Responsabilidad Estimada Agregada

$$REA = \begin{cases} PC = \begin{cases} OPPM \\ - \\ OPC \end{cases} \\ + \\ PPE = CP_{MEM} + MP^{*}\bullet(PC+CP_{MEM}) - (MR^{**}\bullet CP_{EP}) \end{cases}$$

$$CP_{MEM} = CP_{MCP} + CP_{MBP} + CP_{MCEL} + CP_{SMyLP} + CP_{SDFT} + CP_{DFT} + CP_{TDO}$$

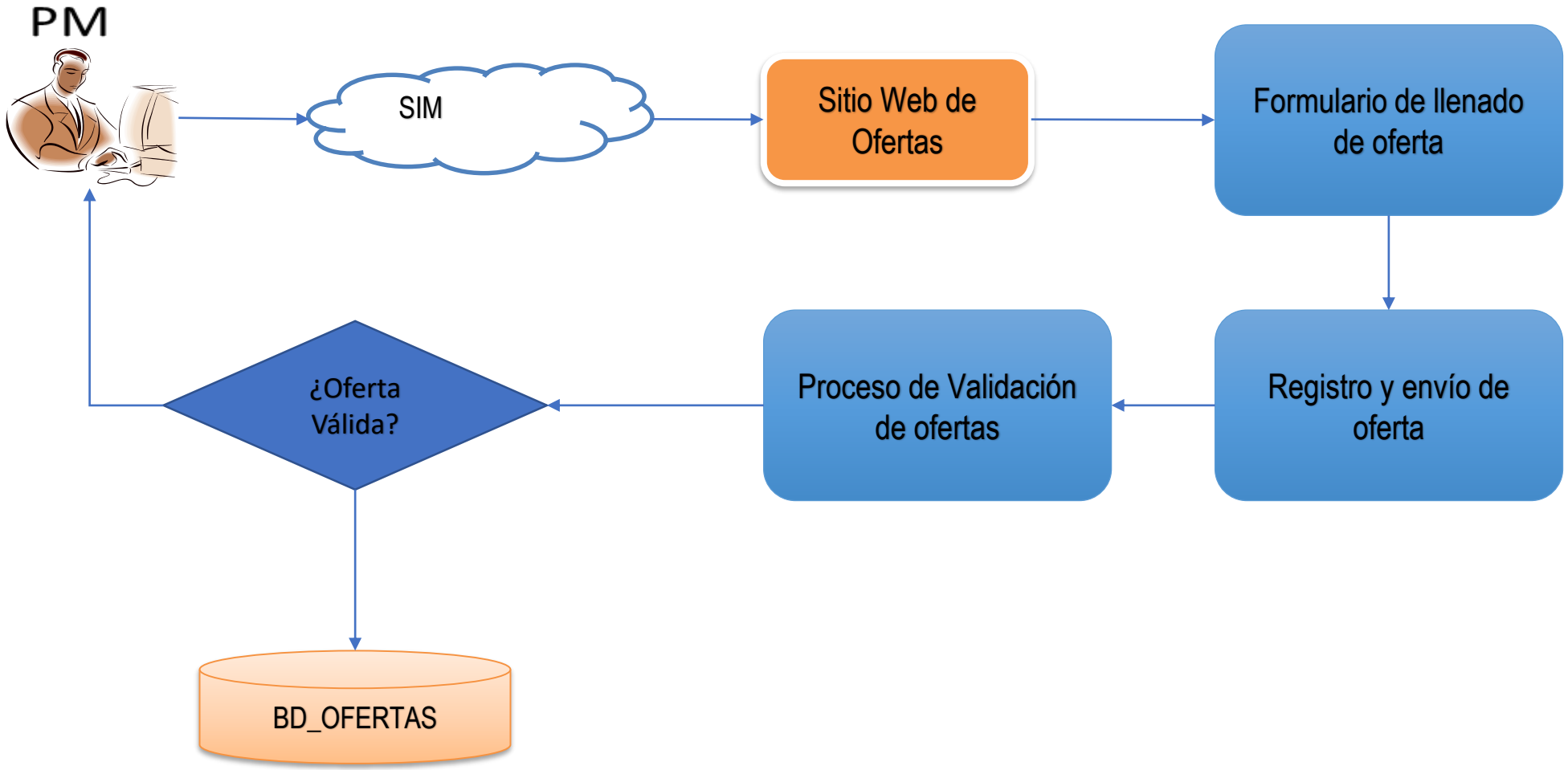
MP*=0.1
MR**=0

Comportamiento cíclico de la REA



Sin Neteo

Bloqueo de Ofertas por REA



CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Cargos Potenciales de los DFT

Valores de Referencia

$$No\ de\ combinaciones = \left(\frac{Nodo_{p_n}}{2}\right) \times (no.\,de\ bloques\ horarios)$$

Valores de Referencia

El **Valor de Referencia** de DFT ($\boldsymbol{VR}$) se compone de dos valores: un **Valor Histórico** de DFT ($\boldsymbol{VH}$) y un **Valor de Sensibilidad** (stress) de DFT ($\boldsymbol{VS}$).

$$\boldsymbol{VR = VH + VS}$$

- Son denominados en $/MWh.
- Se calculan para:
  - Cada combinación válida y potencial para un par de NodosP de origen y de destino.
  - Cada bloque horario
  - Por cada mes disponible en la subasta de DFT
- Los Valores de Referencia se calcularán utilizando un periodo histórico de dos años previos a la publicación de Valores de Referencia para la subasta de DFT correspondiente al par de NodosP de origen y de destino, al bloque y al periodo de un DFT potencial.

Valores de Referencia

Los VR para una Subasta Mensual, se calcularán con el periodo histórico de un año previo.

Valor Histórico

$$VH_{r,m} = promedio_{h \in H}(CCM_{destino,r,m,h} - CCM_{origen,r,m,h})$$

(a) Si $\boldsymbol{VH_{rm} > 0}$

$$\boldsymbol{VR_{r,m} = VH_{r,m} + \min\{0, VS^{+}_{r,m}\}}$$

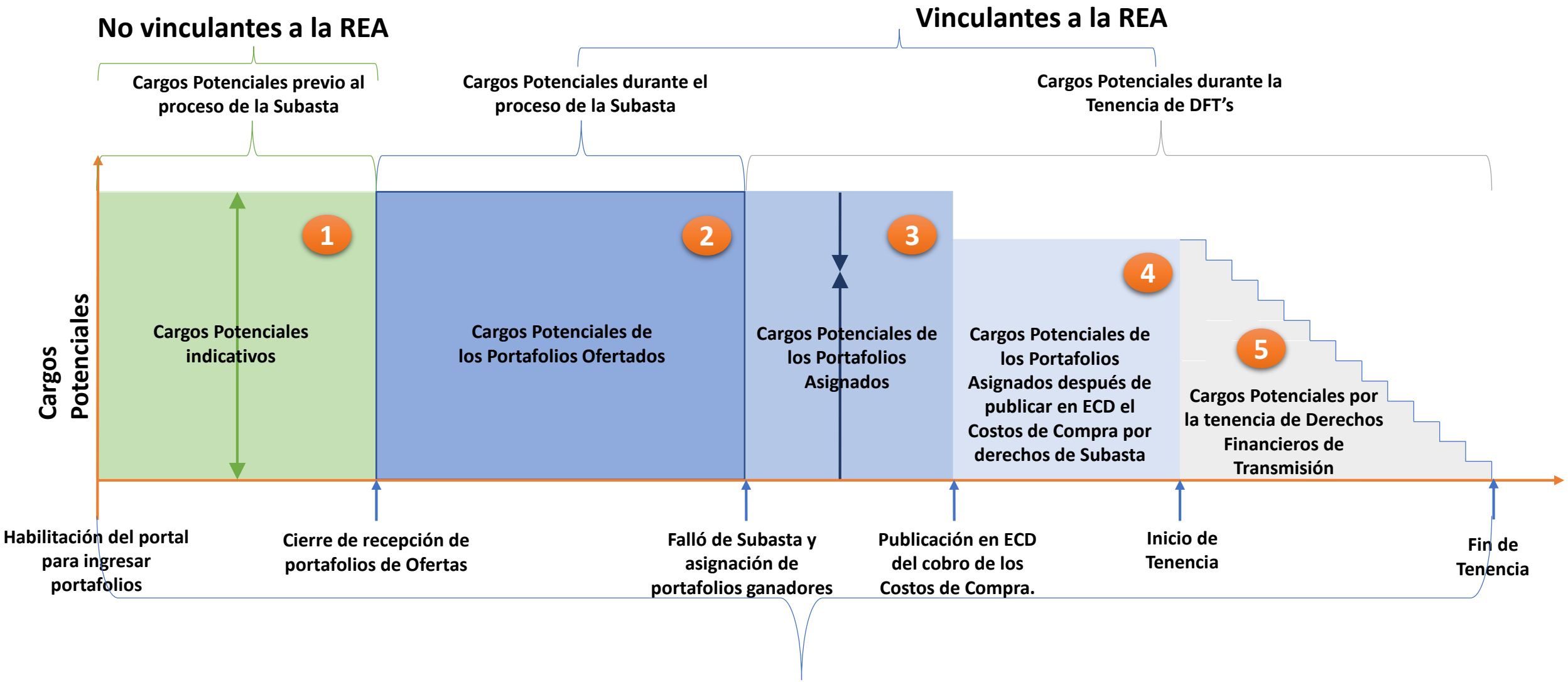
$$VS^{+}_{r,m} = min\{-\$5 pesos/MWh, 15vo\ Percentil_{h \in H}(CCM_{destino,r,m,h} - CCM_{origen,r,m,h})\}$$

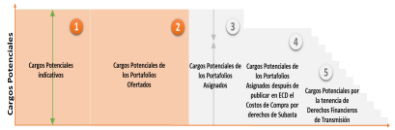
(b) Si $\boldsymbol{VH_{rm} < 0}$

$$\boldsymbol{VR_{r,m} = VH_{r,m} + min\{0, VS^{-}_{r,m}\}}$$

$$VS^{-}_{r,m} = \min\{-\$10 pesos/MWh, 10vo\ Percentil_{h \in H}(CCM_{destino,r,m,h} - CCM_{origen,r,m,h})\}$$

Cargos Potenciales durante la vida de los DFT





Cargos Potenciales durante la Subasta

13.4.1 Durante cada subasta, el CENACE calculará los CP_{SDFT} de cada PM sumando los CP_p que corresponden a cada DFT potencial p, que el PM ofrecerá comprar en una subasta de DFT dada, de la siguiente manera:

(b) (i) Los CP_{SDFT} que corresponden a un PM se calcularán como la suma de los CP_p de ese participante, multiplicada por menos uno (-1). En consecuencia, para el término CP_{SDFT} **un valor positivo indicará una expectativa de que el PM deberá pagar al CENACE**; y un **valor negativo indicará una expectativa de que el CENACE deberá pagar al PM**; CP_{SDFT} tiene el siguiente valor:

$$CP_{SDFT} = (-1)\left(\sum_{p \in P} CP_p\right)$$

i. De donde, los CP_p se calcularán como la suma entre el **Costo de Compra** del DFT potencial p para DFT **con precio de oferta positivo** $CC^{-}_{p,m}$, más el mínimo entre cero y las sumas de los $CP_{p,m}$ para cada periodo futuro para la Oferta Económica presentada por el PM, y tiene el siguiente valor:

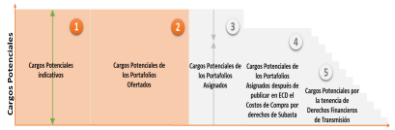
$$CP_p = CC^{-}_{p,m}\Big|_{m=0} + Min\left\{0, \left[\sum_{m=1}^{z} CP_{p,m}\,, \sum_{m=2}^{z} CP_{p,m}\,, \sum_{m=3}^{z} CP_{p,m}\,, \ldots, \sum_{m=z}^{z} CP_{p,m}\right]\right\}$$

ii. El término $CP_{p,m}$ se calculará como la suma entre **Riesgo Durante** la vida del DFT $RD_{p,m}$, y el **Costo de Compra** del DFT potencial p para DFT **con precio de oferta negativo**, para cada periodo futuro $CC^{+}_{p,m}$, y tiene el siguiente valor:

$$CP_{p,m} = RD_{p,m} + CC^{+}_{p,m}$$

Donde:

$$RD_{p,m} = (VR_{p,m})(Q_{DFT,p,m})$$



Cargos Potenciales durante la Subasta

1) Si $PO_p \geq 0$, entonces se espera que el DFT sea de tipo flujo hacia adelante. Dado que el PM deberá pagar este DFT inmediatamente después de la Subasta de DFT. El Costo de Compra del DFT en el mes m, para los DFT potencial p, con $PO_p > 0$ se denominan $CC^{-}_{p,m}$ y tienen el siguiente valor:

$$CC^{-}_{p,m} = \begin{cases} (-1)(PO_p)\left(\sum_{m=1}^{z} Q_{DFT,p,n}\right), & si\ m = el\ mes\ de\ liquidación\ de\ la\ subasta\ (m = 0) \\ 0, & otro\ caso \end{cases}$$

2) Si $PO_p < 0$, entonces se espera que el DFT sea de tipo flujo inverso. Dado que el CENACE deberá pagar al PM durante el Plazo del DFT, su Costo de Compra del DFT en meses posteriores al mes que contiene el día de la operación de la Subasta de DFT, será igual al producto entre la cantidad de energía mensual incluida en el DFT potencial p, y el Precio de Oferta PO_p, especificados en su oferta económica. Sin embargo, dado que al momento de la Subasta de DFT no está asegurado que ningún DFT en particular se asigne, se usará el supuesto conservador de que los DFT de tipo flujo inverso no se asignarán. Entonces durante la Subasta, el Costo de Compra del DFT en el mes m, para los DFT potenciales p, con $PO_p < 0$ se denominan $CC^{+}_{p,m}$, y tiene el siguiente valor:

$$CC^{+}_{p,m} = 0$$

Cabe señalar que, para DFT asignados y retenidos de tipo flujo inverso (a diferencia de las ofertas para comprar DFT), se tomará en cuenta el valor esperado de los pagos hacia el PM.

