



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
CAMPO DE CONOCIMIENTO EN ENERGÍA– FUENTES RENOVABLES

DISEÑO DE ESTRATEGIAS PARA LA COMPRA Y VENTA DE DERECHOS  
FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN EN MÉXICO

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
HIRAM ALBERTO CANSECO GARCÍA

TUTOR:  
DR. SERGIO QUEZADA GARCÍA  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. SEPTIEMBRE 2020



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente:

Secretario:

Vocal

1er. Suplente:

2do. Suplente:

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

TUTOR DE TESIS:

DR. SERGIO QUEZADA GARCÍA

-----  
**FIRMA**

# GLOSARIO

---

<b>ARR</b>	<i>Auction Revenue Rights</i>
<b>BCA</b>	Sistema Interconectado Baja California
<b>BCS</b>	Sistema Interconectado Baja California Sur
<b>BME</b>	Bases del Mercado Eléctrico
<b>CAISO</b>	<i>California Independent System Operator</i>
<b>CCC</b>	<i>Contract Covering the Risk of Volatility of the Fee for Assignment of Rights of Use of Transmission Capacity</i>
<b>CCM</b>	Componente de Congestión Marginal
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CIL</b>	Contratos de Interconexión Legados
<b>CPE</b>	Cargos Potenciales Estimados
<b>CRIE</b>	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
<b>CRR</b>	Congestion Revenue Rights
<b>DCT</b>	<i>Contract Covering the Fee for Assignment of Rights of Use of Transmission Capacity on Foreign Interconnections</i>
<b>DFT</b>	Derechos Financieros de Transmisión
<b>DFTL</b>	Derechos Financieros de Transmisión Legados
<b>DIS</b>	Derechos a Ingresos por Subastas
<b>DOF</b>	Diario Oficial de la Federación
<b>EOR</b>	Ente Operador del Sistema
<b>ERC</b>	Entidades Responsables de Carga
<b>ERCOT</b>	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
<b>ETCNL</b>	<i>Existing Transmission Capacity Available for Natives Loads</i>
<b>FDC</b>	Factores de Distribución de Carga
<b>FERC</b>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
<b>GCB</b>	Garantía de Cumplimiento Básica

<b>INEEL</b>	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
<b>ISO-NE</b>	<i>New England Independent System Operator</i>
<b>LIE</b>	Ley de la Industria Eléctrica
<b>LSE</b>	<i>Load Serving Entities</i>
<b>MADFTL</b>	Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados
<b>MECP</b>	Mercado de Energía de Corto Plazo
<b>MDA</b>	Mercado del Día en Adelanto
<b>MEM</b>	Mercado Eléctrico Mayorista
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional
<b>MGC</b>	Manual de Garantías de Cumplimiento
<b>MGP</b>	Monto Garantizado de Pago
<b>MIM</b>	Monitor Independiente del Mercado
<b>MISO</b>	<i>Midcontinent Independent System Operator</i>
<b>MRAPM</b>	Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado
<b>MSDFT</b>	Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
<b>MTR</b>	Mercado de Tiempo Real
<b>NYSIO</b>	<i>New York Independent System Operator</i>
<b>NZEM</b>	<i>New Zealand Electric Market</i>
<b>PFS</b>	Prueba de Factibilidad Simultánea
<b>PFSP</b>	Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar
<b>PJM</b>	<i>Pennsylvania New Jersey Maryland Energy Market</i>
<b>PM</b>	Participante del Mercado
<b>PML</b>	Precios Marginales Locales
<b>PPE</b>	Pasivos Potenciales Estimados
<b>PPN</b>	Precio Plazo Nodal
<b>PSN</b>	Precio Sombra Nodal
<b>PTDF</b>	<i>Power Transfer Distributions Factors</i>
<b>PVMR</b>	<i>Position Vector of Minimum Regret</i>

<b>RCRR</b>	<i>Residual Capacity Revenue Rights</i>
<b>REA</b>	Responsabilidad Estimada Agregada
<b>RNT</b>	Red Nacional de Transmisión
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional
<b>SDFT</b>	Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENER</b>	Secretaria de Energía
<b>SIM</b>	Sistema de Información del Mercado
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>SLP</b>	Subastas de Largo Plazo
<b>SMP</b>	Subastas de Mediano Plazo
<b>SPP</b>	<i>Southwest Power Pool</i>
<b>SSB</b>	Suministrador de Servicios Básicos
<b>SSC</b>	Suministrador de Servicios Calificados
<b>TCC</b>	<i>Transmission Congestion Contract</i>
<b>UVM</b>	Unidad de Vigilancia del Mercado
<b>VH</b>	Valor Histórico
<b>VR</b>	Valor de Referencia
<b>VS</b>	Valor de Sensibilidad

# CONTENIDO

---

<b>Glosario</b> .....	<b>3</b>
<b>Contenido</b> .....	<b>6</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>8</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>9</b>
<b>1 Introducción</b> .....	<b>11</b>
<b>2 Antecedentes</b> .....	<b>16</b>
<b>3 Justificación</b> .....	<b>20</b>
<b>4 Objetivos</b> .....	<b>21</b>
4.1 Objetivo General.....	21
4.2 Objetivos Específicos.....	21
<b>5 Reglas para las Subastas de DFT</b> .....	<b>22</b>
5.1 Disposiciones generales de las Subastas de DFT.....	23
5.2 Requisitos para participar en la Subasta de DFT.....	25
5.3 Disposiciones generales de los DFT.....	26
5.4 Validación del portafolio y periodo de ofertas.....	29
5.5 Requisitos de garantías para la participación en las subastas de DFT.....	29
5.6 Valor de Referencia.....	30
5.7 Componentes de la REA para los DFT.....	31
5.8 Componentes de la REA para los DFT: durante la Subasta de DFT.....	32
5.9 Componentes de la REA para los DFT: después la Subasta de DFT y antes de la emisión de los Estados de Cuenta Diarios.....	34
5.10 Componentes de la REA para los DFT: después de la liquidación de la Subasta de DFT.....	36
5.11 Ejecución, resultados y validación de la Subasta de DFT.....	37
5.12 Liquidaciones de DFT.....	39
<b>6 Mercados internacionales de Derechos Financieros de Transmisión</b> .....	<b>41</b>
6.1 Pennsylvania New Jersey Maryland Energy Market (PJM).....	42
6.2 New York Independent System Operator (NYISO).....	43
6.3 California Independent System Operator (CAISO).....	45
6.4 New Zealand Electric Market (NZEM).....	46
6.5 New England Independent System Operator (ISO-NE).....	47
6.6 Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).....	48
6.7 Midcontinent Independent System Operator (MISO).....	49
6.8 El mercado italiano.....	49

6.9	El mercado nórdico .....	50
6.10	Mercado Eléctrico Regional (MER).....	51
6.11	Resumen .....	51
<b>7</b>	<b>Simulador de la Subastas de DFT.....</b>	<b>53</b>
7.1	Sistema de prueba.....	54
7.2	DFT preexistentes .....	57
7.3	Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar .....	57
7.3.1	Resultados de la Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar .....	58
7.4	Planteamiento de escenarios.....	60
7.4.1	Escenario 1: únicamente ofertas de compra de nodo P a nodo P .....	60
7.4.2	Escenario 2: únicamente ofertas de compra de nodo P a nodo P y/o de nodo P a zona de carga 62	
7.4.3	Escenario 3: ofertas de compra de nodo P a nodo P y/o de nodo P a zona de carga y ofertas de venta de nodo P a nodo P.....	67
<b>8</b>	<b>Análisis de decisión para las Subastas de DFT.....</b>	<b>73</b>
8.1	Método del Vector del Posición de Mínimo Arrepentimiento .....	74
8.2	Selección de criterios e implementación del método PVMR.....	76
8.3	Power Transfer Distribution Factors (PTDF).....	79
8.3.1	Aplicación de los PTDF .....	81
<b>9</b>	<b>Diseño de Estrategias .....</b>	<b>88</b>
9.1	Despacho económico de generación: sistema de pruebas .....	89
9.2	Estrategias: participante conservador.....	92
9.3	Estrategias: participante especulador .....	97
9.4	Generación de ofertas económicas de los participantes de la Subasta de DFT .....	107
9.5	Resultados .....	108
9.6	Comentarios finales.....	114
<b>10</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>117</b>
	<b>Anexo I. Nomenclatura de la formulación matemática de la Subasta de Derechos Financieros de Transmisión .....</b>	<b>120</b>
	<b>Anexo II. Formulación matemática de la Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar ....</b>	<b>125</b>
	<b>Anexo III. Formulación matemática de la Prueba de Factibilidad Simultánea de la Subasta de Derechos Financieros de Transmisión.....</b>	<b>127</b>
	<b>Anexo IV. Resultados (precios y asignaciones).....</b>	<b>130</b>
	<b>Anexo V. Ofertas con estrategias .....</b>	<b>131</b>
	<b>Referencias bibliográficas.....</b>	<b>133</b>



## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 1. Estructura del MEM. ....	12
Figura 2. Prelación jerárquica de las Reglas del Mercado. ....	22
Figura 3. Contenido de las BME. ....	22
Figura 4. PM que pueden participar en las subastas de DFT. ....	25
Figura 5. Proceso general de la ejecución de la Subasta Mensual de DFT. ....	39
Figura 6. Pantalla principal del simulador. ....	53
Figura 7. Sistema de pruebas. ....	54
Figura 8. Resultados de la PFSP. ....	58
Figura 9. Ejemplo de curva de oferta de compra de DFT. ....	71
Figura 10. Ejemplo de curva de oferta de venta de DFT. ....	72
Figura 11. Metodología para la implementación del PVMR. ....	74
Figura 12. Comparación del VH de los DFT potenciales. ....	79
Figura 13. Efecto de flujo en la línea l de transferir potencia del nodo i al nodo m. ....	79
Figura 14. Comportamiento histórico del DFT 04NRI-230 a Cancún. ....	98
Figura 15. Curvas oferta y demanda: estrategias especuladores situación D. ....	100
Figura 16. Curvas oferta y demanda: estrategias especuladores situación D con un vendedor .....	101
Figura 17. Curvas oferta y demanda: estrategias especuladores situación Dbis con un vendedor..	102

## LISTA DE TABLAS

---

Tabla 1. Definición de nodos para las subastas de DFT. ....	24
Tabla 2. Implementación de los DFT en mercados internacionales.....	41
Tabla 3. Características principales de los DFT en mercados internacionales.....	51
Tabla 4. Definición de nodos k y nodos P agregados. ....	55
Tabla 5. Parámetros de la red eléctrica. ....	56
Tabla 6. Información de los enlaces de transmisión. ....	56
Tabla 8. Resultados de la PFSP: flujos de potencia y relajaciones en líneas. ....	59
Tabla 9. Resultados de la PFSP: flujos de potencia y relajaciones en enlaces.....	59
Tabla 10. Ofertas económicas para el escenario 1. ....	60
Tabla 11. Contribución al excedente económico de cada oferta: escenario 1.....	61
Tabla 12. Flujos de potencia resultantes en las líneas para el escenario 1. ....	61
Tabla 13. Flujos de potencia resultantes en los enlaces para el escenario 1. ....	62
Tabla 14. Ofertas económicas para el escenario 2 (a). ....	63
Tabla 15. Contribución al excedente económico: escenario 2 (a). ....	63
Tabla 16. Flujos de potencia resultantes en las líneas para el escenario 2 (a). ....	63
Tabla 17. Flujos de potencia en los enlaces para el escenario 2 (a). ....	64
Tabla 18. Conjunto de los precios sombra nodales del escenario 2 (a). ....	64
Tabla 19. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 2 (a). ....	65
Tabla 20. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 2 (b). ....	66
Tabla 21. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 2 (c). ....	66
Tabla 22. Ofertas económicas para el escenario 3 (a). ....	67
Tabla 23. Contribución al excedente económico: escenario 3 (a). ....	67
Tabla 24. Flujos de potencia resultantes en las líneas para el escenario 3. ....	68
Tabla 25. Flujos de potencia resultantes en los enlaces para el escenario 3. ....	68
Tabla 26. Conjunto de los precios sombra nodales del escenario 3 (a). ....	69
Tabla 27. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 3 (a). ....	69
Tabla 28. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 3 (b). ....	70
Tabla 29. Escenarios de pesos para la metodología PVMR. ....	77
Tabla 30. Parámetros de la implementación de la metodología PVMR (escenario A). ....	77
Tabla 31. Mejores DFT Potenciales: Top 1-20. ....	78
Tabla 32. PTDF de la red eléctrica del sistema de pruebas. ....	80
Tabla 33. Resumen de las ofertas económicas para el escenario 3 (a). ....	81
Tabla 34. Cambio del flujo de potencia activa dadas las ofertas económicas por MWh. ....	82
Tabla 35. Capacidad residual de las líneas de transmisión: escenario 3(b). ....	83
Tabla 36. Flujos de potencia causados por las ofertas económicas: escenario 3 (b). ....	83
Tabla 37. Flujos de potencia causados por las ofertas ganadoras: escenario 3 (b). ....	85
Tabla 38. Flujos de potencia, PTDF y límites para el Ejemplo 1. ....	86
Tabla 39. Flujos de potencia, límites y PTDF en los enlaces para el Ejemplo 1. ....	87
Tabla 40. Demanda en cada nodo del sistema de pruebas. ....	90
Tabla 41. Oferta económica y límites de generación en el sistema de pruebas. ....	90
Tabla 42. Resultados: PML, componente de energía y CCM. ....	91
Tabla 43. Valor histórico de los DFT potenciales en el sistema de pruebas. ....	91
Tabla 44. Flujos de potencia preexistentes, límites y PTDF en los enlaces para el SSC. ....	93
Tabla 45. Flujos de potencia en las líneas: situación A. ....	94

Tabla 46. Detalle del comportamiento histórico del DFT 04NRI-230 a Cancún.....	99
Tabla 47. PTFD de los enlaces considerando las combinaciones de los DFT. ....	103
Tabla 48. Cantidad máxima de DFT: considerando límites en los enlaces.....	103
Tabla 49. Cantidad máxima de DFT para comprar: considerando límites en las líneas de transmisión. .....	104
Tabla 50. Cantidad máxima de DFT para vender: considerando límites en las líneas de transmisión. .....	105
Tabla 51. Cantidad máxima de DFT para comprar: con efecto nulo en las líneas L8 y L9. ....	106
Tabla 52. Resumen de las ofertas en las simulaciones finales. ....	109
Tabla 53. Resumen de resultados: simulaciones finales. ....	109
Tabla 54. Resultados: simulación 1.....	111
Tabla 55. Resultados: simulación 2.....	112
Tabla 56. Resultados: simulación 3.....	113
Tabla 57. Resultados: simulación 4.....	114

# 1 INTRODUCCIÓN

---

Previo a la Reforma Energética, México tenía un modelo de industria eléctrica tradicional en el que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) estaba verticalmente integrada y era responsable del desarrollo de todas las actividades del sector eléctrico, desde la generación de energía hasta su entrega a los usuarios finales [1]–[3]. Como única excepción, este modelo permitió la participación de generadores privados en actividades que la ley no consideraba como servicio público [4]. La reforma establece una nueva organización industrial que le permite al sector adquirir energía eléctrica a precios competitivos y contar con un marco legal que haga posible a los reguladores desarrollar el mercado de manera eficiente y competitiva. Los principios que rigen la reestructuración son los siguientes [1]–[4]:

- La planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Generación de energía nuclear, Transmisión y Distribución de energía eléctrica, permanecen como actividades estratégicas exclusivas del Estado mexicano.
- La cadena industrial se separa en diferentes actividades: generación, transmisión, distribución y suministro.
- Permitir la inversión privada directa en la generación y comercialización de la energía eléctrica en el mercado eléctrico y/o por medio de asociaciones o contratos que se celebren con el Estado mexicano.

La nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en México, publicada el 11 de agosto de 2014, permite al sector privado participar libremente en la generación y comercialización de la energía eléctrica, mientras que el servicio público de transmisión y distribución de electricidad continúa reservado al Estado mexicano a través de una empresa estatal [1]–[4]. La Reforma Energética y en particular lo referente al sector eléctrico, trajo consigo la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que es operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) [5]–[7]. La estructura del MEM y las principales características de cada mercado que lo integra, se muestra en la Figura 1.

El MEM inició operaciones en 2015 con las Subastas de Largo Plazo (SLP). Estas subastas se diseñaron para los Suministradores de Servicios Básicos (SSB) y para las tecnologías de generación limpias. Las SLPs buscan permitir a los SSB y a otras Entidades Responsables de Carga (ERC) firmar contratos de cobertura eléctrica de manera competitiva para satisfacer sus necesidades de Energía Eléctrica, Potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) en cumplimiento con los requerimientos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Estas subastas también intentan permitir a los generadores contar con una fuente estable de pagos que contribuya al financiamiento de nuevas centrales eléctricas o para repotenciar las existentes.

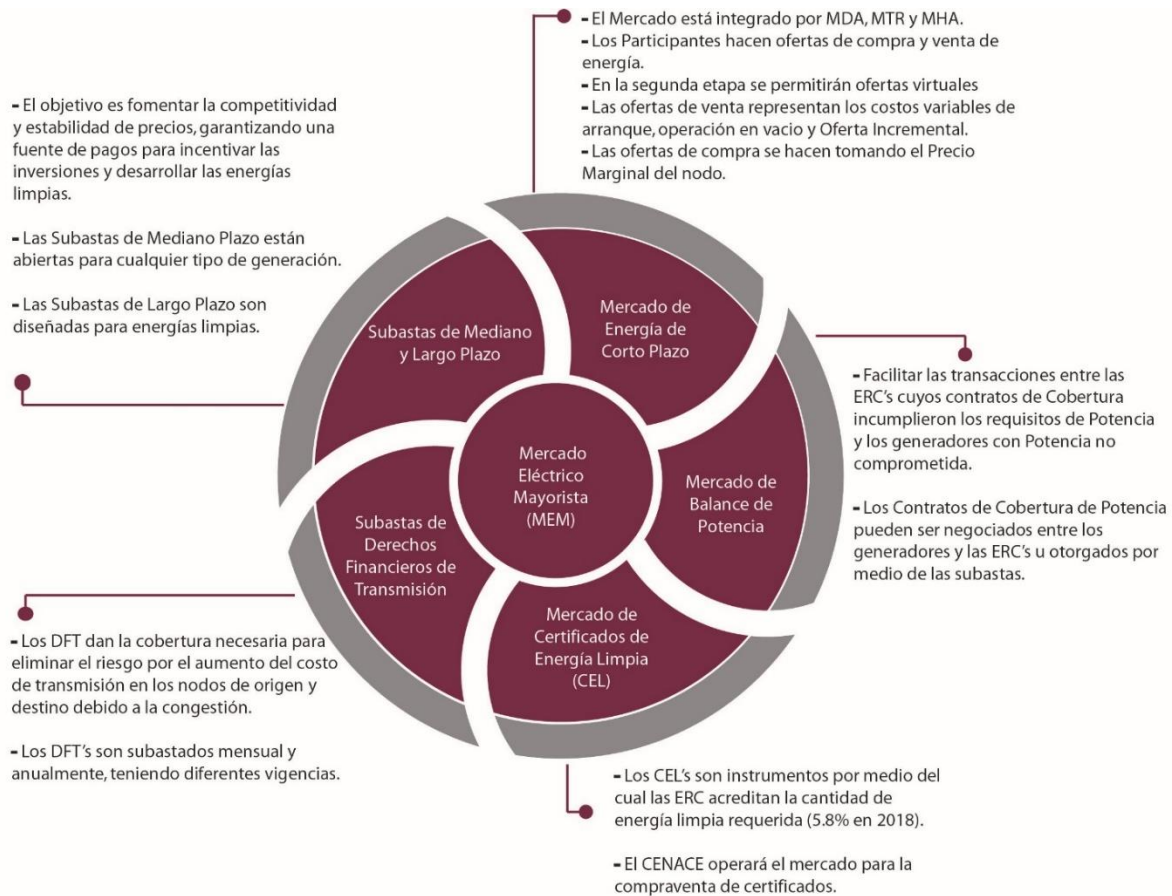


Figura 1. Estructura del MEM. Fuente<sup>1</sup>: strategy&.

Hasta la fecha, se han realizado tres subastas: SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017. A partir de la SLP-1/2017 se permitió la participación de ERC distintas al SSB debido a la inclusión de la Cámara de Compensación, la cual fungirá como el administrador de los contratos asignados de diferentes portafolios de las subastas. Sin embargo, después de las elecciones federales celebradas el 1 de julio de 2018, hubo un cambio importante en el panorama político de México [8]. Al igual que las SLPs, las Subastas de Mediano Plazo (SMP), el Mercado de Certificados de Energías Limpias (MCEL) y las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión (SDFT) están suspendidas.

La SLP-1/2018 fue cancelada por el nuevo gobierno a pesar de que las SLPs representan el principal instrumento para reducir las tarifas de electricidad a los usuarios básicos. En este sentido, existe la posibilidad de que las cancelaciones de los proyectos de líneas de transmisión y de la SLP-1/2018 aumenten el riesgo de satisfacer la demanda de electricidad a precios más elevados y forzando la utilización de tecnologías de generación convencionales. De esta manera, el sistema actual es más vulnerable a los problemas de congestión sin la entrada de los nuevos proyectos de transmisión, por lo que probablemente los precios de la energía se incrementen [9].

<sup>1</sup> Parte de la red de PwC.

Los problemas de congestión se presentan en un sistema eléctrico debido a que los límites en la capacidad de las líneas de transmisión restringen el flujo de energía a través de la red eléctrica, resultando en diferentes precios nodales llamados Precios Marginales Locales (PML) [10]–[14]. Los PML representan el costo marginal de suministrar, al mínimo costo, 1 MW adicional de demanda en un determinado nodo y hora del sistema eléctrico [10], [11], [15]. Los mercados eléctricos que utilizan precios nodales exponen a los participantes al riesgo de precios por la localización. Despreciando la contribución de las pérdidas en las líneas de transmisión, la diferencia de los precios se debe principalmente a la congestión [10], [11], [16]. En el MEM, los PML se determinan a partir de los precios sombra de la solución de un problema de Despacho Económico de Generación, en el cual se resuelve un problema de optimización sujeto restricciones físicas y operativas del sistema eléctrico, en el que se minimizan los costos variables de generación [3].

El MEM incorpora elementos de los mercados eléctricos norteamericanos como lo son los Derechos Financieros de Transmisión (DFT) [17]. Los DFT son un complemento de los precios nodales de la energía y uno de sus objetivos es proteger a los participantes y minimizar el riesgo por diferencias de precios causadas por la congestión, siendo una herramienta de gran utilidad para los generadores y suministradores con el objetivo de vender y comprar energía en diferentes nodos [12], [18]. En este sentido, los DFT han sido implementados con éxito en muchos mercados eléctricos [10]–[12], [18]–[20]. En el MEM, los DFT podrán obtenerse a través de los siguientes mecanismos [3], [21]:

- Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFTL): creados a partir del uso histórico de la Red Nacional de Transmisión (RNT).
- Subastas de DFT.
- Por fondeo de expansión de la Red de Transmisión.
- Mercados secundarios.

No obstante, mitigar los riesgos por las diferencias de precios causados por la congestión de las líneas de transmisión no es fácil y puede resultar muy costoso. La manera más efectiva es contar con la capacidad de comprar o vender DFT, creando así una cobertura financiera contra el riesgo por congestión. Como se mencionó, estos DFT se podrán comprar y vender a través de subastas que requieren por parte de los participantes un conocimiento detallado en materia de sistemas eléctricos de potencia, aunado a los conocimientos de las reglas del mercado. Sin embargo, tanto los DFT como las subastas son temas que no han sido comprendidos con profundidad por los participantes y apenas a finales de julio de 2017 fue emitido el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión (MSDFT) en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Cubrirse contra el riesgo por congestión requiere también tener capital suficiente para respaldar el monto colateral que se necesita para participar en las subastas de DFT y tener la capacidad de hacer *Mark-to-Market*<sup>2</sup> en sus coberturas de DFT [22].

---

<sup>2</sup> *Mark-to-market* se puede definir como una herramienta de contabilidad utilizada para registrar el valor de un activo o pasivo con respecto a su precio actual de mercado.

El objetivo de las subastas de DFT es maximizar el excedente económico reflejado por las ofertas económicas y determinar los precios de equilibrio, así como los DFT asignados [3], [21]. El criterio de fijación de precios es el “*pay-as-cleared*”<sup>3</sup>, es decir, es un modelo marginalista. Al momento en que se escribió este trabajo, no se cuenta con una fecha estimada para la realización de la primera subasta de DFT (actualmente se encuentran suspendidas). Sin embargo, los participantes del mercado están implementando mecanismos para cubrirse por el riesgo de congestión en sus contratos bilaterales. Por otro lado, la industria especializada está realizando procesos privados de procura de energía y otros productos asociados como una alternativa para generadores y consumidores ante la suspensión de las SLP. Estos mecanismos se llaman México Eléctrico y Concursos Eléctricos de Largo Plazo, los cuales buscan promover la inversión en plantas de generación limpia, en tecnologías de generación de energía firme, costos bajos, certidumbre en los precios de la energía, desarrollo de recursos físicos adicionales y mecanismos financieros para agregar flexibilidad y liquidez al SEN a través de la celebración de contratos de cobertura eléctrica de manera competitiva [8], [23].

Es posible que los problemas por congestión crezcan en casi todo el país debido al incremento de la demanda de energía eléctrica y la inversión insuficiente en las redes de transmisión y distribución. Subestimar la congestión significa dejar expuestos a los consumidores o generadores a un riesgo que difícilmente puedan cubrir [22]. Aunado a lo anterior, es probable que la cancelación de la SLP-1/2018 retrase el desarrollo de la capacidad adicional de generación con energía renovable y aumente la dependencia de tecnologías convencionales (que son más costosas y contaminantes) para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, generando incertidumbre en los precios futuros de los productos del MEM. Los proyectos que cuenten con una exposición considerable en el MEM deberán mostrar una resistencia importante a la volatilidad de los precios de los productos para ser considerados para una calificación de grado de inversión [9].

Por lo mencionado anteriormente y considerando que se trata de un tema poco explorado por la industria eléctrica, con gran área de mejora y por ser una de las tareas más desafiantes del mercado, este trabajo está enfocado en diseñar estrategias de compra y venta de DFT para la participación exitosa de cualquier Participante del Mercado (PM) en las subastas de DFT. La metodología desarrollada se basó en dos estrategias de participación: estrategia conservadora y estrategia especuladora. En este sentido, los participantes conservadores basan sus ofertas en los nodos de inyección y extracción de sus contratos bilaterales, así como en los beneficios económicos que les generan sus contratos, los cuales determinan el precio máximo que están dispuestos a pagar por un DFT. Por su parte, los participantes especuladores basan sus ofertas en la capacidad residual de la red, en los flujos de potencia producidos por los DFT potenciales y en las estrategias de compra de los participantes conservadores y/o especuladores que se ven motivados a comprar DFT basados en su valor histórico.

---

<sup>3</sup> En el mecanismo “*pay as cleared*”, los participantes reciben el precio de la oferta más cara que se acepta. En otras palabras, es un mecanismo de precio uniforme que ofrece el mismo precio a todas las transacciones de un producto en función de la oferta más cara aceptada (oferta marginal).

Los resultados obtenidos indican que la mejor estrategia para los participantes conservadores que buscan mitigar el riesgo por congestión es la que está definida por su contrato bilateral, en tanto que no deben estar dispuestos a comprar un DFT a un precio mayor al beneficio estimado de su contrato bilateral. Por su parte, la mejor estrategia para los participantes especuladores es identificar DFT potenciales que tendrán gran demanda (muchas ofertas de compra por parte de participantes conservadores y/o especuladores) para realizar ofertas de venta.



## 2 ANTECEDENTES

---

En un sistema eléctrico de potencia, los límites en la capacidad de las líneas de transmisión restringen el flujo de energía a través de la red eléctrica lo que resulta en diferentes precios nodales, llamados PML [10]–[14]. En México, el PML tiene tres componentes: componente marginal de energía, componente de congestión marginal y componente de pérdidas marginales. El componente marginal de energía es el mismo para todos los nodos; la diferencia entre los PML se debe a la congestión y pérdidas. Las pérdidas en las líneas de transmisión son inherentes al flujo de la energía a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo (mejorar la eficiencia de los sistemas de transmisión puede lograrse con la implementación de tecnologías y medidas para reducir las pérdidas). Por su parte, el problema de la congestión puede ser resuelto con la construcción de líneas de transmisión. Sin embargo, no es una solución económica y se requieren de muchos años para aprobar la construcción de nuevas líneas [13].

Por otro lado, los generadores reciben un pago por su producción de electricidad al PML del nodo al que están conectados, y las cargas realizan un pago por el consumo de energía eléctrica al PML del nodo en donde se encuentran conectadas [24], [25]. La diferencia de precios genera una renta por congestión (cargos recaudados en exceso) debido a que los cobros realizados a las cargas generalmente son mayores que los pagos que se debe realizar a los generadores. Una forma de distribuir estos cargos recaudados en exceso es a través de los DFT [12].

En mercados eléctricos, los DFT son un instrumento importante para cubrirse del riesgo por congestión a futuro [14], [19], [25]–[29]. Los DFT fueron desarrollados para proteger a los participantes contra la volatilidad de los precios debida a la congestión en las líneas de transmisión y para mitigar el poder de mercado [10], [11], [16]. Un DFT se define entre cualquier par de nodos en una red eléctrica y da derecho al titular a un ingreso o cargo igual al producto de la cantidad de DFT adquiridos y la diferencia de precios entre el par de nodos involucrados [10], [11], [16], [19], [28]. Esta diferencia en los precios define el costo de oportunidad de la transmisión entre las localizaciones [14].

Los parámetros que definen un DFT son nodo de origen, nodo de destino, período y cantidad (MW) [10]–[12], [18], [25]. El nodo de origen/destino también puede ser una zona de carga o eje de intercambio [18]. La implementación práctica de los DFT típicamente utiliza sólo el componente de congestión del PML.

Uno de los mecanismos por los cuales se podrán obtener DFT es a través de subastas. El objetivo principal de una subasta de DFT es responder a la pregunta *¿Cómo se deben reconfigurar o adjudicar los DFT para maximizar los ingresos obtenidos en la subasta manteniendo el sistema eléctrico dentro de sus límites?* [27]. La subasta de DFT es un mecanismo centralizado, por el cual, los requerimientos de los participantes son evaluados, comparados y, en la medida de lo posible, satisfechos. La formulación de la subasta identifica las posibles asignaciones y decide cuáles maximizan el ingreso por el uso de la red de transmisión satisfaciendo los límites del sistema. El objetivo es determinar la combinación de mayor valor de DFT que serán asignados en la subasta, de acuerdo con: a) las ofertas que

son simultáneamente factibles considerando límites de transmisión, b) los DFT preexistentes, c) las ecuaciones de balance de flujos de potencia y d) límites de cantidades de las ofertas.