Cargos Potenciales durante la Subasta

Considere que un PM desea participar en la Subasta mensual con DFT aplicables para Enero de 2019, este participante presenta ofertas en el **Bloque Horario 9-12**. El Cargo Potencial por trayectoria se realiza como sigue:

ID_DFT	PARTICIPANTE	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	TEMPORADA	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	BLOQUE HORARIO	DFT (MW)	PRECIO OFERTADO ($/MWh)
OF1	PM1	1	2	1	01/01/2019	31/01/2019	BH09-BH12	50	$ 90.00

El **Costo de Compra** del DFT en el mes de Enero:

$$CC^{-}_{p,Enero} = (-1)(PO_p)\left(\sum_{Enero}^{z} Q_{DFT,p,n}\right)$$
$$= (-1)(90)(50 * 31 * 4)$$
$$= -\$\mathbf{558,000.00}$$

El **Riesgo Durante** la Vida del DFT en el mes de Enero,

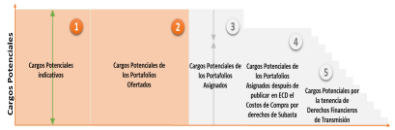
$$RD_{p,Enero} = (VR_{p,Enero})(Q_{DFT,p,Enero})$$
$$= (\$85.00)(50 * 31 * 4)$$
$$= \$\mathbf{527,000.00}$$

Los **Cargos Potenciales Estimados** asociados con el DFT potencial p, solamente con respecto a los cargos que pudieran ocurrir en el mes de Enero.

$$CP_{p,Enero} = RD_{p,Enero} + CC^{+}_{p,Enero}$$

El Cargo potencial Estimado asociado don el DFT potencial p es:

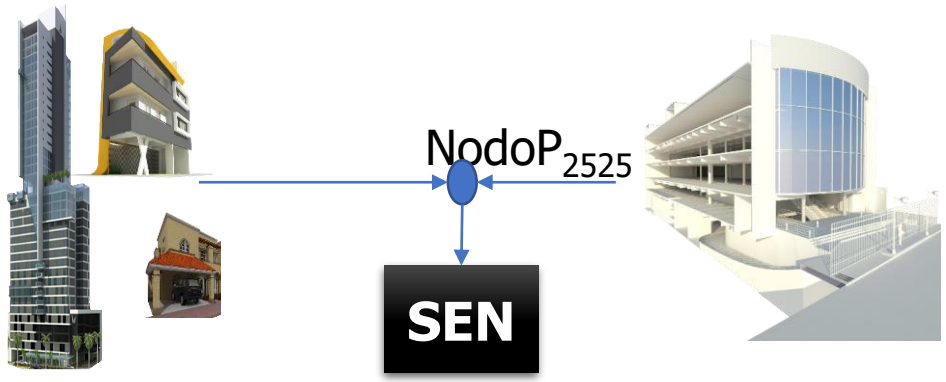
$$CP_p = CC^{-}_{p,Enero}\Big|_{Enero} + Min\left\{0, \left[\sum_{Enero}^{z} CP_{p,Enero}\right]\right\}$$
$$= -\$\mathbf{558,000.00}$$



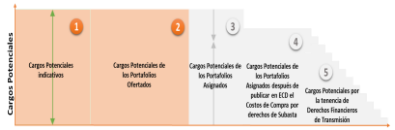
Cargos Potenciales durante la Subasta

Cargo Potencial por DFT				
ID_DFT	NODOPO	NODOPD	BLOQUE	CARGO POTENCIAL POR DFT
OF1	1	2	4	-$558,000.00
OF3	1	2	4	-$331,080.00
OF4	2	3	4	-$207,576.00
Cargos Potenciales Estimados CPsdft				**$1,096,656.00**

$$CP_{MEM} = CP_{MCP} + CP_{MBP} + CP_{MCEL} + CP_{SMyLP} + CP_{SDFT} + CP_{DFT} + CP_{TDO}$$



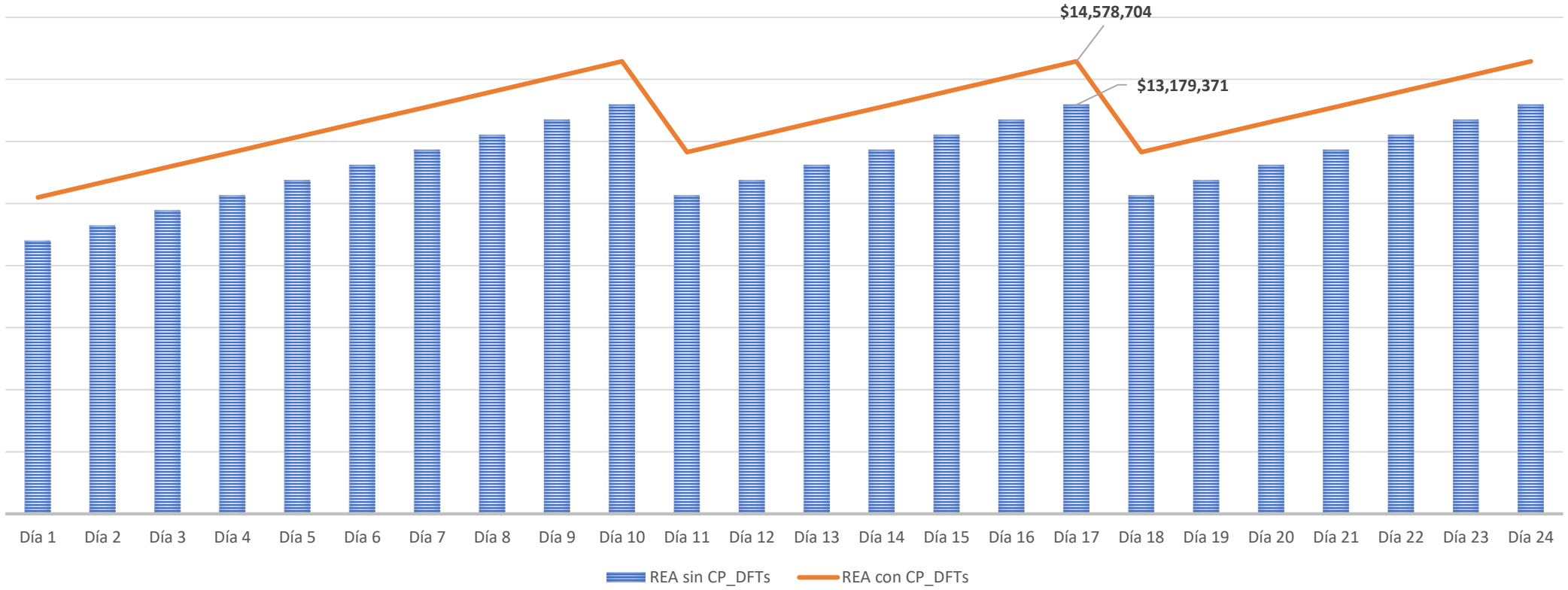
- Participante del Mercado registrado como Entidad Responsable de Carga
- Participación únicamente en un NodoP
- 10 MWh de consumo horario de energía promedio. **(Para calcular CP_{MCP} y CP_{TDO})**
- PML promedio fijo para ejemplo 1,200 [$/MWh]. (**Para calcular CP_{MCP}**)



Cargos Potenciales Ejemplo

SCC 01 sin CP DFT						
OPPM	**OPC**	**PC**	**PPE**	**REA**	**MGP Rec.**	**MGP/REA**
$4,425,765.45	$0.00	$4,425,765.45	$8,753,605.62	$13,179,371.06	$17,573,000.00	75%

SCC 01 con CP DFT						
OPPM	**OPC**	**PC**	**PPE**	**REA**	**MGP Rec.**	**MGP/REA**
$4,425,765.45	$0.00	$4,425,765.45	$10,152,938.67	$14,578,704.12	$19,439,000.00	75%



CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Modelo de Red

Actualización del Modelo de la Red Física

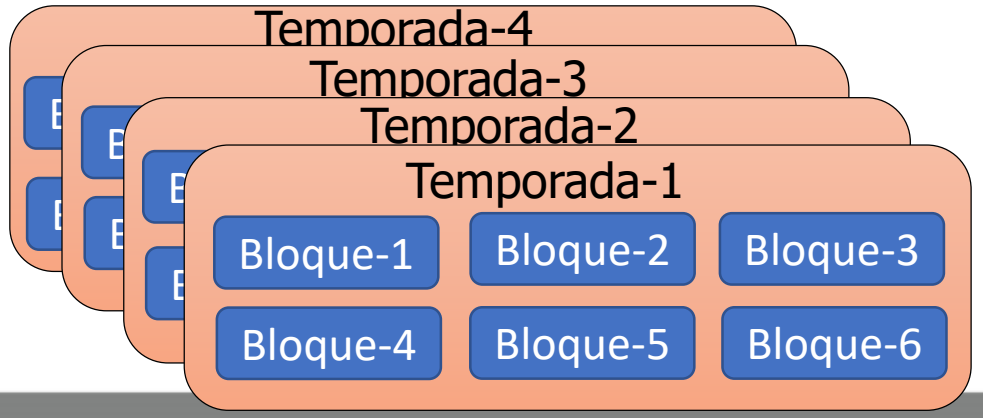
Las actualizaciones del Modelo de la Red Física y el Modelo Comercial ocurrirán con antelación a cada proceso de cada Subasta de DFT para representar la información más reciente de la topología esperada de la Red Nacional de Transmisión. Esto permitirá al CENACE:

- La **adición de proyectos de infraestructura** que se tienen programados para entrar en operación antes del inicio del Periodo de Ofertas de la Subasta de DFT.
- Publicar en el Sistema de Información del Mercado la **lista de NodosP** (Elementales, Agregados, Distribuidos o Ejes de Intercambio) en el Modelo de la Red Física al menos un mes antes del Periodo de Ofertas, para conocimiento de los PM.
- Actualizaciones de los parámetros de los elementos físicos, tales como los cambios de la clasificación en las **líneas de transmisión** y la información sobre las **salidas programadas** de los elementos físicos descritas en la Base 6.6 de las Bases del Mercado Eléctrico, se reflejarán en el Modelo de la Red Física para las Subastas de DFT.

Los Modelos de la Red definidos para cada Intervalo (Bloque-Periodo) pueden incluir distintos **límites de transmisión**. Los Intervalos son la medida más granular para el modelo y pueden ser diferentes al Plazo incluido en la Subasta de DFT.

Subasta Mensual

Subasta Anual 24 Modelos de Red



Actualización del Modelo de Red

Representar lo más apegado posible los escenarios futuros del MDA al Modelo de Red para Subasta de DFT.

744 Modelos de Red MDA enero 2019

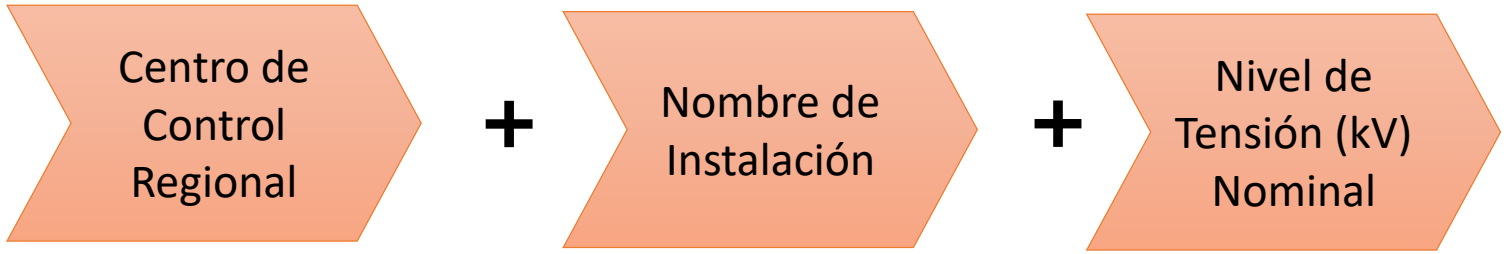
6 Modelos de Red SDFT enero 2019

Actualización del Modelo de Red

Modelo de la Red Física:
De acuerdo con lo dispuesto en la Base 2.1.81 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, es el modelo detallado de tipo nodo/interruptor usado en el EMS (Energy Management System) para el control operativo del **Sistema Eléctrico Nacional**.

NodoC: Nodos de Red
El Modelo de la Red Física se compone de **nodos de conectividad** de red conocidos como NodosC. Los NodosC representan las secciones que conectan los interruptores y cuchillas con los elementos de la red (Unidades de Central Eléctrica, transformadores, líneas de transmisión, equipos de compensación de potencia reactiva) mediante un arreglo de interruptor.

NodosP: Nodos de Fijación de Precios
En nodo de fijación de precios (NodoP) es un NodoC individual o un conjunto de NodosC en el que se representa una inyección o un retiro físico de energía eléctrica y donde se establece un **Precio Marginal Local** para propósitos de **liquidaciones financieras**. Un conjunto de NodosC para los cuales se asume que existen valores de impedancia cero entre ellos, pueden ser representados en su conjunto como un solo NodoP.



Clave NodoP: Acrónimo que identifica a un NodoP específico (instalación física o subestación). Este acrónimo integra la clave del Centro de Control Regional (primeros dos dígitos), la abreviatura del nombre de la instalación (siguientes tres o cuatro caracteres) y su nivel de tensión nominal en kV (kiloVolts).

Actualización del Modelo de Red

2016

Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2016 12 10

	SIN	BCA	BCS	SEN
Claves de NodoP :	2,253	104	27	2,384
Carga Directamente Modelada:	196	11	0	207
Carga Indirectamente Modelada:	2,208	96	26	2,330
Generación Directamente Modelada:	234	13	6	253
Generación Indirectamente Modelada:	138	4	0	142

2018

Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2018 08 17

	SIN	BCA	BCS	SEN
Claves de NodoP :	2,313	106	28	2,447
Carga Directamente Modelada:	218	17	5	240
Carga Indirectamente Modelada:	2,151	100	27	2,278
Generación Directamente Modelada:	271	12	6	289
Generación Indirectamente Modelada:	128	2	0	130

Actualización del Modelo de la Red Física

El CENACE preparará el **Modelo de la Red Física** en **dos momentos**:

En el Sistema de Información del Mercado se publicará una **versión preliminar** del Modelo de la Red Física para conocimiento de los Participantes del Mercado, al menos seis meses antes del inicio del Periodo de Ofertas.

El CENACE deberá publicar la **versión final** del Modelo de la Red Física que se usará para la Subasta de DFT en el Sistema de Información del Mercado para conocimiento de los Participantes del Mercado:

(a) al menos **un mes antes** del inicio del Periodo de Ofertas para la **Subasta Anual** de DFT;

(b) al menos **dos semanas antes** del inicio del Periodo de Ofertas para la **Subasta Mensual** de DFT.

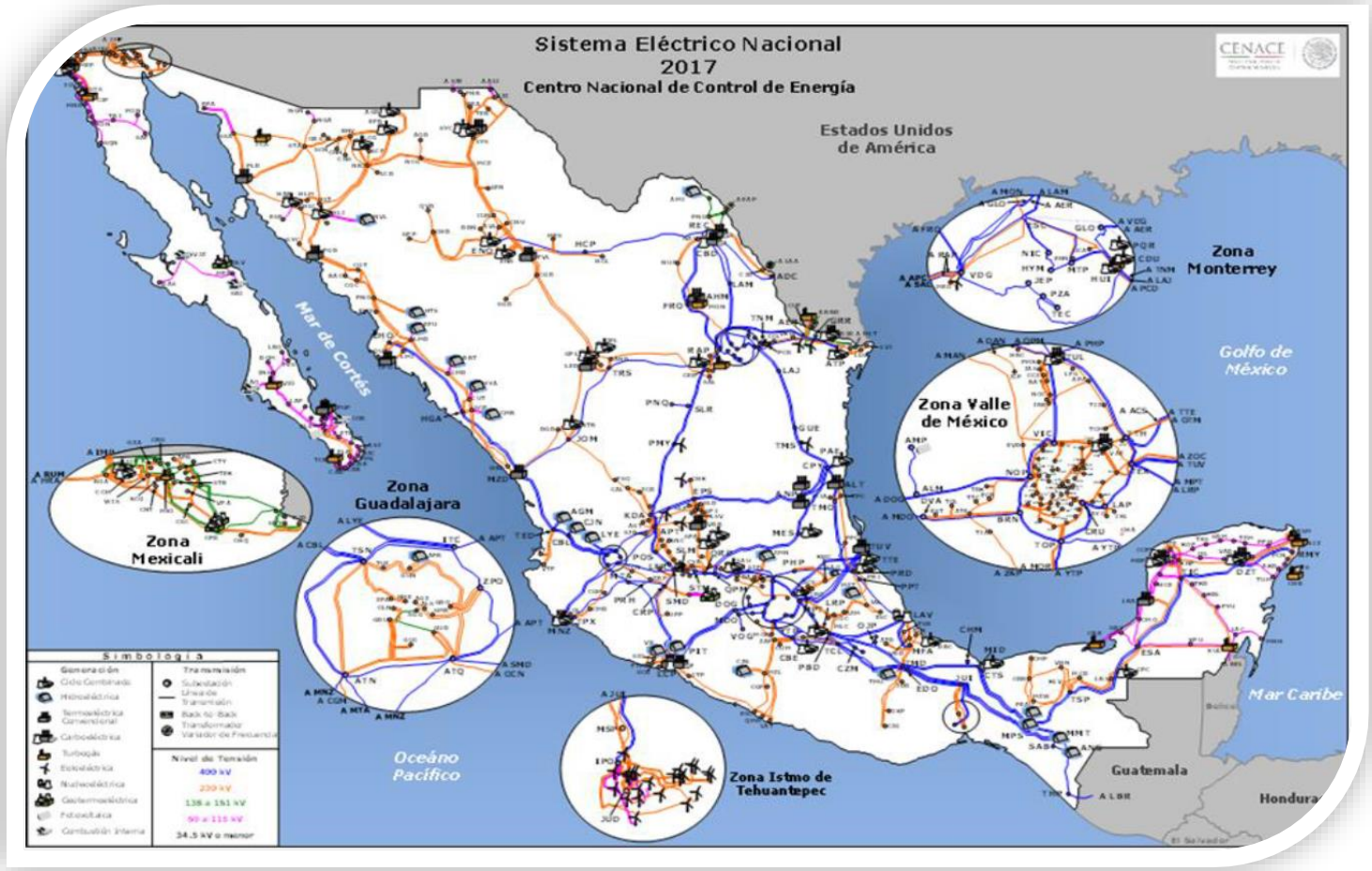
Antes de realizar el proceso de las Subastas de DFT, el **CENACE realizará pruebas del Modelo de la Red Física** para las Subastas de DFT. Cualquier problema se corregirá y las actualizaciones necesarias se **incorporarán en la versión final** del Modelo de la Red Física para las Subastas de DFT.