Los resultados de la subasta son los DFT asignados y los precios de equilibrio, entre los cuales se puede mencionar lo siguiente [25], [27]:

- Un comprador pagará el precio de equilibrio del DFT y a un vendedor le será pagado el precio de equilibrio (mecanismo *pay-as-cleared*).
- Todos los compradores y vendedores de DFT localizados entre el mismo par de nodos pagarán el mismo precio.
- Los precios de equilibrio de la subasta son considerados independientes, esto es, el precio de cada DFT es determinado por el DFT marginal desplazado, el cual es el DFT de mayor valor que no será factible simultáneamente y en consecuencia no será adjudicado.

Al inicio de una subasta, los compradores y vendedores tienden a ser conservadores, sometiendo ofertas de compra bajas y ofertas de venta altas. En las subastas, los licitantes rara vez tienen acceso a información privada [15]. Al participar en una subasta de DFT, los involucrados tendrán que evaluar su riesgo durante la tenencia éstos. Particularmente, deberán tener proyecciones de las diferencias del componente de congestión entre el nodo de origen y destino de un determinado DFT [19], [26], [28]. No obstante, debido a la volatilidad de los mercados eléctricos, suele ser difícil pronosticar los PML con precisión [26]. En la literatura existen múltiples trabajos para pronosticar los PML, uno de ellos es el presentado por Løland et al. [30].

Aunado a lo anterior, los participantes deberán identificar potenciales ofertantes para ese mismo DFT, así como estimar sus estrategias de participación correspondientes [26]. Sin embargo, una de las tareas más desafiantes en el modelado de subastas DFT es la simulación del comportamiento y estrategias de los participantes [24]. En la literatura diferentes trabajos se han enfocado en el diseño de estrategias de compra y venta de DFT en las subastas. Li et al. [26] presentan un modelo de licitación de DFT para los ofertantes que se basa en maximizar su utilidad esperada después de considerar las estrategias de licitación de sus oponentes y sujeto a los pronósticos del mercado *spot*. Se asume que los ofertantes tienen bastante información sobre sus propias funciones de amortización y riesgo, pero carecen de esta información propia de sus oponentes. El modelo funciona de la siguiente manera: cada participante trata de averiguar las estrategias de sus oponentes, pronósticos y preferencias de riesgo, basadas en la información histórica de licitación en las subastas. El trabajo asume que cada participante modelará la posición de sus oponentes como información desconocida en diferentes tipos. Los DFT se modelan como un juego de información incompleta.

Otro trabajo enfocado al diseño de estrategias de licitación es el presentado por Yang et al. [28]. El artículo está orientado a la capacidad de influencia de las ofertas de cada participante en los resultados de la subasta. Es decir, el precio de equilibrio está basado en la oferta más baja adjudicada en la subasta. El precio de equilibrio de cada DFT en la subasta es también el costo de oportunidad de dicho DFT en la subasta. La diferencia de los precios de equilibrio

entre un par de nodos en una red congestionada determina el precio de mercado de un DFT entre ese par de nodos. Se enfatiza además que los participantes tienen la capacidad de influenciar el precio de equilibrio en una subasta y menciona que en mercados como *New York Independent System Operator* (NYSIO) los precios resultantes de la subasta se desvían significativamente de los precios de la congestión en el mercado de energía. El método propuesto para modelar el poder de mercado de los participantes en los precios resultantes de la subasta, utiliza una función de influencia de precios conjeturada<sup>4</sup>.

Li y Shahidehpour[19] proponen una restricción de riesgos en las estrategias de licitación de DFT en las subastas. Al igual que otros trabajos, se menciona que los participantes buscan maximizar sus ingresos esperados tomando en cuenta el riesgo asociado al pronóstico de las diferencias de precios entre el nodo de inyección y extracción de un DFT. Suponiendo una distribución prevista de las diferencias de precios entre los DFT potenciales y asumiendo que las preferencias de riesgo de los participantes son conocidas por los otros licitantes, el problema se modela como una optimización de dos niveles, uno superior y otro inferior, en donde el nivel superior del subproblema representa a los licitadores y el inferior representa la solución que maximiza la colecta de ingresos de la subasta por parte del operador independiente del mercado. Además, la competición entre los participantes de la subasta es modelada como un juego de información incompleta, cuya solución es el Equilibrio Bayesiano de Nash [31]. El problema de optimización propuesto por Li y Shahidehpour [19] es resuelto mediante el desarrollo de la sensibilidad de la utilidad esperada de un participante con respecto a su estrategia de licitación.

Por otro lado, la suficiencia de ingresos es una consideración importante para la emisión de los DFT. Es decir, la colecta por la congestión de la red debe ser suficiente para que el operador del sistema pueda pagar sus obligaciones con los propietarios de los DFT [18], [25]. La suficiencia de ingresos es uno de los principales retos para la implementación de los DFT y se puede asegurar a través de un mecanismo llamado Prueba de Factibilidad Simultánea [18], [25], [32]. Es importante mencionar que, idealmente, el modelo de red física utilizado en la subasta de DFT debe ser el mismo que para la asignación de generación [25].

En el mercado mexicano, los DFT garantizan al titular el derecho de cobrar o la obligación de pagar el resultado de la diferencia calculada entre el Componente de Congestión Marginal (CCM) del PML en el Mercado del Día en Adelanto (MDA) entre el Nodo P de destino menos el CCM del PML en el MDA en el Nodo P de origen [3], [21]. Con los objetivos de: reducir las posibles combinaciones de nodos en las subastas; mejorar la sincronía con el MDA; y de garantizar la suficiencia de ingresos para la liquidación de los DFT, el CENACE propuso limitar la subasta de DFT a trayectos que van desde nodos de inyección de centrales eléctricas hacia zonas de carga. De esta manera, las trayectorias para las ofertas de compra y venta de DFT se determinarán por un nodo de inyección, Nodo P elemental, a un nodo de retiro, Nodo P distribuido. De acuerdo con el catálogo de nodos publicado el 12 de diciembre de 2019, para cada sistema interconectado se tiene la siguiente información:

---

<sup>4</sup> En la teoría del oligopolio, una función conjeturada o variación conjetural, es la creencia de que un participante tiene una idea sobre la forma en que sus competidores pueden reaccionar si dicho participante cambia su precio ofertado.

- Sistema Interconectado Nacional (SIN): cuenta con 422 Nodos P de Generación (para efectos de la subasta serán nodos de origen) y 101 Zonas de Carga (para efectos de la subasta serán nodos de destino), con lo cual se tienen 42,622 combinaciones de posibles ofertas por bloque horario.
- Sistema Interconectado Baja California (BCA): cuenta con 16 Nodos P de Generación (para efectos de la subasta serán nodos de origen) y 4 Zonas de Carga (para efectos de la subasta serán nodos de destino), con lo cual se tienen 64 combinaciones de posibles ofertas por bloque horario.
- Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS): cuenta con 7 Nodos P de Generación (para efectos de la subasta serán nodos de origen) y 3 Zonas de Carga (para efectos de la subasta serán nodos de destino), con lo cual se tienen 21 combinaciones de posibles ofertas por bloque horario.

En otras palabras, el problema propuesto consiste en determinar las mejores combinaciones entre pares de nodos para realizar ofertas de compra o venta, maximizando las ganancias del participante, considerando las reglas establecidas en el MSDFT y las posibles necesidades, estrategias y restricciones comerciales de los PM en las subastas de DFT.

### 3 JUSTIFICACIÓN

---

En el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) los Generadores envían sus ofertas de venta de energía al CENACE de acuerdo con sus costos variables de generación. El CENACE, en su calidad de operador del sistema, ejecuta un despacho de generación (a costo mínimo) para determinar los PML, los cuales tienen tres componentes: energía, pérdidas y congestión. Ante la ausencia de restricciones activas de red y pérdidas de transporte, el PML es el mismo en todos los nodos [12], [29]. Si se consideran las pérdidas y/o se viola alguna restricción impuesta al algoritmo de despacho, los PML serán diferentes en cada nodo. La mayor diferencia la impone el congestionamiento de la red de transmisión [20].

Las variaciones en los PML están asociadas al límite físico en la capacidad de transmisión de las líneas. Esto genera problemas en las señales económicas de los PM al quedar expuestos al problema de la volatilidad y diferenciales de los precios de la energía. Por ello, fue necesario establecer instrumentos que hagan frente al problema de la congestión en las líneas de transmisión y a la constante exposición de los PM a la variación de los precios de mercado; uno de estos instrumentos son los DFT. Estos instrumentos presentan un enfoque puramente financiero sin perder la relación entre la transmisión, separando la propiedad de las líneas y controlando el problema de ejercer poder de mercado. Además, permiten obtener una mejor competencia entre participantes debido a que no limita el acceso al uso de las redes de transmisión del sistema eléctrico [20].

En la actualidad, el MEM se encuentra en un periodo transitorio de inestabilidad debido a las barreras y/o vacíos jurídicos y regulatorios que impiden su desarrollo óptimo, así como la adecuada penetración de los participantes en el nuevo mercado eléctrico. A pesar de todo, se ha observado una mejora continua y múltiples áreas de oportunidad. Hasta la fecha no se ha realizado ninguna subasta de DFT, por lo que estos instrumentos no han sido estudiados con profundidad por los participantes. Sin embargo, los PM están implementando mecanismos para cubrirse por el riesgo de congestión en sus contratos bilaterales.

Por lo mencionado anteriormente y considerando que se trata de un tema poco explorado por la industria eléctrica, con gran área de mejora, y por ser una de las tareas más desafiantes del mercado, este trabajo está enfocado en diseñar estrategias de compra y venta de DFT para la participación exitosa de cualquier PM en las subastas de DFT considerando las reglas establecidas en el MSDFT. Estas estrategias serán validadas en un simulador de subastas de DFT. Las estrategias tendrán diferentes enfoques de acuerdo con las necesidades y restricciones de cada PM, por lo que se buscará proporcionar un panorama amplio que permita a cualquier entidad participar de manera exitosa en las subastas. El presente trabajo servirá para validar los resultados de las subastas de DFT que implemente el CENACE. Los resultados pueden ser utilizados por cualquier participante para impulsar su desarrollo y consolidación en el MEM.

## 4 OBJETIVOS

---

### 4.1 Objetivo General

Diseñar estrategias de compra y venta de Derechos Financieros de Transmisión para la participación exitosa de cualquier Participante del Mercado en las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión que incorpora el Mercado Eléctrico Mayorista en México considerando las reglas establecidas en el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

### 4.2 Objetivos Específicos

- Diseñar estrategias consistentes y aplicables al MEM que estén en línea con las reglas para las SDFT establecidas en el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
- Realizar un estudio de la situación actual acerca de la adquisición de DFT en mercados eléctricos internacionales.
- Establecer las posibles necesidades, estrategias y restricciones de los PM en las SDFT para que los resultados de este trabajo sean aplicables a la industria eléctrica de México.
- Implementar un simulador especializado para validar las estrategias diseñadas de las subastas de DFT.
- Diseñar un plan de compra y venta de DFT en las subastas para maximizar el beneficio de cualquier participante.
- Implementar el plan propuesto para la compraventa de DFT en un simulador de SDFT.

## 5 REGLAS PARA LAS SUBASTAS DE DFT

El MEM se rige por las Bases del Mercado Eléctrico (BME) [3] y por las Disposiciones Operativas del Mercado, las cuales en su conjunto integran las Reglas del Mercado. La Figura 2 muestra la prelación jerárquica de las Reglas del Mercado. Las BME se publicaron el 8 de septiembre de 2015 y su contenido se muestra en la Figura 3.

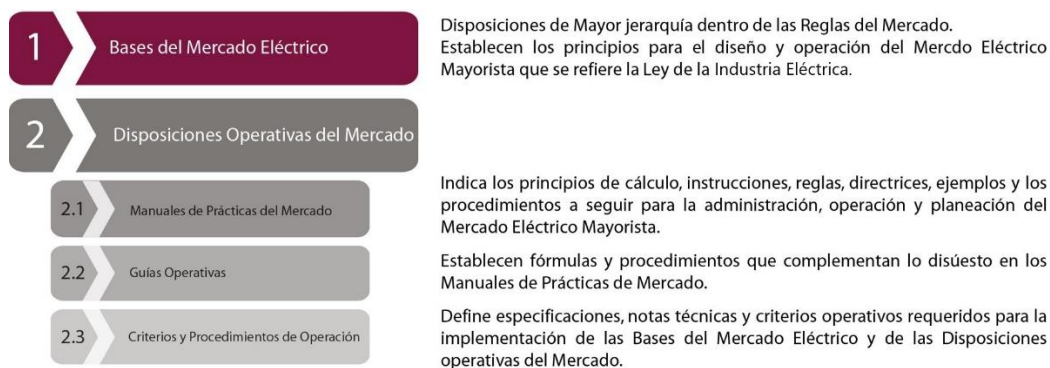


Figura 2. Prelación jerárquica de las Reglas del Mercado. Fuente: CENACE.

Se puede observar que la Base 13 de las BME describe los DFT y la manera en que serán adquiridos. Los DFT otorgan a sus propietarios el derecho o la obligación de cobrar o pagar la diferencia de los CCM de los PML entre un nodo de origen y un nodo de destino. Es importante mencionar que, los DFT no otorgan el derecho físico de usar el sistema de transmisión ni incluirán el costo marginal de las pérdidas, tarifas reguladas o cargos por Servicios Conexos.

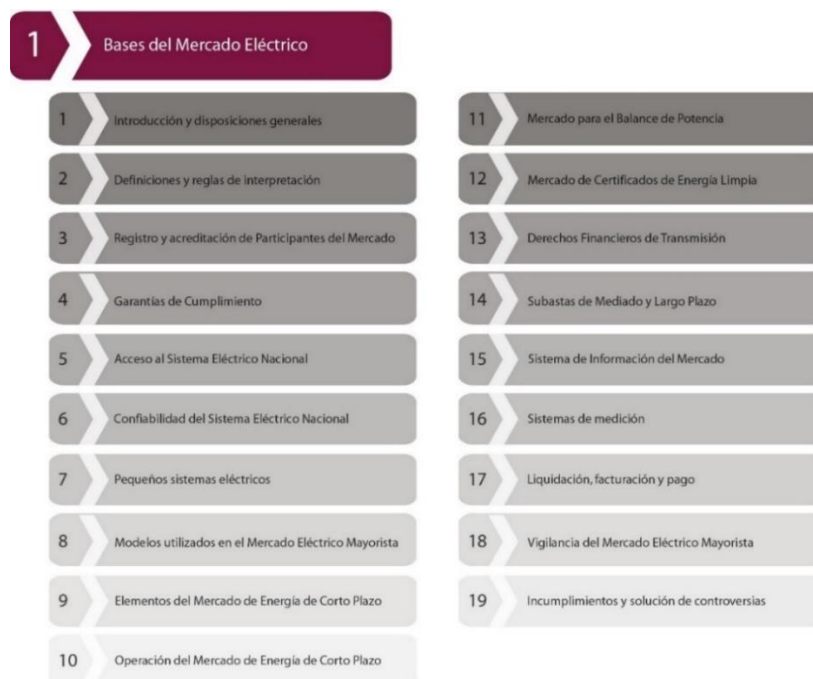


Figura 3. Contenido de las BME. Fuente: CENACE.

El valor de los DFT en posesión de los PM será calculado por el CENACE por cada día de operación y se incluirá en los estados de cuenta del día de operación correspondiente (liquidación de los DFT). Los DFT podrán obtenerse a través de los siguientes mecanismos [3]:

- Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFTL): creados a partir del uso histórico de la Red Nacional de Transmisión (RNT).
- Subastas de DFT.
- Por fondeo de expansión de la Red de Transmisión.
- Mercado secundario: creados en contratos de cobertura eléctrica sin que estén sujetos a los procedimientos establecidos en las Reglas del Mercado y podrán tener períodos de vigencia acordados entre las partes.

Los DFTL se asignarán exclusivamente a titulares de Contratos de Interconexión Legados (CIL) y SSB (CFE Suministrador de Servicios Básicos, por ahora). El CENACE calculará los DFTL factibles para cada PM elegible y les comunicará la cantidad y características de los DFTL a los que tengan derecho para que manifiesten su voluntad de recibirlos o rechazarlos. Los DFTL se calcularán para cada año entre 2016 y 2035.

El Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados (MADFTL) publicado el 14 de septiembre de 2016 en el DOF, tiene por objeto establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo y ejemplos a seguir para asignar los DFTL [33]. La cantidad asignable considerada para el cálculo de los DFTL se obtendrá mediante el cálculo del promedio del uso histórico (mínimo entre: la generación total promedio y consumo total promedio) en el periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 para cada sistema y periodo de uso. En el caso de las energías renovables se utilizará un periodo de hasta 10 años completos contado a partir del 12 de agosto de 2004.

Después de la asignación de DFTL, la capacidad de transmisión restante será vendida en subastas de DFT y los ingresos obtenidos serán devueltos a todas las ERC. Los DFTL junto con los DFT asignados en subastas previas juegan un papel importante en las subastas de DFT debido a que disminuyen la capacidad residual de la red. Esto debe considerarse al momento de realizar las estrategias de compraventa de DFT, es decir, una vez identificados los DFT potenciales se debe verificar que sean factibles en la red.

## 5.1 Disposiciones generales de las Subastas de DFT

En un principio, durante la primera etapa del mercado, se contempló que los DFT sólo serían adquiridos en subastas anuales con plazos de vigencia de un año, las cuales iniciarían en 2016. No obstante, las subastas de DFT han sido el tema más complicado de entender por parte de los PM. Por ello, el CENACE determinó implementar subastas mensuales de DFT (contempladas en la segunda etapa) hasta que los participantes pudieran familiarizarse de



manera adecuada y estuvieran listos para subastas con plazos de vigencia diferentes. Los DFT asignados en las subastas mensuales siempre inician el primer día del mes y terminan el último día del mes.

Aunado a esto, las BME y el MSDFT establecieron que las ofertas de compra de DFT podrían realizarse entre cualquier Nodo P de origen y cualquier Nodo P de destino (dentro del mismo sistema), lo que generaba demasiadas posibles combinaciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sin embargo, el CENACE realizó una consulta a la CRE sobre la definición de Nodos P para ofertas de compraventa de DFT mediante subastas, determinando que las trayectorias de DFT serán de nodos de generación a zonas de carga. Es decir, los nodos de origen sólo serán nodos de generación y los de destino zonas de carga [34].

En ese sentido, se deberá tener mucho cuidado con los nodos definidos y las redes utilizadas debido a que el CENACE constantemente actualiza el catálogo de nodos y es posible que para algunas subastas ciertos nodos no estén definidos o simplemente no se tenga un historial de comportamiento. De acuerdo con el catálogo de nodos publicado el 12 de diciembre de 2019 por el CENACE, la Tabla 1 muestra los nodos de generación, carga y combinaciones posibles en cada bloque horario de las subastas [35].

Tabla 1. Definición de nodos para las subastas de DFT.

<b>Sistema</b>	<b>Nodos P de generación</b>	<b>Nodos de carga</b>	<b>Combinaciones</b>
SIN	422	101	42,622
BCA	16	4	64
BCS	7	3	21

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

El proceso de la subasta mensual de DFT se ejecutará por separado para los tres sistemas eléctricos (SIN, BCA y BCS), se llevará a cabo cada mes e iniciarán típicamente en diciembre para asignar los DFT para enero del año siguiente. Los resultados de la subasta serán los DFT asignados y los precios de equilibrio. El precio de equilibrio de cada DFT es determinado por el DFT marginal desplazado, el cual es el DFT de mayor valor que no será factible simultáneamente y en consecuencia no será adjudicado [25], [27]. En las subastas de DFT habrá un precio de equilibrio para cada bloque horario, plazo y par de Nodos P de origen y destino válidos. El precio de equilibrio de la subasta de DFT se calcula como el Precio Sombra Nodal (PSN) en el Nodo P de destino menos el PSN en el Nodo P de origen. Sin embargo, en las subastas mensuales el Plazo consiste en un solo intervalo<sup>5</sup>, el Precio Plazo Nodal (PPN) es igual al PSN<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Un Intervalo se compone de meses y bloques horarios. Por ejemplo, el trimestre enero-marzo para el bloque horario 1 es un Intervalo. Por su parte, el Plazo corresponde a una fecha inicial y fecha final, que corresponden al plazo del DFT disponible en la subasta de DFT. En las subastas mensuales de DFT con Plazo de un mes (la vigencia de los DFT es mensual), se considera un Intervalo de un mes para cada uno de los seis bloques horarios.

<sup>6</sup> El PSN proporciona información sobre cuánto cuesta un MW adicional de potencia en cada nodo. Es similar al PML, sólo que los flujos de potencia son producidos por los DFT preexistentes y las ofertas asignadas en la subasta.

Para los Nodos Distribuidos (zonas de carga), el PSN es la suma ponderada de los PSN de los Nodos P subyacentes<sup>7</sup>, donde los Factores de Distribución de Carga (FDC) se utilizarán para realizar la ponderación. El CENACE publicará los FDC junto con la información de la red. Como se mencionó, no se tiene una fecha estimada de cuándo se realizará la primera subasta de DFT, sin embargo, inicialmente sólo contemplarán un plazo de un mes. Por estas razones, la presente tesis está enfocada únicamente en subastas mensuales con plazo mensual.

## 5.2 Requisitos para participar en la Subasta de DFT

El proceso para inscribirse y participar en las subastas de DFT se encuentra en el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado (MRAPM) [36]. Por ello, en esta sección sólo se identificarán los principales aspectos y requisitos adicionales específicos. Los candidatos interesados en participar en las subastas de DFT deberán registrarse bajo cualquier modalidad de PM que sea elegible para comercializar DFT, las cuales se muestran en la Figura 4.

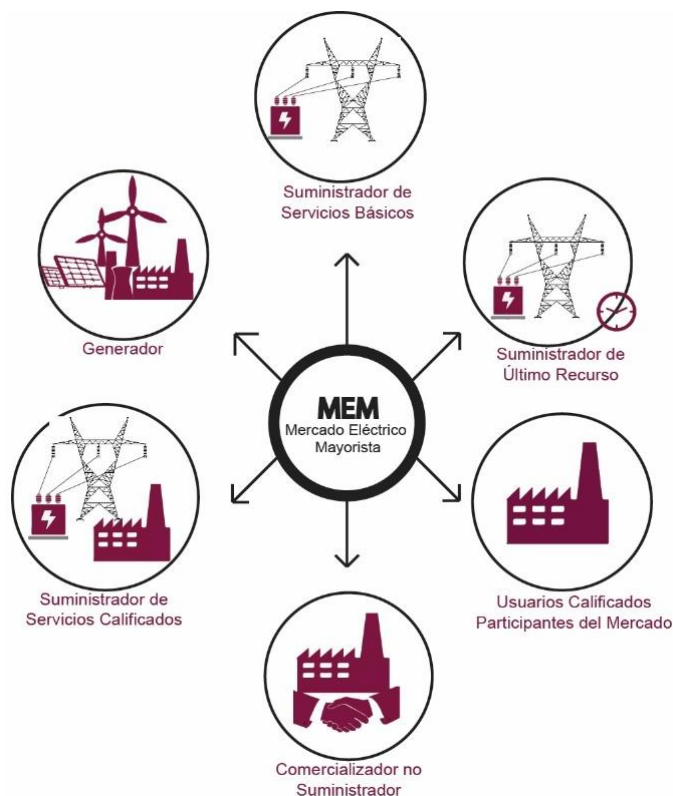


Figura 4. PM que pueden participar en las subastas de DFT. Fuente: CENACE.

Cualquiera de los PM mostrados en la Figura 4 que deseen participar en las Subastas de DFT deberán incrementar el importe de la Garantía de Cumplimiento Básica (GCB) en \$5,000,000.00 M.N. (cinco millones de pesos 00/100 M.N.) 30 días antes de que pretendan obtener la titularidad de los DFT [37]. Aunado a esto, la Responsabilidad Estimada Agregada

<sup>7</sup> Nodos P que integran a un Nodo Distribuido.

(REA), incluida la parte que se deriva de las actividades de los DFT, deberá cubrirse con el Monto Garantizado de Pago (MGP) cuya vigencia cubra la participación de los PM en la Subasta de DFT y en la tenencia de estos instrumentos. Es decir, se deberán añadir garantías para respaldar los DFT que en su caso sean asignados en la subasta. Los PM deberán presentar al menos uno de los siguientes instrumentos [21], [37]:

- Carta de crédito.
- Instrumentos financieros de bajo riesgo crediticio y de mercado.
- Depósitos de fondo.
- Aval del Gobierno Federal.

### 5.3 Disposiciones generales de los DFT

Los DFT garantizan al titular el derecho de cobrar o la obligación de pagar el resultado de la diferencia calculada entre el CCM del PML en el MDA entre el Nodo P de destino menos el CCM del PML en el MDA en el Nodo P de origen, considerando principalmente lo siguiente [3], [21]:

- El Nodo P de origen es conceptualmente equivalente al punto de inyección o punto de entrega. El Nodo P de destino es conceptualmente equivalente al punto de extracción o punto de retiro.
- Los Nodos P de origen y de destino pueden ser cualquier Nodo P definido por el CENACE para el cual se publicarán PML en el MDA, o para los cuales el CENACE anticipa que se publicarán PML en un MDA que se incluirán en el plazo de la Subasta de DFT.
- Los Nodos P de origen y de destino especificados en el DFT deberán estar definidos en el mismo sistema eléctrico: SIN, BCA y BCS.
- Los valores para liquidarse de los DFT se calcularán con base en el CCM del PML en el MDA. Los precios en el Mercado de Tiempo Real (MTR) no tienen ningún efecto sobre las liquidaciones de DFT.
- Los DFT no otorgan el derecho físico para el uso de la RNT y no están relacionados al flujo de energía actual en el MDA.
- Los DFT no representan un derecho físico para la entrega de energía ni requieren que el titular de ese derecho suministre energía física para recibir un ingreso o cargo de congestión.
- Los DFT estarán balanceados, es decir, la cantidad evaluada en el nodo de origen será siempre igual a la cantidad evaluada en el nodo de destino.
- Los DFT no incluyen el Componente de Pérdidas Marginales ni cargos de acceso a la RNT (tarifas reguladas) o cargos por Servicios Conexos.

- Las pérdidas de transmisión no se consideran debido a que su efecto en la factibilidad se atiende con el factor de 4/3 y a que el proceso de estimación de pérdidas requerirá un proceso iterativo que pudiera no converger.
- Cada DFT se expresa en forma unitaria por cada unidad de energía (1 MWh) en cada hora en la que el DFT está vigente.
- Para cada hora del plazo de un DFT, el pago o cobro se le asignará al titular del DFT independientemente de su participación física en el MECP.

En las subastas de DFT, una oferta económica tiene las siguientes propiedades:

- Titular: PM.
- Plazo: par de fechas, fecha inicial y fecha final, que corresponden al plazo del DFT disponible en la Subasta de DFT.
- Bloque horario: uno de los seis bloques definidos dentro de las características de los DFT. Los bloques horarios se definen como sigue:
  - a) 0:00 a las 4:00 horas (HT1 a HT4)<sup>8</sup>, todos los días;
  - b) 4:00 a las 8:00 horas (HT5 a HT8), todos los días;
  - c) 8:00 a las 12:00 horas (HT9 a HT12), todos los días;
  - d) 12:00 a las 16:00 horas (HT13 a HT16), todos los días;
  - e) 16:00 a las 20:00 horas (HT17 a HT20), todos los días;
  - f) 20:00 a las 24:00 horas (HT21 a HT24), todos los días;
- Cantidad de DFT: Es la cantidad de MW que el PM desea adquirir (en números enteros o incrementos de 0.1). La cantidad es la misma en cada hora en la que el DFT es válido, de acuerdo con el bloque horario y plazo.
- Precio de oferta: Es la disposición máxima a pagar por cada MWh en la oferta de DFT. Cada oferta debe especificar un solo precio y una sola cantidad de DFT. El precio de oferta está denominado en moneda nacional por MWh (\$/MWh). Un precio de oferta positivo indica que el PM está dispuesto a pagar, como máximo, dicho precio al CENACE para comprar un DFT. Por su parte, precio de oferta negativo indica que el PM está dispuesto a recibir, como mínimo, el valor absoluto del precio de oferta del CENACE para comprar el DFT.
- Cada oferta económica se presenta sólo para un bloque horario, un plazo y un par de nodos de origen y de destino, y es independiente de las ofertas económicas en otros bloques horarios, plazos y par de nodos de origen y de destino. Los PM no podrán presentar ofertas condicionadas.

---

<sup>8</sup> HT significa hora terminada.

- Un PM podrá presentar múltiples ofertas económicas para un bloque horario, plazo y par de nodos de origen y de destino dados.
- Las ofertas económicas se presentarán como un portafolio para cada subasta de DFT. Un portafolio podrá contener una o más ofertas económicas.
- Un PM podrá hacer una oferta económica de venta de un DFT que ya posee. Las ofertas económicas de venta serán creadas por el PM al presentar una oferta económica con la dirección opuesta al nodo de origen y de destino del DFT existente, compensando el flujo de DFT existentes.

Las ofertas económicas pasarán por distintos procesos de validación que establecerá el CENACE y la Unidad de Vigilancia del Mercado (UVM), los cuales se indican a continuación:

- Tope de oferta: cualquier precio positivo de oferta deberá ser inferior a este tope. Será establecido por la UVM.
- Piso de oferta: cualquier precio negativo de oferta deberá ser superior a este piso. Será establecido por la UVM.
- Límite máximo de oferta: para evitar posibles errores en los datos de entrada se utilizaría un límite significativamente mayor al tope de oferta. Será establecido por el CENACE.
- Límite mínimo de oferta: para evitar posibles errores en los datos de entrada se utilizaría un límite significativamente menor al piso de oferta. Será establecido por el CENACE.

Toda oferta económica será inválida al violar las reglas del mercado o por incumplimiento de una regla técnica. Por otro lado, a fin de resolver por posibles empates en el proceso de evaluación cada precio de Oferta Económica será afectada por un factor de hora de presentación de la oferta respectiva. Dicho factor será  $1/10,000$  para precios positivos o  $-1/10,000$  para precios negativos, multiplicado por la hora de presentación expresado como el número de horas que pasaron entre el inicio del periodo de ofertas y la hora real de la presentación de la oferta<sup>9</sup>. Debido a que el factor es insignificante para la oferta económica (está diseñado para evitar empates) y que además es casi imposible conocer la hora en que los PM enviarán sus ofertas, esto último no será tomado en cuenta para el diseño de estrategias.

---

<sup>9</sup> Se corrige del MSDFT, el factor original era  $-1/10,000$  para precios positivos y  $1/10,000$  para precios negativos. Esto premiaba a los PM que realizaran sus ofertas “más tarde”.

## 5.4 Validación del portafolio y periodo de ofertas

Cada portafolio estará sujeto a que el MGP deberá ser mayor a la REA del PM. En otras palabras, el PM deberá tener suficientes garantías para respaldar las ofertas que realice en las subastas de DFT y, en su caso, la tenencia de los DFT que le sean adjudicados. Por ello, es de suma importancia diseñar un portafolio óptimo de ofertas de compra o venta para añadir únicamente la cantidad necesaria de garantías, las cuales representarán dinero “estacionado” para el PM.