Modelo de la Red Física. El objetivo del **periodo de revisión** de la **versión final** del Modelo de la Red Física que se usará en la Subasta de DFT es dar tiempo suficiente a los Participantes del Mercado para revisar y analizar dicho Modelo.

Calendario de salidas programadas de elementos

PARÁMETROS PARA MODELO DE RED

- PLANEACIÓN
- OPERACIÓN
- DEPARTAMENTO DFT



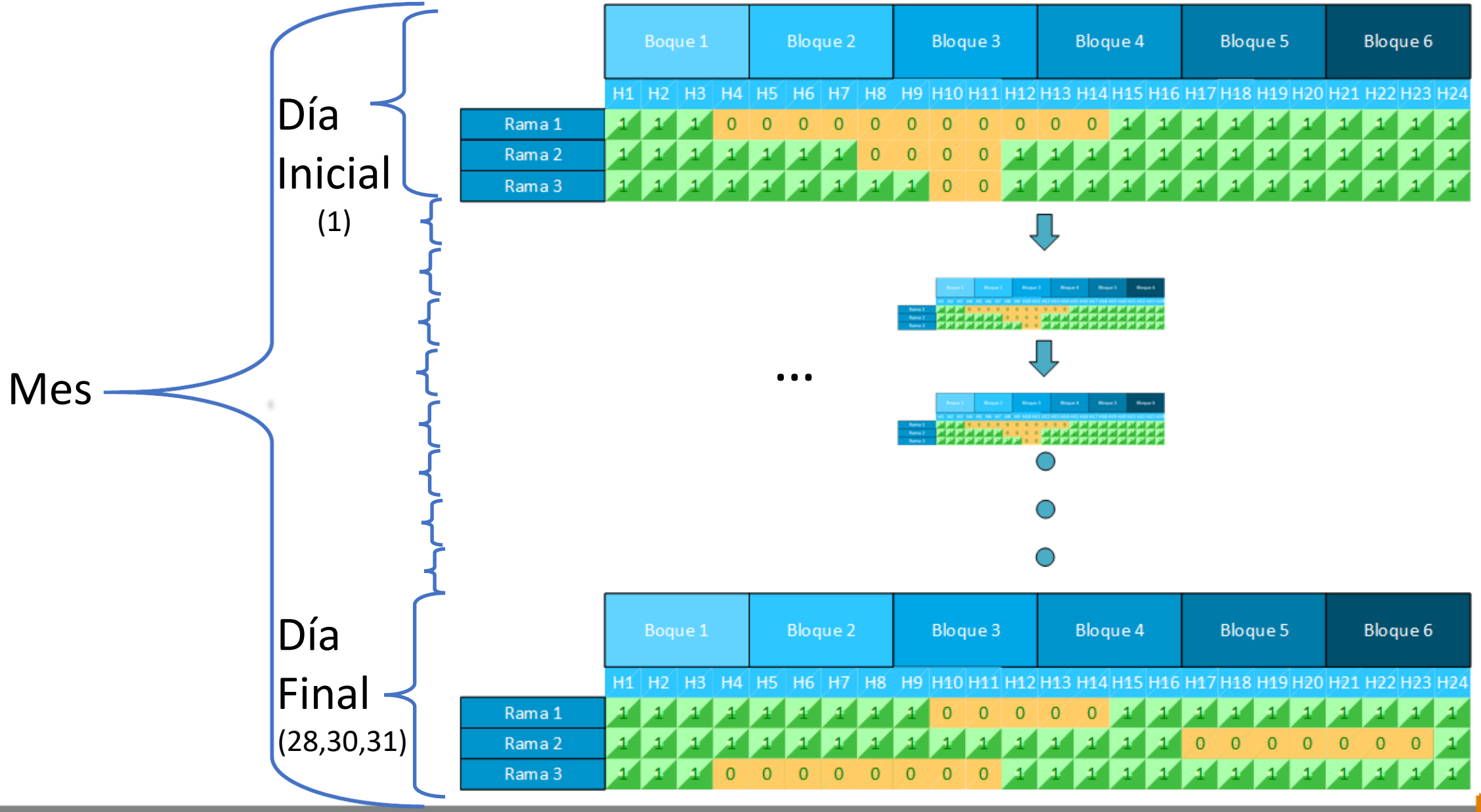
Enlaces SIN: 73
Enlaces BCA: 07
Enlaces BCS: 02

Enlace	Máximo	Mínimo
_0-15 ENL NTE-NES	950	-500

Nombre	Origen	Destino	Enlace	Sentido	Id
05HCP A3000 06REC	5309	630039	_0-15 ENL NTE-NES	-1	0
05MVI A3700 06RAP	505049	640004	_0-15 ENL NTE-NES	-1	70
05AND 93050 06MEH	5005	640199	_0-15 ENL NTE-NES	-1	5

Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del mercado Eléctrico Mayorista 2017-2031, CENACE.

Calendario de salidas programadas de elementos



Calendario de salidas programadas de elementos

Para que una rama no sea considerada en el Modelo de Red que será utilizado en el proceso de Subasta de DFT de plazo mensual, deberá cumplir con un total de 28 horas fuera de servicio en el periodo, bajo licencia programada.

Ejemplo: para el caso de una subasta mensual, se tiene que la Rama-1 acumuló un total de 28 horas o más, bajo licencia programada, pero únicamente para los Bloques de tiempo 2 y 3. La Rama-2 no será modelada en el Bloque-3 y la Rama-3 no será modelada en el Bloque-5.

Resumen de Apertura de Líneas para la Subasta Mensual:

	Boque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
Rama 1	1	0	0	1	1	1
Rama 2	1	1	0	1	1	1
Rama 3	1	1	1	1	0	1

Consideraciones para los NodosP Origen

SIN

01IZT-230	01KCR-230	03ZRP-115	06RRA-115	01ELG-115	02PRI-115	04AGD-230	06ACM-115	06TEP-400	02SWA-115	03VQM-230
01ATE-230	06ESC-115	06MPX-115	03PUU-69	01OTM-230	02TMU-115	04BRT-115	06ALT-230	06MES-400	02GLM-115	05CGD-115
02MEC-115	04NNG-115	03PTE-69	09LBR-230	01PIT-400	02TMU-230	04CMR-115	06ALT-400	06PAN-115	02GRE-115	05QDO-115
01ECR-230	03STF-115	03IMP-115	06EAP-138	01LER-85	02TUV-400	04ECC-230	06AMI-138	08CHB-34.5	02MID-400	05MAC-115
03QRP-115	06UNI-115	06MAB-115	03MYO-115	01MAG-85	03AGM-400	04EFU-115	06AUS-115	08CNC-115	02IDE-115	05ELP-115
06RMA-115	01MOS-85	03MOI-115	06LAA-138	01NEC-85	03APR-230	04HAE-230	06PAE-400	08SLC-230	02CPL-115	05CPN-115
01ATI-230	01INS-85	02CUA-115	06RRD-138	01NON-85	03TPA-69	04EFR-230	06ATP-230	08CRE-115	02IQU-115	05COS-115
02CSL-115	06AGN-115	01VIT-85	02COP-115	01LCP-230	03ARN-115	04HLI-115	06CBD-400	08MDA-115	02ISN-115	05PRA-115
02JUC-115	01ITD-115	03APT-115	01ODB-230	01LCP-400	03AZF-115	04HTS-230	06ARV-115	08LRA-115	02LVD-230	05CHD-115
05DLD-115	06HUI-115	06MGN-115	03LNP-115	01PTL-85	03LDE-230	04HYA-115	06RAP-115	08MDP-230	02MPR-115	05LSC-115
02ORI-115	02JUY-115	03AGS-115	04FUC-115	01REM-230	03TES-115	04ICA-115	06CRO-138	08VAD-115	02MIS-69	05TSM-115
01JUA-85	06ESC-230	06TII-115	02TAD-115	01TEP-85	03CRP-115	04MRI-115	06MDU-115	08VAD-230	02BJU-115	05SSM-115
03NGT-115	06CIB-115	08NIZ-115	04LCH-115	01TIN-115	03MIB-115	04MZD-230	06DUT-115	08XUL-115	02ERZ-115	05AMS-115
03JCN-115	02TLN-115	04SPP-115	06MON-115	01TUL-230	03TPD-115	04NVL-115	06FAM-138	01IUN-115	02PEI-115	05RIF-115
02CAE-115	08UMA-115	06CDU-400	05OJI-115	01TUL-400	03CJN-400	04OVI-115	06FUN-115	02AXO-115	02PGC-115	05DGU-115
03TSN-69	06KAF-115	02TJA-115	04CUU-115	01VDM-85	03CLL-69	04PGD-115	06PQA-115	02JUD-115	02ZGL-115	05MVI-400
02KIM-115	03GDU-69	06VES-115	04NVJ-115	01VAE-230	03CPT-161	04PGD-230	06HUI-230	02TVS-115	02PSG-115	06AER-400
05MMI-115	03IRA-115	02MOA-115	04OBU-115	01VAJ-230	03CPI-115	04PLD-230	06HUO-400	02IPO-230	02CTM-115	06MEH-230
05ESL-115	02SIV-115	03ADS-69	05CLI-115	01VDF-85	03SFS-115	04SLA-115	06AAT-115	02CAX-115	02RMN-115	06GUE-115
06JRA-138	03SAT-115	06ADC-138	01OLI-230	01VIC-230	03SCM-115	04TPO-230	06FTE-138	02CCL-69	02RSC-115	06NST-115
03SLM-115	06LAJ-115	03STE-115	04EPM-115	01VIL-230	03LYE-400	05BOQ-115	06LEO-115	02CGC-115	02SCH-115	06TMS-400
01REM-85	06MTP-115	03PON-115	04NRI-230	02ANG-400	03MNZ-400	05CLN-115	06KGP-115	02CHP-115	02TST-115	06MEO-230
02PTD-115	06AHM-400	03LLM-115	08BEL-115	02IPO-115	03PNR-69	05CZU-115	06CUF-230	02CLT-69	02SES-115	06AER-138
06RAP-400	03DXM-115	02INT-115	01TIZ-230	02CBE-400	03VDR-115	05ENO-230	06ESC-400	02CSX-115	02SMG-115	06GPT-115
01BDK-85	03KEL-115	01TCC-230	03ESO-115	02CRL-230	03LOG-115	05LTR-230	06VSL-115	02PJD-115	02TOY-115	06NVS-230
06PZA-115	01BAR-85	01PAT-85	01VGU-115	02DBC-115	03SAU-230	05FVL-230	06FIG-115	02CPQ-115	02TPG-115	06ETK-115
03MLP-115	01CYO-85	05AGE-115	05CRN-115	02TTE-400	03SCG-230	05GPL-230	06ATP-400	02CPX-115	02VEN-69	06VKM-230
06LDC-115	03CZO-115	05AEP-115	01PAC-85	02CTS-115	03SLM-230	05GPL-115	06MON-230	02PRI-69	02VED-115	
06VLL-115	01LAQ-85	06NUR-230	01ZIC-85	02HMS-115	03SRM-115	05INJ-115	06REC-230	02ECT-115	03CHK-115	
06NUE-115	02RBO-115	06PUO-115	01ARA-85	02LAV-400	03SRO-69	05END-230	06REC-400	02VMN-230	03SIL-115	
06PCO-115	02HUX-115	03QRO-115	01BBR-115	02LRP-115	03ELA-115	05LED-230	06RIB-138	02ARR-115	03KDA-230	
06SAL-115	03GUN-69	03CBN-69	01COA-230	02MMT-400	03SCM-69	05LGA-115	06RIB-230	02JUD-230	03PMY-400	
03CST-69	03PGN-69	02RLC-115	01CRU-230	02MPS-400	03VDR-230	05PQE-115	06STO-115	02LIB-115	03CTA-69	
03PAB-115	01ATK-230	06TPC-115	01CTT-85	02MZT-230	03ZMN-230	05SYC-230	06TEC-115	02PEE-115	03BFM-230	
05LRE-115	03CEY-115	03CME-115	01ECA-230	02PEA-230	03ZMP-69	05SYD-230	06TEG-400	02GDM-115	03SPA-230	

Total para el SIN:

Nodos P de Generación:~ 379
Zonas de Carga: 101
Combinaciones para oferta:~ 38,279

Total para el BCA:

Nodos P de Generación: ~ 14
Zonas de Carga: 4
Combinaciones para oferta: ~ 56

Total para el BCS:

Nodos P de Generación: ~ 6
Zonas de Carga: 3
Combinaciones para oferta: ~ 18

Consideraciones para los NodosP Destino

SIN

101	CENTRO ORIENTE	251	POZA RICA	320	MINAS	633	PIEDRAS NEGRAS
102	VDM NORTE	252	TEZIUTLAN	321	TEPIC VALLARTA	634	SABINAS
103	VDM CENTRO	262	ACAPULCO	322	ZAPOTLAN	641	MONTERREY
104	VDM SUR	263	CHILPANCINGO	323	ZACAPU	644	MONTEMORELOS
105	CENTRO SUR	264	IGUALA	324	IXMIQUILPAN	646	SALTILLO
106	LAZARO CARDENAS	265	MORELOS	325	QUERETARO	651	TAMPICO
212	VILLAHERMOSA	266	CUAUTLA	326	SAN JUAN DEL RIO	652	HUASTECA
213	CHONTALPA	267	CUERNAVACA	400	CABORCA	655	VICTORIA
214	LOS RIOS	268	ZIHUATANEJO	401	NOGALES	656	HUEJUTLA
215	TUXTLA	300	CELAYA	402	HERMOSILLO	800	TICUL
216	TAPACHULA	301	IRAPUATO	403	GUAYMAS	801	MERIDA
217	SAN CRISTOBAL	302	LEON	404	OBREGON	802	MOTUL TIZIMIN
221	COATZACOALCOS	303	SALVATIERRA	405	NAVOJOA	803	RIVIERA MAYA
222	TEHUANTEPEC	304	AGUASCALIENTES	406	LOS MOCHIS	804	CANCUN
223	LOS TUXTLAS	305	FRESNILLO	407	GUASAVE	805	CARMEN
232	VERACRUZ	306	MATEHUALA	408	CULIACAN	806	CAMPECHE
233	XALAPA	307	SAN LUIS POTOSI	409	MAZATLAN	807	CHETUMAL
234	ORIZABA	308	ZACATECAS	501	LAGUNA		
235	CORDOBA	309	APATZINGAN	502	DURANGO	**BCA**	
236	OAXACA	310	COLIMA	503	CAMARGO		ENSENADA
237	HUATULCO	311	JIQUILPAN	541	CHIHUAHUA		MEXICALI
241	HUAJUAPAN	313	MANZANILLO	542	CUAUHTEMOC		SANLUIS
242	IZUCAR	314	MORELIA	551	JUAREZ		TIJUANA
243	PUEBLA	315	URUAPAN	552	CASAS GRANDES	**BCS**	
244	SAN MARTIN	316	ZAMORA	611	REYNOSA		
245	TECAMACHALCO	317	CIENEGA	612	MATAMOROS		CONSTITUCIÓN
246	TEHUACAN	318	GUADALAJARA	631	MONCLOVA		LA PAZ
247	TLAXCALA	319	LOS ALTOS	632	NUEVO LAREDO		LOS CABOS

Consideraciones para los NodosP: Origen y Destino

101	CENTRO ORIENTE	251	POZA RICA	320	MINAS	633	PIEDRAS NEGRAS
102	VDM NORTE	252	TEZIUTLAN	321	TEPIC VALLARTA	634	SABINAS
103	VDM CENTRO	262	ACAPULCO	322	ZAPOTLAN	641	MONTERREY
104	VDM SUR	263	CHILPANCINGO	323	ZACAPU	644	MONTEMORELOS
105	CENTRO SUR	264	IGUALA	324	IXMIQUILPAN	646	SALTILLO
106	LAZARO CARDENAS	265	MORELOS	325	QUERETARO	651	TAMPICO
212	VILLAHERMOSA	266	CUAUTLA	326	SAN JUAN DEL RIO	652	HUASTECA
213	CHONTALPA	267	CUERNAVACA	400	CABORCA	655	VICTORIA
214	LOS RIOS	268	ZIHUATANEJO	401	NOGALES	656	HUEJUTLA
215	TUXTLA	300	CELAYA	402	HERMOSILLO	800	TICUL
216	TAPACHULA	301	IRAPUATO	403	GUAYMAS	801	MERIDA
217	SAN CRISTOBAL	302	LEON	404	OBREGON	802	MOTUL TIZIMIN
221	COATZACOALCOS	303	SALVATIERRA	405	NAVOJOA	803	RIVIERA MAYA
222	TEHUANTEPEC	304	AGUASCALIENTES	406	LOS MOCHIS	804	CANCUN
223	LOS TUXTLAS	305	FRESNILLO	407	GUASAVE	805	CARMEN
232	VERACRUZ	306	MATEHUALA	408	CULIACAN	806	CAMPECHE
233	XALAPA	307	SAN LUIS POTOSI	409	MAZATLAN	807	CHETUMAL
234	ORIZABA	308	ZACATECAS	501	LAGUNA		
235	CORDOBA	309	APATZINGAN	502	DURANGO		
236	OAXACA	310	COLIMA	503	CAMARGO		
237	HUATULCO	311	JIQUILPAN	541	CHIHUAHUA		
241	HUAJUAPAN	313	MANZANILLO	542	CUAUHTEMOC		
242	IZUCAR	314	MORELIA	551	JUAREZ		
243	PUEBLA	315	URUAPAN	552	CASAS GRANDES		
244	SAN MARTIN	316	ZAMORA	611	REYNOSA		
245	TECAMACHALCO	317	CIENEGA	612	MATAMOROS		
246	TEHUACAN	318	GUADALAJARA	631	MONCLOVA		
247	TLAXCALA	319	LOS ALTOS	632	NUEVO LAREDO		

"QGIS Development Team (2018). QGIS Geographic Information System. Open Source Geospatial Foundation Project. http://qgis.osgeo.org" Datos: CENACE, únicamente con fines ilustrativos.

Reasignación de DFT asociada a la terminación de NodosP

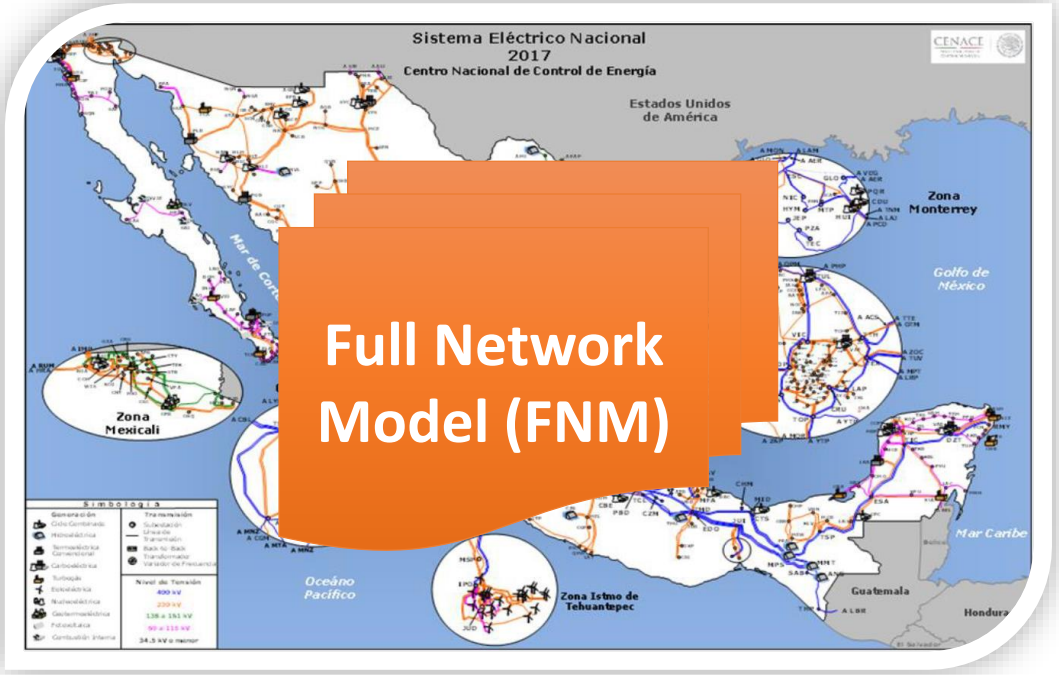
13.1.8 En caso de una reconfiguración del Sistema Eléctrico Nacional que resulte en el retiro de servicio o salida de operación de uno de los nodos utilizados en Derechos Financieros de Transmisión vigentes, el CENACE identificará otro nodo con características similares a fin de realizar las liquidaciones de los Derechos Financieros de Transmisión afectados.

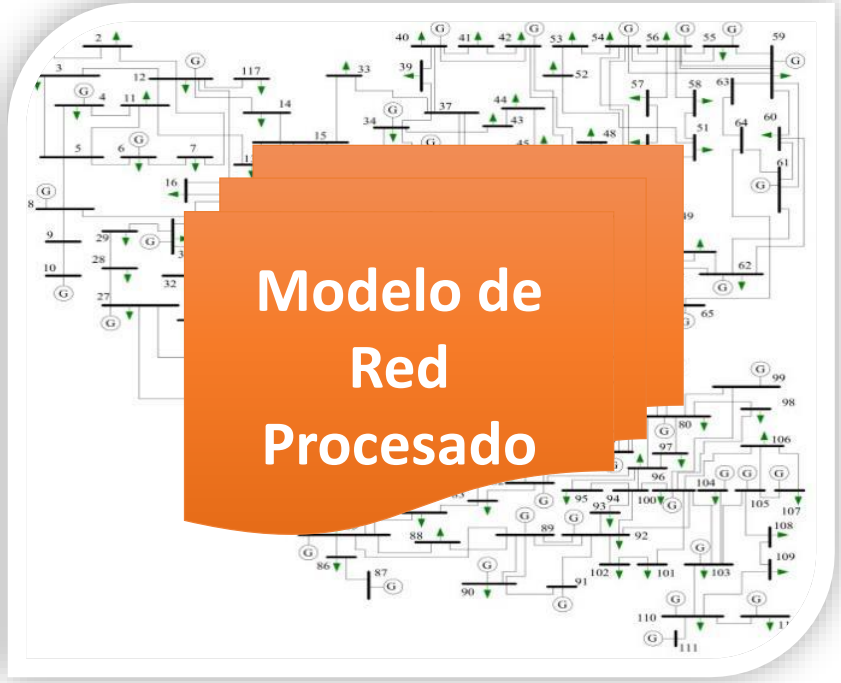
Tras la finalización de las Subastas de DFT, podrán realizarse cambios en el Modelo de la Red Física y en el Modelo Comercial que impliquen la eliminación de uno o más NodosP que sean el origen o destino asociado a un DFT.

- Si el NodoP eliminado se asocia con una planta de generación.
- Si el NodoP eliminado se asocia con un NodoP Agregado.
- Si el NodoP eliminado se asocia con un NodoP Elemental contenido en un NodoP Distribuido.
- Si el NodoP eliminado se asocia con un NodoP contenido en un Eje de Intercambio (*Trading Hub*).

Formato de Publicación del Modelo de Red

El Modelo de la Red Física reside en el sistema **EMS/SCADA** del CENACE. Consiste en una base de datos donde se concentran los parámetros eléctricos de los elementos, así como la representación de los equipos de conexión (cuchillas/interruptores) que en su conjunto, representan al Sistema Eléctrico Nacional con una topología a nivel barra, interruptor y cuchilla.





El CENACE mantendrá actualizado el **Modelo de la Red Física**, el cual es uno de los **principales insumos** para realizar el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

Formato de publicación del Modelo de Red

Representar la información más reciente de la topología esperada de la Red Nacional de Transmisión.
Adición de nuevos proyectos de infraestructura previa revisión y confirmación por el CENACE.
Actualizaciones en las relaciones de NodosC a NodosP, así como los cambios de la definición de NodosP Distribuidos o NodosP Agregados.
Actualización en parámetros de elementos físicos existentes. Información de salidas programadas para la representación más actualizada del Modelo la Red Física. El CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado la lista de NodosP (Elementales, Agregados, Distribuidos o Ejes de Intercambio) en el Modelo de la Red Física.

Información de Modelo de Red para fines de DFT:

- Listado de NodosP y su relación con NodoC.
- Listado de Líneas de Transmisión.
- Listado de Enlaces.
- Factores de Distribución de Carga (FDCs).
- Nodos por Unidad de Generación.
- Listado de Ramas que componen los Enlaces.
- Apertura de Ramas (salidas programadas).
- Límites de Flujo de Potencia de Ramas.

La Unidad de Soporte a la Operación de CENACE proporcionará el Modelo de Red Físico que será utilizado para la Subasta de Derechos Financieros de Transmisión, de manera directa al Software de Subasta de DFT.
El Departamento de Derechos Financieros de Transmisión no tendrá acceso de escritura a este insumo.

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

- La cantidad de DFTL que se liquidará como parte de las liquidaciones en el MDA no podrá reducirse en las Subastas de DFT, aunque sean infactibles en la PFSP. Los DFTL infactibles crean un riesgo de faltante de ingresos por congestión en el MDA, pero deben ser preservados para respetar los derechos de los titulares de CILs y de los SSBs.

- El CENACE ejecutará la PFSP para validar que el sistema puede **acomodar los DFT pre-existentes** como un conjunto de inyecciones y retiros fijos en la RNT **dentro de los límites definidos**.

- Sólo se consideran las **inyecciones** y los **retiros** atribuidos a los **DFT pre-existentes**.

- **No considerará** la cantidad de DFT en las **Ofertas Económicas** en la Prueba de Factibilidad Simultánea preliminar.

- **Identificará** Intervalos en los cuales los DFT pre-existentes causan **flujos que exceden la capacidad** disponible de la Red.

- **Identificará relajaciones necesarias** en los límites para que el conjunto de inyecciones y retiros atribuidos a los DFT pre-existentes sean factibles dentro de los límites de la Red.

- La Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar dará como resultado **nuevos límites relajados**.

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

- El **CENACE determinará los DFT pre-existentes** que serán modelados como inyecciones y retiros fijos de la Red Nacional de Transmisión en cada Intervalo, tanto en la PFSP como en la PFS de la Subasta de DFT.

- Dichos DFT **no podrán reducirse** incluso si no son simultáneamente factibles; más bien, **se relajarán otros parámetros** para asegurar la factibilidad simultánea.

Los DFT pre-existentes son:

(a) Los **DFTL** en posesión de los PMs distintos a los del Generador de Intermediación (GI);
(b) Los **DFTL** en posesión del Generador de Intermediación;
(c) Los **DFTL rechazados** en la Cuenta de depósito y manejo de DFT Rechazados, incluyendo DFTL rechazados y DFT incumplidos por parte de un Participante del Mercado;
(d) Los **DFT** asignados en **Subastas** de DFT **anteriores**;
(e) Los **DFT** asignados por la participación en el **fondeo** de la expansión de la Red;
(f) Los **DIS Auto-Convertidos** durante los Plazos para los cuales sus propietarios tendrán la oportunidad de convertirlos a DFT en la subasta en curso o en subastas futuras.

(i) Los DIS no se considerarán específicamente en las Subastas Anuales para DFT con Plazo de tres años, durante los Plazos para los cuales sus propietarios ya han tenido la oportunidad de convertirlos a DFT en subastas anteriores, ya que estos DFT se incluyen en la categoría d) de la presente lista.

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Función Objetivo:

Variable de Relajación mínima en rama "r"

Variable de Relajación máxima en rama "r"

Variable de Relajación mínima en enlace "bg"

Variable de Relajación máxima en enlace "bg"

$$\text{Min}\left\{\sum_{sis,tb,t,r}\left(Vf^{min}_{sis,b,t,r}+Vf^{max}_{sis,b,t,r}\right)+\sum_{sis,tb,t,bg}\left(Vfbg^{min}_{sis,b,t,bg}+Vfbg^{max}_{sis,b,t,bg}\right)\right\}$$

Inyección Neta Nodal:

Factor (4/3) de Escalamiento

Potencia MW de DFT previamente otorgados

Potencia MW de DFT previamente otorgados (4/3)

$$PreMWIny_{sis,tb,t,k} = FR1 * RPreMWIny_{sis,tb,t,k}$$

F.O. Minimizar la relajación de límites necesarios para hacer factibles los DFT pre-existentes.