Las garantías no serán un valor estático para los portafolios de los PM, sino que serán actualizadas diariamente a medida que se ejecutan y liquidan las transacciones diarias en el MEM. Es importante mencionar que, el numeral 3.2.6 del Manual de Garantías de Cumplimiento (MGC) [37] estableció las primeras reglas para el cálculo de las garantías para cada PM respecto a su participación en las subastas de DFT. Sin embargo, estas reglas se sustituyeron por el Capítulo 13 del MSDFT, de las cuales se hablará más adelante.

En la optimización de la subasta de DFT se considerará un portafolio presentado en el periodo de ofertas que haya pasado por todas las validaciones a menos que sea retirado por el PM antes del cierre del periodo de ofertas. Un PM podrá retirar una, algunas o todas sus ofertas económicas en cualquier momento antes del cierre del periodo de ofertas. Al cierre de dicho periodo, un portafolio válido no podrá retirarse y será financieramente vinculante.

## 5.5 Requisitos de garantías para la participación en las subastas de DFT

Para participar en una subasta de DFT y mantener a los que en su caso sean asignados, los PM deben tener un MGP suficiente para cubrir la REA que resultará de los costos de compra y el riesgo durante la vida del DFT. La contribución de estos elementos se incluye en el término valor de los Cargos Potenciales Estimados (CPE) para cada PM respecto a su participación en el MEM. Los CPE están contenidos en los Pasivos Potenciales Estimados (PPE) que, a su vez, forman parte de la REA que se define en el MGC. Los costos de compra podrán ser los pagos al CENACE por la adquisición de un DFT si el precio de equilibrio es positivo o, los pagos al PM por la adquisición de un DFT si el precio de equilibrio es negativo. Este valor se estimará como sigue:

- Durante la subasta: se calculará como el producto entre la cantidad de DFT de la oferta económica presentada y el precio de oferta máximo.
- Entre la subasta y la liquidación del DFT: se actualizará con el precio de equilibrio de la subasta de DFT y con la cantidad de DFT asignada.
- Después de la subasta: el valor del costo de compra del DFT con precio de equilibrio positivo será cero.

Por su parte, el riesgo durante la vida del DFT se refiere a los pasivos derivados de los diferenciales del CCM estimados a través de los valores de referencia durante el plazo del

DFT. En otras palabras, las garantías necesarias para respaldar este rubro estiman un comportamiento del valor del DFT, las cuales tendrán que actualizarse día con día en conformidad los valores reales. Este valor se estimará como se indica a continuación:

- Durante la subasta: se calculará como el producto entre la cantidad de DFT en la oferta económica y los valores de referencia del DFT.
- Entre la subasta y la liquidación del DFT: se actualizará con base en la cantidad de DFT asignada y los valores de referencia del DFT.
- Después de la subasta: se actualizará cada mes utilizando los valores de referencia actualizados a partir de los resultados de cada día de operación en el mes incluido en las liquidaciones y los costos de compra (para la venta de DFT).

## 5.6 Valor de Referencia

El CENACE calculará y publicará los Valores de Referencia al menos dos semanas antes de cada subasta mensual de DFT. No obstante, muchos PM requieren conseguir los instrumentos financieros para otorgar las garantías necesarias con anticipación. Por lo tanto, es importante conocer los montos de dichas garantías con suficiente antelación.

El Valor de Referencia ( $VR$ ) se denomina en pesos por megawatt hora (\$/MWh) y está compuesto de dos valores: un Valor Histórico ( $VH$ ) y un Valor de Sensibilidad ( $VS$ ) del DFT. El  $VR$  es una estimación que, en caso de ser positivo, indica el monto que el CENACE podría pagar al PM. Si el  $VR$  es negativo representa una estimación del monto que el PM podría pagar al CENACE.

Los  $VR$  se calcularán para cada combinación válida (par de nodos de origen y destino), cada bloque horario y por cada mes disponible en la subasta de DFT. Aunque el MSDFT indicaba que los  $VR$  se calcularían utilizando un periodo histórico de dos años previos, este valor se ajustó a un año [20].

En otras palabras, para calcular las garantías de participación, por ejemplo, en la subasta de DFT mensual hipotéticamente celebrada en febrero de 2020 para asignar DFT con plazo de un mes en marzo 2020, es necesario conocer los  $VR$  de las combinaciones válidas entre pares de nodos (DFT potenciales). Como el periodo histórico es de un año, sólo se necesita la información (componente de congestión) del mes de marzo de 2019 de todos los nodos definidos. Debido a que la información de todo el año 2019 para los nodos definidos en las subastas de DFT ya está publicada en su totalidad, es posible conocer las garantías necesarias para participar en cualquier subasta mensual del año 2020.

Al igual que los  $VR$ , los  $VH$  se calcularán para cada combinación válida (par de nodos de origen y destino), para cada bloque horario y por cada mes disponible en la subasta de DFT. Un  $VH$  positivo representará un menor riesgo que el DFT con un  $VH$  negativo. El  $VH$  se calcula con la siguiente ecuación:

$$VH_{r,m} = \text{promedio}_{h \in H} \left( CCM_{destino,r,m,h} - CCM_{origen,r,m,h} \right) \quad (4.1)$$

donde  $VH_{r,m}$  es el valor histórico del DFT potencial  $r$ ,  $m$  es el mes calendario,  $h$  es la hora en el periodo histórico,  $H$  es el conjunto de todas las horas en el bloque horario del periodo histórico. Por lo tanto, se calcularán los  $VS$  de DFT positivos y negativos de forma independiente. Si el  $VH$  de un DFT es cero, se aplicará el  $VS$  de un DFT negativo. Los  $VS$  se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$VS_{r,m}^+ = \min \left\{ -5 \text{ \$/MWh} , 15\text{vo Percentil}_{h \in H} \left( CCM_{destino,r,m,h} - CCM_{origen,r,m,h} \right) \right\} \quad (4.2)$$

$$VS_{r,m}^- = \min \left\{ -10 \text{ \$/MWh} , 10\text{vo Percentil}_{h \in H} \left( CCM_{destino,r,m,h} - CCM_{origen,r,m,h} \right) \right\} \quad (4.3)$$

Finalmente, si  $VH_{r,m}$  es positivo,  $VR_{r,m}$  se calcula como sigue:

$$VR_{r,m} = VH_{r,m} + \min \left\{ 0, VS_{r,m}^+ \right\} \quad (4.4)$$

Si  $VH_{r,m}$  es menor o igual a cero,  $VR_{r,m}$  se calcula con la siguiente ecuación:

$$VR_{r,m} = VH_{r,m} + \min \left\{ 0, VS_{r,m}^- \right\} \quad (4.5)$$

## 5.7 Componentes de la REA para los DFT

Los Cargos Potenciales Estimados ( $CP_{SDFT}$  y  $CP_{DFT}$ ) se calculan con base en los componentes Costo de Compra ( $CC_{p,m}^+$  y  $CC_{p,m}^-$ ), Riesgo Durante la Vida ( $RD_{d,m}$  y  $RD_{p,m}$ ) y Cargos Potenciales Estimados ( $CP_p$ ,  $CP_{p,m}$ ,  $CP_{d,a}^*$ ,  $CP_{d,m,a}^*$ ,  $CP_{d,a}^{**}$ ,  $CP_{d,m,a}^{**}$ ). La interpretación sobre la convención de signos es la siguiente:

- Positivo: el DFT es un activo para el PM y por lo tanto el componente del cargo potencial estimado será una estimación del dinero que el CENACE podría pagar al PM.
- Negativo: el DFT es un pasivo para el PM y por lo tanto el cargo potencial estimado será una estimación del dinero que el PM podría pagar al CENACE.

Los resultados de los cálculos para estos componentes se multiplican por menos uno para determinar los valores de  $CP_{SDFT}$  y  $CP_{DFT}$ . Por lo tanto, la interpretación sobre la convención de signos es la siguiente:

- Negativo: el DFT es un pasivo para el PM y por lo tanto el cargo potencial estimado será una estimación del dinero que el PM podría pagar al CENACE.



- Positivo: el DFT es un activo para el PM y por lo tanto el componente del cargo potencial estimado será una estimación del dinero que el CENACE podría pagar al PM.

## 5.8 Componentes de la REA para los DFT: durante la Subasta de DFT

Durante la subasta de DFT, 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. Si el PM es el Generador de Intermediación los  $CP_{SDFT}$  son cero.

En otro caso, cuando el PM no sea el Generador de Intermediación, los  $CP_{SDFT}$  que corresponden a un PM se calculan como la suma de  $CP_p$  de ese participante multiplicado por menos uno. El  $CP_{SDFT}$  se calcula como sigue:

$$CP_{SDFT} = -\sum_{p \in P} CP_p \quad (4.6)$$

donde  $P$  es el conjunto de todos los DFT potenciales para el cual el PM ha solicitado la validación de la REA. Los  $CP_p$  se calculan como la suma del Costo de Compra del DFT potencial  $p$  para el mes  $m$ , para el 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 de la oferta económica presentada por el PM. El  $CP_p$  se calcula con la siguiente ecuación:

$$CP_p = CC_{p,m}^- |_{m=0} + \min \left\{ 0, \left[ \sum_{m=1}^{\mathcal{Z}} CP_{p,m}, \sum_{m=2}^{\mathcal{Z}} CP_{p,m}, \sum_{m=3}^{\mathcal{Z}} CP_{p,m}, \dots, \sum_{m=\mathcal{Z}}^{\mathcal{Z}} CP_{p,m} \right] \right\} \quad (4.7)$$

donde  $\mathcal{Z}$  es el menor entre 36 meses y el último mes para el cual existe un DFT en el portafolio del PM. El término  $CP_{p,m}$  se calcula, como la suma del 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  $CC_{p,m}^+$ , para cada periodo futuro con las siguientes ecuaciones:

$$CP_{p,m} = RD_{p,m} + CC_{p,m}^+ \quad (4.8)$$

$$RD_{p,m} = VR_{p,m} \times Q_{DFT\ p,m} \quad (4.9)$$

donde  $Q_{DFT\ p,m}$  es la cantidad de energía asociada con la cantidad de DFT potenciales y se calcula como el número de DFT (MW) potenciales  $p$  del PM, multiplicado por el número

de días del mes  $m$  que está contenido en el plazo del DFT potencial  $p$ , y por el número de horas en un bloque horario específico para el DFT potencial  $p$ .

Si  $PO_p \geq 0$  entonces se espera que el DFT sea de flujo hacia delante (oferta positiva que equivale a comprar un DFT). Debido a que el PM deberá pagar este DFT inmediatamente después de la subasta, su costo de compra será igual al producto entre la cantidad de DFT ofertada y el precio de oferta especificado en su oferta económica  $PO_p$  y aplicará solamente para el mes que contiene el día de operación de la subasta. Por lo tanto, en meses posteriores su costo de compra será cero (debido a que ya fue liquidado). El costo de compra del DFT en el mes  $m$ , para los DFT potenciales  $p$ , con  $PO_p \geq 0$  se denomina  $CC_{p,m}^-$  y tiene el siguiente valor:

$$CC_{p,m}^- = \begin{cases} -PO_p \sum_{n=1}^z Q_{DFTp,n}, & m = 0 \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (4.10)$$

donde  $n$  es un índice alterno para el mes calendario contenido en el plazo del DFT y  $z$  es el menor entre 36 meses y el último mes para el cual existe un DFT en el portafolio del PM. Si  $PO_p < 0$  entonces se espera que el DFT sea de flujo tipo 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 operación de la subasta será igual al producto entre la cantidad de energía mensual incluida en el DFT potencial  $p$  y el Precio de Oferta  $PO_p$ . No obstante, al momento de la subasta, se asumirá el supuesto de que los DFT de tipo flujo inverso (oferta con precio negativo que equivale a la venta del DFT) no se asignarán. Por lo tanto, durante la subasta el costo de compra del DFT en el mes  $m$ , para los DFT potenciales  $p$  con  $PO_p < 0$  se denota como  $CC_{p,m}^+$  y es igual a cero.

Las compras de DFT con el precio de equilibrio positivo en las que el PM deberá pagar al CENACE se incluirán en el costo de compra del DFT que se liquidarán el día de operación de la subasta. Todos los DFT potenciales  $p$  de cada PM se considerarán para el cálculo. Por su parte, las compras de DFT con el precio de equilibrio negativo no se incluirán en el costo de compra del DFT potencial  $p$  debido a que se liquidarán diariamente para cada periodo futuro como una parte proporcional de su valor.

Por otro lado, el riesgo durante la vida del DFT se calculará mensualmente para cada periodo futuro con base en los  $VR$  trimestrales correspondientes. Para el caso de las subastas mensuales el riesgo durante la vida del DFT sólo utilizará un mes para periodo futuro y no será necesario actualizarlo ya que al final del periodo el DFT ya no será válido. En otras palabras, en las subastas de DFT mensuales sólo se calculará el riesgo durante la vida del DFT para un mes.

El CENACE calculará la suma del costo de compra del DFT y el riesgo durante la vida del DFT para cada DFT potencial  $p$ , para el día de operación de la subasta y cada periodo futuro correspondiente (inicialmente un mes). Esta suma se incluirá en los cargos potenciales estimados de la REA durante la subasta.

Lo descrito anteriormente representa el primer paso antes de participar en una subasta de DFT. Es decir, una vez que se tengan identificados los DFT potenciales es necesario conocer las garantías necesarias para respaldar las ofertas. En esta sección se describieron las herramientas necesarias para conocer dicho monto.

### 5.9 Componentes de la REA para los DFT: después la Subasta de DFT y antes de la emisión de los Estados de Cuenta Diarios

El CENACE liquidará los DFT asignados  $d$  después de la subasta. En el periodo intermedio, se actualizarán los  $CP_{SDFT}$  con los resultados de la optimización ( $CP_{SDFT}^*$ ). En ese sentido, los costos de compra se actualizarán al sustituir el precio de oferta  $PO_p$  por el precio de equilibrio de la subasta  $PE_{d,a}$  y la cantidad de DFT potenciales  $p$  en la oferta económica por los DFT asignados  $d$ .

Los  $CP_{SDFT,a}^*$  para la subasta de DFT  $a$ , para cada mes  $m$ , serán la suma de los cargos potenciales estimados del PM por participar en cada subasta de DFT  $a$ , los cuales se actualizarán con los resultados de cada subasta. Para el término  $CP_{SDFT,a}^*$  un valor positivo indicará una estimación de dinero que el PM deberá pagar al CENACE. Un valor negativo indicará una expectativa del dinero que el CENACE deberá pagar al PM. Sea  $D$  el conjunto de todos los DFT que son propiedad de un PM, entonces el término  $CP_{SDFT,a}^*$  se calcula de la siguiente manera:

$$CP_{SDFT,a}^* = - \sum_{d \in D} CP_{d,a}^* \quad (4.11)$$

Los  $CP_{d,a}^*$  para la subasta de DFT  $a$  se calcularán como la suma del costo de compra del DFT asignado  $d$  con precio de oferta positivo  $CC_{d,m}^{*-}$ , más el mínimo entre cero y las sumas de los  $CP_{d,m,a}^*$  para cada periodo futuro para los DFT asignados  $d$  por el PM. Se calculan con la siguiente ecuación:

$$CP_{d,a}^* = CC_{d,m,a}^{*-} \Big|_{m=0} + \min \left\{ 0, \left[ \sum_{m=1}^z CP_{d,m,a}^*, \sum_{m=2}^z CP_{d,m,a}^*, \sum_{m=3}^z CP_{d,m,a}^*, \dots, \sum_{m=z}^z CP_{d,m,a}^* \right] \right\} \quad (4.12)$$

El término  $CP_{d,m,a}^*$  se calcula con los DFT asignados  $d$  ( $Q_{DFT,d,m,a}^*$ ), como la suma del riesgo durante la vida del DFT  $RD_{p,m,a}^*$  y el costo de compra del DFT asignado  $d$  con precios de equilibrio de la subasta  $PE_{d,a} < 0$  denominado  $CC_{p,m,a}^{*+}$ , para cada periodo futuro con las siguientes ecuaciones:

$$CP_{d,m,a}^* = RD_{d,m,a}^* + CC_{d,m,a}^{*+} \quad (4.13)$$

$$RD_{d,m,a}^* = VR_{d,m} \times Q_{DFT,d,m,a}^* \quad (4.14)$$

donde  $Q_{DFT,d,m,a}^*$  es la cantidad de energía asociada con la cantidad de DFT asignados y se calcula como el número de DFT (MW) asignados  $d$  al PM, multiplicado por el número de días del mes  $m$  que está contenido en el Plazo del DFT asignado  $d$ , y por el número de horas en un bloque horario específico para el DFT asignado  $d$ .

Si  $PE_{d,a} \geq 0$  entonces se espera que el DFT sea de flujo hacia delante. Debido a que el PM deberá pagar este DFT inmediatamente después de la subasta, su costo de compra será igual al producto entre la cantidad de DFT asignada y el precio de equilibrio  $PE_{d,a}$ , solamente para el mes que contiene el día de operación de la subasta y en meses posteriores su costo de compra será cero (debido a que ya fue liquidado). El costo de compra del DFT en el mes  $m$ , para los DFT asignados  $d$  con  $PE_{d,a} \geq 0$ , se denomina  $CC_{d,m}^{*-}$  y tiene el siguiente valor:

$$CC_{d,m,a}^{*-} = \begin{cases} -PE_{d,a} \sum_{n=1}^z Q_{DFT,d,n,a}^*, & m=0 \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (4.15)$$

donde  $n$  y  $z$  están definidos igual que para la ecuación (4.10). Si  $PE_{d,a} < 0$  entonces se espera que el DFT sea de flujo tipo 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 operación de la subasta será igual al producto entre la cantidad de DFT asignados  $d$  y el precio de equilibrio  $PE_{d,a}$  de la subasta de DFT  $a$ . Por lo tanto, el costo de compra del DFT en el mes  $m$ , para los DFT asignados  $d$  con  $PE_{d,a} < 0$ , se denota  $CC_{d,m,a}^{*-}$  y tiene el siguiente valor:

$$CC_{d,m,a}^{*-} = -PE_{d,a} \times Q_{DFT,d,m,a}^* \quad (4.16)$$

Las compras de DFT con el precio de equilibrio positivo en las que el PM deberá pagar al CENACE se incluirán en el costo de compra del DFT que se liquidarán el día de operación de la subasta. Todos los DFT asignados  $d$  de cada PM se considerarán para el cálculo. Por su parte, las compras de DFT con el precio de equilibrio negativo (venta de DFT) no se incluirán en el costo de compra del DFT asignado  $d$  debido a que se liquidarán diariamente para cada periodo futuro como una parte proporcional de su valor. El riesgo durante la vida del DFT se calculará mensualmente para cada periodo futuro con base en los  $VR$  trimestrales correspondientes. Para el caso de las subastas mensuales, el riesgo durante la vida del DFT sólo utilizará un mes para periodo futuro y no será necesario actualizarlo ya que al final del periodo el DFT ya no será válido. El CENACE calculará la suma del costo de compra del DFT y el riesgo durante la vida del DFT para cada DFT asignado  $d$ , para el día de operación de la subasta y cada periodo futuro correspondiente. Esta suma se incluirá en los cargos potenciales estimados de la REA.

## 5.10 Componentes de la REA para los DFT: después de la liquidación de la Subasta de DFT

Después de la emisión y publicación de los estados de cuenta diarios iniciales en los que se incluye el día de operación en la subasta de DFT, los DFT asignados  $d$  con los precios de equilibrio positivos formarán parte de los pasivos conocidos del PM y posteriormente deberán ser pagados. De esta manera, el costo de compra de estos DFT no será incluido en los cargos potenciales estimados. Por otro lado, los DFT retenidos  $d$  recientes de la subasta de DFT  $a$  y previos de subastas anteriores (esto no aplica para las subastas mensuales) con precios de equilibrio negativos, se liquidarán de manera prorrateada para periodos futuros de acuerdo con el plazo de los DFT.

Por lo tanto, el costo de compra será cero para cualquier DFT con precio de equilibrio positivo. Para el mes  $m = 0$  (mes de la liquidación de la subasta) y para los siguientes 36 meses siguientes (aplica sólo para subastas con plazo de hasta 3 años) en los que el PM tiene DFT asignados  $d$  con precio de equilibrio positivo,  $CC_{d,m,a}^{*-}$  será igual a cero.

A partir de la fecha de emisión de los estados de cuenta diarios iniciales correspondientes a la subasta de DFT  $a$ , el CENACE calculará los  $CP_{DFT}$  para los DFT retenidos  $d$  en la subasta  $a$  y subastas anteriores ( $Q_{DFT\ d,m,a}^{**}$ ). Los  $CP_{DFT}$  de los DFT retenidos  $d$  de cada PM se calcularán como la suma de  $CP_{d,a}^{**}$  de ese participante multiplicado por menos uno. Sea  $D$  el conjunto de todos los DFT que son propiedad de un PM, entonces el término  $CP_{DFT}$  se calcula como sigue:

$$CP_{DFT} = - \sum_{d \in D} CP_{d,a}^{**} \quad (4.17)$$

Los  $CP_{d,a}^{**}$  para la subasta de DFT  $a$ , para cada mes  $m$ , se calcularán como el mínimo entre cero y las sumas de los  $CP_{d,m,a}^{**}$  para cada periodo futuro para los DFT retenidos  $d$  por el PM. El término  $CP_{d,a}^{**}$  se calcula como sigue:

$$CP_{d,a}^{**} = \min \left\{ 0, \left[ \sum_{m=1}^z CP_{d,m,a}^{**}, \sum_{m=2}^z CP_{d,m,a}^{**}, \sum_{m=3}^z CP_{d,m,a}^{**}, \dots, \sum_{m=z}^z CP_{d,m,a}^{**} \right] \right\} \quad (4.18)$$

El término  $CP_{d,m,a}^{**}$  se calcula con los DFT asignados  $d$  ( $Q_{DFT,d,m,a}^{**}$ ), como la suma del riesgo durante la vida del DFT  $RD_{p,m,a}^*$  y el costo de compra de los DFT retenidos  $d$  con precios de equilibrio de la subasta de DFT  $PE_{d,a} < 0$  denominado  $CC_{p,m,a}^{***}$ , para cada periodo futuro con las siguientes ecuaciones:

$$CP_{d,m,a}^{**} = RD_{d,m,a}^* + CC_{d,m,a}^{***} \quad (4.19)$$

$$RD_{d,m,a}^* = VR_{d,m} \times Q_{DFT,d,m,a}^{**} \quad (4.20)$$

Si  $PE_{d,a} < 0$  entonces se espera que el DFT sea de flujo tipo 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 operación de la subasta será igual al producto entre la cantidad de DFT asignados  $d$  y el precio de equilibrio  $PE_{d,a}$  de la subasta de DFT  $a$ . Por lo tanto, el costo de compra del DFT en el mes  $m$ , para los DFT retenidos  $d$  de la subasta  $a$  o de subastas anteriores, con  $PE_{d,a} < 0$  se denota como  $CC_{d,m,a}^{***}$  y tiene el siguiente valor:

$$CC_{d,m,a}^{***} = -PE_{d,a} \times Q_{DFT,d,m,a}^{**} \quad (4.21)$$

donde  $Q_{DFT,d,m,a}^{**}$  es la cantidad de energía asociada con la cantidad de DFT retenidos  $d$  en posesión del PM y se calcula como el número de DFT (MW) retenidos  $d$  del PM, multiplicado por el número de días del mes  $m$  que está contenido en el plazo del DFT retenido  $d$ , y por el número de horas en un bloque horario correspondiente.

## 5.11 Ejecución, resultados y validación de la Subasta de DFT

El primer paso para la ejecución de la subasta de DFT es realizar la Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar (PFSP). Esta prueba la ejecutará el CENACE antes de evaluar las ofertas económicas para determinar la factibilidad simultánea de los DFT preexistentes. La PFSP se usa para minimizar la relajación de los límites según sean necesarios para eliminar

las infactibilidades que resulten de los DFT preexistentes. Asimismo, la subasta de DFT consistirá en la maximización (para cada sistema eléctrico es diferente) del excedente económico de la subasta sujeto a la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS).

Como resultado, se obtendrán los precios de equilibrio y los DFT asignados sujetos a que estén dentro de las capacidades del sistema. Se podrán asignar DFT con precios de oferta negativos cuando esto aumente el excedente económico. De esta manera, se tendrá el precio de equilibrio de la subasta por bloque horario, plazo y par de nodos de origen. El precio de equilibrio de la subasta será el PPN del nodo de destino menos el PPN del nodo de origen. El PPN se calculará como el valor promedio de todos los PSN de la subasta en todos los Intervalos contenidos en el plazo que correspondan al mismo bloque horario. Los PSN de la subasta se determinarán a partir del valor óptimo de la variable dual de la restricción de balance de potencia en cada Intervalo dado.

El CENACE revisará y validará los resultados de la subasta mediante la comparación de los precios de equilibrio contra los precios esperados a través de una Prueba de Umbral Mínimo. Si los resultados no se validan con dicha prueba, estos se anularán para todos los Portafolios de los PM y no se asignará ningún DFT. La Prueba de Umbral Mínimo será válida cuando los Ingresos Totales en la Subasta de DFT ( $IT_{SDFT}$ ) sean mayores o iguales a la mitad del Umbral Mínimo ( $UM_{DFT}$ ), es decir:

$$IT_{SDFT} \geq \frac{1}{2}UM_{DFT} \quad (4.22)$$

Los  $IT_{SDFT}$  se calculan como sigue:

$$IT_{SDFT} = \sum_{DFT} Q_{DFT}^* \times PE_{DFT} \quad (4.23)$$

Mientras que  $UM_{DFT}$  se obtiene con la siguiente ecuación<sup>10</sup>:

$$UM_{DFT} = \sum_{DFT} Q_{DFT}^* \times PS_{DFT} \quad (4.24)$$

donde  $Q_{DFT}^*$  es la cantidad de energía asociada a un DFT asignado (resultado de la optimización de la subasta),  $PE_{DFT}$  es el precio de equilibrio de un DFT dado (resultado de la optimización),  $PS_{DFT}$  es el precio esperado de un DFT dado, que en este caso es el valor histórico.

---

<sup>10</sup> Se substituyó el subíndice  $SDFT$  (que estaba incorrecto en el MSDFT) por el subíndice  $DFT$  en la variable  $UM_{DFT}$ .

Después de la subasta, el CENACE actualizará el inventario de los DFT y publicará los resultados en el Sistema de Información del Mercado (SIM). El CENACE sólo revelará las ofertas económicas presentadas por los PM una vez transcurridos 60 días después de realizada dicha subasta. Los resultados de la subasta se transferirán al sistema de liquidación del CENACE y se incluirán en los estados de cuenta y facturas diarias. Finalmente, la REA de los PM se actualizará con base en los resultados, tal y como se describió anteriormente. El siguiente diagrama de flujo presenta el proceso de la ejecución de la subasta mensual de DFT.

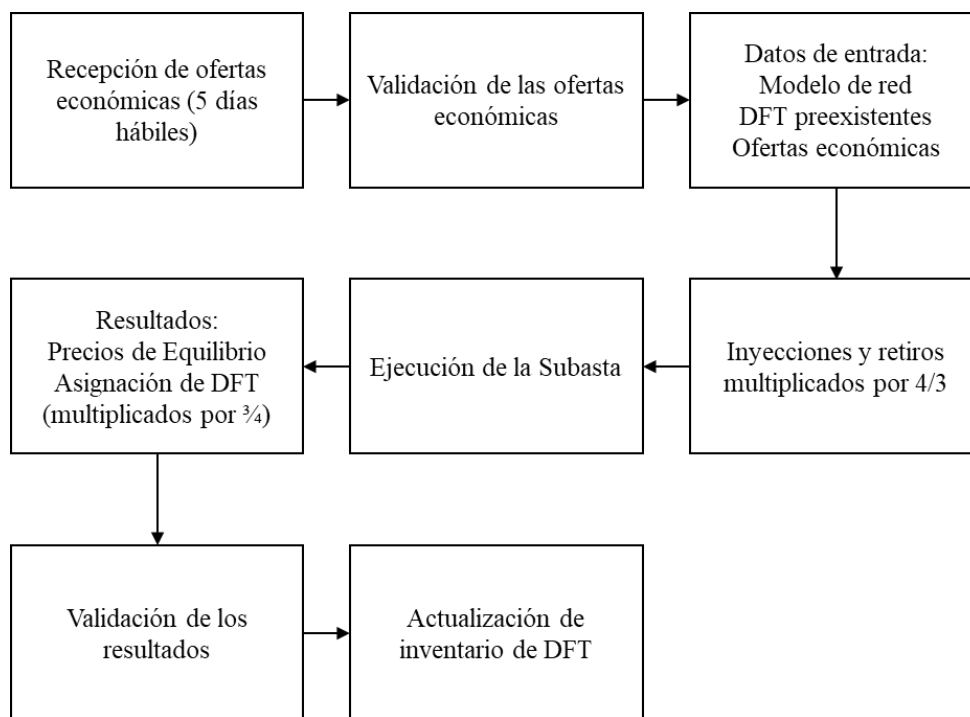


Figura 5. Proceso general de la ejecución de la Subasta Mensual de DFT.  
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

## 5.12 Liquidaciones de DFT

Los principales cargos relacionados con DFT son los siguientes:

- Cargo por Ofertas Económicas en las subastas de DFT.
- Cargo o Pago por Compra o Venta de DFT en la subasta de DFT: de flujo hacia adelante o de flujo inverso.
- Liquidación horaria del DFT en el MDA.



El cargo por oferta económica tiene la finalidad de evitar la saturación de la capacidad de *software* y que los participantes realicen demasiadas ofertas con el objetivo de manipular los resultados. Inicialmente, el MSDFT estableció que el precio del cargo sería de \$0.10/oferta económica. No obstante, con la autorización de la Secretaria de Energía (SENER), el CENACE ajustó dicho precio a \$10.00/oferta económica.

Por su parte, en cualquier subasta de DFT se considera que un DFT es de flujo hacia adelante cuando el precio de equilibrio es positivo. En estos casos, el PM que compre el DFT deberá realizar un pago igual a la cantidad de DFT comprada multiplicado por los precios de equilibrio de la subasta en una sola exhibición. Este pago se procesará en la liquidación inicial del día de operación en que se incluya la subasta correspondiente.

Los DFT de flujo inverso son aquellos cuyo precio de equilibrio es negativo. En tales casos, el CENACE deberá realizar pagos proporcionales al PM que compra el DFT durante cada día del Plazo del DFT. Contrario a los DFT de flujo hacia adelante (equivale a comprar), cuando un PM compre un DFT de flujo inverso (equivale a vender) el CENACE no le pagará en una sola exhibición.

Una vez que se ha realizado el pago por ofertas económicas y por la compra o venta de DFT, los DFT en posesión de los PM se liquidarán diariamente en el MDA. El CENACE calculará cada cargo/pago de DFT de los PM multiplicando la cantidad de DFT que posee dicho PM por la diferencia entre el CCM del nodo de destino menos el CCM del nodo de origen en el MDA para cada hora incluida en el bloque horario correspondiente. Si el resultado de este valor es positivo, el CENACE realizará un pago al PM. En caso contrario, el PM efectuará un pago al CENACE.

## 6 MERCADOS INTERNACIONALES DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

Una subasta es un proceso en donde un número de participantes buscan adquirir un bien a través de ofertas realizadas. También se define como el proceso de selección diseñado para asignar bienes y servicios de manera competitiva. Este mecanismo nace con el propósito de maximizar el beneficio obtenido por la venta de uno o varios productos para que el vendedor obtenga el precio más alto posible por su venta [25].

En México, la arquitectura del MEM contempla la implementación de subastas de Energía, Potencia, CEL y DFT. En el caso de los DFT, su implementación se vio influenciada por los mercados eléctricos norteamericanos [17] donde han sido utilizados con éxito [12], [19]. La Tabla 2 muestra los mercados eléctricos en los que han sido implementados los DFT [18], [20].

Tabla 2. Implementación de los DFT en mercados internacionales.

<b>Implementación</b>	<b>Mercado/Operador</b>	<b>Siglas</b>
Abril de 1999	Pennsylvania New Jersey Maryland Energy Market	PJM
Septiembre de 1999	New York Independent System Operator	NYISO
Marzo de 2003	New England ISO	ISO-NE
Abril de 2005	Midcontinent Independent System Operator	MISO
Abril de 2009	California Independent System Operator	CAISO
Diciembre de 2010	Electric Reliability Council of Texas	ERCOT
Junio de 2013	New Zealand Electric Market	NZEM
Marzo de 2014	Southwest Power Pool	SPP
Noviembre de 2016	DFT-Legados MEM	MEM-CENACE
Pendiente	Subasta de DFT- MEM	MEM-CENACE

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Hasta la fecha, los DFT han sido implementados en Estados Unidos y recientemente en Nueva Zelanda. Los primeros mercados que implementaron los DFT como una alternativa a los derechos físicos de transmisión fueron PJM y NYISO. CAISO adoptó el esquema en 1999, seguido de ERCOT, ISO-NE y MISO [38]. Finalmente, en 2014 se aprobó un mecanismo de DFT para SPP [38]. En mercados internacionales, un DFT generalmente es de tipo obligación (cobertura fija), es decir, durante la tenencia de los DFT los pagos pueden ser positivos o negativos. Alternativamente, los DFT pueden ser de tipo opción (cobertura ajustable) que se activan solamente cuando la congestión ocurre en una dirección que favorezca a su propietario, es decir, sólo otorgan el derecho a cobrar la diferencia de precios nodales de su trayectoria [25], [38]. La definición de los tipos de DFT es de suma importancia para garantizar la suficiencia adecuada de ingresos. Esta suficiencia se logra cuando los modelos de red utilizados en subastas y en la asignación de unidades en el MDA son los mismos. Sin embargo, con frecuencia, estos modelos no coinciden (debido a cambios en la topología y/o parámetros de la red, patrones inesperados de carga/generación, congestión

originada por altos grados de penetración de fuentes de energías renovables intermitentes y cambios en límites de transmisión) y provoca que exista una diferencia entre lo que recauda el operador del mercado y lo que debe pagar a los propietarios de DFT [39].

En las siguientes secciones se presentan los principales aspectos de los mercados mostrados anteriormente en la Tabla 2, tales como el tipo de subasta, vigencia, formas de adquisición entre otros aspectos más.

## 6.1 Pennsylvania New Jersey Maryland Energy Market (PJM)

En el mercado PJM se implementaron los DFT en abril de 1999 y permiten que algunos participantes se protejan de la variación de los precios de energía [39]–[41]. En su primera etapa se subastaron DFT tipo obligación y en junio de 2003 se incorporaron los DFT tipo opciones y subastas de largo plazo. En 2003 se estableció una subasta mensual para los DFT restantes, de reconfiguración y para comercializar los DFT asignados previamente [40], [41]. En este mercado se utilizan zonas y *hubs* de comercialización. En los *hubs* se agrupan nodos dentro de una región determinada y PJM calcula los PML utilizando la carga media ponderada, creando así un solo precio de referencia para cada *hub*. Actualmente PJM cuenta con 12 *hubs* vigentes [39].

La evolución del mercado de PJM hizo evidente la necesidad de otros productos de DFT más flexibles para desarrollar y mejorar el valor de los DFT. En junio de 2003 PJM reemplazó la asignación de DFT con una asignación anual de *Auction Revenue Rights* (ARR) [38], [40], [41]. La asignación de ARR se implementó en dos etapas. En la etapa 1, las *Load Serving Entities* (LSE) para nominar ARR de recursos de generación que históricamente suministraron energía en cada zona de transmisión. En la etapa dos, los participantes del mercado no estaban restringidos a recursos históricos [40].

Los ARR se asignan anualmente a los clientes de servicios de transmisión firmes que poseen ARR. Los DFT se venden considerando la capacidad residual del sistema después de asignar los ARR, con el objetivo de maximizar el uso y la eficiencia de la red. Los ARR son asignados para el periodo de planificación se reasignan de manera proporcional dentro de una zona a medida que los clientes cambian entre minoristas dentro del periodo de planificación [38]. Los titulares de ARR pueden convertirlos a DFT. Los ingresos de la subasta anual se distribuyen a los titulares de ARR; estos ingresos pueden ser prorrateados. La liquidación de la subasta anual y las correspondientes liquidaciones de ARR se realizan mensualmente [40].

Los titulares de los ARR pueden “auto-programar” su ARR para convertirlo en un DFT. Esta conversión debe estar en la misma trayectoria del ARR y debe realizarse antes de la primera ronda de la subasta de DFT. Los propietarios de ARR también pueden hacer una oferta en la subasta anual para adquirir un DFT en cualquier otra trayectoria, o bien, pueden retener el ARR asignado y recibir los ingresos asociados de la subasta [38], [40], [41].

En 2013-2015 la asignación excesiva de ARR en la etapa 1A provocó una sobreasignación de DFT que causó insuficiencia de ingresos y subsidios cruzados. Este problema se resolvió

reduciendo la capacidad de transmisión disponible en el modelo de la subasta para limitar la disponibilidad de ARR en las etapas 1B y 2 [39].

En PJM los DFT pueden ser de tipo opción u obligación y pueden especificarse para las horas diarias de menor actividad, las horas pico diarias o las 24 horas [40]. Estos DFT se pueden adquirir a través de cuatro mecanismos de mercado: subasta de DFT a largo plazo, subasta anual de DFT, subasta mensual de DFT o en un mercado secundario [38], [40], [41]. A continuación, se describen brevemente estos mecanismos:

- Subasta de DFT a largo plazo: aplica para un horizonte de planeación de 3 años, en donde PJM ejecuta una subasta de largo plazo multi-ronda para tres periodos anuales de planificación posterior al periodo de planificación durante el cual la subasta de DFT se llevó a cabo. La capacidad ofrecida para la venta es la capacidad residual del sistema que asume la “auto-programación” de todos los ARR en el año inmediato anterior al proceso de asignación. Los DFT que se pueden comprar son únicamente tipo obligación y pueden tener la duración de un año (para cualquiera de los 3 años cubiertos por la subasta) o por los 3 años.
- Subasta anual de DFT: esta subasta ofrece a la venta la totalidad de la capacidad de transmisión que está disponible en el sistema en forma anual, es decir, toda la capacidad disponible de DFT del sistema menos los DFT de largo plazo asignados previamente.
- Subasta mensual de DFT: esta subasta ofrece a la venta cualquier DFT residual que esté disponible después de la asignación de DFT en subastas anuales y de largo plazo. También permite a los PM vender los DFT que poseen. Los DFT pueden ser comprados como tipo opción u obligación, y tienen una duración de un mes o tres meses.
- Mercado secundario: este mercado facilita el comercio bilateral de los DFT existentes entre los miembros de PJM a través de una aplicación de internet.

Los proyectos de expansión de transmisión asociados con la interconexión de nueva generación o proyectos de transmisión comercial pueden ser elegibles para recibir ARR incrementales de largo plazo; durante la vida útil de la instalación y hasta un máximo de 30 años. El proceso de asignación consta de tres rondas para tres pares de combinaciones de punto a punto [38], [40].

## 6.2 New York Independent System Operator (NYISO)

NYISO fue el primer mercado organizado en presentar una subasta anual de DFT en septiembre de 1999 [40], [41]. NYISO comenzó a operar DFT de punto a punto, conocidos como *Transmission Congestion Contract* (TCC) en el año 2000, poco después que PJM introdujera a su sistema los DFT [38].

Los TCC están disponibles a través de subastas mensuales y temporales, así como mercados secundarios y tienen una duración mensual, semestral y anual [38], [40], [41]. Los *Fixed-Price non-historic* TCC están disponibles para una duración inicial de dos años con una opción de renovación después de cada año para una duración acumulada de máximo 10 años. Los DFT tipo opción han sido estudiados para su posible inclusión, sin embargo, aún no han sido implementados. NYISO también ofrece ARR de largo plazo para clientes firmes de transmisión hasta por 10 años en adición a los ARR de largo plazo para comercializadores de transmisión [38].

NYISO determina el porcentaje de la capacidad disponible del sistema de transmisión que se ofrecerá para respaldar la duración de los TCC que se venden en una subasta. NYISO entonces determina el porcentaje del sistema de transmisión que está disponible en cada ronda considerando:

- El porcentaje de la capacidad del sistema de transmisión que se ofrecerá para el producto.
- El número de rondas sobre el cual dicho producto será vendido.

Al menos el 5% de la capacidad del sistema de transmisión estará disponible en cada ronda de una subasta determinada. NYISO no hace pública la disponibilidad de flujos de TCC específicos, debido a que las ofertas de compra y venta son analizadas ronda por ronda mediante un modelo de flujos de potencia que produce nuevos flujos basados en nuevas combinaciones de ofertas de compra y venta [38].

Este mercado cuenta con dos subastas básicas de TCC. La primera de ellas es una subasta centralizada, estacional y consta de varias sub-subastas que son resueltas en al menos cuatro rondas a menos que los propietarios de transmisión permitan un menor número de rondas. Una porción de capacidad disponible para venta de TCC es subastada en cada ronda [38], [40]. Los TCC disponibles para venta incluyen contratos residuales originales que fueron asignados a los propietarios de transmisión, *Residual Capacity Revenue Rights* (RCRR) y *Existing Transmission Capacity Available for Natives Loads* (ETCNL) no reservada por el propietario de transmisión y cualesquiera otros TCC ofertadas para venta por sus propietarios primarios. A los propietarios de transmisión con obligaciones de servir carga se les asignó capacidad de transmisión existente para los ETCNL [40]. La segunda subasta es de reconfiguración, la cual es mensual y tiene como objetivo proporcionar una plataforma para compras y ventas de corto plazo con vigencia de un mes [39], [42].

Actualmente, el periodo efectivo de los DFT subastados es de 6 meses o de 1 año. No obstante, a discreción de NYISO, se ofrecen DFT con una duración de hasta 5 años. El precio del DFT es determinado por la oferta ganadora más baja para un DFT en particular para una ronda específica. NYISO también lleva a cabo subastas mensuales de reconfiguración en las que los titulares de DFT pueden ofrecer vender sus DFT para el mes siguiente [40].

Los participantes del mercado que invierten en la expansión de la red de transmisión tienen derecho a tener DFT por fondeo de expansión por un periodo de 20 años, el cual empieza cuando la nueva instalación comienza a operar. Los DFT por fondeo de expansión consisten sólo en los nuevos DFT que son factibles como resultado de la expansión de la transmisión [40].

Por otro lado, para garantizar la suficiencia de ingresos, se realiza una PFS con un algoritmo de flujos óptimos de potencia con restricciones de seguridad. Esta prueba trata como inyecciones de potencia fijas a todos los TCC asignados previamente, a los TCC residuales vendidos directamente y no ofertados en la subasta, a los RCRR y a la ETCNL no reservada por el propietario de transmisión. En 2013-2014 la mayor parte de la insuficiencia de ingresos estuvo asociada a la salida de líneas de transmisión, así como inconsistencias entre el modelo de red del proceso de subasta de TCC y el modelo del MDA. Este déficit de ingresos se recuperó (más del 100%) imputando el cargo a los dueños específicos de las líneas de transmisión [39]. Finalmente, los ingresos de las subastas de TCC se asignan y se acreditan al costo del servicio de los propietarios de la transmisión [38].

### 6.3 California Independent System Operator (CAISO)

CAISO realizó subastas anuales de DFT desde 1999, con una vigencia de un año y en algunos casos de 13 o 14 meses. Para la asignación anual, CAISO limita la capacidad de transmisión al 75% [40].

En este mercado los DFT son denominados *Congestion Revenue Rights* (CRR) y son adquiridos principalmente por participantes calificados del mercado y tienen el objetivo de reducir los costos generados por la congestión del Mercado Integrado en Adelanto, el cual forma parte del MDA. También, se puede adquirir CRR a través de un mercado secundario, lo cual incrementa la liquidez del mercado de CRR [38]–[40]. Es importante mencionar que, sólo los CRR tipo obligación pueden ser adquiridos a través de procesos de asignación y de subasta. Además, existen DIC tipo opción los cuales se pueden obtener a través de la participación en el financiamiento de la expansión de la red de transmisión [39], [43].

CAISO fue uno de los pocos operadores independientes de mercado que inicialmente implementó los DFT de compuerta de flujo en lugar de un sistema punto a punto, lo cual hacía que los DFT tuvieran tanto un aspecto físico como financiero [38], [41]. En 2009, los DFT de compuerta de flujo fueron remplazados por TCC de punto a punto bajo un sistema nodal. Contrario a los DFT de compuerta de flujo, los TCC de punto a punto fueron diseñados desde un nodo de origen a un nodo de destino y no dan derecho al titular a entrega física de energía. En este mercado, los TCC pueden ser de tipo obligación u opción [38].

Los TCC son ofertados considerando diferentes plazos:

- Mensuales: se adquieren para un mes calendario. La disponibilidad de los DFT se basa en el tiempo de uso.
- Temporadas: los TCC se adquieren a través de una asignación anual o de un proceso de subasta que tiene un plazo de una temporada y puede o no ser en horas pico. Para el propósito de este proceso, las temporadas se definen como sigue: enero a marzo (temporada 1), abril a junio (temporada 2), julio a septiembre (temporada 3) y octubre a diciembre (temporada 4).
- Largo plazo: los TCC de largo plazo tiene un término de 10 años y son asignados con base en la temporada y tiempo de uso.
- Comercializador de transmisión: este tipo de TCC tiene un plazo de hasta 30 años o puede ser menor en función de la vida útil del proyecto. La adquisición de estos TCC se realiza a través de un proceso separado. Los comercializadores son elegibles para recibir una asignación de 30 años para TCC tipo opción y la cantidad refleja la capacidad adicional que el proyecto añade a la red de CAISO.

#### 6.4 New Zealand Electric Market (NZEM)

Los DFT intra-islas fueron introducidos en 2013, cuando la primera subasta se llevó a cabo en junio. Los DFT son similares a los contratos por diferencias entre dos nodos. En el caso de Nueva Zelanda, estos nodos son Benmore y Otahuhu. Los contratos de DFT son direccionales y son de tipo obligación u opción. Los DFT son adquiridos a través de un proceso de subasta que es gestionado por el gerente de DFT. Los DFT se venden para los meses futuros, por lo que cada mes se trata como un mercado separado en el sentido de que las partes involucradas tienen una participación de mercado para cada mes [44].

La autoridad de electricidad de Nueva Zelanda está introduciendo los DFT para administrar el riesgo de precio entre islas tras más de 10 años de debate industrial y regulatorio. En 2009, la comisión de electricidad implementó un mecanismo de asignación de rentas por ubicación, en lugar de un modelo de DFT. En adición, y debido a que los DFT y la asignación de rentas por ubicación no son mutuamente excluyentes, un sistema híbrido de DFT y de asignación de rentas por ubicación fue considerado. En 2010 se determinó que un modelo de DFT era preferible al modelo híbrido o a un modelo extendido de DFT (considera DFT inter e intra-isla), debido a su simplicidad, capacidad de capturar la mayoría de los beneficios y la flexibilidad en la gestión de riesgos [38].

Aunque el sistema de PML se instauró en 1996, fue hasta 2013 cuando inició su mercado de DFT. En este mercado, los PML son presentados cada media hora para 250 nodos del sistema. Los productos que se comercializan son relativamente pocos y operan en términos de *hubs* (inicialmente dos y actualmente cuenta con cinco). El NZEM ofrece DFT tipo obligación y

tipo opción con vigencia mensual. En los primeros tres años de la implementación de su mercado de DFT, los de tipo opción fueron los de mayor preferencia (98.8%) [39], [44].

La primera subasta inter-islas se llevó a cabo en mayo de 2013. Los DFT se basaron en la diferencia entre los precios de las dos localizaciones, cubriendo pérdidas, restricciones y todas las demás causas que generan las diferencias de precios. Tanto las opciones como obligaciones son ofrecidas en cada dirección, es decir, se tienen cuatro productos. Los DFT deben estar disponibles en unidades de 0.1 MW y los contratos tienen una duración de un mes. Inicialmente se ofrecieron contratos con hasta un año de antelación y este período aumenta a medida que pasa el tiempo. Los pagos de DFT se obtendrán de una cuenta de DFT que se financia con una proporción de los ingresos de rentas por congestión e ingresos de la subasta.

El administrador de los DFT determina el número y la naturaleza de los DFT para la subasta, los cuales son respaldados por una estimación razonable de la capacidad de la red para el período relevante y se establece para lograr un equilibrio razonable que garantice la suficiencia de ingresos para liquidar los DFT y la cantidad de DFT disponibles para que los PM que deseen adquirirlos puedan comprarlos [38].

NZEM ha revisado métodos para hacer que los DFT sean firmes o recursos adecuados, entre los cuales se incluyen:

- Fijar límites en las combinaciones de DFT que pueden venderse con base en la capacidad de la red de transmisión.
- Incrementar la confiabilidad de la red de transmisión.
- Financiar el déficit de un periodo con el superávit de otros períodos.

## 6.5 New England Independent System Operator (ISO-NE)

El mercado de ISO-NE incluye precios de ubicación, ARR y subastas de DFT. La metodología de asignación ARR en ISO-NE; se hace de manera mensual primero a las entidades que pagan las actualizaciones de transmisión que aumentan la capacidad del sistema, lo que hace posible la adjudicación de DFT adicionales en la subasta. Este esquema es exclusivo de ISO-NE. Es importante mencionar que se eliminan todos los ARR asignados que tengan valores negativos en las subastas de DFT. Los ingresos restantes de la subasta se asignan a cada LSE que paga la congestión en proporción a su consumo [40].

ISO-NE ofrece derechos negociables, de punto a punto, y derechos liquidados financieramente en lugar de la entrega física, con el objetivo de proporcionar una cobertura contra la congestión. La adquisición de DFT se puede realizar a través de subastas mensuales y anuales, así como en mercados secundarios. El plazo de los DFT puede ser mensual o anual. En la ronda inicial de la subasta, únicamente el 25% de la capacidad está disponible. Los DFT que siguen siendo factibles con el 50% de la capacidad de la red disponible y después



de deducir la capacidad de la red asociada a los DFT asignados en la ronda inicial, se ponen a disposición durante la segunda ronda [38], [41]. La vigencia de los DFT para las subastas debe ser caracterizada por una fecha inicial y final, y si se trata de horas pico (horas terminadas 8 a la 23 entre semana) y fuera de pico (horas terminadas 24 a 7 entre semana, fines de semana y vacaciones) [41].

Durante las subastas mensuales, están disponibles los DFT que siguen siendo factibles después de considerar los asignados previamente en subastas anuales. ISO-NE también usa los ARR para distribuir los ingresos de la subasta a sus propietarios [38], [41]. Los ARR incrementales y de largo plazo están disponibles para entidades que inviertan en la red de transmisión (nueva capacidad o actualizaciones) [38], [40].

Los ingresos por congestión provenientes de la liquidación en el MDA y MTR se acumulan en un fondo de ingresos de congestión para su distribución a los propietarios de DFT. Sin embargo, si la congestión ocurre en una dirección que no favorece al tenedor del DFT, es posible que un propietario contribuya al fondo. El exceso de renta por congestión se conserva para su uso futuro [38].

## 6.6 Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

En ERCOT los TCC se emplearon basados en un esquema de mercado por zonas, cuya comercialización inició en febrero de 2002. En 2010, ERCOT cambió al sistema de mercado nodal e incorporó los CRR para más de 5000 nodos. En ese sentido, los CRR pueden ser de tipo opción u obligación para tres bloques de tiempo de uso: demanda máxima, fuera de demanda máxima y 24 horas. La subasta se realiza con una periodicidad mensual y semestral con distribución de ingreso mensual [39], [45].

El mercado de ERCOT es el único que contempla tanto obligaciones y opciones de TCC de punto a punto como TCC de compuerta de flujo. Aunque por el momento no hay TCC de compuerta de flujo, éstos se encuentran definidos en el mercado. Los TCC pueden adquirirse a través de los siguientes mecanismos [38]:

- Subastas: permiten elegir adquirir TCC y proporcionan una oportunidad para que los propietarios de TCC puedan vender los TCC que poseen. Las subastas se realizan de forma mensual, anual y la de balance de año ocurre después de que se ha realizado seis subastas mensuales.
- Asignación previa de TCC: se asignan TCC a empresas de servicios públicos municipales y cooperativas eléctricas.
- Mercado bilateral: los titulares de TCC pueden comercializar los TCC de punto a punto de tipo opción, obligación y derechos de compuerta de flujo de forma bilateral. Los TCC de tipo opción y obligación con reembolso no son negociables.

- MDA: las entidades de programación calificadas pueden ofertar por TCC de tipo obligación de punto a punto en el MDA.

Los TCC obtenidos a través de subastas se otorgan en bloques horarios que constan de segmentos pico y fuera de pico y fines de semana. Los ingresos de la subasta de TCC asignados en una base intra-zonal se distribuyen en función de la proporción de la carga zonal, mientras que los ingresos de los TCC asignados sobre una base inter-zonal se distribuyen a través del territorio de servicio de ERCOT basado en una proporción de carga.

## 6.7 Midcontinent Independent System Operator (MISO)

MISO comenzó a operar un mercado eléctrico mayorista competitivo en abril de 2005. MISO ofrece derechos negociables, de punto a punto, y derechos liquidados financieramente en lugar de la entrega física, con el objetivo de proporcionar una cobertura contra la congestión. Los PM pueden ser seleccionados para asignarles ARR o puede adquirir DFT a través de diferentes subastas y asignaciones, y a través de un mercado secundario. Los procesos son los siguientes [38]:

- Asignación anual de ARR: los ARR se asignan a los participantes con base en el uso histórico de la red de transmisión. Los participantes elegibles pueden nominar ARR para ser considerados para la asignación por MISO, el cual evalúa todas las solicitudes realizadas y ejecuta una prueba de factibilidad simultánea para determinar cuántos ARR se pueden otorgar. Los ARR son asignados una vez al año, por periodos pico y no pico, y para cuatro temporadas diferentes. Por lo tanto, la subasta anual consiste en ocho subastas independientes para cada uno de los periodos.
- Subasta mensual de DFT: la subasta mensual consiste en dos subastas independientes: una para los periodos pico y otra para los periodos fuera de pico. Todos los DFT vendidos en subastas mensuales tiene un plazo de un mes que comienza el primer día del mes siguiente al que se realizó la subasta.
- Mercado secundario: los titulares de DFT pueden comercializar sus DFT en un mercado secundario ajenas a las asignaciones y subastas administradas por MISO.

MISO también asigna derechos de transmisión firmes de largo plazo, los cuales en esencia representan ARR incrementales. Estos derechos pueden asignarse a las entidades que financian las expansiones o nuevos recursos de la red, excepto cuando éstos son financiados por los titulares de transmisión predominantes. Estos ARR pueden convertirse en DFT a discreción del PM. El exceso de las rentas mensuales por congestión es aplicado al déficit de meses futuros o al final del año [38].

## 6.8 El mercado italiano

El modelo de mercado italiano lanzado en 2004 es un ejemplo de la introducción de los DFT en Europa. Este modelo, propuesto por *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en 2002 [40], [46], se basa en algunos elementos del diseño estándar del modelo estadounidense.

Mientras que los consumidores pagan el mismo precio de electricidad del mercado *spot*, llamado *Single National Price* (SNP), los productores se agrupan en zonas geográficas y pagan un precio zonal. Los precios zonales difieren del SNP en caso de restricciones de transmisión entre zonas [40], [46].

Al adquirir un DFT, llamado *Contract Covering the Risk of Volatility of the Fee for Assignment of Rights of Use of Transmission Capacity* (CCC), a través de una subasta, los productores pueden cubrir la diferencia entre el precio zonal y el SNP [40], [46]. Un producto similar de DFT estaba disponible para cubrir las diferencias de precios relacionadas con las importaciones de países vecinos, las cuales se modelaron como zonas de precios virtuales en el diseño del mercado italiano. Estos DFT, llamados *Contract Covering the Fee for Assignment of Rights of Use of Transmission Capacity on Foreign Interconnections* (DCT), fueron abandonados con la introducción de los derechos físicos de transmisión [46].

El mercado italiano es operado por *Gestore Mercato Elettrico* (GME), mientras que la red italiana es operada por Terna. Entre otras cosas, GME es responsable de ejecutar la plataforma de mercado y determinar los precios zonales, así como el SNP. Los DFT son subastados por Terna, según la disponibilidad real de transmisión [40], [46]

Los derechos de transmisión en Italia proporcionan al titular el derecho firme al pago de la diferencia de precios. Por lo tanto, GME está expuesto al riesgo de que la capacidad física subyacente no esté disponible. Sin embargo, la cantidad de DFT asignada se determinó a través de una evaluación conservadora de la capacidad de transmisión física disponible, limitando de esta manera el riesgo financiero [40].

## 6.9 El mercado nórdico

La región nórdica abarca los países de Noruega, Finlandia, Suecia y Dinamarca. Su operador de mercado común, Nordpool, que es propiedad y está operado por los operadores del sistema de transmisión nórdicos, aplica subastas implícitas basadas en una división del mercado zonal para gestionar la congestión entre y dentro de los países nórdicos. Las diferencias de precio entre zonas son colectadas por Nordpool como rentas por congestión.

Contrario al modelo de DFT, el operador nórdico de transmisión no reasigna las rentas por congestión a las entidades de cargas programables como una cobertura contra el costo de la congestión. En lugar de eso, Nordpool introdujo los llamados contratos por diferencias en 2000, los cuales no tienen conexión con operador de la transmisión ni con las rentas por congestión. Sin embargo, estos contratos se realizan entre los PM para intercambiar sus perfiles de riesgo por la ubicación [40], [41]. Los DIS transfronterizos se destinan al uso de proyectos de expansión de la red regional e interregional.

## 6.10 Mercado Eléctrico Regional (MER)

Este mercado está integrado por seis países de América Central, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador del Sistema (EOR). El MER define a los DFT como Derechos Firmes (DF), los cuales son tipo obligación y pueden ser adquiridos por los participantes del mercado que realizan transacciones internacionales de energía a través de la Red de Transmisión Regional (RTR). En la actualidad, sólo se permite la compra de DF y se realizan dos asignaciones con vigencia anual y doce asignaciones mensuales [39], [47]. Este mercado no emplea algún mecanismo de reconfiguración de DF, sin embargo, actualmente se encuentra en desarrollo.

## 6.11 Resumen

La Tabla 3 muestra las principales características de los DFT en mercados internacionales descritos en párrafos anteriores [38], [39], [48].

Tabla 3. Características principales de los DFT en mercados internacionales.

<b>Mercado</b>	<b>PJM</b>	<b>NYISO</b>	<b>CAISO</b>
Nombre	<i>Fixed Transmission Rights</i>	<i>Transmission Congestion Contracts</i>	<i>Firm Transmission Rights</i>
Contrato	DFT de punto a punto, no protegen contra las pérdidas por transmisión, tipo obligación y opción.	DFT de punto a punto, no protegen contra las pérdidas por transmisión, únicamente tipo obligación.	DFT de punto a punto, no protegen contra las pérdidas por transmisión, tipo obligación y opción (únicamente para comercializadores).
Adquisición y negociación	Subastas, asignación de ARR y mercados secundarios.	Subastas centralizadas, asignación de DFT y mercados secundarios.	Subastas, asignación de DFT, mercado de una hora en adelanto y mercados secundarios.
Diseño de la subasta	Multi-ronda, largo plazo (3 rondas), anual (4 rondas 25%), mensual (1 ronda). Los DFT tipo opción no están disponibles en largo plazo. El precio es uniforme.	Estacional multi-ronda, subastas mensuales de reconfiguración, subastas de precio uniforme. Los bloques son para hora pico y fuera de pico.	Anual y subasta multi-ronda de precio uniforme.
Frecuencia de subasta	Multi ronda anual y mensual.	Dos subastas centralizadas (en primavera y verano) y mercados secundarios.	Anual, multi ronda y subastas de precio uniforme.
Distribución de ingresos por subasta	Distribuidos a propietarios de derechos a ingresos anuales por subasta.	Se distribuye a los vendedores de DFT y a los propietarios de ARR.	Aplicado al fondo de congestión del mercado de plazo integrado, para los periodos con insuficiencia de ingresos.
Vigencia del DFT	Anual, trimestral, mensual, largo plazo (3 años).	Semestral y DFT para subastas de 1, 2 y 5 años. También incluye una reconfiguración mensual de DFT.	1 año.
Asignación de rentas por congestionamiento	El exceso de rentas por congestión se distribuye a los meses con déficit. Al final del año, el déficit de rentas reduce los pagos proporcionalmente.	El exceso de rentas por congestión compensa el costo del sistema de transmisión, el déficit es cubierto por los propietarios de transmisión.	El exceso de rentas por congestión se coloca en un DFT de balanceo para su uso durante periodos de insuficiencia de ingresos.
Fecha de inicio	Mayo 1999 (obligaciones) y junio 2003 (opciones).	Septiembre de 1999.	Noviembre de 1999.

Continuación de la Tabla 3.

<b>Mercado</b>	<b>ERCOT</b>	<b>ISO-NE</b>	<b>MISO</b>
Nombre	<i>Transmission Congestion Rights</i>	<i>Financial Transmission Rights</i>	<i>Financial Transmission Rights</i>
Contrato	DFT de punto a punto y derechos de compuerta de flujo, no protegen contra las pérdidas por transmisión, tipo obligación y opción.	DFT de punto a punto, no protegen contra las pérdidas por transmisión, únicamente tipo obligación.	DFT de punto a punto, no protegen contra las pérdidas por transmisión, únicamente tipo obligación. Los DIS son para los usuarios de la red de transmisión.
Adquisición y negociación	Subastas, asignación de DFT y mercados secundarios.	Subastas, asignación de DFT y mercados secundarios.	Subastas, asignación de ARR y mercados secundarios.
Diseño de la subasta	Subasta anual y mensual de una ronda. Subasta de una ronda de 24 combinaciones simultáneas.	Subasta anual y mensual de una sola ronda, de precio uniforme.	Subasta anual, estacional (3 meses) y mensual.
Frecuencia de subasta	Única ronda anual y mensual (subastas simultáneas).	Subastas anuales y mensuales para comprar y vender DFT.	Subastas anuales (para bloques pico y fuera de pico, cuatro temporadas) y mensuales (para bloques pico y fuera de pico)
Distribución de ingresos por subasta	Para DFT en la misma zona, los ingresos son distribuidos a los clientes de dicha zona en proporción a su consumo.	Se distribuyen a los propietarios de ARR.	Se distribuyen a los propietarios de ARR.
Vigencia del DFT	Bloques mensuales para dos horas pico y dos segmentos pico. Fuera de estos periodos hasta dos años.	Mensual o anual.	Por temporadas y mensual.
Asignación de rentas por congestión	Los déficits son repartidos entre cargas y cualquier superávit es acreditado contra pagos adicionales de cargas.	Se colocan en un fondo de ingresos por congestión para su uso futuro.	El exceso de las rentas mensuales por congestión es aplicado al déficit de meses futuros o al final del año.
Fecha de inicio	Febrero de 2002 (inicialmente derechos de compuerta de flujo).	Marzo de 2003.	Abril de 2005.