Balance de Potencia Nodal:

Susceptancia de la Rama "r"

Diferencia de Posición Angular (nodok - destino)

Flujo de Potencia en la Rama "r" HVDC con origen "k"

Susceptancia de la Rama "r"

Diferencia de Posición Angular (nodok - origen)

Flujo de Potencia en la Rama "r" HVDC con destino "k"

$$PreMWIny_{sis,tb,t,k} = \sum_{r\in\{R_{ko}\cap R_{CA}\}} b_{sis,tb,t,r}\left(\theta_{sis,tb,t,k}-\theta_{sis,tb,t,d(r)}\right) + \sum_{r\in\{R_{ko}\cap R_{HVDC}\}} BrFl_{sis,tb,t,r} + \sum_{r\in\{R_{kd}\cap R_{CA}\}} b_{sis,tb,t,r}\left(\theta_{sis,tb,t,k}-\theta_{sis,tb,t,o(r)}\right) - \sum BrFl_{sis,tb,t,r} \quad ;\forall\ k\in N$$

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Flujo de Potencia en Rama individual:

Flujo de Potencia en la rama "r"

Susceptancia de la rama "r"

Diferencia de Posición angular (origen - destino)

$$BrFl_{sis,b,t,r} = b_{sis,b,t,r}\left(\theta_{sis,b,t,o(r)} - \theta_{sis,b,t,d(r)}\right);\ \forall\ r \in R_{AC}, t \in Intervalos$$

Restricción de Flujo Máximo en Líneas Individuales:

Variable de Relajación Mín. de la rama "r"

Límite de Potencia Mínimo de la rama "r"

Flujo de Potencia en la rama "r"

Límite de Potencia Máximo de la Rama "r"

Variable de Relajación Máx. de la rama "r"

$$-Vf^{min}_{sis,tb,t,r} + f^{min}_{sis,tb,t,r} \leq BrFl_{sis,tb,t,r} \leq f^{max}_{sis,tb,t,r} + Vf^{max}_{sis,tb,t,r}$$

Flujo de Potencia en Conjunto de Ramas (Enlaces):

Flujo de potencia en el enlace "bg"

Coeficiente de Contribución de la rama "rbg"

Flujo de Potencia de ramas en el conjunto ramas "rbg"

$$BrGpFl_{sis,tb,t,bg} = \sum_{bg} h_{sis,tb,t,rbg,bg} BrFl_{sis,tb,t,rbg}\Big|_{r=rbg}$$

Restricción de Flujo Máximo en grupo de Ramas (Enlaces):

Variable de Relajación Mín. del enlace "bg"

Límite de Potencia Mínimo del enlace"bg"

Flujo de Potencia en enlace "bg"

Límite de Potencia Máximo en enlace "bg"

Variable de Relajación Máx. del enlace "bg"

$$-Vfbg^{min}_{sis,tb,t,bg} + fbg^{min}_{sis,tb,t,bg} \leq BrGpFl_{sis,tb,t,bg} \leq fbg^{max}_{sis,tb,t,bg} + Vfbg^{max}_{sis,tb,t,bg}$$

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Límites de Variables de Relajación no negativa:

Variables de Relajación de ramas iguales o mayores a cero

$$Vf^{min}_{sis,tb,t,r} \geq 0 \quad ;\forall\ r \in R,\ t \in Intervalos$$

$$Vf^{max}_{sis,tb,t,r} \geq 0 \quad ;\forall\ r \in R,\ t \in Intervalos$$

Variables de Relajación de enlaces iguales o mayores a cero

$$Vfbg^{min}_{sis,tb,t,bg} \geq 0 \quad ;\forall\ bg \in BG,\ t \in Intervalos$$

$$Vfbg^{max}_{sis,tb,t,bg} \geq 0 \quad ;\forall\ bg \in BG,\ t \in Intervalos$$

Obtención de inyecciones netas nodales en el sistema (dato de entrada):

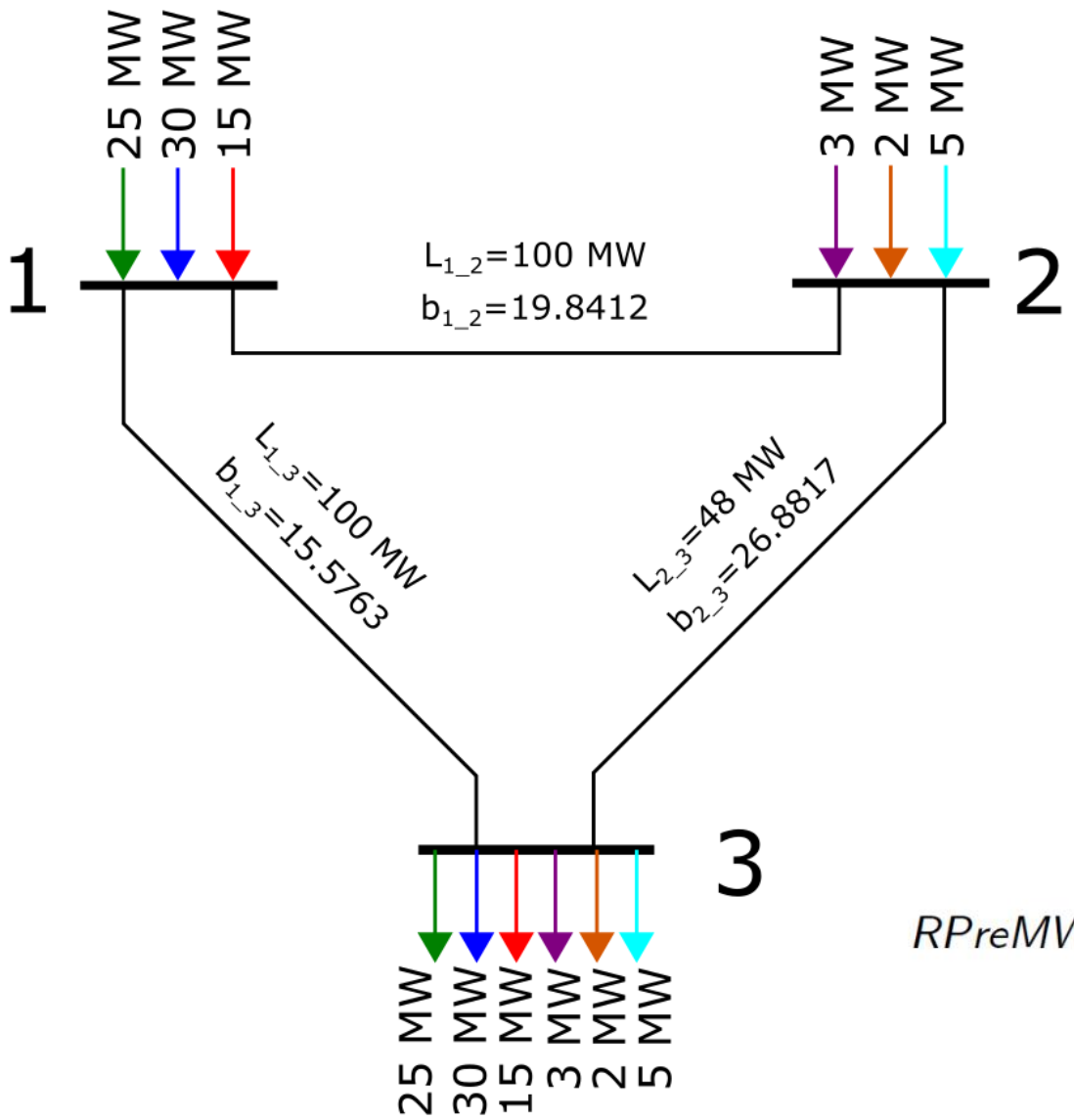
Potencia MW de DFT previamente otorgados

Sumatoria de DFT (MW) cuyo nodo de origen sea el nodo "k"

Sumatoria de DFT (MW) cuyo nodo de destino sea el nodo "k"

$$RPreMWIny_{sis,tb,t,k} = \left(\sum_{p \in P_{O_k}} DFTprev_p - \sum_{p \in P_{D_k}} DFTprev_p \right) \ ;\ \forall k \in N$$

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar



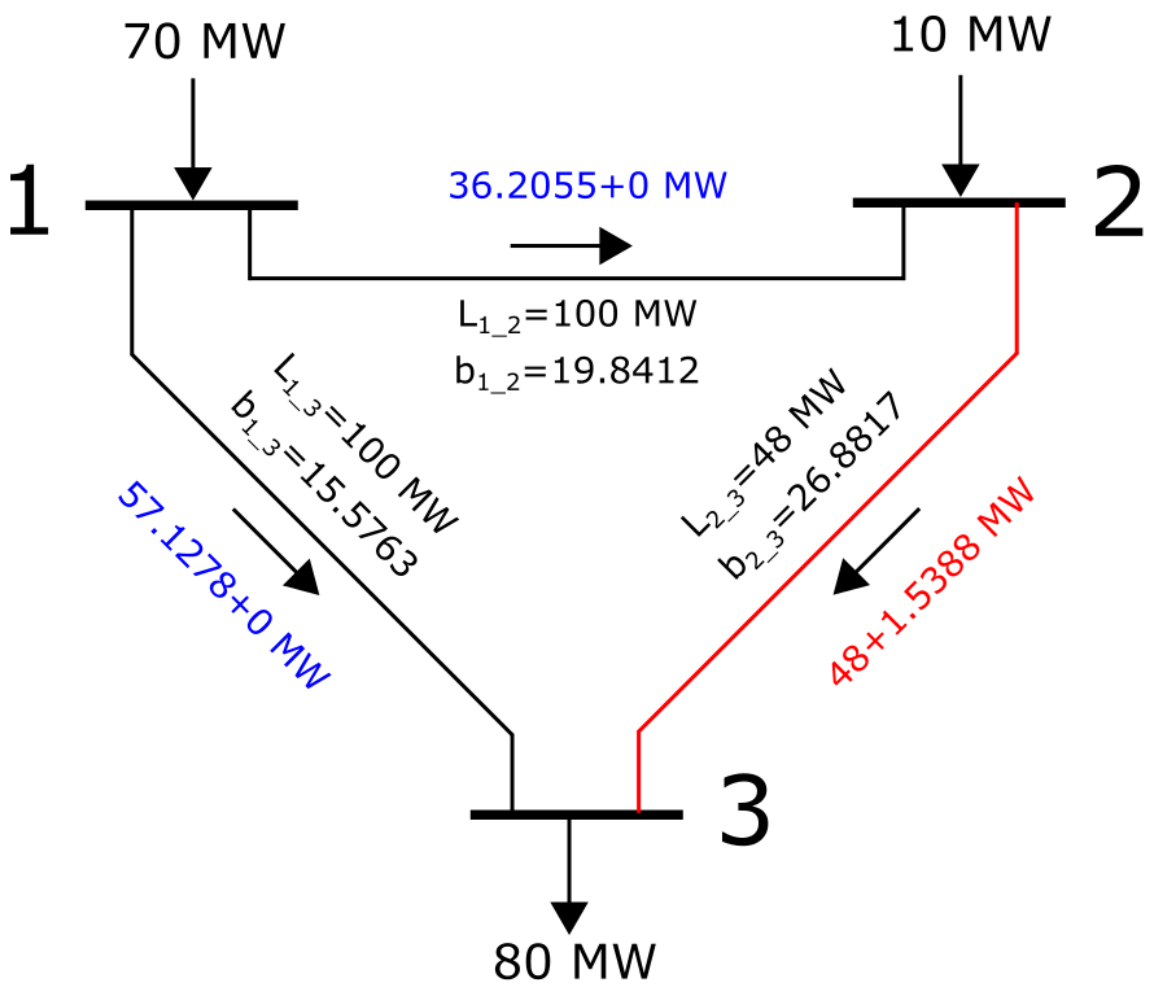
- El Modelo de Red para Subasta de DFT es diferente de un escenario a otro de Subasta, por cuestiones inherentes a la evolución del Sistema Eléctrico Nacional.
- Para la PFSP y PFS de SDFT de Plazo Mensual, se proporcionan 6 Modelos de Red (uno para cada Bloque Horario).
- Son consideradas las Aperturas de Ramas (Licencias Programadas que cumplen el criterio de número de Horas por Bloque).
- En la primera ejecución de Subasta de DFT, solo se contará con DFT Legados para modelar como Inyecciones y Retiros fijos.

$$RPreMWIny_{sis,tb,t,k} = \left(\sum_{p \in P_{O_k}} DFTprev_p - \sum_{p \in P_{D_k}} DFTprev_p \right) \; ; \; \forall k \in N$$

$$PreMWIny_{sis,tb,t,k} = FR1 * RPreMWIny_{sis,tb,t,k}$$

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Resultado de la PFSP



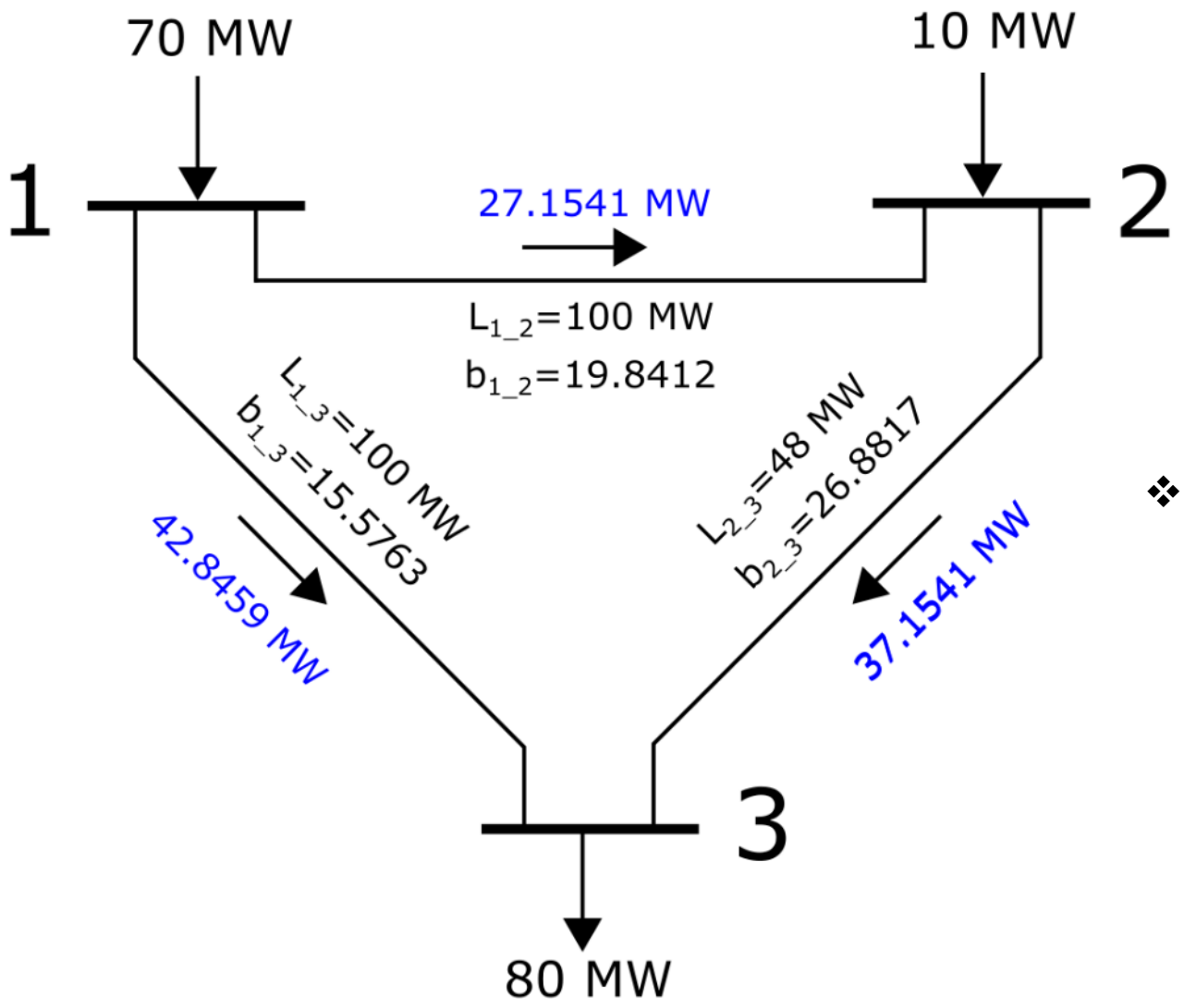
Nodo	Potencia (MW)	Potencia (MW)*(4/3)
1	70	93.333
2	10	13.333
3	-80	-106.666

Nodo de Origen	Nodo de Destino	ID	Vfmin (MW)	Vfmax (MW)	Porcentaje Vfmax	Porcentaje Vfmin
1	2	1	0	0	0	0
1	3	1	0	0	0	0
2	3	1	0	1.5388	3.2059	0

Enlace	Limite Mínimo	Flujo en Enlace (MW)	Límite Máximo
Enlace-1	-200	13.333	150
Enlace-2	-100	93.333	120

Nodo de Origen	Nodo de Destino	ID	R	X	Limite Máximo	Flujo en Rama (MW)	Límite Mínimo
1	2	1	0.01	0.0504	-100	27.1541	100
1	3	1	0.01	0.0642	-100	42.8458	100
2	3	1	0.01	0.0372	-48	37.1541	48

Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar



- Los valores de relajación ramas y enlaces, obtenidos con la **PFSP** son tomados como parámetros para la **Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta**.