Continuación de la Tabla 3.

<b>Mercado</b>	<b>NZEM</b>	<b>MER</b>	<b>MEM</b>
Nombre	<i>Financial Transmission Rights</i>	Derechos firmes	Derechos Financieros de Transmisión
Contrato	DFT tipo obligación y opción.	DFT tipo obligación.	DFT tipo obligación.
Adquisición y negociación	Subastas, mercado secundario y fondeo de expansión de la red de transmisión.	Subastas con precio mínimo de oferta para agentes con transacciones internacionales.	Asignación de DFT Legados, subastas, mercados secundarios (contratos bilaterales) y por fondeo de expansión de la red de transmisión.
Diseño de la subasta	Subastas (2 al mes calendario), DFT para inversiones en subasta de precios no uniformes. Se implementarán DFT para día/noche y DFT para día hábil/inhábil.	Se seleccionan las ofertas para maximizar el valor de la función objetivo.	Las subastas constan de una sola ronda y se vende el 75% de la capacidad residual de la red. Los DFT se definen en 6 bloques horarios de 4 horas al día. Se subastarán DFT con plazo mensual, trimestral, anual, trianual y con balance de un año (resto del año).
Frecuencia de subasta	Mensual	Información no disponible.	Al menos una subasta mensual.
Distribución de ingresos por subasta	El excedente de ingresos por compra de DFT en las subastas será distribuido a los propietarios de la red.	Los ingresos se distribuyen a los agentes transmisores.	En su primera etapa serán asignados a entidades responsables de carga. En la segunda etapa se asignarán a los poseedores de DIS.
Vigencia del DFT	Mensual. En etapas más avanzadas hasta por 1 año y menor o mayor a un mes.	Anuales y mensuales.	En su primera etapa mensual. Posteriormente anual y trianual. También incluye una vigencia por balance del año (resto del año).
Asignación de rentas por congestión	El exceso de rentas por congestión es redistribuido a aquellos que pagan costos hundidos de red. El déficit reduce los pagos en forma proporcional.	Se redistribuyen a los agentes transmisores y a las coberturas de costos de inversión de empresas transmisoras.	A los PM se les pagará o cobrará el precio de reembolso por exceso o faltante de cobro por congestión.
Fecha de inicio	Junio 2013.	Diciembre 2014.	Pendiente (desde 2018, los participantes realizan contratos privados para mitigar el riesgo por congestión).

Fuente: Elaboración propia con base en datos de [38], [39], [48].

## 7 SIMULADOR DE LA SUBASTAS DE DFT

Para desarrollar y validar las estrategias de compraventa de DFT en las subastas, se programó el modelo de subastas de DFT en la plataforma de optimización *Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software* (AIMMS) [49] (a través de una licencia académica). AIMMS es ampliamente utilizado en los procesos de optimización de un gran número de mercados eléctricos como PJM, MISO, ISO-NE, NZEM y SPP. En México, recientemente fue implementado para validar los resultados de la Subasta de Largo Plazo 2015 [50]. Por su parte, la formulación matemática de las subastas de DFT se obtuvo del MSDFT y se presenta en los Anexos I, II, III y IV.

La pantalla principal del simulador se muestra en la Figura 6. Se puede observar en la parte superior izquierda que cuenta con diferentes secciones, cada una de ellas con una función determinada. La primera de ellas es la denominada “Excel Linkage”, en donde se encuentra programada la rutina de lectura de datos necesarios para la PFSP y la subasta de DFT; este será el primer proceso para ejecutar. Parte de los datos leídos se almacenan en los parámetros correspondientes contenidos en la sección “Datos de la Red” (para fines prácticos los parámetros de la PFSP y PFSP de la subasta se almacenan en su sección correspondiente).

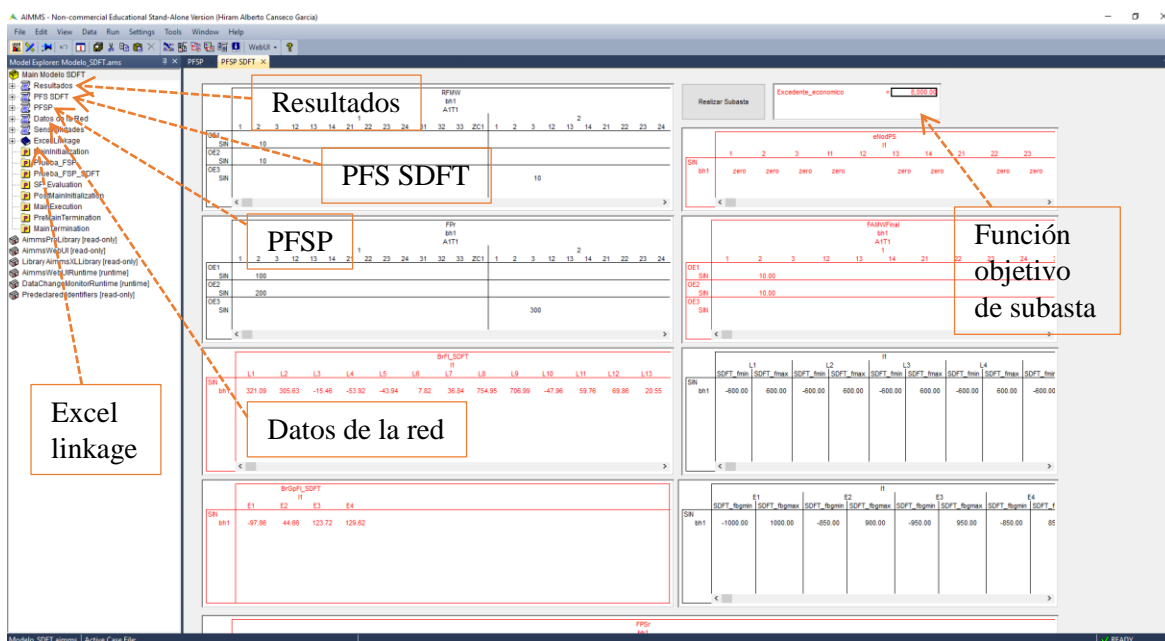


Figura 6. Pantalla principal del simulador. Fuente: Elaboración propia.

De la Figura 6 se puede identificar la sección denominada “PFSP”. Una vez que se ejecuta el proceso de lectura, la PFSP es el segundo proceso en inicializarse. La sección denominada “PSFP SDFT” corresponde al proceso de la subasta, el cual únicamente se ejecuta para obtener los resultados. Es importante mencionar que, en el proceso de lectura se lee información tanto para la PSFP como para la ejecución de la subasta, por lo que la información asociada a las ofertas económicas ya está cargada. Finalmente, en la sección “Resultados” se almacenan los resultados del proceso de la subasta de DFT.

## 7.1 Sistema de prueba

El sistema de pruebas<sup>11</sup> se muestra en la Figura 7 y cuenta con 14 nodos, 22 líneas de transmisión, 4 generadores, 4 zonas de carga, 6 zonas de generación y 4 enlaces de transmisión. Las líneas de color verde pertenecen al enlace E1, en amarillo al enlace E2, en rojo al enlace E3 y en azul al enlace E4. Se asumirá que las características del sistema de prueba corresponden al SIN y son iguales para todos los bloques horarios (bh1, ..., bh6). El intervalo y el plazo se denominan I1 y A1T1, respectivamente. La definición de los nodos k y los nodos P agregados, así como los respectivos coeficientes de ponderación, se muestran en la Tabla 4. Es importante mencionar que, los nodos 1, 11, 23 y 31 son los únicos Nodos P de generación.

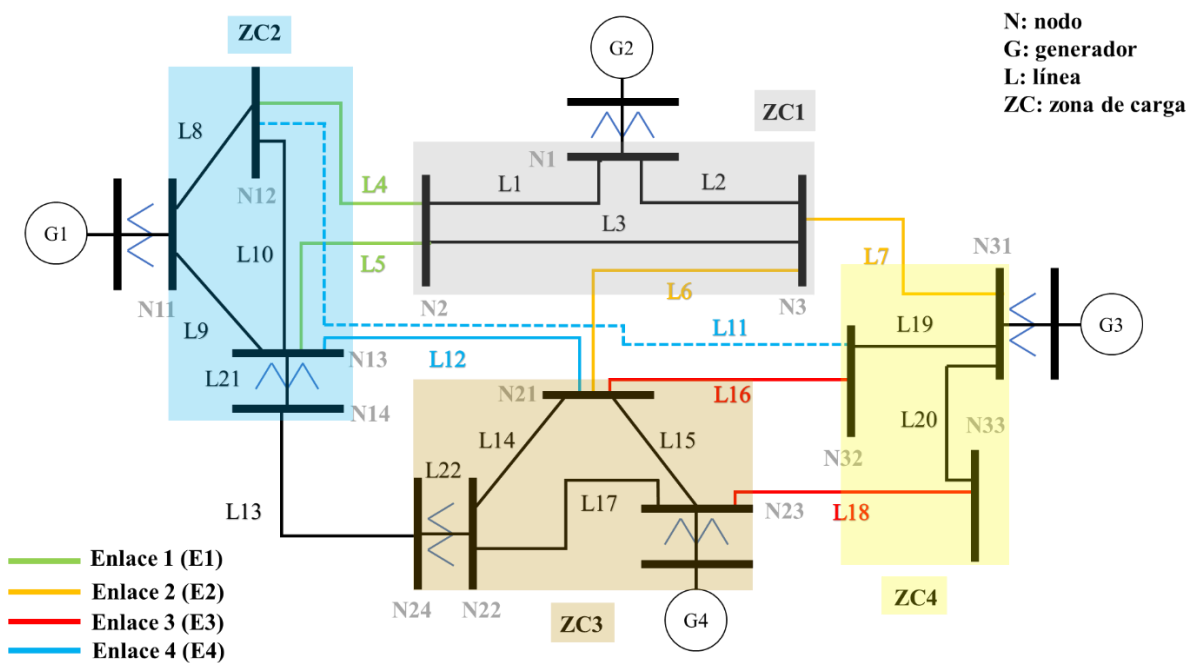


Figura 7. Sistema de pruebas. Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEEL.

<sup>11</sup> Los detalles sistema eléctrico de prueba fueron propuestos por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) para que el CENACE realizara los cursos de capacitación de las subastas de DFT.

Tabla 4. Definición de nodos k y nodos P agregados.

Nodos P agregados	Nodos k	Coefficientes de ponderación	Nodo de generación
ZC1	1	0.0000	Sí
ZC1	2	0.6446	No
ZC1	3	0.3554	No
ZC2	11	0.0000	Sí
ZC2	12	0.5678	No
ZC2	13	0.4322	No
ZC2	14	0.0000	No
ZC3	21	0.4319	No
ZC3	22	0.0000	No
ZC3	23	0.5681	No
ZC3	24	0.0000	No
ZC4	31	1.0000	No
ZC4	32	0.0000	No
ZC4	33	0.0000	No
ZG1	1	0.2909	Sí
ZG1	11	0.7091	Sí
ZG2	23	0.4167	Sí
ZG2	31	0.5833	Sí
ZG3	1	1.0000	Sí
ZG4	11	1.0000	Sí
ZG5	23	1.0000	No
ZG6	31	1.0000	No

Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEEL.

Los parámetros de la red eléctrica se muestran en la Tabla 5, donde la primera columna corresponde al nombre de la línea, la segunda y tercera indican el nodo de origen y destino al que están conectadas las líneas, respectivamente. La cuarta columna indica la reactancia ( $X$ ) de cada línea de transmisión en el sistema por unidad (p.u.). Finalmente, la quinta y sexta columna indican el flujo mínimo y máximo que puede pasar a través de cada línea, respectivamente. Además, como se mencionó anteriormente, se cuenta con cuatro enlaces de transmisión cuyos límites de flujo y líneas contenidas en dichos enlaces se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**



Tabla 5. Parámetros de la red eléctrica.

Ramas	Nodo de origen	Nodo de destino	$X$ (p.u.)	Flujo mínimo (MW)	Flujo máximo (MW)
L1	1	2	0.05	-600	600
L2	1	3	0.05	-600	600
L3	2	3	0.05	-600	600
L4	2	12	0.2	-600	600
L5	2	13	0.3	-600	600
L6	3	21	0.2	-600	600
L7	3	31	0.5	-600	600
L8	11	12	0.05	-600	600
L9	11	13	0.05	-600	600
L10	12	13	0.05	-600	600
L11	12	32	0.4	-600	600
L12	13	21	0.2	-600	600
L13	14	24	0.4	-2000	2000
L14	21	22	0.05	-600	600
L15	21	23	0.05	-600	600
L16	21	32	0.4	-600	600
L17	22	23	0.05	-600	600
L18	23	33	0.2	-600	600
L19	31	32	0.05	-600	600
L20	31	33	0.05	-600	600
L21	13	14	0.05	-100	100
L22	22	24	0.05	-100	100

Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEEL.

Tabla 6. Información de los enlaces de transmisión.

Enlace	Líneas contenidas	Flujo mínimo del enlace (MW)	Flujo máximo del enlace (MW)
E1	L4	-1000	1000
E1	L5	-1000	1000
E2	L6	-850	900
E2	L7	-850	900
E3	L16	-950	950
E3	L18	-950	950
E4	L11	-850	850
E4	L12	-850	850

Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEEL.

## 7.2 DFT preexistentes

Los DFTL junto con los DFT asignados en subastas previas juegan un papel importante en las subastas de DFT debido a que disminuyen la capacidad residual de la red. Para simular la existencia de DFT preexistentes se considerarán diferentes DFT en posesión de distintos PM mediante el proceso de asignación de DFTL y en subastas previas. En ese sentido, estos DFTL preexistentes tendrán como nodo de origen zonas de generación y como nodo de destino zonas de carga. Por su parte, los DFT asignados en subastas previas tendrán como nodo de origen Nodos P y como destino zonas de carga. Estos DFT preexistentes se verán afectados por los coeficientes de ponderación y como resultado se obtendrán inyecciones netas en los nodos definidos del sistema de prueba. Para fines prácticos, se asumirá un grupo de DFT preexistentes cuyas características, en conjunto con los coeficientes de ponderación, dan como resultado las inyecciones netas mostradas en la Tabla 7.

Tabla 7. Inyecciones netas en los nodos debidas a los DFT preexistentes.

<b>Nodos k</b>	<b>Inyecciones netas (MW)</b>
1	450.0447
2	-315.8109
3	-174.1294
11	1096.4553
12	-516.9243
13	-393.5088
14	0.0000
21	-186.1251
22	0.0000
23	205.2367
24	0.0000
31	-165.2382
32	0.0000
33	0.0000

Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEEL.

## 7.3 Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Esta prueba tiene como objetivo realizar ajustes (en caso de ser necesarios) en los límites de las líneas para acomodar los DFT preexistentes. La formulación matemática de esta prueba se muestra en el Anexo II. Esta prueba es el primer paso para la ejecución de la subasta de DFT y la ejecutará el CENACE antes de evaluar las Ofertas Económicas para determinar la factibilidad simultánea de los DFT preexistentes. La PFSP se usa para minimizar la relajación de los límites según sean necesarios para eliminar las infactibilidades que resulten de los DFT preexistentes.

Los resultados de esta prueba serán las variables  $Vf_{sis.tb,t,r}^{\min}$ ,  $Vf_{sis.tb,t,r}^{\max}$ ,  $Vfbg_{sis.tb,t,bg}^{\min}$  y  $Vfbg_{sis.tb,t,bg}^{\max}$ , las cuales se tomarán como parámetros en la subasta de DFT. Es decir, corresponderán a los nuevos límites en las líneas y enlaces.

### 7.3.1 Resultados de la Prueba de Factibilidad Simultánea Preliminar

Los datos de la Tabla 7 representan las inyecciones y retiros netos de los DFT preexistentes. Estos datos, junto con la topología de la red, fueron leídos por el simulador. La Figura 8 muestra los resultados de la PFSP.

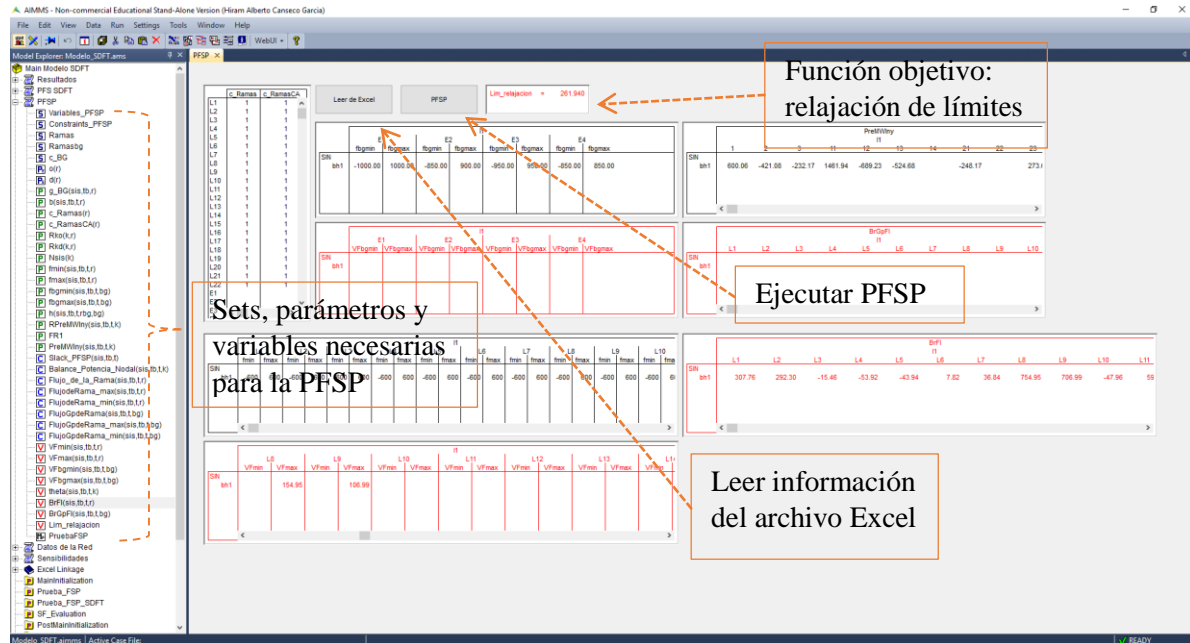


Figura 8. Resultados de la PFSP. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 8 se puede observar que para acomodar los DFT preexistentes fue necesario relajar 261.94 MW en los límites de las líneas de forma global. En la Tabla 8 se muestran los resultados más importantes asociados a la PFSP. La variable BrFl (MW) indica el flujo de potencia en cada línea causado por los DFT preexistentes. La columna fmin (MW) y fmax (MW) muestran los límites de potencia de cada línea. En ese sentido, se puede observar que los DFT preexistentes provocan flujos de 754.95 MW y 706.99 MW en las líneas L8 y L9, respectivamente. Estos flujos resultantes violan los límites establecidos (en el sentido positivo) en 154.95 MW y 106.99 para la L8 y L9, respectivamente. Es necesario relajar los límites de dichas líneas en las cantidades establecidas en las columnas Vfmin (MW) y Vfmax (MW). La suma de las relajaciones en las líneas de transmisión es 261.94 MW, el cual es el valor de la función objetivo mencionado anteriormente.

La Tabla 9 muestra los flujos de potencia provocados por los DFT preexistentes en los enlaces. La variable BrGpFl (MW) corresponde al flujo de potencia en cada enlace, fbgmin (MW) y fbgmax (MW) son los límites inferior y superior de cada enlace, y Vfbgmin (MW)

y VFbgmax (MW) son las variables de relajación de la PFSP. Se puede notar que ningún límite en los enlaces fue violado, por lo que no fue necesario relajar dichos límites.

Tabla 8. Resultados de la PFSP: flujos de potencia y relajaciones en líneas.

<b>Rama</b>	<b>BrFl (MW)</b>	<b>fmin (MW)</b>	<b>fmax (MW)</b>	<b>Vfmin (MW)</b>	<b>Vfmax (MW)</b>
L1	307.76	-600	600	0.00	0.00
L2	292.30	-600	600	0.00	0.00
L3	-15.46	-600	600	0.00	0.00
L4	-53.92	-600	600	0.00	0.00
L5	-43.94	-600	600	0.00	0.00
L6	7.82	-600	600	0.00	0.00
L7	36.84	-600	600	0.00	0.00
L8	754.95	-600	600	0.00	154.95
L9	706.99	-600	600	0.00	106.99
L10	-47.96	-600	600	0.00	0.00
L11	59.76	-600	600	0.00	0.00
L12	69.86	-600	600	0.00	0.00
L13	20.55	-2000	2000	0.00	0.00
L14	-73.95	-600	600	0.00	0.00
L15	-127.35	-600	600	0.00	0.00
L16	30.82	-600	600	0.00	0.00
L17	-53.40	-600	600	0.00	0.00
L18	92.90	-600	600	0.00	0.00
L19	-90.58	-600	600	0.00	0.00
L20	-92.90	-600	600	0.00	0.00
L21	20.55	-100	100	0.00	0.00
L22	-20.55	-100	100	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9. Resultados de la PFSP: flujos de potencia y relajaciones en enlaces.

<b>Enlace</b>	<b>BrGpFl (MW)</b>	<b>fbgmin (MW)</b>	<b>fbgmax (MW)</b>	<b>VFbgmin (MW)</b>	<b>VFbgmax (MW)</b>
E1	-97.86	-1000	1000	0.00	0.00
E2	44.66	-850	900	0.00	0.00
E3	123.72	-950	950	0.00	0.00
E4	129.62	-850	850	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados anteriores muestran que el simulador realiza de manera correcta la PFSP. La relajación de los límites de las líneas L8 y L9 conlleva a una actualización en sus límites para la PFSP de la subasta de DFT. Esto es, para la ejecución de la subasta de DFT se mantienen

los límites originales salvo los límites (en el sentido positivo) de las líneas L8 y L9, los cuales cambiaron de 600 MW a 754.95 MW, y de 600 MW a 706.99 MW, respectivamente. La sección del simulador encargada de realizar la subasta recibe esta información de forma automática. Para todos los casos de estudio los DFT preexistentes serán los mismos.

#### 7.4 Planteamiento de escenarios

Esta sección tiene como objetivo presentar los datos de los escenarios del sistema que serán utilizados en las simulaciones de la subasta de DFT y generar la información que se obtiene de un proceso de subasta para probar que el software arroja resultados válidos y congruentes.

La primera etapa del planteamiento de los escenarios fue proponer DFT preexistentes que no sean factibles para que la PFSP relaje los límites correspondientes, lo cual se realizó en el numeral 7.3.1 de la sección 7.3. El siguiente paso será realizar ofertas de compra y venta tomando como nodo de origen y destino únicamente Nodos P (como inicialmente fueron planteadas las Subastas de DFT). También se realizarán ofertas de compra y venta tomando como nodo de origen Nodos P de generación y como nodo de destino Zonas de Carga.

Como se mencionó en el numeral 5.11 de la sección 5, es necesario revisar y validar los resultados de la subasta de DFT mediante la comparación de los precios de equilibrio contra los precios esperados de los DFT a través de una Prueba de Umbral Mínimo.

##### 7.4.1 Escenario 1: únicamente ofertas de compra de nodo P a nodo P

Este escenario contempla únicamente ofertas de compra de DFT para el bh1 en el SIN. Las ofertas económicas se plantearon de tal forma que los flujos de potencia resultantes no violen ningún límite en las líneas de transmisión y enlaces. Para este escenario las ofertas se realizaron entre nodos P de origen y destino. Esto se hace para demostrar que el simulador funciona con las condiciones iniciales planteadas en el MSDFT; en la primera etapa se permitiría cualquier combinación entre nodos P. Para este escenario, la capacidad de la red junto con las ofertas realizadas provoca que no existan DFT desplazados, es decir, los precios sombra de cada nodo y los precios de equilibrio se espera que sean cero. Las ofertas económicas se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Ofertas económicas para el escenario 1.

<b>Oferta</b>	<b>Sistema</b>	<b>Bloque horario</b>	<b>Plazo</b>	<b>Nodo de origen</b>	<b>Nodo de destino</b>	<b>Precio de oferta (\$/MWh)</b>	<b>Cantidad ofertada de DFT (MW)</b>
OE1	SIN	bh1	A1T1	1	2	100	10
OE2	SIN	bh1	A1T1	1	2	200	10
OE3	SIN	bh1	A1T1	2	3	300	10

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario 1 el valor de la función objetivo fue de \$8,000.00. En ese sentido, las tres ofertas económicas fueron asignadas como ganadoras y los DFT asignados corresponden a las cantidades solicitadas en cada oferta. El Excedente Económico (EE) se calcula con la ecuación (11.11) del Anexo III y para el escenario 1 se obtiene de la siguiente manera:

$$EE = (100 \text{ \$ / MWh} \times 10 \text{ MW} \times 4/3) + (200 \text{ \$ / MWh} \times 10 \text{ MW} \times 4/3) + (300 \text{ \$ / MWh} \times 10 \text{ MW} \times 4/3) = \$8,000.00 \quad (6.1)$$

Es importante mencionar que, el factor 4/3 del cálculo anterior corresponde al parámetro  $FR_1$  de la formulación matemática, el cual tiene la intención de dejar capacidad residual de la red después de la subasta. Aunque este factor es utilizado durante la subasta, al final, los DFT asignados se regresan a su escala original. Los detalles del excedente económico al que contribuye cada oferta se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Contribución al excedente económico de cada oferta: escenario 1.

Oferta	Precio ofertado (\$/MWh)	Cantidad asignada de DFT (MW)	Excedente económico (\$)
OE1	100	10	1333.33
OE2	200	10	2666.67
OE3	300	10	4000.00

Fuente: Elaboración propia.

Los flujos de potencia resultantes a causa de los DFT preexistentes y los DFT asignados en el proceso de la subasta se muestran en la Tabla 12. La variable BrFl (MW) indica el flujo de potencia en cada línea causado por los DFT preexistentes. La columna fmin (MW) y fmax (MW) muestran los límites de potencia de cada línea. Se puede observar que los flujos de potencia resultantes no violan ningún límite en las líneas de transmisión, por lo que los resultados respetan las restricciones de flujos. Además, en la Tabla 13 se muestran los flujos de potencia resultantes en los enlaces de transmisión. La variable BrGpFl (MW) corresponde al flujo de potencia en cada enlace, fbgmin (MW) y fbgmax (MW) son los límites inferior y superior de cada enlace, respectivamente. El lector podrá percatarse de que los flujos en los enlaces no cambiaron, lo cual se debe a que los flujos en las líneas de transmisión que pertenecen a dichos enlaces permanecieron iguales.

Tabla 12. Flujos de potencia resultantes en las líneas para el escenario 1.

Rama	BrFl (MW)	f <sub>mín</sub> (MW)	f <sub>max</sub> (MW)
L1	321.09	-600	600
L2	305.63	-600	600
L3	-15.46	-600	600
L4	-53.92	-600	600
L5	-43.94	-600	600

L6	7.82	-600	600
L7	36.84	-600	600
L8	754.95	-600	754.95
L9	706.99	-600	706.99
L10	-47.96	-600	600
L11	59.76	-600	600
L12	69.86	-600	600
L13	20.55	-2000	2000
L14	-73.95	-600	600
L15	-127.35	-600	600
L16	30.82	-600	600
L17	-53.40	-600	600
L18	92.90	-600	600
L19	-90.58	-600	600
L20	-92.90	-600	600
L21	20.55	-100	100
L22	-20.55	-100	100

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13. Flujos de potencia resultantes en los enlaces para el escenario 1.

<b>Enlace</b>	<b>BrGpFI (MW)</b>	<b>fbgmin (MW)</b>	<b>fbgmax (MW)</b>
E1	-97.86	-1000	1000
E2	44.66	-850	900
E3	123.72	-950	950
E4	129.62	-850	850

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario 1, los precios sombra en todos los nodos y, por lo tanto, los precios de equilibrio de la subasta fueron cero debido a que no existió ningún DFT desplazado (no existió suficiente demanda para que los DFT asignados tuvieran un valor distinto de cero). En otras palabras, la cantidad asignada de DFT no fue suficiente para provocar flujos de potencia pudieran saturar los límites en las líneas y activar las restricciones, lo cual provocaría que los precios sombra de los nodos fueran distintos de cero. Esto quiere decir que el costo de los DFT asignados en el proceso de la subasta para el escenario 1 es cero para todos los participantes.

#### 7.4.2 Escenario 2: únicamente ofertas de compra de nodo P a nodo P y/o de nodo P a zona de carga

Este escenario contempla únicamente ofertas de compra de DFT para el bh1 en el SIN. Las ofertas económicas se plantearon de tal forma que los flujos de potencia resultantes violen límites en las líneas de transmisión. Para este escenario las ofertas se realizaron tomando como nodos de origen Nodos P y como destino Nodos P y zonas de carga. Esto se hace para demostrar que el simulador funciona con las condiciones iniciales planteadas en el MSDFT

y con la nueva definición de combinaciones emitida por el CENACE. Para este escenario, la capacidad de la red junto con las ofertas realizadas provoca que existan DFT desplazados, es decir, los precios sombra de cada nodo y, por lo tanto, los precios de equilibrio se espera que sean distintos cero. Las ofertas se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Ofertas económicas para el escenario 2 (a).

Oferta	Sistema	Bloque horario	Plazo	Nodo de origen	Nodo de destino	Precio de oferta (\$/MWh)	Cantidad ofertada de DFT (MW)
OE1	SIN	bh1	A1T1	1	2	100	10
OE2	SIN	bh1	A1T1	1	2	200	10
OE3	SIN	bh1	A1T1	2	3	300	10
OE4	SIN	bh1	A1T1	1	ZC1	400	10

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario 2 el valor de la función objetivo fue de \$12,947.76. En ese sentido, las cuatro ofertas económicas fueron asignadas como ganadoras y casi todos los DFT asignados corresponden a las cantidades solicitadas en cada oferta. Los detalles del excedente económico al que contribuye cada oferta se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Contribución al excedente económico: escenario 2 (a).

Oferta	Precio ofertado (\$/MWh)	Cantidad asignada de DFT (MW)	Excedente económico (\$)
OE1	100	7.11	948.00
OE2	200	10	2666.67
OE3	300	10	4000.00
OE4	400	10	5333.33

Fuente: Elaboración propia.