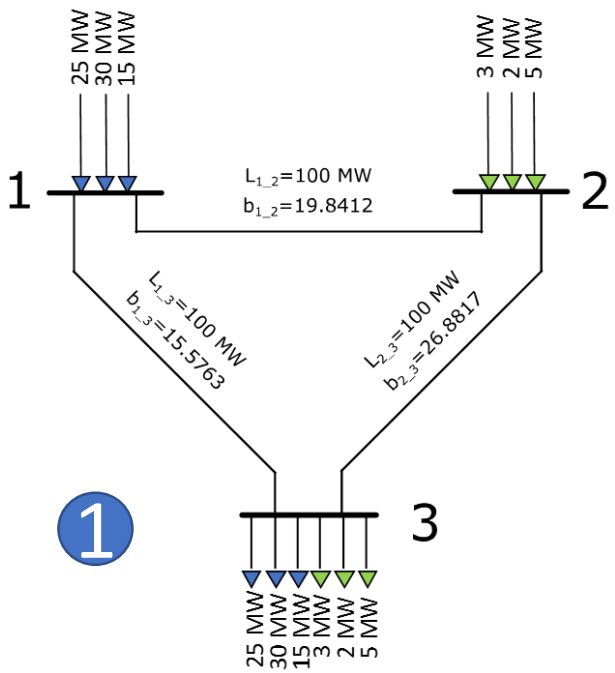
CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

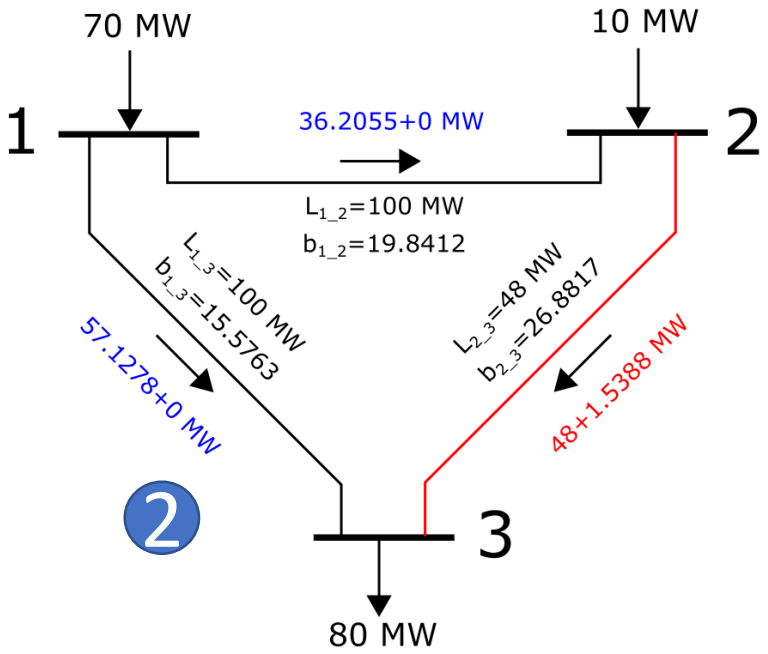
Ofertas Económicas y Portafolios

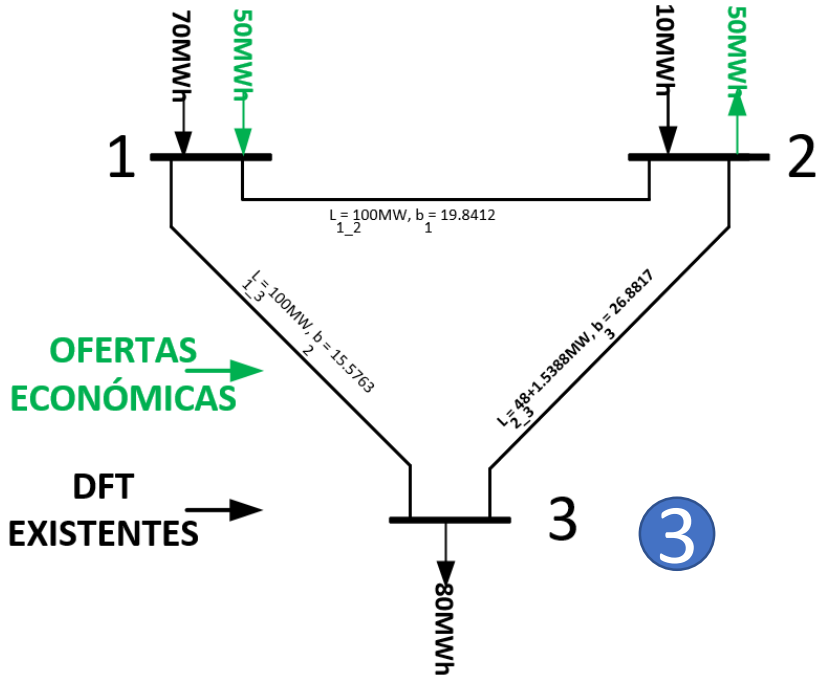
Recordemos

- ✓ El Proceso de la Subasta Mensual de DFT **se ejecuta por separado para los tres Sistemas Eléctricos** (Interconectado Nacional, Baja California y Baja California Sur).
- ✓ Las **Ofertas Económicas** se evalúan simultáneamente en cada bloque horario correspondiente.
- ✓ Como resultado de la optimización, **un DFT tendrá un Precio de Equilibrio** de la subasta de DFT menor o igual que el Precio Ofertado.
- ✓ Las subastas mensuales de DFT se ejecutarán en **una sola ronda**.

Importante







- Modelo de Asignación de DFT Legados.
- Modelo de Red completa al 11 de agosto de 2014.
- Modelo que considera las salidas programadas.
- Modelo especifico de acuerdo a la subasta.
- Modelo utilizado para la ejecución de la subasta.
- Modelo en donde se impactan las ofertas económicas.

Proceso General de la Ejecución de la Subasta Mensual

Recepción de Ofertas Económicas (5 días hábiles)

Validación de las Ofertas Económicas

Datos de Entrada: Modelo de Red Ofertas Económicas

Inyecciones y retiros multiplicados por 4/3

Ejecución de la Subasta

Precio de Equilibrio

Validación de los Resultados

Después de la Subasta

Ofertas Económicas y Portafolios

- El CENACE iniciará la Subasta de DFT al abrir el periodo de ofertas que permitirá a los Participantes del Mercado presentar sus Ofertas Económicas, las cuales serán agrupadas en portafolios.

- Una Oferta Económica para una Subasta de DFT tiene las siguientes propiedades:

CARACTERISTICAS DE LA OFERTA ECONÓMICA								
PLAZO	ID_DFT	BLOQUE_HORARIO	NODOP_ORIGEN	NODOP_DESTINO	FECHA_INICIAL	FECHA_FINAL	DFT (MWh)	PRECIO_OFERTA ($/MWh)
Mensual	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	40	$ 90.1657
Temporada	2	BH17-BH20	1	3	01/01/2019	31/03/2019	100	-$ 250.0000
Anual	1	BH17-BH20	1	2	01/01/2019	31/03/2019	150	$ 80.0000
	2	BH01-BH04	2	3	01/04/2019	30/06/2019	200	$ 50.0000
	3	BH20-BH24	1	2	01/10/2019	31/12/2019	20	$ 70.0000
Tres años	1	BH17-BH20	1	2	01/01/2019	31/03/2019	120	$ 100.0000
	2	BH01-BH04	1	2	01/01/2020	31/03/2020	120	$ 100.0000
	3	BH20-BH24	1	2	01/01/2021	31/03/2021	120	$ 100.0000

Validación de los Portafolios

- Un portafolio podrá contener una o más Ofertas Económicas.
- CENACE validará todas las Ofertas Económicas dentro de cada Portafolio.
- El **Monto Garantizado** de Pago deberá ser **MAYOR** a la **Responsabilidad Estimada Agregada** del Participante del Mercado.
- CENACE calculará los Pasivos Potenciales Estimados de la REA antes de la validación de los portafolios del PM.

Portafolio de Ofertas Económicas									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (MWh)	PRECIO OFERTADO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	90
OF3	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	89
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	55.8

Validación de los Portafolios

Toda Oferta Económica será inválida:

- Al violar Reglas del Mercado
  a) Monto Garantizado de Pago menor a la Responsabilidad Estimada Agregada.

- Incumplimiento de una regla técnica
  a) Nodo Origen igual al Nodo Destino
  b) Fecha Inicial y Fecha Final incorrecta
  c) La falta de un campo obligatorio

Ejemplo: Ofertas Económicas Invalidas

ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (MWh)	PRECIO OFERTADO ($/MWh)
OF1	**PM1**	**1**	**BH09-BH12**	**2**	**2**	**01/01/2019**	**31/01/2019**	**50**	**90**
OF2	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	70	89.5
OF3	**PM1**	**1**	**BH09-BH12**	**1**	**2**	**10/01/2019**	**31/01/2019**	**30**	**89**
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	55.8
OF5	**PM1**	**1**	**BH09-BH12**	**2**	**3**	**01/01/2019**	**31/01/2019**		**40**
OF6	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	50	39

Periodo de Ofertas

- Un Participante del Mercado puede retirar una, algunas o todas sus Ofertas Económicas, en cualquier momento **antes del cierre del periodo de ofertas**.
- Al cierre del periodo de ofertas, un portafolio válido **será financieramente vinculante**.
- Cualquier asignación conforme a una oferta económica será financieramente vinculante.
- El periodo de presentación de disputas **coincidirá** con el periodo de ofertas.

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOL	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
31	1	2	3	4	5	6
	PERIODO DE OFERTAS					
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31	1	2	3

Periodo de Ofertas

A fin de resolver posibles **empates** en el proceso de evaluación se aplicará:

Factor de hora de presentación de la oferta económica.

Para las Ofertas Económicas de Compra el factor se resta del precio de la Oferta Económica:

$$OFERTA(\$/MWh) - \left(\frac{NumHoras_{dft}}{10{,}000}\right) \qquad \forall dft \in DFT$$

Para las Ofertas Económicas de Venta el factor se suma del precio de la Oferta Económica:

$$OFERTA(\$/MWh) + \left(\frac{NumHoras_{dft}}{10{,}000}\right) \qquad \forall dft \in DFT$$

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOL	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
31	1	2	3	4	5	6
	PERIODO DE OFERTAS					
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31	1	2	3

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta

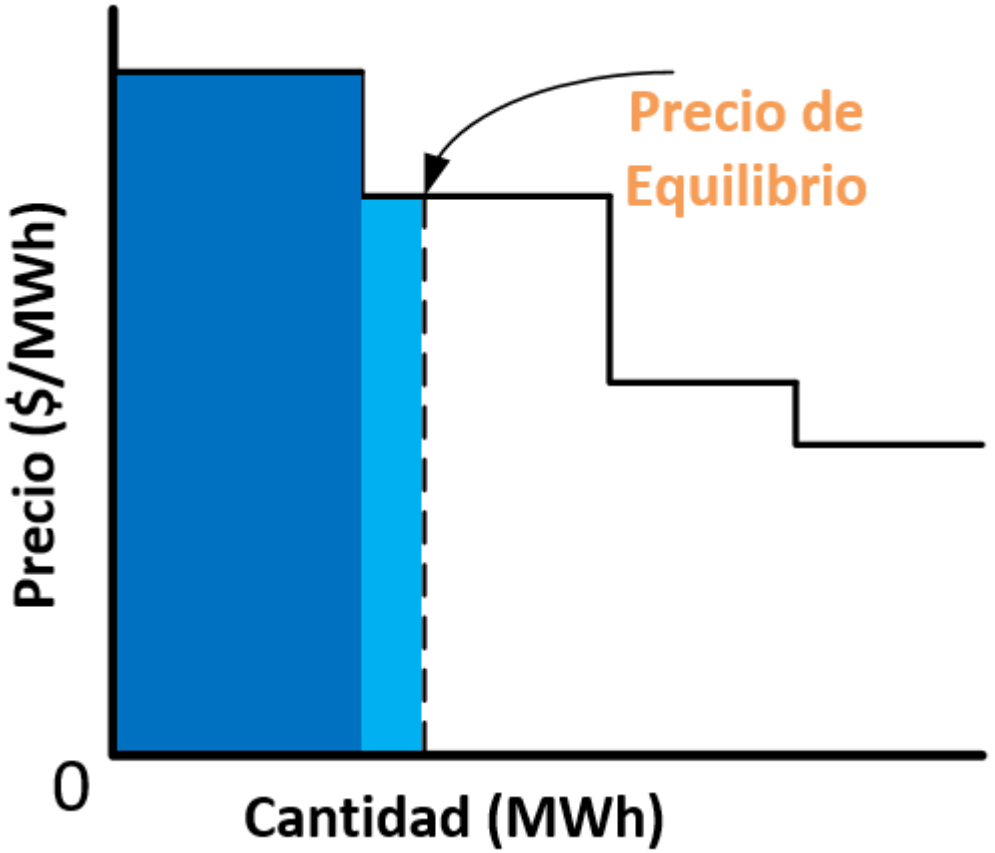
Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta

❖ Hay dos pruebas de Factibilidad Simultánea que se realizarán obligatoriamente en el proceso de la Subasta de DFT.

- ✓ Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar
  DFT Existentes
- ✓ Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta
  DFT Existentes + Ofertas Económicas

Objetivo

Determinar los **DFT Asignados** que brinda la **Maximización del Excedente Económico** y en consecuencia descubrir los **Precios de Equilibrio.**



❖ Es independiente cada intervalo (6 intervalos Subasta Mensual).