Los flujos de potencia resultantes a causa de los DFT preexistentes y los DFT asignados en el proceso de la subasta se muestran en la Tabla 16. La variable BrFl (MW) indica el flujo de potencia en cada línea. La columna fmin (MW) y fmax (MW) muestran los límites de potencia de cada línea. Se puede observar que los flujos de potencia resultantes no violan ningún límite en las líneas de transmisión; los resultados respetan las restricciones de flujos. Además, en la Tabla 17 se muestran los flujos de potencia resultantes en los enlaces de transmisión, los cuales no cambiaron (misma razón del escenario 1). La variable BrGpFl (MW) corresponde al flujo de potencia en cada enlace, fbgmin (MW) y fbgmax (MW) son los límites inferior y superior de cada enlace, respectivamente.

Tabla 16. Flujos de potencia resultantes en las líneas para el escenario 2 (a).

Rama	BrFl (MW)	fmin (MW)	fmax (MW)
L1	325.83	-600	600
L2	310.37	-600	600
L3	-15.46	-600	600



L4	-53.92	-600	600
L5	-43.94	-600	600
L6	7.82	-600	600
L7	36.84	-600	600
L8	754.95	-600	754.95
L9	706.99	-600	706.99
L10	-47.96	-600	600
L11	59.76	-600	600
L12	69.86	-600	600
L13	20.55	-2000	2000
L14	-73.95	-600	600
L15	-127.35	-600	600
L16	30.82	-600	600
L17	-53.40	-600	600
L18	92.90	-600	600
L19	-90.58	-600	600
L20	-92.90	-600	600
L21	20.55	-100	100
L22	-20.55	-100	100

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 17. Flujos de potencia en los enlaces para el escenario 2 (a).

Enlace	BrGpFl (MW)	fbgmin (MW)	fbgmax (MW)
E1	-97.86	-1000	1000
E2	44.66	-850	900
E3	123.72	-950	950
E4	129.62	-850	850

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario 2, el conjunto de todos los precios sombra nodales (de la restricción de balance de potencia nodal) de la subasta de DFT se muestra en la Tabla 18. En el caso de las zonas de carga, el precio sombra nodal se calcula utilizando el precio sombra de los nodos contenidos en dicha zona y sus respectivos coeficientes de ponderación, lo cual se expresa formalmente con la ecuación (11.14) del Anexo III. Por ejemplo, la ZC1 contiene los nodos 1, 2 y 3 cuyos pesos (de acuerdo con la Tabla 4) son 0, 0.6446 y 0.3554, respectivamente. El Precio Sombra Nodal (PSN) de la ZC1 se calcula como:

$$PSN_{ZC1} = 0 \times -100.00 + 0.6446 \times 0 + 0.3554 \times -200 = -71.08 \quad (6.2)$$

Tabla 18. Conjunto de los precios sombra nodales del escenario 2 (a).

Nodos	Precio sombra (\$/MWh)
1	-100.00
2	0.00

3	-200.00
11	-11933.10
12	3553.17
13	-3529.75
14	-3324.69
21	-1421.46
22	-1479.14
23	-1331.76
24	-1684.20
31	-146.36
32	96.08
33	-383.44
ZC1	-71.08
ZC2	491.78
ZC3	-1370.50
ZC4	-146.36

Fuente: Elaboración propia.

Los precios de equilibrio de la subasta para las ofertas económicas asignadas como ganadoras se muestran en la Tabla 19. Se puede observar que ninguna oferta de compra asignada pagará un precio mayor al ofertado por el DFT asignado. Esto es, los precios de equilibrio serán menores o iguales al precio ofertado por las ofertas adjudicadas como ganadoras. En el caso de las ofertas OE1 y OE2, ambas compitieron por un DFT con origen en el nodo 1 y destino en el nodo 2. En ese sentido, el DFT desplazado corresponde a la OE1 (no fue asignada en su totalidad por falta de capacidad) y fue la oferta que definió el precio del DFT.

Sin tomar en cuenta el valor histórico de los DFT, se podría pensar que la estrategia del OE2 fue no ser la oferta ganadora marginal. Es decir, probablemente estimó que otro participante iba a competir por el mismo DFT y decidió ofertar un precio alto con una cantidad moderada (para no marginar). Bajo esta premisa, las ofertas OE1 y OE2 incluso pudieran pertenecer a un mismo participante que decidió realizar diferentes ofertas por el mismo DFT (ya que la subasta lo permite) y realizó una curva de oferta decreciente (compra mayores cantidades a menores precios).

Tabla 19. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 2 (a).

<b>Oferta</b>	<b>Precio ofertado (\$/MWh)</b>	<b>Cantidad asignada de DFT (MW)</b>	<b>Precio de equilibrio (\$/MWh)</b>	<b>Liquidación (\$)</b>
OE1	100	7.11	100.00	711.00
OE2	200	10	100.00	1000.00
OE3	300	10	-200.00	-2000.00
OE4	400	10	28.92	289.20
Total				0.20

Fuente: Elaboración propia.

Si en lugar de 10 MW la cantidad ofertada de OE2 fuese 20 MW, se convertiría en la oferta ganadora marginal con una asignación de 17.11 MW y el precio de equilibrio de dicho DFT correspondería a 200.00 \$/MWh. Esto se puede observar en la Tabla 20.

Tabla 20. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 2 (b).

<b>Oferta</b>	<b>Precio ofertado (\$/MWh)</b>	<b>Cantidad asignada de DFT (MW)</b>	<b>Precio de equilibrio (\$/MWh)</b>	<b>Liquidación (\$)</b>
OE1	100	0	200.00	0
OE2	200	17.11	200.00	3422.00
OE3	300	10	-400.00	-4000.00
OE4	400	10	57.84	578.40
Total				0.40

Fuente: Elaboración propia.

El caso más interesante del escenario 2 se presenta con la oferta OE3. A pesar de ser una oferta de compra (en los dos casos analizados anteriormente) el precio de equilibrio resulta negativo. Es decir, el participante que realizó la oferta OE3 le pagarían (en lugar de pagar) por los DFT asignados. Esto se debe a las características de las ofertas y la topología de la red produce que la oferta OE3, con nodo de origen 2 y destino 3, contribuye a asignar más ofertas asociadas al DFT con nodo de origen 1 y destino 2 (que incrementan el excedente económico). Es decir, la oferta OE3 ayuda a que se asignen más DFT de la oferta OE4, OE2 y posteriormente de la oferta OE1 (porque el precio de oferta  $OE4 > OE2 > OE1$ ). Cuando esto deje de suceder, el DFT desplazado estará asociado a su oferta y será marginal. La Tabla 21 muestra los resultados si en lugar de 10 MW la oferta OE3 hubiese indicado 20 MW.

Tabla 21. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 2 (c).

<b>Oferta</b>	<b>Precio ofertado (\$/MWh)</b>	<b>Cantidad asignada de DFT (MW)</b>	<b>Precio de equilibrio (\$/MWh)</b>	<b>Liquidación (\$)</b>
OE1	100	0	-150.00	0
OE2	200	17.11	-150.00	-2566.50
OE3	300	10	300.00	3000.00
OE4	400	10	-43.38	-433.80
Total				0.30

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que la situación cambió, las ofertas OE1, OE2 y OE4 contribuyen a que se asignen más DFT de la oferta OE3.

7.4.3 Escenario 3: ofertas de compra de nodo P a nodo P y/o de nodo P a zona de carga y ofertas de venta de nodo P a nodo P.

Este escenario contempla ofertas de compra y venta de DFT para el bh1 en el SIN. Las ofertas económicas se plantearon de tal forma que los flujos de potencia resultantes violen límites en las líneas de transmisión. Para este escenario las ofertas se realizaron tomando como nodos de origen Nodos P y como destino Nodos P y zonas de carga. Esto se hace para demostrar que el simulador funciona con las condiciones iniciales planteadas en el MSDFT y con la nueva definición de combinaciones emitida por el CENACE. Para este escenario, la capacidad de la red junto con las ofertas realizadas provoca que existan DFT desplazados, es decir, se espera que los precios sombra de cada nodo y, por lo tanto, los precios de equilibrio sean distintos cero. Las ofertas se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22. Ofertas económicas para el escenario 3 (a).

Oferta	Sistema	Bloque horario	Plazo	Nodo de origen	Nodo de destino	Precio de oferta (\$/MWh)	Cantidad ofertada de DFT (MW)
OE1	SIN	bh1	A1T1	1	2	100	10
OE2	SIN	bh1	A1T1	1	2	200	10
OE3	SIN	bh1	A1T1	2	3	300	10
OE4	SIN	bh1	A1T1	1	ZC1	400	10
OE5	SIN	bh1	A1T1	2	1	-200	10

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario 3 el valor de la función objetivo fue de \$12,947.76. En ese sentido, las cuatro ofertas económicas fueron asignadas como ganadoras y casi todos los DFT asignados corresponden a las cantidades solicitadas en cada oferta. Los detalles del excedente económico al que contribuye cada oferta se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23. Contribución al excedente económico: escenario 3 (a).

Oferta	Precio ofertado (\$/MWh)	Cantidad asignada de DFT (MW)	Excedente económico (\$)
OE1	100	7.11	948.00
OE2	200	10	2666.67
OE3	300	10	4000.00
OE4	400	10	5333.33
OE5	-200	0	0

Fuente: Elaboración propia.

Los flujos de potencia resultantes a causa de los DFT preexistentes y los DFT asignados en el proceso de la subasta se muestran en la Tabla 24. La variable BrFl (MW) indica el flujo de potencia en cada línea. La columna fmin (MW) y fmax (MW) muestran los límites de potencia de cada línea. Se puede observar que los flujos de potencia resultantes no violan ningún límite en las líneas de transmisión; los resultados respetan las restricciones de flujos. Además, en la Tabla 25 se muestran los flujos de potencia resultantes en los enlaces de

transmisión, los cuales no cambiaron (misma razón del escenario 1). La variable BrGpFl (MW) corresponde al flujo de potencia en cada enlace, fbgmin (MW) y fbgmax (MW) son los límites inferior y superior de cada enlace, respectivamente.

Tabla 24. Flujos de potencia resultantes en las líneas para el escenario 3.

<b>Rama</b>	<b>BrFl (MW)</b>	<b>fmin (MW)</b>	<b>fmax (MW)</b>
L1	325.83	-600	600
L2	310.37	-600	600
L3	-15.46	-600	600
L4	-53.92	-600	600
L5	-43.94	-600	600
L6	7.82	-600	600
L7	36.84	-600	600
L8	754.95	-600	754.95
L9	706.99	-600	706.99
L10	-47.96	-600	600
L11	59.76	-600	600
L12	69.86	-600	600
L13	20.55	-2000	2000
L14	-73.95	-600	600
L15	-127.35	-600	600
L16	30.82	-600	600
L17	-53.40	-600	600
L18	92.90	-600	600
L19	-90.58	-600	600
L20	-92.90	-600	600
L21	20.55	-100	100
L22	-20.55	-100	100

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25. Flujos de potencia resultantes en los enlaces para el escenario 3.

<b>Enlace</b>	<b>BrGpFl (MW)</b>	<b>fbgmin (MW)</b>	<b>fbgmax (MW)</b>
E1	-97.86	-1000	1000
E2	44.66	-850	900
E3	123.72	-950	950
E4	129.62	-850	850

Fuente: Elaboración propia.

El conjunto de precios sombra nodales del escenario 3 (a) se muestra en la Tabla 26. Los precios de equilibrio de la subasta para las ofertas económicas asignadas como ganadoras se muestran en la Tabla 27. Nuevamente se puede observar que ninguna oferta de compra asignada pagará una cantidad mayor a la ofertada por el DFT asignado. Al igual que el escenario 2 (a), en el caso de las ofertas OE1 y OE2, ambas compitieron por un DFT con

origen en el nodo 1 y destino en el nodo 2. En ese sentido, el DFT desplazado corresponde a la OE1 (no fue asignada en su totalidad por falta de capacidad) y fue la oferta que definió el precio del DFT. Adicionalmente, se puede observar que la oferta de venta de DFT no fue asignada. De ser asignada, la oferta OE5 podría contribuir a que se asignen más DFT con nodo de origen 1 y destino 2, es decir, ayudaría a la asignación de más DFT de la OE1.

Tabla 26. Conjunto de los precios sombra nodales del escenario 3 (a).

<b>Nodos</b>	<b>Precio sombra (\$/MWh)</b>
1	-100.00
2	0.00
3	-200.00
11	-11933.10
12	3553.17
13	-3529.75
14	-3324.69
21	-1421.46
22	-1479.14
23	-1331.76
24	-1684.20
31	-146.36
32	96.08
33	-383.44
ZC1	-71.08
ZC2	491.78
ZC3	-1370.50
ZC4	-146.36

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 27. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 3 (a).

<b>Oferta</b>	<b>Precio ofertado (\$/MWh)</b>	<b>Cantidad asignada de DFT (MW)</b>	<b>Precio de equilibrio (\$/MWh)</b>	<b>Liquidación (\$)</b>
OE1	100	7.11	100.00	711.00
OE2	200	10	100.00	1000.00
OE3	300	10	-200.00	-2000.00
OE4	400	10	28.92	289.20
OE5	-200	0	-100.00	0.00
Total				0.20

Fuente: Elaboración propia.

Para que la oferta de venta OE5 pudiera ser asignada, el precio de oferta de venta (negativo) tendría que ser mayor al precio de equilibrio de dicho DFT. Para este caso, el precio de equilibrio de una oferta de venta con nodo de origen 2 y destino 1 fue de -100.00 (\$/MWh).

En ese sentido, si el participante que realizó la oferta OE5 tuviera noción del posible precio de equilibrio del DFT que quiere vender, sabría que su oferta económica de venta (con valor negativo) tendría que ser mayor a -100.00 (\$/MWh) para que fuese asignada como ganadora. Esto se puede verificar modificando de -200.00 \$/MWh a -99 \$/MWh el precio de la oferta de OE5.

Al realizar el ajuste anterior, el excedente económico fue de \$12,951.61. Se puede observar que la función objetivo mejoró con respecto al escenario 3(a) en \$3.85. Nuevamente, los flujos de potencia resultantes en las líneas y enlaces respetan sus límites. Los precios de equilibrio para este nuevo caso se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28. Precios de equilibrio para las ofertas del escenario 3 (b).

<b>Oferta</b>	<b>Precio ofertado (\$/MWh)</b>	<b>Cantidad asignada de DFT (MW)</b>	<b>Precio de equilibrio (\$/MWh)</b>	<b>Liquidación (\$)</b>
OE1	100	10	99.00	999.00
OE2	200	10	99.00	999.00
OE3	300	10	-198.00	-1980.00
OE4	400	10	28.63	286.30
OE5	-99	2.89	-99.00	-286.11
Total				18.19

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 28 también se puede observar que el excedente económico en la función objetivo mejoró debido a que la oferta de venta OE5 permitió que se asignaran 2.89 MW más de la oferta OE1 en comparación con el escenario 3 (a). Estos DFT adicionales provocaron que la función objetivo interpretara la oferta adicional de compra  $(2.89 \text{ MW}) \times (4/3) \times (100 \text{ $/MWh})$  como ingreso y la oferta de venta  $(2.89 \text{ MW}) \times (4/3) \times (-99 \text{ $/MWh})$  como egreso, lo que da como resultado \$3.85 (que es precisamente la cantidad que mejoró la función objetivo).

Es importante mencionar que todos los escenarios planteados son ficticios y tienen el objetivo de probar el funcionamiento adecuado del simulador. El lector se podrá percatar que los ingresos totales de la subasta de cada escenario fueron mínimos, sin embargo, debe recordarse que adicional a las pruebas realizadas es necesario ejecutar la Prueba de Umbral Mínimo, la cual precisamente comparará los ingresos de cada subasta con los ingresos esperados para determinar si dicha subasta es válida.

Con los escenarios analizados, se pudo comprobar que los precios de equilibrio de los DFT asignados dependen de las ofertas económicas realizadas y no del valor histórico que hayan tenido dichos DFT en el MCP correspondiente. No obstante, se puede intuir que las ofertas económicas para comprar o vender DFT están asociadas a su valor histórico y/o al valor que cada participante le otorgue a cada DFT. El éxito de las ofertas de compra radica en adquirir los DFT a un precio menor al que dicho participante los valore. En este sentido, si se necesita adquirir un determinado DFT es importante construir una curva de oferta decreciente para tratar de marginar en el espectro más bajo de precios o incluso que otro participante sea el

marginal. Así, el precio de equilibrio del DFT resultará menor o, en el peor de los casos, igual a la oferta económica del participante en cuestión. La Figura 9 muestra un ejemplo de una curva de oferta de compra de DFT.

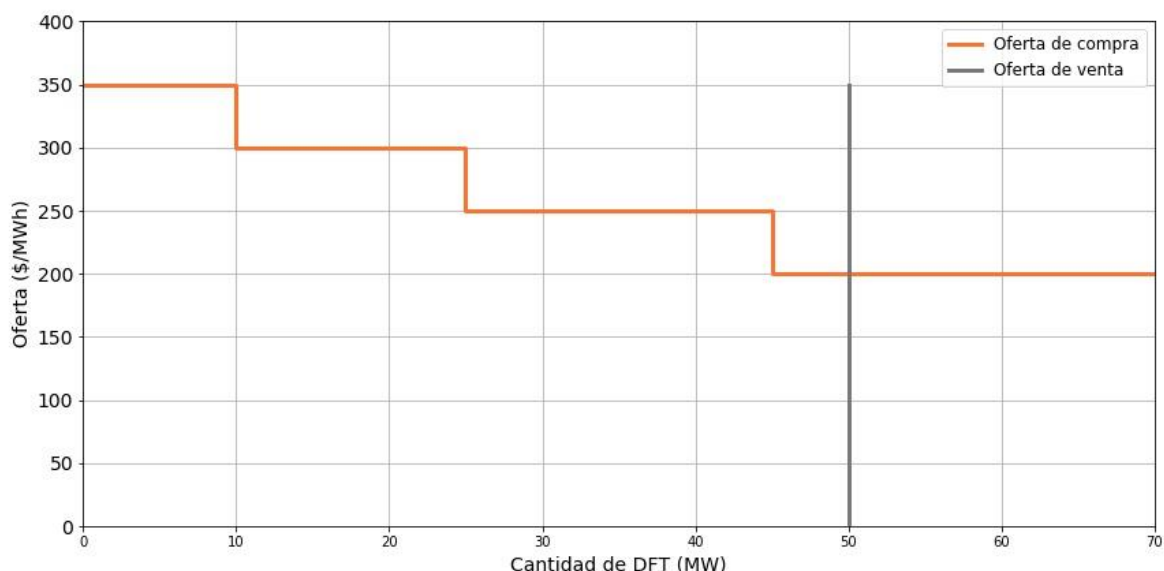


Figura 9. Ejemplo de curva de oferta de compra de DFT. Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a las ofertas de venta, para que sean asignadas, el precio de oferta económica de venta (precio negativo) debe ser mayor al precio de equilibrio del DFT que se desea vender. Por ello, es necesario que el participante tenga una estimación de cuánto vale el DFT que desea vender. De esta manera, si el precio de equilibrio estimado está por encima de sus expectativas vale la pena intentar vender dicho DFT utilizando una curva oferta de venta creciente: venta de mayores cantidades a menores precios (negativos). La Figura 10 muestra un ejemplo de una curva de oferta de compra de DFT.

Finalmente, si los precios de equilibrio están asociados con el valor de los DFT en el MECP, se puede suponer que la cantidad de dinero invertido en la compra de un DFT en una subasta se recuperará con las liquidaciones diarias. Por su parte, la cantidad que se recibe por la venta de un DFT en una subasta debe ser suficiente para solventar las pérdidas que se tendrán en las liquidaciones diarias y, aun así, generar ganancias.



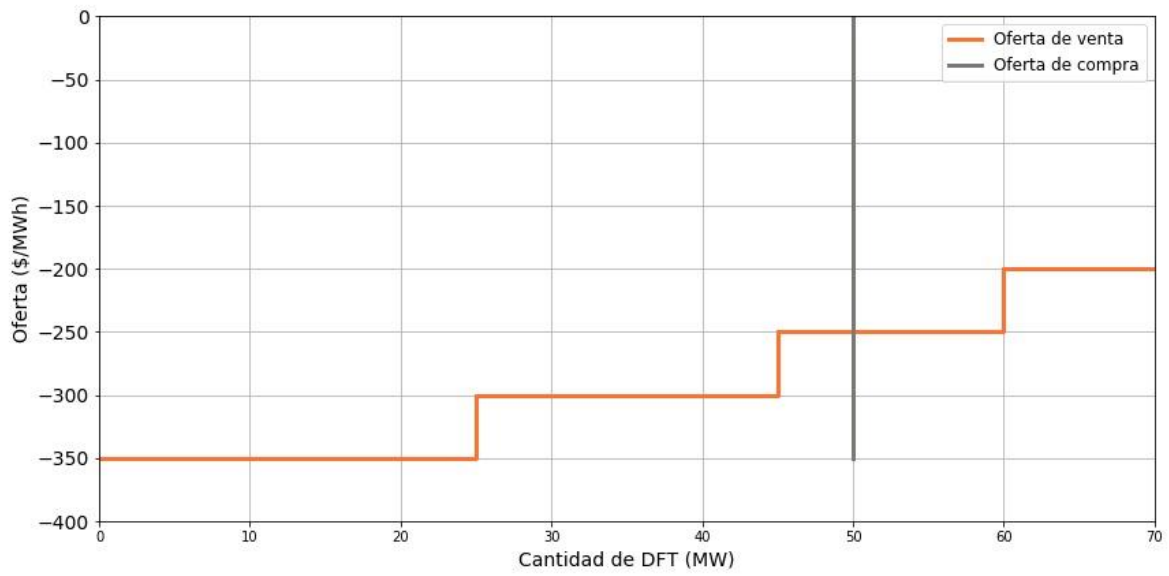


Figura 10. Ejemplo de curva de oferta de venta de DFT. Fuente: Elaboración propia.

## 8 ANÁLISIS DE DECISIÓN PARA LAS SUBASTAS DE DFT

---

Para las entidades que deseen participar en las subastas de DFT, el principal problema al que se enfrentan es seleccionar los DFT que les conviene adquirir, así como el precio a ofertar por los mismos. Independientemente de que su estrategia sea puramente financiera o de cobertura, es importante contar con métodos para evaluar y jerarquizar DFT con el objetivo de seleccionar o rechazar alternativas a partir de una evaluación basada en diversos criterios.

En cualquier etapa de las subastas de DFT, el SIN presenta las condiciones más interesantes en cuanto a la toma de decisiones. Como se mencionó en párrafos anteriores, se tienen casi 43,000 alternativas posibles de DFT por bloque horario, lo que conlleva a la necesidad de contar con un método que permita seleccionar las mejores combinaciones que maximicen el beneficio del participante. En ese sentido, el Método de Mínimo Arrepentimiento consiste en un análisis de decisión de criterios múltiples basado en el criterio de Savage [51], es decir, al seleccionar el portafolio de DFT que se desea adquirir en una subasta es posible que se produzca un arrepentimiento porque se pudo haber elegido otro portafolio.

El criterio de decisión de Savage trata de aminorar dicho arrepentimiento antes de seleccionar una estrategia o portafolio en particular. En esencia, el Método de Mínimo Arrepentimiento hace una comparación por pares de criterios y se busca la alternativa óptima en términos de cada par de criterios de acuerdo con el criterio de Savage. En este caso, el arrepentimiento se asocia a la distancia métrica entre cada alternativa y la alternativa ideal por cada par de criterios (alternativa de referencia) en una gráfica bidimensional, cuya abscisa corresponde a un parámetro (por ejemplo, el  $VH$  del DFT) y su ordenada al otro parámetro comparado (por ejemplo, la volatilidad del DFT). En ese sentido, el mínimo arrepentimiento corresponde a la distancia métrica mínima y, por lo tanto, la alternativa más cercana geoméricamente a la de referencia es la óptima en términos del par de criterios [51].

Para comparar y clasificar alternativas en términos de  $n$  criterios previamente seleccionados, Martín del Campo et al. [52] desarrollaron un nuevo método de decisión basado en el concepto de mínimo arrepentimiento, pero con la posibilidad de incluir diferentes pesos a los criterios y haciendo una agregación de criterios basada en álgebra vectorial. El método se denomina Método de Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento (PVMR, por sus siglas en inglés) y su idea es simplificar el método convencional de mínimo arrepentimiento, evitando realizar comparaciones por par de criterios. Una ventaja de este método con respecto al método convencional es que permite utilizar pesos relativos para cada criterio de evaluación. La filosofía de arrepentimiento está basada en crear un plan ideal, el cual no existe en el conjunto de alternativas bajo estudio, pero es el mejor plan que tiene los mejores valores de cada criterio de evaluación.

## 8.1 Método del Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento

En este método, la alternativa ideal está posicionada en el centro de las coordenadas de un espacio de  $n$ -dimensiones, siendo  $n$  el número de criterios. Mediante el uso de geometría analítica se hace la construcción de vectores de posición y el cálculo de sus magnitudes. La magnitud del vector representa la distancia a la alternativa ideal o de referencia; la menor distancia representa el menor arrepentimiento [52].

Como se mencionó, la metodología del PVMR consiste en crear una alternativa ideal o de referencia, la cual no existe en el conjunto de alternativas que se desea comprar, pero que adquiere los mejores valores o calificaciones de los  $n$  criterios obtenidos dentro del conjunto de alternativas en evaluación. La alternativa de referencia se coloca en el centro de las coordenadas del espacio  $n$ -dimensional, lo cual se logra a través de una normalización para cada criterio; al mejor valor se le asigna 0 y al peor 1. Cuanto menor sea la magnitud del vector de posición de cada alternativa real, menor será su valor de arrepentimiento. La metodología se resume en la Figura 11 [52].

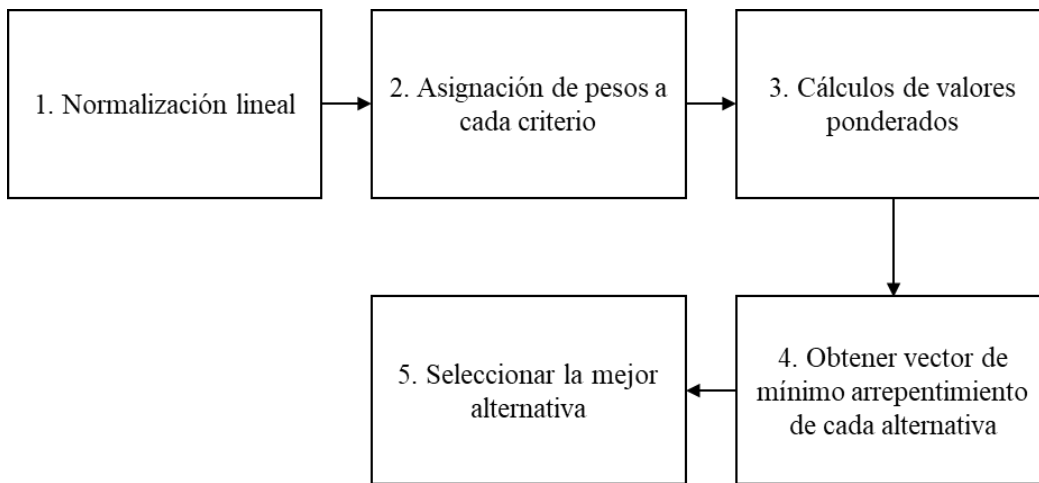


Figura 11. Metodología para la implementación del PVMR. Fuente: Elaboración propia con base en datos de [52].

El método de análisis de decisión del PVMR se describe a continuación [52]:

1. Se asignan pesos relativos  $w_j$  a cada criterio  $j$ , siendo  $n$  el número de criterios, tomando en cuenta la siguiente condición:

$$\sum_{j=1}^n w_j^2 = 1 \quad (6.3)$$

2. Se realiza una normalización lineal a los  $c_{ij}$  valores de cada criterio  $j$ , asignando 0 (cero) al mejor valor de las alternativas  $i$ , y 1 (uno) al peor valor. Este proceso proporciona valores normalizados  $v_{ij}$ . Cada alternativa  $i$  se asocia con un punto y su vector de posición está en el espacio  $n$ -dimensional; la alternativa ideal se encuentra en el centro de las  $n$ -coordenadas. Donde  $M$  es la pendiente y  $B$  es la ordenada al origen.

$$M = \frac{0 - 1}{Mejor - Peor} \quad (6.4)$$

$$B = 1 - M (Mejor) \quad (6.5)$$

$$v_{ij} = M (c_{ij}) + B \quad (6.6)$$

3. Para determinar los  $n$  componentes de  $p_{ij}$  del vector de posición  $p_i$  de cada alternativa  $i$ , mediante la multiplicación de los valores  $v_{ij}$ , obtenidos en el paso 2, por el peso correspondiente  $w_j$  asignado en el paso 1.

$$p_{ij} = v_{ij} w_j \quad (6.7)$$

4. La distancia de la alternativa  $i$  a la alternativa ideal, es la magnitud de su vector de posición y es una medida del arrepentimiento que podría causar la selección de dicha alternativa con respecto a la ideal. La magnitud del vector de posición de cada punto  $i$  en el espacio es:

$$|p_i| = \sqrt{p_{i1}^2 + p_{i2}^2 + \dots + p_{ij}^2 + \dots + p_{in}^2} \quad (6.8)$$

## 8.2 Selección de criterios e implementación del método PVMR

En esta sección se describen los criterios utilizados para la selección del portafolio óptimo de DFT. Es importante mencionar que, la presente tesis está enfocada en la subasta de DFT de enero de 2019 porque iba a ser la primera en ejecutarse (aunque dicha subasta no fue realizada). Para ello, se utilizó la información de enero 2018 (porque son los datos que el CENACE hubiese utilizado para el cálculo de garantías) para el diseño de estrategias, así como para el cálculo de las garantías necesarias para respaldar las ofertas en la subasta.

Los criterios de selección son los siguientes:

- Valor Histórico: el *VH* proporciona el valor promedio del DFT considerando el periodo histórico. Entre más alto sea el *VH*, mayor valor tiene el DFT.
- Valor de Referencia: el *VR* proporciona información de las garantías necesarias para respaldar las ofertas en la subasta. Entre más alto sea *VR* se necesitan más garantías, lo que implica un mayor costo financiero. Sin embargo, aunque se busca que las garantías necesarias sean mínimas, debe tomarse en cuenta que entre menor sea el *VR*, existen mayores posibilidades de que se trate de un DFT de flujo inverso. Por lo tanto, el DFT potencial con menor *VR* no necesariamente es la mejor opción considerando este criterio.
- Percentil 10: el percentil es una medida de posición utilizada en estadística, la cual indica (una vez ordenados los datos de menor a mayor) el valor de la variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje dado de observaciones en un grupo. En este caso, el grupo de observaciones serán las diferencias del CCM del nodo de destino menos el CCM del nodo de origen. El percentil 10 determinará el valor bajo el cual se encuentran el 10% de las observaciones; entre mayor sea este percentil menores posibilidades existen de que el DFT en cuestión sea de flujo inverso.
- Factibilidad del DFT: es la cantidad de DFT que son factibles en la red considerando el nodo de origen y destino<sup>12</sup>.