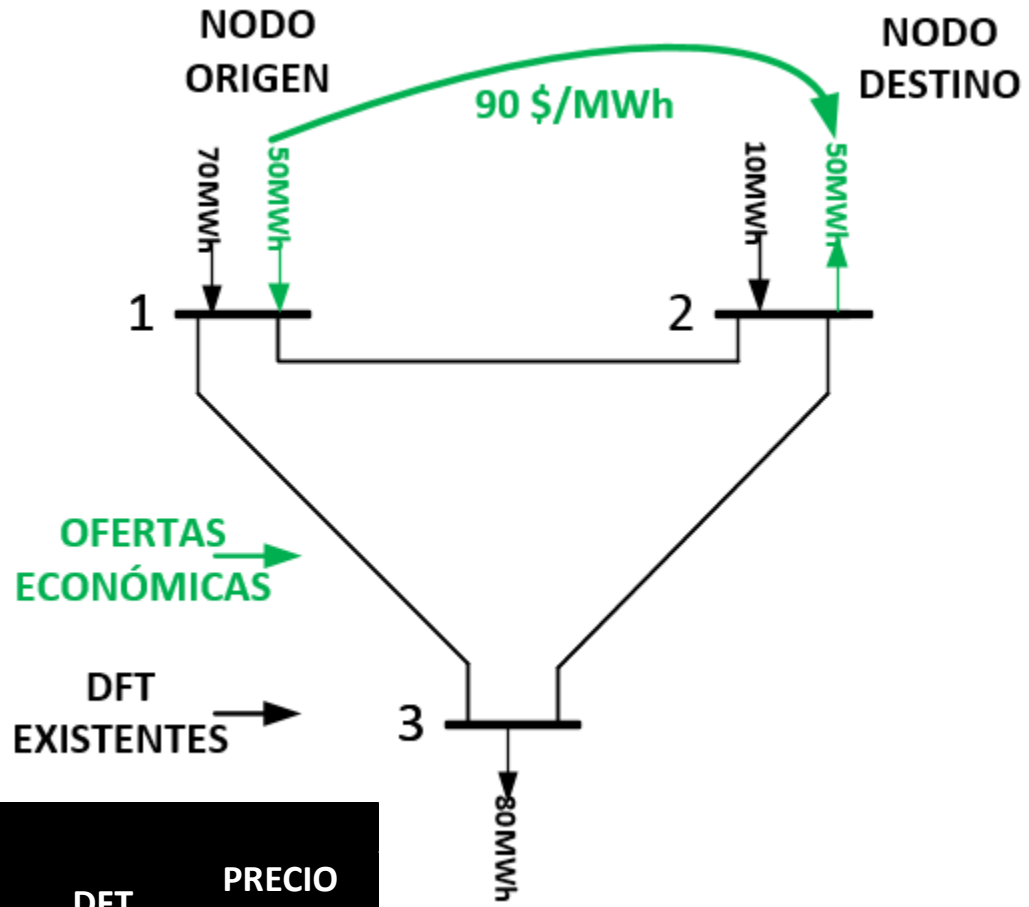
❖ La asignación se realiza al 75% de la capacidad de la Red.

Modelado de la Ofertas Económicas

- Se desea ejecutar una subasta con plazo mensual para asignar DFT con cobertura del 01 de Enero de 2019 al 31 de Enero de 2019.

- Los **DFT Existentes** se modelan como inyecciones y retiros fijos.

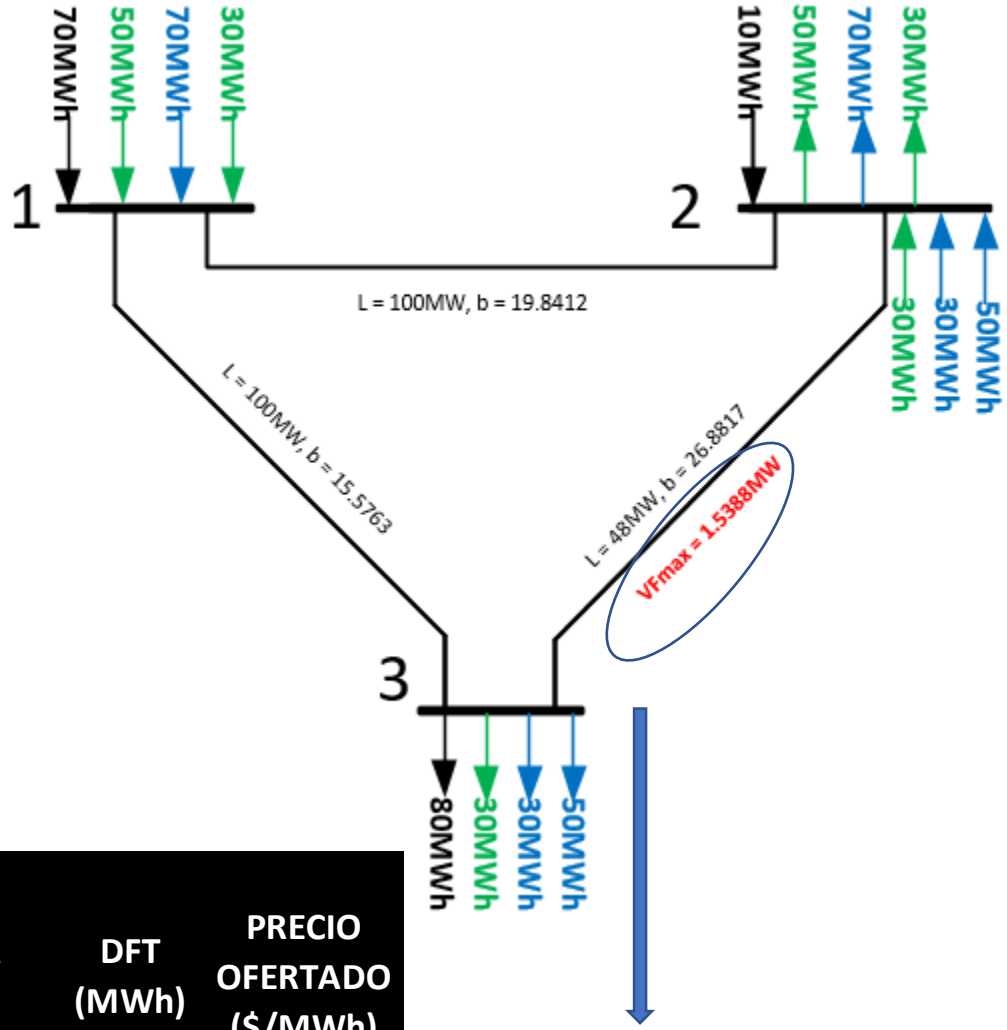
- Además de las **Ofertas Económicas** se considera todos los parámetros asociados al Modelo de Red.



PORTAFOLIO DE OFERTAS ECONÓMICAS									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (MWh)	PRECIO OFERTADO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	90
OF3	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	89
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	55.8

Datos de Entrada

- ✓ Datos de Modelo de Red
  - ✓ Transformadores
  - ✓ Límites de Líneas
  - ✓ Límites de Enlaces
  - ✓ Lista de NodosP
- ✓ Salidas Programadas de Líneas/Transformadores
- ✓ Factores de Distribución de Carga
- ✓ **DFT Existentes**
- ✓ Factor $FR_1 = 4/3$
- ✓ **Ofertas Económicas**



Resultado de la Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Portafolio de Ofertas Económicas									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (MWh)	PRECIO OFERTADO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	90
OF2	PM2	2	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	70	89.5
OF3	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	89
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	55.8
OF5	PM2	2	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	40
OF6	PM2	2	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	50	39

Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta

Función Objetivo

$$\boldsymbol{Maximizar} \left\{ \sum_{kd,ko} \sum_{dft} (\underbrace{FPr_{dft,ko,kd}}_{1} \cdot \underbrace{FAMW_{dft,ko,kd}}_{2}) \right\}$$

Sujeto a:

La cantidad de DFT asignada para la Oferta Económica no podrá ser mayor que la cantidad incluida en la Oferta Económica.

$$0 \leq FAMW_{dft,ko,kd} \leq \underbrace{FMW_{dft,ko,kd}}_{3}$$

Se identificarán las inyecciones en cada nodo elemental "k".

$$FAMWIny_{ko} = \sum_{dft,kd} FAMW_{dft,ko,kd}$$

$$\underbrace{eNodFAMWIny_k}_{4} = FAMWIny_{ko} + \sum_{apk} FAMWIny_{ko} \cdot C_{apk,k} \Big|_{k=ko}$$

Se identificarán los retiros en cada nodo elemental "k".

$$FAMWRet_{kd} = \sum_{dft,ko} FAMW_{dft,ko,kd}$$

$$\underbrace{eNodFAMWRet_k}_{5} = FAMWRet_{kd} + \sum_{apk} FAMWRet_{kd} \cdot C_{apk,k} \Big|_{k=kd}$$

1. Precio que el PM está dispuesto a pagar $/MWh
2. **Variable**: Cantidad de DFT asignados (MWh)
3. Cantidad de MWh asociada con la Oferta Económica
4. Inyección Neta en el NodoP Elemental
5. Retiro Neta en el NodoP Elemental

Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta

La Inyección Neta en cada nodo k, de las Ofertas Económicas asignadas.

$$\underbrace{FP_k}_{6} = eNodFAMWIny_k - eNodFAMWRet_k$$

Ecuación de Balance Nodal

$$\underbrace{PreMWIny_k}_{7} + FP_k = \sum_{r \in R_{ko}} \underbrace{b_r\left(\theta_k - \theta_{d(r)}\right)}_{8} + \sum_{r \in R_{kd}} b_r\left(\theta_k - \theta_{o(r)}\right), \qquad \forall k \in N$$

Restricción del flujo en cada línea

$$\underbrace{f_r^{min}}_{9} - \underbrace{Vf_r^{min}}_{10} \leq b_r\left(\theta_{o(r)} - \theta_{d(r)}\right) \leq f_r^{max} + Vf_r^{max}, \qquad \forall r \in R$$

Restricción del flujo en cada enlace

$$\underbrace{fbg_{bg}^{min} - Vfbg_{bg}^{min}}_{10} \leq \sum_{rbg} h_{rbg,bg} \cdot b_r\left(\theta_{o(r)} - \theta_{d(r)}\right)\Big|_{r=rbg} \leq \underbrace{fbg_{bg}^{max}}_{9} + Vfbg_{bg}^{max}, \forall r \in BG$$

10

6 **Variable**: Asociada con las asignaciones de DFT candidatos

7 DFT Existentes: Inyecciones y Retiros Fijos

8 Flujo que circula por la Línea

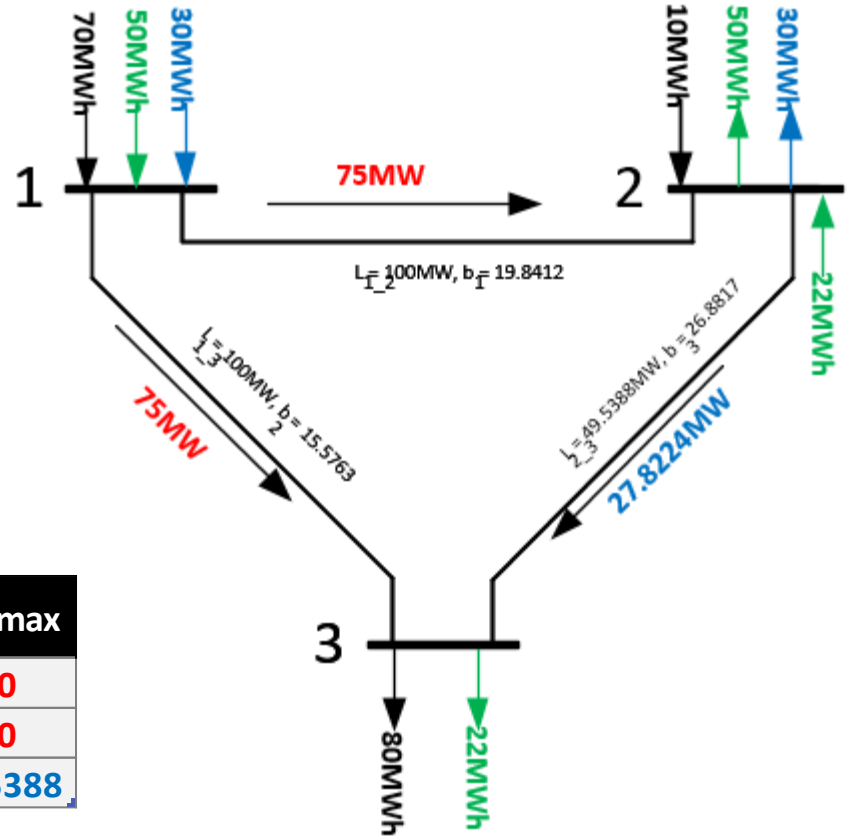
9 Límite Inferior / Superior

10 **Parámetro**: Relajación Inferior / Superior

Resultados

- Después de ejecutar la Subasta se obtienen los siguientes resultados:
- **Precio sombra** de cada Nodo del sistema eléctrico

NODO	ÁNGULO	DFT_EXISTENTES	DFT_SUBASTA	PRECIO_SOMBRA
1	6.42001	70	80	-89.5
2	1.37999	10	-58	0
3	0	-80	-22	55.8



- El flujo que circula por cada rama

RAMA	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	LÍMITE INFERIOR	FLUJO (MW)	LÍMITE SUPERIOR	VFmin	VFmax
1_2	1	2	-100	75	100	0	0
1_3	1	3	-100	75	100	0	0
2_3	2	3	-48	27.8224	48	0	1.5388

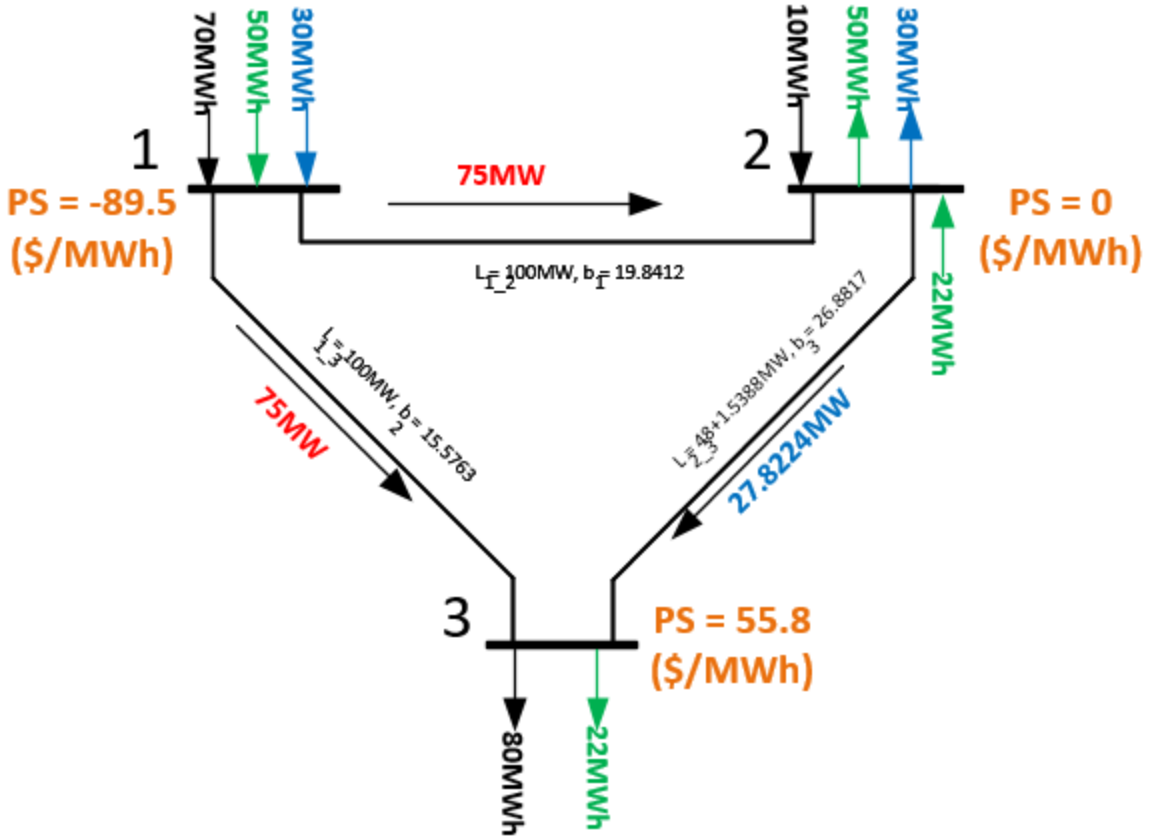
- Los MWh aceptados de cada oferta económica

Ofertas Asignadas											
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (MWh)	DFT (FAMW)	DFT (Asignados)	PRECIO OFERTADO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	50	50	90
OF2	PM2	2	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	70	30	30	89.5
OF3	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	0	0	89
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	22.8224	22	55.8
OF5	PM2	2	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	30	0	0	40
OF6	PM2	2	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	50	0	0	39

Precio de Equilibrio

- Para cada Bloque horario, Plazo y par de NodosP de origen y de destino válidos, habrá un **Precio de Equilibrio de la Subasta**.