Para la presente tesis se calcularon los *VH*, *VR* y el Percentil 10 de todos los DFT potenciales definidos por las combinaciones válidas de nodos. Utilizando la información del mes de enero 2018 y enero 2019, se obtuvieron 450,864 valores para cada uno de los criterios seleccionados. Para estos periodos históricos, se implementó la metodología PVMR utilizando diferentes escenarios de pesos, los cuales se muestran en la Tabla 29. Se puede observar que para los distintos escenarios se calculó el Error Cuadrático Medio (ECM), comparando la magnitud del vector de posición obtenida con la información de enero 2018 con la magnitud obtenida utilizando la información de enero 2019 con los pesos establecidos

---

<sup>12</sup> Para el ejercicio, no se tomará en cuenta ya que no se tiene información más reciente de la red de transmisión del SIN. En secciones posteriores se describirá como se calcula dicho parámetro.

en cada escenario. Aparentemente, el mejor escenario de pesos es cuando estos son iguales para todos los criterios utilizados. Sin embargo, otorgar demasiado peso al *VR* incrementa las posibilidades de seleccionar DFT que pudieran ser de flujo inverso.

Tabla 29. Escenarios de pesos para la metodología PVMR.

Escenario	Criterio	$VR_{r,m}$	$VH_{r,m}$	Percentil 10 <sup>13</sup>	ECM (%)
A	$w_j$	0.3162	0.7746	0.5477	5.67
	%	0.1000	0.6000	0.3000	
B	$w_j$	0.3162	0.7071	0.6325	5.62
	%	0.1000	0.5000	0.4000	
C	$w_j$	0.3162	0.8367	0.4472	5.80
	%	0.1000	0.7000	0.2000	
D	$w_j$	0.3162	0.8944	0.3162	5.99
	%	0.1000	0.8000	0.1000	
E	$w_j$	0.4472	0.8367	0.3162	3.82
	%	0.2000	0.7000	0.1000	
F	$w_j$	0.5477	0.8944	0.3162	2.06
	%	0.3000	0.6000	0.1000	
G	$w_j$	0.5774	0.5774	0.5774	2.01
	%	0.3333	0.3333	0.3333	

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 30 muestra los parámetros y criterios de la implementación de la metodología PVMR con el escenario de pesos seleccionado (escenario A). Se puede observar que se ha dado prioridad al criterio del *VH* al otorgarle una ponderación de 0.6, posteriormente al Percentil 10 con 0.3 y finalmente al *VR* con 0.1. Esto último con el objetivo de reducir las posibilidades de elegir un DFT de flujo inverso, pero a su vez, con la intención de reducir, en la medida de lo posible, las garantías necesarias para respaldar las ofertas de compra.

Tabla 30. Parámetros de la implementación de la metodología PVMR (escenario A).

Parámetro	$VR_{r,m}$	$VH_{r,m}$	Percentil 10
Descripción	Valor de referencia	Valor histórico	Percentil 10
Criterio	Mejor es bajo	Mejor es alto	Mejor es alto
$w_j$	0.3162	0.7746	0.5477
Ponderación	0.10	0.60	0.30

Fuente: Elaboración propia.

<sup>13</sup> El criterio del Percentil 10 consiste en calcular la diferencia del CCM del nodo de destino menos el CCM del nodo de origen para cada DFT potencial. Posteriormente se calcula el percentil 10 de dicho conjunto de datos para cada DFT potencial, el cual es utilizado en la metodología PVMR.

Considerando los criterios y pesos utilizados, se obtuvo una calificación para cada DFT Potencial. Estas calificaciones (magnitud del vector de posición), ordenadas de menor a mayor, proporcionan el orden de mérito o preferencia de adquisición de DFT en la subasta. Es importante recordar que, cuanto menor sea la magnitud del vector de posición de cada alternativa real, menor será su valor de arrepentimiento.

La Tabla 31 muestra el Top 1-20 de los mejores DFT potenciales de acuerdo con la metodología PVMR. La primera columna indica el nombre del DFT potencial, el cual se compone del nodo de origen (nodo P de generación), bloque horario y nodo de destino (zona de carga). La segunda columna muestra la magnitud del vector de posición de cada alternativa, la cual es la calificación de dicho DFT. Las últimas tres columnas muestran el  $VH$ , Percentil 10 y  $VR$ , respectivamente.

Tabla 31. Mejores DFT Potenciales: Top 1-20.

DFT Potencial	$ \vec{p}_i $	$VH_{r,m}$ (\$/MWh)	Percentil 10 (\$/MWh)	$VR_{r,m}$ (\$/MWh)
04EFR-230bh3LOS RIOS (DFT1)	0.3106	541.2757	50.7960	536.2757
04AGD-230bh3LOS RIOS (DFT2)	0.3106	541.3144	50.7960	536.3144
04NNG-115bh3LOS RIOS (DFT3)	0.3106	539.4677	50.7960	534.4677
04ICA-115bh3LOS RIOS (DFT4)	0.3106	539.2373	50.7960	534.2373
04NRI-230bh3LOS RIOS (DFT5)	0.3106	541.8200	50.7960	536.8200
04LCH-115bh3LOS RIOS (DFT6)	0.3106	539.1352	50.7960	534.1352
04PLD-230bh3LOS RIOS (DFT7)	0.3106	538.9956	50.7960	533.9956
04HAE-230bh3LOS RIOS (DFT8)	0.3106	537.3794	50.7960	532.3794
04HLI-115bh3LOS RIOS (DFT9)	0.3106	537.3151	50.7960	532.3151
04NVL-115bh3LOS RIOS (DFT10)	0.3106	537.3151	50.7960	532.3151
04NRI-230bh3VILLAHERMOSA (DFT11)	0.3106	537.2151	50.7960	532.2151
04AGD-230bh3VILLAHERMOSA (DFT12)	0.3106	536.7095	50.7960	531.7095
04EFR-230bh3VILLAHERMOSA (DFT13)	0.3106	536.6708	50.7960	531.6708
04SPP-115bh3LOS RIOS (DFT14)	0.3106	536.5357	50.7960	531.5357
04NNG-115bh3VILLAHERMOSA (DFT15)	0.3106	534.8627	50.7960	529.8627
04ICA-115bh3VILLAHERMOSA (DFT16)	0.3106	534.6324	50.7960	529.6324
04LCH-115bh3VILLAHERMOSA (DFT17)	0.3106	534.5302	50.7960	529.5302
04PLD-230bh3VILLAHERMOSA (DFT18)	0.3106	534.3907	50.7960	529.3907
04PGD-115bh3LOS RIOS (DFT19)	0.3106	533.5413	50.7960	528.5413
04PGD-230bh3LOS RIOS (DFT20)	0.3106	533.4538	50.7960	528.4538

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 12 muestra la comparación del  $VH$  de enero 2018 con respecto a enero de 2019 del Top 1-20 de los DFT potenciales. Se puede observar que los  $VH$  en enero de 2019 fueron mayores a los calculados en enero 2018 (con los cuales se implementó la metodología PVMR) y, en caso de haber adquirido el Top 1-20 de los DFT potenciales en la subasta y ser su poseedor durante enero de 2019, la selección hubiese sido adecuada.

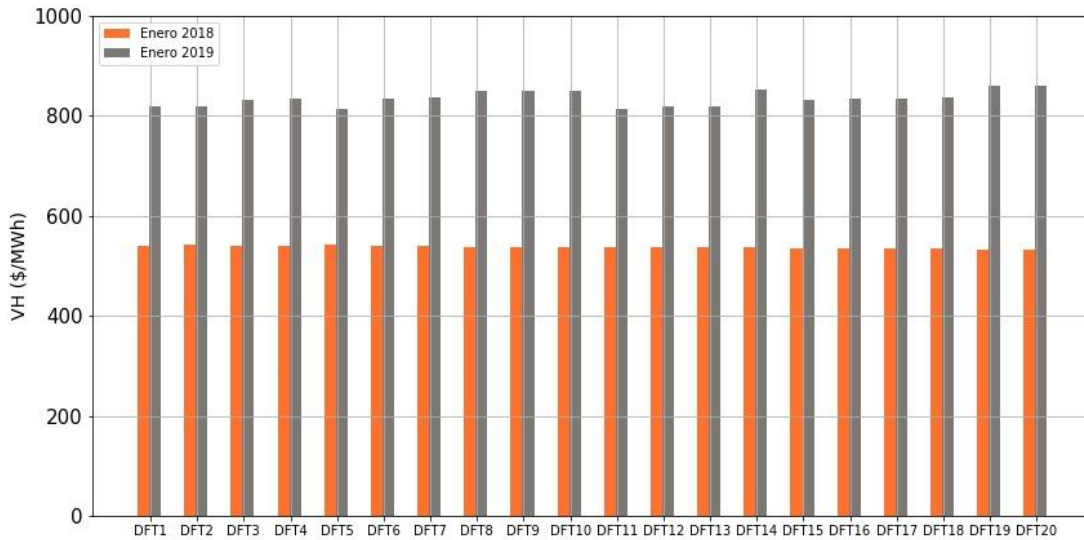


Figura 12. Comparación del VH de los DFT potenciales. Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

No obstante, la selección, de los mejores DFT Potenciales, requiere de un criterio adicional asociado con la capacidad de la red. Por lo tanto, el siguiente paso es determinar si los DFT Potenciales seleccionados son factibles, es decir, si existe capacidad en la red que permita que dichos DFT puedan ser adjudicados en la subasta. Este análisis se puede realizar mediante el uso de los *Power Transfer Distribution Factors* (PTDF) o Factores de Participación. El uso de los PTDF permite conocer si los DFT potenciales son factibles y, en caso de serlo, se podrá determinar la cantidad máxima en MW que se puede adquirir de cada uno de ellos.

### 8.3 Power Transfer Distribution Factors (PTDF).

Los PTDF asumen una transferencia de potencia desde un nodo de envío (nodo  $s$ ) a un nodo de recepción (nodo  $r$ ). Es decir, se inyecta una cantidad de energía en el nodo  $i$  y se extrae en el nodo  $m$  como se muestra en la Figura 13. Los PTDF proporcionan la fracción de la potencia transferida que termina fluyendo a través de la línea  $l$  [10].

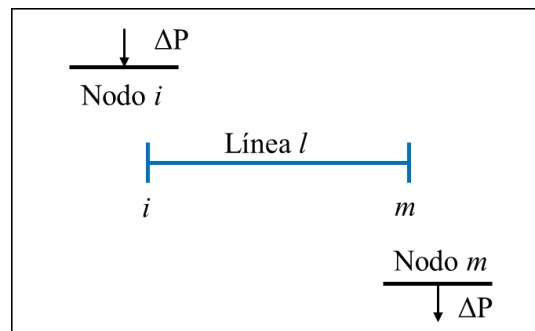


Figura 13. Efecto de flujo en la línea  $l$  de transferir potencia del nodo  $i$  al nodo  $m$ . Fuente: Elaboración propia.



Los PTDF también son conocidos como Factores de Sensibilidad o de Participación, los cuales muestran el cambio aproximado de flujos debidos a cambios de generación o carga, o bien salidas de elementos de la red. La derivación de estos factores está basada en el método de Flujos de Corriente Directa (Flujos de CD). Los PTDF debidos a cualquier cambio de inyección se calculan con la siguiente ecuación:

$$a_{lj} = a_{im,j} = \frac{1}{x_{im}} (F_{ij} - F_{mj}) \quad (6.9)$$

donde  $i$  y  $m$  son nodos de envío y recepción del elemento de transmisión  $l$ , además, indican los renglones de la matriz  $F$ , el elemento  $j$  representa el  $j$ -ésimo nodo del sistema. La definición anterior de los PTDF se interpreta como el cambio de flujo de potencia activa en la línea  $l$ , la cual conecta los nodos  $i$  y  $m$ , ante un cambio de potencia activa en el nodo  $j$ . La matriz  $F$  se calcula como sigue:

$$[F] = [B]^{-1} \quad (6.10)$$

$$B_{im} = -\frac{1}{x_{im}}, B_{ii} = -\sum_{m \in i} B_{im}$$

donde la matriz  $B$  es la matriz B barra y  $x_{im}$  es la reactancia de la línea  $l$  que conecta los nodos  $i$  y  $m$ . Debe notarse que la matriz  $B$  es singular (no tiene matriz inversa), por lo que será necesario especificar una variable (nodo de referencia o nodo *slack*) y eliminarla del sistema de ecuaciones mediante la supresión del renglón y columna correspondientes. Es importante mencionar que los PTDF únicamente dependen de los parámetros de la red y no se ven afectados por cargas o voltajes en ella. Por lo tanto, los PTDF no dependen de la ubicación del nodo de referencia (nodo *slack*) en la red. Considerando los parámetros de la red eléctrica del sistema de pruebas (Tabla 5) se calcularon los PTDF, los cuales se muestran en la Tabla 32.

Tabla 32. PTDF de la red eléctrica del sistema de pruebas.

Ramas	1	2	3	11	12	13	14	21	22	23	31
L1	0.0000	-0.6531	-0.3469	-0.5546	-0.5588	-0.5504	-0.5423	-0.4642	-0.4693	-0.4662	-0.4605
L2	0.0000	-0.3469	-0.6531	-0.4454	-0.4412	-0.4496	-0.4577	-0.5358	-0.5307	-0.5338	-0.5395
L3	0.0000	0.3062	-0.3062	0.1092	0.1176	0.1009	0.0846	-0.0716	-0.0615	-0.0677	-0.0791
L4	0.0000	0.0236	-0.0236	-0.3992	-0.4364	-0.3621	-0.3492	-0.2245	-0.2331	-0.2288	-0.2284
L5	0.0000	0.0171	-0.0171	-0.2646	-0.2400	-0.2892	-0.2778	-0.1681	-0.1747	-0.1697	-0.1529
L6	0.0000	-0.0293	0.0293	-0.2431	-0.2303	-0.2559	-0.2760	-0.4797	-0.4572	-0.4548	-0.3181
L7	0.0000	-0.0114	0.0114	-0.0931	-0.0933	-0.0928	-0.0971	-0.1276	-0.1350	-0.1467	-0.3006
L8	0.0000	-0.0042	0.0042	0.4953	-0.1529	0.1436	0.1350	0.0553	0.0577	0.0516	0.0019
L9	0.0000	0.0042	-0.0042	0.5047	0.1529	-0.1436	-0.1350	-0.0553	-0.0577	-0.0516	-0.0019
L10	0.0000	0.0084	-0.0084	0.0094	0.3058	-0.2871	-0.2700	-0.1106	-0.1155	-0.1031	-0.0039

L11	0.0000	0.0110	-0.0110	0.0867	0.1048	0.0686	0.0558	-0.0586	-0.0599	-0.0741	-0.2226
L12	0.0000	0.0216	-0.0216	0.1811	0.1591	0.2032	0.1618	-0.2454	-0.2106	-0.2171	-0.1084
L13	0.0000	0.0081	-0.0081	0.0683	0.0597	0.0769	0.1555	-0.0887	-0.1372	-0.1073	-0.0503
L14	0.0000	-0.0050	0.0050	-0.0417	-0.0393	-0.0441	-0.0927	0.0952	-0.5301	-0.2040	-0.0694
L15	0.0000	-0.0019	0.0019	-0.0152	-0.0189	-0.0114	-0.0300	0.1017	-0.1975	-0.5153	-0.1892
L16	0.0000	-0.0008	0.0008	-0.0050	-0.0130	0.0029	0.0086	0.0779	0.0598	0.0474	-0.1679
L17	0.0000	0.0031	-0.0031	0.0265	0.0204	0.0327	0.0627	0.0065	0.3326	-0.3113	-0.1197
L18	0.0000	0.0011	-0.0011	0.0114	0.0014	0.0213	0.0327	0.1082	0.1352	0.1735	-0.3089
L19	0.0000	-0.0102	0.0102	-0.0817	-0.0919	-0.0716	-0.0644	-0.0194	0.0001	0.0268	0.3905
L20	0.0000	-0.0011	0.0011	-0.0114	-0.0014	-0.0213	-0.0327	-0.1082	-0.1352	-0.1735	0.3089
L21	0.0000	0.0081	-0.0081	0.0683	0.0597	0.0769	-0.8445	-0.0887	-0.1372	-0.1073	-0.0503
L22	0.0000	-0.0081	0.0081	-0.0683	-0.0597	-0.0769	-0.1555	0.0887	0.1372	0.1073	0.0503

Fuente: Elaboración propia.

### 8.3.1 Aplicación de los PTDF

Para explicar la aplicación de los PTDF se tomarán en cuenta las características de las ofertas económicas del escenario 3 (b). Las inyecciones y retiros netos debido a los DFT preexistentes serán los mismos que en todos los casos de estudio (Tabla 7). El cálculo de los PTDF mostrados en la Tabla 32 se interpreta como el cambio de flujo de potencia activa en la línea  $l$ , la cual conecta los nodos  $i$  y  $m$ , si se inyecta potencia activa en cualquier nodo y se extrae en el nodo  $slack$ , el cual es el nodo 1. En otras palabras, si inyectamos potencia activa en un determinado nodo y lo extraemos en el nodo 1 ( $slack$ ) los PTDF de la Tabla 32 indican qué fracción de potencia fluye a través de cada línea. Resulta evidente que en el caso del nodo 1 ( $slack$ ) todos los valores sean 0, ya que al inyectar potencia y extraerla en el mismo nodo no fluye potencia por ninguna línea. Para calcular qué fracción de potencia fluye en cada línea al inyectar potencia en un determinado nodo y extraerlo en otro se utiliza la siguiente ecuación:

$$Dfax_{l,jk} = (PTDF_{lj} - PTDF_{lk}) \quad (6.11)$$

donde  $Dfax_{l,jk}$  es la sensibilidad del cambio de flujo de potencia activa en la línea  $l$  si se inyecta potencia activa en el nodo  $j$  y se extrae en el nodo  $k$ . En el caso del escenario 3 (a), todas las ofertas económicas se realizaron para el SIN y bh1. La Tabla 33 muestra el resumen de las ofertas, así como la cantidad asignada de DFT a cada una de ellas. Es importante mencionar que la oferta OE4 se ha separado en función de los coeficientes de ponderación en las zonas de los Nodos P agregados en la ZC1.

Tabla 33. Resumen de las ofertas económicas para el escenario 3 (a).

Oferta	Nodo de origen	Nodo de destino	Precio de oferta (\$/MWh)	Cantidad ofertada de DFT (MW)	Cantidad asignada de DFT (MW)
OE1	1	2	100	10	10

OE2	1	2	200	10	10
OE3	2	3	300	10	10
OE4	1	2	400	6.45	6.45
OE4	1	3	400	3.55	3.55
OE5	2	1	-99	10	2.89

Fuente: Elaboración propia.

Las sensibilidades del cambio del flujo de potencia activa en las líneas dados los nodos de origen y destino de las ofertas de compra se muestran en la Tabla 34. Estas sensibilidades se calcularon con la ecuación (6.11). La columna BrFl (MW) de la Tabla 35 muestra el flujo de potencia producido en cada línea por los DFT preexistentes; las columnas SDFT\_min (MW) y SDFT\_max (MW) muestran la capacidad residual de las líneas de transmisión (se restó el flujo que producen los DFT preexistentes a los límites originales).

Tabla 34. Cambio del flujo de potencia activa dadas las ofertas económicas por MWh.

Ramas	OE1	OE2	OE3	OE4	OE4	OE5
L1	0.6531	0.6531	-0.3062	0.6531	0.3469	-0.6531
L2	0.3469	0.3469	0.3062	0.3469	0.6531	-0.3469
L3	-0.3062	-0.3062	0.6124	-0.3062	0.3062	0.3062
L4	-0.0236	-0.0236	0.0472	-0.0236	0.0236	0.0236
L5	-0.0171	-0.0171	0.0342	-0.0171	0.0171	0.0171
L6	0.0293	0.0293	-0.0587	0.0293	-0.0293	-0.0293
L7	0.0114	0.0114	-0.0227	0.0114	-0.0114	-0.0114
L8	0.0042	0.0042	-0.0084	0.0042	-0.0042	-0.0042
L9	-0.0042	-0.0042	0.0084	-0.0042	0.0042	0.0042
L10	-0.0084	-0.0084	0.0167	-0.0084	0.0084	0.0084
L11	-0.0110	-0.0110	0.0220	-0.0110	0.0110	0.0110
L12	-0.0216	-0.0216	0.0431	-0.0216	0.0216	0.0216
L13	-0.0081	-0.0081	0.0162	-0.0081	0.0081	0.0081
L14	0.0050	0.0050	-0.0101	0.0050	-0.0050	-0.0050
L15	0.0019	0.0019	-0.0039	0.0019	-0.0019	-0.0019
L16	0.0008	0.0008	-0.0016	0.0008	-0.0008	-0.0008
L17	-0.0031	-0.0031	0.0062	-0.0031	0.0031	0.0031
L18	-0.0011	-0.0011	0.0023	-0.0011	0.0011	0.0011
L19	0.0102	0.0102	-0.0204	0.0102	-0.0102	-0.0102
L20	0.0011	0.0011	-0.0023	0.0011	-0.0011	-0.0011
L21	-0.0081	-0.0081	0.0162	-0.0081	0.0081	0.0081
L22	0.0081	0.0081	-0.0162	0.0081	-0.0081	-0.0081

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 35. Capacidad residual de las líneas de transmisión: escenario 3(b).

Ramas	BrFl_pre (MW)	SDFT_fmin (MW)	SDFT_fmax (MW)
L1	307.76	-600.00	292.24
L2	292.30	-600.00	307.70
L3	-15.46	-584.54	600.00
L4	-53.92	-546.08	600.00
L5	-43.94	-556.06	600.00
L6	7.82	-600.00	592.18
L7	36.84	-600.00	563.16
L8	754.95	-600.00	0.00
L9	706.99	-600.00	0.00
L10	-47.96	-552.04	600.00
L11	59.76	-600.00	540.24
L12	69.86	-600.00	530.14
L13	20.55	-2000.00	1979.45
L14	-73.95	-526.05	600.00
L15	-127.35	-472.65	600.00
L16	30.82	-600.00	569.18
L17	-53.40	-546.60	600.00
L18	92.90	-600.00	507.10
L19	-90.58	-509.42	600.00
L20	-92.90	-507.10	600.00
L21	20.55	-100.00	79.45
L22	-20.55	-79.45	100.00

Fuente: Elaboración propia.

Si las cantidades de la Tabla 34 se multiplican por la cantidad de DFT contenida en la oferta económica correspondiente, afectada por el factor 4/3, se obtiene el flujo de potencia en cada línea que produciría cada participante en caso de que su oferta fuera aceptada en su totalidad. Este cálculo se muestra en la Tabla 36 y se puede anticipar que no todas las cantidades de DFT ofertadas serán aceptadas en su totalidad debido a que se violarían los límites de flujo en las líneas L8 y L9 (señalados en color rojo).

Tabla 36. Flujos de potencia causados por las ofertas económicas: escenario 3 (b).

Ramas	OE1 (MW)	OE2 (MW)	OE3 (MW)	OE4 (MW)	OE4 (MW)	OE5 (MW)	Flujo total (MW)
L1	8.7081	8.7081	-4.0828	5.6131	1.6439	-8.7081	11.8823
L2	4.6253	4.6253	4.0828	2.9814	3.0949	-4.6253	14.7844
L3	-4.0828	-4.0828	8.1656	-2.6317	1.4511	4.0828	2.9021
L4	-0.3143	-0.3143	0.6287	-0.2026	0.1117	0.3143	0.2234

L5	-0.2282	-0.2282	0.4563	-0.1471	0.0811	0.2282	0.1622
L6	0.3911	0.3911	-0.7822	0.2521	-0.1390	-0.3911	-0.2780
L7	0.1514	0.1514	-0.3028	0.0976	-0.0538	-0.1514	-0.1076
L8	0.0558	0.0558	-0.1116	0.0360	-0.0198	-0.0558	-0.0397
L9	-0.0558	-0.0558	0.1116	-0.0360	0.0198	0.0558	0.0397
L10	-0.1116	-0.1116	0.2232	-0.0720	0.0397	0.1116	0.0793
L11	-0.1469	-0.1469	0.2938	-0.0947	0.0522	0.1469	0.1044
L12	-0.2874	-0.2874	0.5747	-0.1852	0.1021	0.2874	0.2043
L13	-0.1082	-0.1082	0.2165	-0.0698	0.0385	0.1082	0.0769
L14	0.0671	0.0671	-0.1342	0.0432	-0.0238	-0.0671	-0.0477
L15	0.0259	0.0259	-0.0518	0.0167	-0.0092	-0.0259	-0.0184
L16	0.0107	0.0107	-0.0215	0.0069	-0.0038	-0.0107	-0.0076
L17	-0.0412	-0.0412	0.0823	-0.0265	0.0146	0.0412	0.0293
L18	-0.0152	-0.0152	0.0305	-0.0098	0.0054	0.0152	0.0108
L19	0.1362	0.1362	-0.2723	0.0878	-0.0484	-0.1362	-0.0968
L20	0.0152	0.0152	-0.0305	0.0098	-0.0054	-0.0152	-0.0108
L21	-0.1082	-0.1082	0.2165	-0.0698	0.0385	0.1082	0.0769
L22	0.1082	0.1082	-0.2165	0.0698	-0.0385	-0.1082	-0.0769

Fuente: Elaboración propia.

Considerando la cantidad de DFT asignados en el escenario 3 (b), la columna BrFl\_pre (MW) de la Tabla 37 muestra los flujos de potencia provocados por la asignación de los DFT preexistentes, la columna DFT asignados (MW) indica los flujos producidos por las ofertas ganadoras, las columnas BrFl\_SDFT\_min (MW) y BrFl\_SDFT\_max (MW) muestran los límites de cada línea. Se puede observar las ofertas ganadoras solo provocaron cambios de flujo en las líneas L1 y L2, causando que se respetaran los límites en las otras líneas. En este sentido, el modelo de la subasta de DFT aceptaría cualquier otra oferta económica siempre y cuando el valor absoluto del precio ofertado fuese menor al precio de equilibrio y que además no afectara los flujos en las líneas L8 y L9, o que existieran otras ofertas que contrarrestaran los flujos producidos; como sucedió con la oferta OE5 que permitió la asignación adicional de 2.89 MW de la OE1 en el escenario 3 (b).

Es importante mencionar que para todos los casos analizados se tomaron en cuenta las restricciones de flujos máximos y mínimos de potencia en las líneas de transmisión, así como en los enlaces.

El análisis de los PTDF debe enfocarse en evaluar cómo se afectan los límites en las líneas de transmisión y en los enlaces para determinar la cantidad máxima de DFT que pudiera ser asignada en una oferta económica. La cantidad máxima de DFT que puede asignarse es aquella que ocupa 3/4 de la capacidad residual de la línea más afectada por los flujos de potencia causados por el DFT. En la Tabla 37 se señalan en color azul las líneas que pertenecen a los enlaces de transmisión.

Tabla 37. Flujos de potencia causados por las ofertas ganadoras: escenario 3 (b).

Línea	BrFl_pre (MW)	DFT asignados (MW)	BrFl_SDFT (MW)	SDFT_fmin (MW)	SDFT_fmax (MW)	Enlace
L1	307.76	18.07	325.83	-600.00	292.24	NA
L2	292.30	18.07	310.37	-600.00	307.70	NA
L3	-15.46	0.00	-15.46	-584.54	600.00	NA
L4	-53.92	0.00	-53.92	-546.08	600.00	E1
L5	-43.94	0.00	-43.94	-556.06	600.00	E1
L6	7.82	0.00	7.82	-600.00	592.18	E2
L7	36.84	0.00	36.84	-600.00	563.16	E2
L8	754.95	0.00	754.95	-600.00	0.00	NA
L9	706.99	0.00	706.99	-600.00	0.00	NA
L10	-47.96	0.00	-47.96	-552.04	600.00	NA
L11	59.76	0.00	59.76	-600.00	540.24	E4
L12	69.86	0.00	69.86	-600.00	530.14	E4
L13	20.55	0.00	20.55	-2000.00	1979.45	NA
L14	-73.95	0.00	-73.95	-526.05	600.00	NA
L15	-127.35	0.00	-127.35	-472.65	600.00	NA
L16	30.82	0.00	30.82	-600.00	569.18	E3
L17	-53.40	0.00	-53.40	-546.60	600.00	NA
L18	92.90	0.00	92.90	-600.00	507.10	E3
L19	-90.58	0.00	-90.58	-509.42	600.00	NA
L20	-92.90	0.00	-92.90	-507.10	600.00	NA
L21	20.55	0.00	20.55	-100.00	79.45	NA
L22	-20.55	0.00	-20.55	-79.45	100.00	NA

Fuente: Elaboración propia.

Dado que en la subasta de DFT no se conocen las ofertas de los otros participantes, para adquirir un determinado DFT es importante construir una curva de oferta decreciente para tratar de marginar en el espectro más bajo de precios o incluso que otro participante sea el marginal. Así, el precio de equilibrio del DFT resultará menor o, en el peor de los casos, igual a la oferta económica del participante en cuestión. Para lograr esto, es importante considerar cuál es la cantidad máxima para ofertar por dicho DFT. Esto se puede conocer con los PTDF y para ello se muestra el siguiente ejemplo que considera las mismas características de los casos de estudio (topología de la red, límites en las líneas y enlaces, y DFT preexistentes).

Ejemplo 1: Un PM desea adquirir un DFT cuyo nodo de origen y destino es 11 y 12, respetivamente. Dado que no conoce si otro PM competirá por el mismo DFT, decide construir una curva de oferta decreciente para evitar que su oferta más competitiva (desde el punto de vista de la subasta de DFT, y menos competitiva desde el punto de vista del participante) sea la marginal. Para ello, contempla realizar las siguientes ofertas de compra por el mismo DFT: 5 MWh a 600 \$/MWh (OE1), 10 MWh a 500 \$/MWh (OE2), 15 MWh a

400 \$/MWh (OE3), 20 MWh a 300 \$/MWh (OE4), 25 MWh a 200 \$/MWh (OE4) y 30 MWh a 100 \$/MWh (OE5).

Nuevamente, en la columna BrFI (MW) de la Tabla 38 se muestran los flujos producidos por la asignación de los DFT preexistentes, las sensibilidades del cambio del flujo de potencia activa en las líneas al inyectar potencia en el nodo 11 y retirarla en el nodo 12 se muestran en la columna PTDF, los límites en las líneas de transmisión en las columnas SDFT\_fmin (MW) y SDFT\_max (MW), y el enlace al que pertenecen las líneas en la columna Enlace. Se puede observar que la mayor parte de la potencia que se inyecte en el nodo 11 y se retire en el nodo 12 fluiría a través de la línea L8. Con respecto a los enlaces, la línea L4 es la más sensible al DFT que el PM desea adquirir en la subasta.

La columna DFT\_max (MW) indica la cantidad máxima de DFT, con nodo de origen 11 y de destino 12, que al ser aceptada causaría que la línea en cuestión alcanzara su límite de transmisión inferior o superior. En este sentido, se puede observar que no se aceptaría ningún DFT con estas características ya que no existe capacidad residual en las líneas L8 y L9. Para que alguna cantidad de dicho DFT pudiera asignarse, es necesario que existan otras ofertas que produzcan contraflujos (flujos en dirección contraria al flujo total BrFI) en las líneas L8 y L9.