- El Precio de Equilibrio de la Subasta se calcula como el **Precio Plazo Nodal de la Subasta en el NodoP destino menos** el **Precio Plazo Nodal de la Subasta en el NodoP origen**.



OFERTAS ASIGNADAS									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (ASIGNADOS)	PRECIO EQUILIBRIO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	89.5
OF2	PM2	2	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	89.5
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	22	55.8

Validación de los Resultados

Ingresos Totales

Es la suma de la multiplicación de la cantidad de DFT asignados (MWh), resultantes de la optimización de la Subasta de DFT, por el **Precio de Equilibrio** de la Subasta de DFT (PE_{DFT}).

Precio de Equilibrio

Umbral Mínimo

Es la suma de la multiplicación de la cantidad de DFT asignados (MWh), resultantes de la optimización de la Subasta de DFT, por el **Precio Esperado** de DFT (PS_{DFT}).

Umbral Mínimo = × **Valor Histórico**

$$IT_{SDFT} > \frac{1}{2} UM_{DFT}$$

ID_DFT	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (ASIGNADOS)	PRECIO EQUILIBRIO ($/MWh)	VALOR HISTORICO (CONGESTION)	INGRESOS DE LA SUBASTA MWh	UMBRAL MÍNIMO
OF1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	89.5	85	554,900.00	527,000.00
OF2	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	89.5	85	332940	316200
OF4	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	22	55.8	50	152,222.40	136,400.00
Ingresos de la Subasta de DFT con relación al Umbral Mínimo									**1,040,062.40**	**979,600.00**

¿Qué sigue?

- ✓ Se actualiza el inventario de los DFT.
- ✓ Se publican los resultados de la Subasta de DFT en el Sistema de Información del Mercado.
- ✓ Cualquier DFT asignado de acuerdo a una Oferta Económica será financieramente vinculante, tanto para las liquidaciones de la Subasta de DFT como para las liquidaciones en el Mercado del Día en Adelanto.
- ✓ Los resultados finales de la Subasta de DFT se transferirán al Sistema de Liquidación del CENACE y se incluirán en los estados de cuenta y las facturas diarias.
- ✓ La Responsabilidad Estimada Agregada de los Participantes del Mercado se actualizará con base en los resultados de la Subasta de DFT.

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Liquidación de la subasta de Derechos Financieros de Transmisión

Liquidación de la Subasta de DFT

Dentro del Manual de Liquidaciones (Manual de Liquidaciones numeral 4.7 Subastas de DFT) se contemplan los siguientes folios para la subasta de DFT:

- *A1609 Cargo único (a precio positivo) por compra en la Subasta de DFT:* Este folio se utiliza cuando el precio de equilibrio de compra **es positivo**. El costo del DFT será **cobrado** al comprador **en una sola ocasión** (Quinto día hábil posterior al día de la subasta).
- *A1708 Pago por la compra (a precio negativo) en la Subasta de DFT:* Este folio se utiliza cuando el precio de equilibrio de compra **es negativo**, se le **pagará** al comprador del DFT en cada **día del periodo de vigencia del DFT**.
- A1818 Distribución de ingresos netos por la venta de DFT: Este folio se utilizará para los **ingresos netos** (positivos o negativos) correspondientes de la venta de los DFT, los cuales **serán distribuidos entre los compradores de Energía Física**.

Con base en los resultados obtenidos de la subasta para la liquidación se utiliza el precio de equilibrio de compra del DFT y la energía considerada para cada DFT **(1MWh = 1DFT)**.

Liquidación de la Subasta de DFT

Dentro del Manual de Liquidaciones (Manual de Liquidaciones numeral 4.7 Subastas de DFT) se contemplan los siguientes folios para la subasta de DFT:

- *A1609 Cargo único (a precio positivo) por compra en la Subasta de DFT:* Este folio se utiliza cuando el precio de equilibrio de compra **es positivo**. El costo del DFT será **cobrado** al comprador **en una sola ocasión** (Quinto día hábil posterior al día de la subasta)

Para las horas contenidas en el bloque

Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada DFT tiene la cantidad de 1 de energía) .

Precio de equilibrio de compra en la Subasta de DFT

En la fecha en la que debe ser liquidado. 5° día hábil posterior a la subasta

Para precios de equilibrio positivos

Días contenidos en la temporada

$$CaComDFT_{f,d,D} = \begin{cases} \sum_{\delta \in DT(d)} \sum_{h \in BH(d,\delta)} E_d \cdot PrComDFT_d; \; Si: [D = DLiq(d)] \; y \; [PrComDFT_d > 0] \\ 0; \quad en\ el\ caso\ contrario \end{cases}$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s)$$

(Ec. 144)

- Como se observa, el monto a cobrar es el producto del precio de equilibrio por la cantidad de DFT.

Liquidación de la Subasta de DFT

Dentro del Manual de Liquidaciones (Manual de Liquidaciones numeral 4.7 Subastas de DFT) se contemplan los siguientes folios para la subasta de DFT:

- *A1708 Pago por la compra (a precio negativo) en la Subasta de DFT:* Este folio se utiliza cuando el precio de equilibrio de compra **es negativo**, se le **pagará** al comprador del DFT en cada **día del periodo de vigencia del DFT.**

Para las horas contenidas en el bloque

Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada DFT tiene la cantidad de 1 de energía) .

Precio de equilibrio de compra en la Subasta de DFT

En la fecha en la que debe ser liquidado. (Cada día del periodo de vigencia del DFT)

Para precios de equilibrio negativos

$$PaDiComDFT_{f,d,D} = \begin{cases} -\sum_{h \in BH(d,D)} E_d \cdot PrComDFT_d;\ Si: [D \in DT(d)]\ y\ [PrComDFT_d < 0] \\ 0\ ;\ en\ el\ caso\ contrario \end{cases}$$

$$\forall f \in F, s \in S(f), d \in DSC(f,s)$$

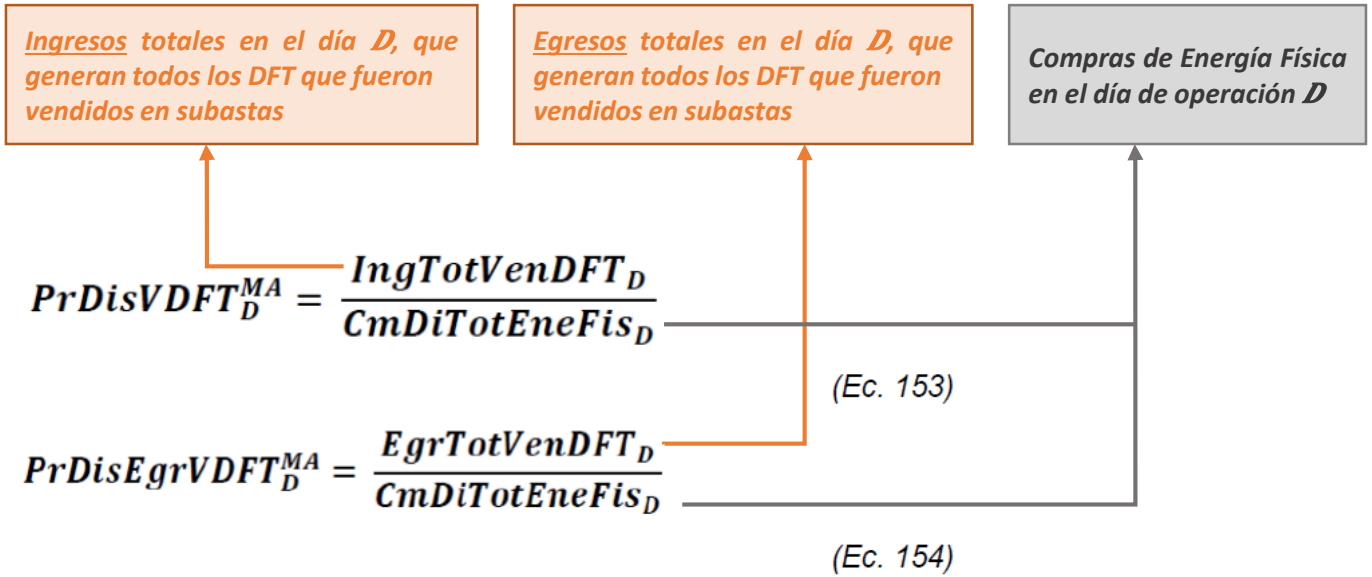
(Ec. 146)

- Como se observa, el monto a pagar es el producto del precio de equilibrio por la cantidad de DFT.

Liquidación de la Subasta de DFT

Dentro del Manual de Liquidaciones (Manual de Liquidaciones numeral 4.7 Subastas de DFT) se contemplan los siguientes folios para la subasta de DFT:

- *A1818 Distribución de ingresos netos por la venta de DFT*: Este folio se utilizará para los **ingresos netos** (positivos o negativos) correspondientes de la venta de los DFT, los cuales **serán distribuidos entre los compradores de Energía Física**



- Como se observa, el ingreso y egreso diario que genera la venta en una subasta de cada uno de los DFT son distribuidos entre aquellos Participantes de Mercado que realicen retiros de energía en el Mercado de Tiempo Real.

Liquidación de la Subasta de DFT

En este ejemplo las ofertas 1, 2 y 4 enviadas por los participantes PM1 y PM2 serán liquidadas de la siguiente forma.

Ofertas Asignadas									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (Asignados)	PRECIO EQUILIBRIO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	89.5
OF2	PM2	2	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	30	89.5
OF4	PM1	1	BH09-BH12	2	3	01/01/2019	31/01/2019	22	55.8

Liquidación a los compradores de DFT el 5° día hábil posterior a la subasta.

Folio A1609

Oferta 1 del PM1.

$$Cargo\ al\ PM1 = 50\ DFT\ * \$89.5 * 4hrs * 31\ días = \$\ 554{,}900$$

Oferta 2 del PM2.

$$Cargo\ al\ PM2 = 30\ DFT\ * \$89.5 * 4hrs * 31\ días = \$\ 332{,}400$$

Oferta 4 del PM1.

$$Cargo\ al\ PM1 = 22\ DFT\ * \$55.8 * 4hrs * 31\ días = \$\ 152{,}222.40$$

Liquidación diaria de los DFT adquiridos mediante subastas

- *A1307 Pago por la tenencia de Derechos Financieros de Transmisión*: Para la liquidación de DFT que fueron adquiridos mediante una subasta, el cargo o pago al Participante del Mercado (tenedor del DFT) se realizará con base a lo establecido en el numeral 4.6.5 del Manual de Liquidaciones.

De forma resumida, el cálculo de **pago al Titular del DFT** se realizará de la siguiente forma:

Cantidad de Derechos Financieros de Transmisión (cada DFT tiene la cantidad de 1 de energía) .

Factor de ponderación del NodoP Elemental (destino). Su valor debe estar entre cero y uno

Componente de Congestión Marginal del PML (destino) en el MDA

Factor de ponderación del NodoP Elemental (origen). Su valor debe estar entre cero y uno

Componente de Congestión Marginal del PML (origen) en el MDA

Para los días que pertenecen a la temporada

Para las horas contenidas en el bloque horario del día

$$PaDiDFTCdm_{d,D} = \begin{cases} \sum_{h \in BH(d,D)} max\left\{0, E_{dc} \cdot \left[\sum_{n \in ND(d)} Wd_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA} - \sum_{n \in NO(d)} Wo_{n,d} \cdot PrCng_{n,h}^{MA}\right]\right\}; Si\ D \in DT(c) \\ 0\ ;\ en\ el\ caso\ contrario \end{cases}$$

$$\forall\ d \in CDM$$

(Ec. 115)

Y en el caso en el que el producto sea **negativo**, resultará en un **cargo al Titular del DFT.**

Liquidación diaria de los DFT adquiridos mediante subastas

En este mismo ejemplo para la oferta 1 del PM1, el cual adquirió 50 DFT del nodo origen 1 al nodo destino 2, tiene un liquidación el **día de operación el 05/01/2019** como se muestra a continuación:

Ofertas Asignadas									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (Asignados)	PRECIO EQUILIBRIO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	89.5

Fecha de operación	Hora	Nodo	Componente de congestión
05/01/2019	9	1	415
05/01/2019	10	1	430
05/01/2019	11	1	440
05/01/2019	12	1	430
05/01/2019	9	2	520
05/01/2019	10	2	510
05/01/2019	11	2	540
05/01/2019	12	2	550

Folio A1307

$$Monto\ a\ pagar\ al\ Tenedor\ del\ DFT = [(520 - 415) + (510 - 430) + (540 - 440) + (550 - 430)] * 50 = \$20{,}250$$

Se obtiene la resta de los componentes de congestión del PML del nodo destino menos el componente de congestión del PML del nodo de origen para cada hora contenida en el bloque y luego se multiplica por la cantidad de DFT.

Liquidación diaria de los DFT adquiridos mediante subastas

En este mismo ejemplo para la oferta 1 del PM1, el cual adquirió 50 DFT del nodo origen 1 al nodo destino 2, tiene un liquidación el **día de operación el 06/01/2019** como se muestra a continuación:

Ofertas Asignadas									
ID_DFT	PARTICIPANTE	PORTAFOLIO	BLOQUE HORARIO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DFT (Asignados)	PRECIO EQUILIBRIO ($/MWh)
OF1	PM1	1	BH09-BH12	1	2	01/01/2019	31/01/2019	50	89.5

Fecha de operación	Hora	Nodo	Componente de congestión
06/01/2019	9	1	25
06/01/2019	10	1	30
06/01/2019	11	1	15
06/01/2019	12	1	20
06/01/2019	9	2	-50
06/01/2019	10	2	-70
06/01/2019	11	2	-60
06/01/2019	12	2	-40

Folio A1307

$$Monto\ a\ pagar\ al\ Tenedor\ del\ DFT = [(-50-25)+(-70-30)+(-60-15)+(-40-20)] * 50$$

$$= -\$15{,}500$$

Se obtiene la resta de los componentes de congestión del PML del nodo destino menos el componente de congestión del PML del nodo de origen para cada hora contenida en el bloque y luego se multiplica por la cantidad de DFT.

Calendario de Liquidación de Subasta de DFT

De forma ilustrativa, se muestran los tiempos en los que los cargos y pagos serán liquidados en el Estado de Cuenta del comprador de DFT por aquellos DFT adquiridos de acuerdo al precio de equilibrio.

Para el presente ejemplo suponemos que la fecha de ejecución de la subasta fue el día 17 del mes anterior y que la vigencia del DFT es de 1 mes (31 días)

- Para compradores de DFT con **precios de equilibrio positivos** se realizará la liquidación del **cargo al comprador** en una sola exhibición el 5° día hábil posterior a la ejecución de la subasta.
- Para compradores de DFT con **precios de equilibrio negativos** se realizará la liquidación del **pago al comprador** en cada día del periodo de vigencia del DFT.

Lunes	*Martes*	*Miércoles*	*Jueves*	*Viernes*	*Sábado*	*Domingo*
16	17 Ejecución de Subasta	18	19	20	21	22
23	24	25	27	28	29	30
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

¡Gracias!

@CenaceMexico

Cenace México

cenacemexico

Cenace México

www.gob.mx/cenace