Por su parte, cuando se realiza la suma algebraica de los PTDF de las líneas que pertenecen a los enlaces, se obtiene la sensibilidad del cambio de flujo de potencia en los enlaces. Esto se muestra en la columna PTDF de la Tabla 39, donde se puede observar que el enlace E3 es el más sensible al DFT que el PM quiere adquirir. Tomando en cuenta la capacidad residual de las líneas que pertenecen a los enlaces, la columna DFT\_max muestra la cantidad de DFT (con nodo de origen y destino 11 y 12, respectivamente) que se necesita para que el enlace alcance su límite sin tomar en cuenta otras ofertas económicas. En otras palabras, asumiendo que no existen más ofertas y que solo se toman en cuenta los límites en los enlaces, la cantidad máxima de DFT que se asignaría al PM sería  $46,253.21 * 3/4$  (ya que las cantidades ofertas se ven afectadas por el factor  $4/3$ ); a pesar de que los otros enlaces tengan capacidad residual de sobra, el enlace E4 no la tiene. Por esta razón, sería conveniente que la suma de los MW contenidos en cada oferta del PM fuese 34,584.91 MW (o menor). Sin embargo, dado que se consideran los límites de transmisión en las líneas y en los enlaces, y en ausencia de cualquier otra oferta, no es posible que se asigne el DFT mencionado.

Tabla 38. Flujos de potencia, PTDF y límites para el Ejemplo 1.

Línea	BrFI (MW)	PTDF	SDFT_fmin (MW)	SDFT_fmax (MW)	Enlace	DFT_max (MW)
L1	307.76	0.0042	-600.00	600.00	NA	69,814.77
L2	292.30	-0.0042	-600.00	600.00	NA	-73,508.69
L3	-15.46	-0.0084	-600.00	600.00	NA	69,821.89
L4	-53.92	0.0372	-600.00	600.00	E1	-14,686.24
L5	-43.94	-0.0246	-600.00	600.00	E1	22,580.77
L6	7.82	-0.0128	-600.00	600.00	E2	-46,328.07

L7	36.84	0.0002	-600.00	600.00	E2	2,508,144.76
L8	754.95	0.6482	-600.00	754.95	NA	0.00
L9	706.99	0.3518	-600.00	706.99	NA	0.00
L10	-47.96	-0.2965	-600.00	600.00	NA	1,861.95
L11	59.76	-0.0181	-600.00	600.00	E4	-29,866.07
L12	69.86	0.0221	-600.00	600.00	E4	24,028.39
L13	20.55	0.0086	-2000.00	2000.00	NA	230,605.38
L14	-73.95	-0.0024	-600.00	600.00	NA	217,871.78
L15	-127.35	0.0038	-600.00	600.00	NA	-125,881.01
L16	30.82	0.0079	-600.00	600.00	E3	71,681.80
L17	-53.40	0.0062	-600.00	600.00	NA	-88,601.13
L18	92.90	0.0099	-600.00	600.00	E3	51,098.83
L19	-90.58	0.0101	-600.00	600.00	NA	-50,196.94
L20	-92.90	-0.0099	-600.00	600.00	NA	51,098.83
L21	20.55	0.0086	-100.00	100.00	NA	9,255.84
L22	-20.55	-0.0086	-100.00	100.00	NA	9,255.84

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 39. Flujos de potencia, límites y PTDF en los enlaces para el Ejemplo 1.

Enlace	fbgmin (MW)	fbgmax (MW)	BrGpFl_SDFT (MW)	PTDF	DFT_max (MW)
E1	-1000	1000	-97.86	0.0126	87,424.67
E2	-850	900	44.66	-0.0126	71,243.90
<b>E3</b>	<b>-950</b>	<b>950</b>	<b>123.72</b>	<b>0.0179</b>	<b>46,253.21</b>
E4	-850	850	129.62	0.0040	181,270.78

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si suponemos que el PM no realizó el análisis correspondiente de los PTDF y mantiene sus ofertas económicas como se plantea en el ejemplo 1, representa un área de oportunidad para cualquier otro participante de venderle ese mismo DFT. Es decir, otro participante puede estimar que el DFT con nodo de origen 11 y destino 12 estará muy solicitado y podría construir una curva de oferta de venta para ese mismo DFT. Este participante vendería DFT siempre que su precio ofertado de venta fuese menor a 400 \$/MWh, el cual es el precio correspondiente a la OE3 del PM que desea comprar el DFT (ya que sin ofertas de venta u otras ofertas de compra que produzcan contraflujos en las líneas L8 y L9, el DFT no se asignaría). Esta decisión recae en el participante que desea vender el DFT; si considera adecuado venderlo por debajo de 400 \$/MWh entonces vale la pena realizar la oferta económica de venta.



## 9 DISEÑO DE ESTRATEGIAS

---

El riesgo por congestión es un problema poco comprendido en el sector eléctrico mexicano debido principalmente al CCM del PML que publica el CENACE diariamente, para cada nodo y hora, en su portal. La publicación y análisis individual del CCM hace pensar que los nodos son los que se congestionan; cuando en realidad son las líneas de transmisión. Como se mencionó en secciones anteriores, el PML se integra por tres componentes: energía, pérdidas y congestión. Los valores de estos componentes son sensibles a la ubicación del nodo de referencia (*Slack*), mientras que el valor del PML no lo es.

La dependencia de los componentes del PML con respecto al nodo de referencia, cuya selección es arbitraria y para su selección sólo se toma en consideración ayudar a la solución del problema de despacho económico, hace que los valores individuales de los componentes de congestión y pérdidas no sean útiles por sí mismos; solamente la diferencia de componentes entre dos nodos tiene significado ya que no dependen del nodo de referencia seleccionado. Esto no ha sido comprendido en su totalidad por los participantes del mercado, incluso, el Monitor Independiente del Mercado dedica secciones en su informe anual para analizar el comportamiento del componente de congestión y afirma de manera incorrecta lo siguiente: a) si el PML posee un CCM alto, indica que la energía para satisfacer ese incremento en la demanda proviene de alguna central eléctrica con costos mayores y b) si el CCM es negativo, el incremento de la demanda en dicho nodo alivia a otros elementos de transmisión congestionados.

Por otro lado, las transacciones de compraventa de electricidad mediante contratos bilaterales, los cuales garantizan precios estables de electricidad al proteger a los consumidores contra la volatilidad de los precios y proporcionar una fuente estable de ingresos a los generadores, involucran dos partes: un comprador y un vendedor. Por su parte, el operador del mercado no se involucra en las negociaciones; sólo interviene en el registro y liquidaciones de las transacciones bilaterales (siempre que las entidades involucradas decidan hacerlo). En el MEM, si las partes involucradas optan por el registro del contrato bilateral y de las transacciones bilaterales financieras, éstas le generan los siguientes beneficios al comprador: fuente estable de pagos (el CENACE le pagaría al comprador), reducción de las garantías y en caso de ser suministrador, contribuirían a los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica. En el caso del vendedor, el registro de las transacciones provocaría que el CENACE le solicite más garantías para cumplir con su MGP.

Además de cualquier condición que consideren apropiada para el contrato, el comprador y vendedor pactan un precio, cantidad y lugar de entrega (nodo de liquidación) de la energía eléctrica. En este sentido, el lugar de entrega es fundamental para determinar si el comprador o vendedor (o ambos, en caso de entenderse en un punto intermedio) corren algún riesgo por congestión al comprometerse a vender o comprar electricidad en un punto distinto a su nodo de interconexión. Tomando en cuenta lo anterior, podemos destacar lo siguiente:

- a) En un contrato bilateral, si el vendedor pacta la entrega de energía eléctrica en su nodo de interconexión, éste transfiere el riesgo por congestión al comprador y viceversa.
- b) En un contrato bilateral, si el vendedor y comprador pactan la entrega de energía eléctrica en un punto intermedio (distinto al nodo de interconexión del vendedor y a su vez del comprador), ambos están expuestos a un riesgo por congestión.
- c) El riesgo por congestión, en caso de existir, es la diferencia de precios del nodo de interconexión (del vendedor o comprador) con respecto al precio del nodo de liquidación (lugar de entrega).
- d) Uno de los mecanismos para mitigar el riesgo por congestión entre participantes que tengan contratos bilaterales es adquirir DFT. En este sentido, un generador deberá adquirir DFT desde su nodo, mientras que un consumidor debe adquirir un DFT hacia su nodo.

En las Subastas de DFT, se esperan dos tipos de participantes cuyo principal objetivo o intención se describe a continuación:

- a) Participante conservador: su participación en las subastas está orientada a conseguir instrumentos que le permitan cubrirse contra la diferencia de precios entre pares de nodos. Generalmente cuentan con contratos de cobertura y suministro, en tanto que el nodo de origen y destino, así como el precio y la cantidad de DFT, están definidos por su contrato.
- b) Participante especulador: tiene menor aversión al riesgo y buscan adquirir instrumentos, que no necesariamente coinciden con una transacción dada (algún contrato bilateral), con el objetivo de obtener ganancias durante su vigencia o venderlo a un mejor precio. En este sentido, el nodo de origen y destino, así como el precio y la cantidad de DFT, se definen con base en su especulación con respecto a la valoración del DFT.

## 9.1 Despacho económico de generación: sistema de pruebas

Para validar el diseño de estrategias, fue necesario generar ofertas de compra y venta que simulen el comportamiento de otros participantes en la subasta de DFT. Para esto, se utilizó el sistema de pruebas descrito en la sección 7, el cual tiene cuatro nodos de generación (1, 11, 23 y 31) y cuatro zonas de carga (ZC1, ZC2, ZC3 y ZC4). Por lo tanto, se tiene un total de 16 combinaciones posibles para realizar ofertas en la subasta. Dado que es una red de pruebas, no se cuenta con valores históricos del PML y del CMM de los nodos. Por esta razón, se realizó un despacho económico utilizando un modelo lineal de flujos de potencia (Flujos de CD), cuya función objetivo es minimizar los costos de generación sujeto a la

restricción de balance nodal, los límites de generación y los límites en las líneas de transmisión y enlaces. La información de demanda en cada nodo se muestra en la Tabla 40. Los parámetros de la red son los mostrados en la sección 7.

Tabla 40. Demanda en cada nodo del sistema de pruebas.

<b>Nodos</b>	<b>Demanda (MW)</b>
2	537.20
3	295.80
12	878.90
13	669.80
21	316.20
23	416.50
31	1810.50

Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEEL.

La información de los límites de generación y ofertas de cada generador, así como la energía despachada de cada generador (resultado del despacho económico de generación para sólo un período de tiempo, simulando condiciones promedio para todas las horas un mes) se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41. Oferta económica y límites de generación en el sistema de pruebas.

<b>Generador</b>	<b>Nodo</b>	<b>Pgmin (MW)</b>	<b>Pgmax (MW)</b>	<b>Oferta (\$/MWh)</b>	<b>Pg (MW)</b>
G1	1	150	1200	500	984.20
G2	11	100	2924	1200	729.87
G3	31	100	2400	750	2400.00
G4	23	50	1200	600	810.83

Fuente: Elaboración propia.

Matemáticamente, los PML en cualquier nodo son el precio sombra o Multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de balance nodal, la cual significa que la suma de las inyecciones y extracciones en cada nodo deben ser iguales a cero. Por su parte, el CCM en cualquier nodo del sistema es el Multiplicador de Lagrange asociado a las restricciones de red; el cambio marginal en la capacidad de una línea congestionada se conoce como relajación de la restricción del flujo de potencia, lo que equivale a incrementar el límite (superior o inferior) de transmisión de dicha línea con lo que es posible definir el costo marginal de la restricción del flujo. Para cada nodo, los PML y los CCM (resultado del despacho económico de generación) se muestran en la Tabla 42. Es importante mencionar que, el nodo de referencia (*Slack*) es el nodo 1 (seleccionado de forma arbitraria). El lector se podrá percatar que el componente de energía es el mismo en todos los nodos y corresponde al precio de la energía en el nodo *Slack*. Además, el CCM es cero en el nodo *Slack* (debido a que es la referencia) y los CCM de los otros nodos están calculados con respecto a dicho nodo; si se cambia el nodo de referencia los PML no cambiarían, pero sí sus componentes.

Tabla 42. Resultados: PML, componente de energía y CCM.

<b>Nodo</b>	<b>PML (\$/MWh)</b>	<b>Componente de energía (\$/MWh)</b>	<b>CCM (\$/MWh)</b>
1	500.00	500.00	0.00
2	1109.88	500.00	609.88
3	787.07	500.00	287.07
11	1200.00	500.00	700.00
12	1178.29	500.00	678.29
13	1221.71	500.00	721.71
14	1447.53	500.00	947.53
21	653.44	500.00	153.44
22	513.81	500.00	13.81
23	600.00	500.00	100.00
24	3254.09	500.00	2754.09
31	763.76	500.00	263.76
32	794.18	500.00	294.18
33	731.01	500.00	231.01

Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados obtenidos del CCM, se calcularon los *VH* de las combinaciones definidas para la subasta del sistema de prueba. Es importante mencionar que, los CCM de las zonas de carga se calcularon utilizando los resultados de la simulación y los coeficientes de ponderación de la Tabla 4. El objetivo de calcular los *VH* para el sistema de pruebas es contar con una referencia al momento de generar las ofertas de compra y venta que simulen el comportamiento de los participantes en la subasta. El lector podrá percatarse que el DFT con nodo de origen 31 y nodo de destino ZC4 tiene un *VH* igual a cero, esto se debe a que la ZC4 es equivalente al nodo 31 debido a que su coeficiente de ponderación es 1. Por ello, esta combinación será descartada. Los resultados del cálculo se muestran en la Tabla 43. Se asumirá que los *VH* calculados representan el comportamiento histórico de los DFT potenciales, en tanto que los participantes podrán tomarlo como referencia.

Tabla 43. Valor histórico de los DFT potenciales en el sistema de pruebas.

<b>Nodo de origen</b>	<b>Nodo de destino</b>	<b><i>VH</i> (\$/MWh)</b>
1	ZC1	495.15
1	ZC2	697.06
1	ZC3	123.08
1	ZC4	263.76
11	ZC1	-204.85
11	ZC2	-2.94
11	ZC3	-576.92
11	ZC4	-436.24

23	ZC1	395.15
23	ZC2	597.06
23	ZC3	23.08
23	ZC4	163.76
31	ZC1	231.39
31	ZC2	433.30
31	ZC3	-140.68
31	ZC4	0.00

Fuente: Elaboración propia.

## 9.2 Estrategias: participante conservador

El riesgo por congestión en un contrato bilateral puede mitigarse mediante la adquisición de DFT en una subasta (o mediante algún mecanismo entre privados). Las ofertas económicas del participante conservador dependerán de las expectativas de los diferenciales de precio que pudieran surgir entre los nodos donde el DFT sea definido. Es importante mencionar que, estos puntos no necesariamente deben estar conectados directamente a través de un elemento de transmisión, por lo que lo único que requieren conocer las partes involucradas es el punto de inyección y el punto de extracción de la energía eléctrica.

Para todos los escenarios desarrollados a continuación, se tomarán en cuenta los resultados obtenidos del despacho económico sin pérdidas mostrado en la sección anterior. En este sentido, la evaluación de los DFT es la misma si se realiza mediante la diferencia de los PML o de los CCM entre los nodos. Para los ingresos del mercado del generador, sólo se tomará en cuenta la cantidad de MW involucrada en su contrato bilateral. Para todos los casos, se recomienda que las condiciones pactadas en un contrato bilateral estén condicionadas a la adquisición del DFT.

**Situación A (suministrador corre riesgo por congestión):** un Suministrador de Servicios Calificados (SSC) que representa a un centro de carga conectado en el nodo 2, está por firmar un contrato por diferencias con el Generador (G4) que está conectado en el nodo 23 (ver Figura 7). El contrato bilateral es para el suministro de 537.20 MW en cada hora para el MDA a un precio de 650 \$/MWh y ambas partes pactaron como lugar de entrega el nodo 23, siendo el SSC el que corre el riesgo por congestión. Los promedios históricos del PML en el nodo 2 y 23 son 1109.88 \$/MWh y 600 \$/MWh, respectivamente. El SSC evalúa el contrato en una hora determinada, el cual se cumpliría de la siguiente manera:

- El SSC pagaría al CENACE por su oferta en el MDA la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 \text{ \$/MWh}) = \$596,229.70$ .
- El G4 recibiría del CENACE por su oferta en el MDA la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (600.00 \text{ \$/MWh}) = \$322,320.00$ .
- El SSC pagaría al G4 la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (650 - 600 \text{ \$/MWh}) = \$26,860.00$  para cumplir con su contrato por diferencias.

El G4 recibiría un total de \$349,180.00 por los 537.20 MWh, que equivale a 650.00 \$/MWh, el cual corresponde al precio pactado en su contrato bilateral. Por su parte, sin tener DFT el SSC pagaría un total de \$623,089.70 por los 537.20 MWh, que equivale a 1,159.88 \$/MWh, el cual es un precio mayor al que pagaría sin contrato de cobertura. No obstante, el SSC participará en la subasta de DFT comprando un DFT con nodo de origen y destino 23 y 2, respectivamente. El SSC aún no define el precio que ofertará por el DFT, pero asume que será asignado como ganador. En este sentido, aunado a las liquidaciones anteriores:

- El SSC colectaría la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 - 600 \text{ \$/MWh}) = \$273,909.70$  por el DFT del que sería poseedor en caso de ganar en la subasta.
- Considerando el ingreso por el DFT, el SSC pagaría un total de \$349,180.00 por los 537.20 MWh, que equivale a 650 \$/MWh, el cual corresponde al precio pactado en su contrato bilateral, generando ahorros estimados de 459.88 \$/MWh (diferencia del PML en el nodo 2 y el precio contractual).

Se puede observar que el contrato bilateral hace sentido económico para el SSC (aun cuando corre el riesgo por congestión) siempre y cuando cuente con el DFT definido anteriormente. El SSC estima que los beneficios del contrato bilateral son de 459.88 \$/MWh, por lo que no debería estar dispuesto a pagar más de dicho precio por el DFT que necesita.

Por otro lado, para evaluar si la red de transmisión tiene capacidad suficiente para que su DFT sea asignado, mediante los PTDF, el SSC calcula la sensibilidad del cambio de flujo de potencia activa en las líneas de transmisión que pertenecen a los enlaces inyectar potencia activa en el nodo 23 y extraerla en el nodo 2. Los resultados que obtiene el SSC tras el análisis se muestran en la Tabla 44 y se puede observar que sin considerar las otras ofertas que se pudieran realizar en la subasta y tomando en cuenta únicamente los límites en los enlaces de transmisión, la cantidad máxima de DFT que pudiera asignarse con nodo de origen 23 y nodo de destino 2 es de 1196.4750 MW. Esta cantidad se determina como aquella que ocupa 3/4 de la capacidad residual de las líneas que pertenecen al enlace más afectado (que más cerca está de alcanzar su límite inferior o superior).

Tabla 44. Flujos de potencia preexistentes, límites y PTDF en los enlaces para el SSC.

Enlace	fbgmin (MW)	fbgmax (MW)	BrGpFl_SDFT (MW)	PTDF	DFT_max (MW)
E1	-1000	1000	-97.8577	-0.4392	1540.5859
<b>E2</b>	<b>-850</b>	<b>900</b>	<b>44.6635</b>	<b>-0.5608</b>	<b>1196.4750</b>
E3	-950	950	123.7180	0.2205	2810.7481
E4	-850	850	836.6121	-0.3796	3332.6931

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, en la Tabla 45 se muestran los flujos de potencia en cada línea causados por los  $(4/3) \times 537.20 \text{ MW}$  del DFT que desea adquirir el SSC y por los DFT preexistentes. La columna PTDF muestra la sensibilidad del cambio de flujo de potencia activa en las líneas de transmisión que pertenecen a los enlaces al inyectar potencia activa en el nodo 23 y extraerla en el nodo 2. La columna DFT ofertados (MW) muestra el flujo de potencia causado

por el DFT que desea adquirir el SSC afectado por el factor 4/3. La columna BrFl\_SDFT (MW) muestra el flujo de potencia total causado por la oferta del SSC y los DFT preexistentes. Finalmente, las columnas SDFT\_fmin (MW) y SDFT\_fmax (MW) muestran los límites inferior y superior de los enlaces. Se puede observar que, el DFT que desea adquirir el SSC no podrá ser asignado ya que el límite superior de la línea L8 (señalado en color rojo) se supera por 39.93 MW. Por lo tanto, en ausencia de ofertas de venta u ofertas de compra que provoquen contraflujos en la línea L8, la cantidad de DFT que desea adquirir no es factible.

Tabla 45. Flujos de potencia en las líneas: situación A.

Línea	PTDF	DFT ofertados (MW)	BrFl_SDFT (MW)	SDFT_fmin (MW)	SDFT_fmax (MW)	Enlace
L1	0.1869	133.90	441.66	-600.00	600.00	NA
L2	-0.1869	-133.90	158.40	-600.00	600.00	NA
L3	-0.3739	-267.79	-283.26	-600.00	600.00	NA
L4	-0.2524	-180.76	-234.68	-600.00	600.00	E1
L5	-0.1868	-133.82	-177.76	-600.00	600.00	E1
L6	-0.4255	-304.74	-296.92	-600.00	600.00	E2
L7	-0.1354	-96.95	-60.11	-600.00	600.00	E2
L8	0.0557	39.93	794.88	-600.00	754.95	NA
L9	-0.0557	-39.93	667.06	-600.00	706.99	E4
L10	-0.1115	-79.86	-127.82	-600.00	600.00	NA
L11	-0.0851	-60.97	-1.21	-600.00	600.00	E4
L12	-0.2387	-170.97	-101.10	-600.00	600.00	E4
L13	-0.1154	-82.64	-62.09	-2000.00	2000.00	NA
L14	-0.1990	-142.52	-216.47	-600.00	600.00	NA
L15	-0.5133	-367.68	-495.03	-600.00	600.00	NA
L16	0.0482	34.49	65.31	-600.00	600.00	E3
L17	-0.3144	-225.16	-278.56	-600.00	600.00	NA
L18	0.1723	123.43	216.33	-600.00	600.00	E3
L19	0.0370	26.48	-64.10	-600.00	600.00	NA
L20	-0.1723	-123.43	-216.33	-600.00	600.00	NA
L21	-0.1154	-82.64	-62.09	-100.00	100.00	NA
L22	0.1154	82.64	62.09	-100.00	100.00	NA

Fuente: Elaboración propia.

Para que el contrato bilateral del SSC tenga sentido económico, éste tendrá que participar en la subasta de DFT comprando un DFT con nodo de origen 23 y destino 2, cuya vigencia y bloque horario (en la medida de lo posible) coincida con su contrato bilateral. La cantidad óptima es de 537.20 MW, la cual no es factible de acuerdo con el análisis de PTDF. No obstante, el SSC podría participar en las subastas esperando que existan ofertas de compra que provoquen contraflujos en la línea L8 o que otro participante le venda el DFT. En este sentido, el SSC no debe estar dispuesto a pagar por el DFT más de su beneficio estimado de

459.88 \$/MWh. Finalmente, deberá considerar el costo de las comisiones de los bancos que emiten las cartas de crédito y del costo de capital que representa contar con los DFT, ya que el CENACE le solicitará más garantías para cumplir con su MGP y no supere la REA.

**Situación B (generador corre el riesgo por congestión):** el G4 que está conectado en el nodo 23, está por firmar un contrato por diferencias con un SSC que representa a un centro de carga conectado en el nodo 2 (ver Figura 7). El contrato bilateral es para el suministro de 537.20 MW en cada hora para el MDA a un precio de 900 \$/MWh y ambas partes pactaron como lugar de entrega el nodo 2, siendo el G4 el que corre el riesgo por congestión. Los promedios históricos del PML en el nodo 2 y 23 son 1109.88 \$/MWh y 600 \$/MWh, respectivamente. El G4 evalúa el contrato en una hora determinada, el cual se cumpliría de la siguiente manera:

- El SSC pagaría al CENACE por su oferta en el MDA la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 \text{ \$/MWh}) = \$596,229.70$ .
- El G4 recibiría del CENACE por su oferta en el MDA la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 \text{ \$/MWh}) = \$322,320.00$ .
- El G4 pagaría al SSC la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 - 900 \text{ \$/MWh}) = \$112,749.70$  para cumplir con su contrato por diferencias.

Sin tener DFT, el G4 recibiría un total de \$209,570.30 por los 537.20 MWh, que equivale a 390.12 \$/MWh, el cual es un precio menor al pactado en la cobertura. Por su parte, el SSC pagaría un total de \$483,480.00 por los 537.20 MWh, que equivale a 900 \$/MWh, el cual corresponde al precio pactado en su contrato bilateral. No obstante, el G4 participará en la subasta de DFT comprando un DFT con nodo de origen y destino 23 y 2, respectivamente. El G4 aún no define el precio que ofertará por el DFT, pero asume que será asignado como ganador. En este sentido, aunado a las liquidaciones anteriores:

- El G4 colectaría la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 - 600 \text{ \$/MWh}) = \$273,909.70$  por el DFT del que sería poseedor en caso de ganar en la subasta.
- Considerando el ingreso por el DFT, el G4 ingresaría un total de \$483,480.00 por los 537.20 MWh, que equivale a 900 \$/MWh, el cual corresponde al precio pactado en su contrato bilateral, generando beneficios adicionales estimados de 300 \$/MWh (diferencia del PML en el nodo 23 y el precio contractual).

Se puede observar que el contrato bilateral tiene sentido económico para el G4 (aun cuando corre el riesgo por congestión) siempre y cuando cuente con el DFT definido anteriormente. El SSC estima que los beneficios del contrato bilateral son de 300 \$/MWh, por lo no debería estar dispuesto a pagar más de dicho precio por el DFT que necesita. Para evaluar si la red de transmisión tiene capacidad suficiente para que su DFT sea asignado, el G4 debe realizar el mismo análisis con los PTDF que realizó el SSC en la Situación A.

Para que el contrato bilateral del G4 tenga sentido económico, éste tendrá que participar en la subasta de DFT comprando un DFT con nodo de origen 23 y destino 2, cuya vigencia y bloque horario (en la medida de lo posible) coincida con su contrato bilateral. La cantidad óptima es de 537.20 MW, la cual no es factible de acuerdo con el análisis de los PTDF. No



obstante, el G4 podría participar en las subastas esperando que existan ofertas de compra que provoquen contraflujos en la línea L8 o que otro participante le venda el DFT. En este sentido, el G4 no debe estar dispuesto a pagar por el DFT más de su beneficio estimado de 300 \$/MWh. Finalmente, deberá considerar el costo de las comisiones de los bancos que emiten las cartas de crédito y del costo de capital que representa contar con los DFT, ya que el CENACE le solicitará más garantías para cumplir con su MGP y no supere la REA.

**Situación C (suministrador y generador corren el riesgo por congestión):** un SSC que representa a un centro de carga conectado en el nodo 2, está por firmar un contrato por diferencias con el G4 que está conectado en el nodo 23 (ver Figura 7). El contrato bilateral es para el suministro de 537.20 MW en cada hora para el MDA a un precio de 630.00 \$/MWh y ambas partes pactaron como lugar de entrega el nodo 21 (punto intermedio), por lo que ambas partes corren el riesgo por congestión. Los promedios históricos del PML en el nodo 2, 21 y 23 son 1109.88 \$/MWh, 653.44 y 600 \$/MWh, respectivamente. El SSC evalúa el contrato en una hora determinada, el cual se cumpliría de la siguiente manera:

- El SSC pagaría al CENACE por su oferta en el MDA la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 \text{ \$/MWh}) = \$596,229.70$ .
- El G4 recibiría del CENACE por su oferta en el MDA la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88 \text{ \$/MWh}) = \$322,320.00$ .
- El G4 pagaría al SSC la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (650-600 \text{ \$/MWh}) = \$12,591.97$  para cumplir con su contrato por diferencias.

Sin tener DFT, el G4 recibiría un total de \$309,728.03 por los 537.20 MWh, que equivale a 576.56 \$/MWh, el cual es un precio menor al pactado en la cobertura. Por su parte, sin tener DFT el SSC pagaría un total de \$623,089.70 por los 537.20 MWh, que equivale a 1,086.44 \$/MWh, el cual es un precio menor al pactado en la cobertura. No obstante, el SSC y G4 participarán en la Subasta de DFT. El SSC buscará comprar un DFT con nodo de origen y destino 21 y 2, respectivamente. Por su parte, el G4 buscará comprar un DFT con nodo de origen y destino 23 y 21, respectivamente. Tanto el SSC como el G4 aún no definen el precio que ofertarán por el DFT, pero asumen que serán asignados como ganadores. En este sentido, aunado a las liquidaciones anteriores:

- El SSC colectaría la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (1109.88-653.44 \text{ \$/MWh}) = \$245,201.73$  por el DFT del que sería poseedor en caso de ganar en la subasta.
- Considerando el ingreso por el DFT, el SSC pagaría un total de \$338,436.00 por los 537.20 MWh, que equivale a 630 \$/MWh, el cual corresponde al precio pactado en su contrato bilateral, generando ahorros estimados de 479.88 \$/MWh (diferencia del PML en el nodo 2 y el precio contractual).
- El G4 colectaría la cantidad de  $(537.20 \text{ MWh}) \times (653.44-600 \text{ \$/MWh}) = \$28,707.97$  por el DFT del que sería poseedor en caso de ganar en la subasta.
- Considerando el ingreso por el DFT, el G4 ingresaría un total de \$338,436.00 por los 537.20 MWh, que equivale a 630 \$/MWh, el cual corresponde al precio pactado en su contrato bilateral, generando beneficios adicionales estimados de 30 \$/MWh (diferencia del PML en el nodo 21 y el precio contractual).

Se puede observar que el contrato bilateral tiene sentido económico para el G4 y SSC (aun cuando corren el riesgo por congestión) siempre y cuando cuenten con los DFT definidos anteriormente. El SSC estima que los beneficios del contrato bilateral son de 479.88 \$/MWh, mientras que el G4 estima sus beneficios en 30 \$/MWh. En este sentido, ambas partes deberían estar dispuestas a pagar más de dichos precios por los DFT que necesitan. Para evaluar si la red de transmisión tiene capacidad suficiente para que sus DFT sean asignados, el G4 y SSC deben realizar el mismo análisis con los PTDF que realizó el SSC en la Situación A.

Los resultados que obtienen el SSC y el G4 tras el análisis se muestran en la Tabla 44 y se puede observar que sin considerar las otras ofertas que se pudieran realizar en la subasta y tomando en cuenta únicamente las límites de transmisión en los enlaces, la cantidad máxima de DFT (considerando ambas ofertas) que pudiera asignarse de forma simultánea con nodo de origen 21 y nodo de destino 2, y con nodo de origen 23 y destino 21, es de 1196.4750 MW. Esta cantidad se determina como aquella que ocupa 3/4 de la capacidad residual de las líneas que pertenecen al enlace más afectado (que más cerca está de alcanzar su límite inferior o superior). Sin embargo, ambas ofertas no respetan el límite superior de transmisión en la línea L8, superándolo por 39.93 MW.

Para que el contrato bilateral tenga sentido económico para ambas partes, estas tendrán que participar en la subasta de DFT para adquirir los DFT mencionados, cuyas vigencias y bloque horarios (en la medida de lo posible) coincidan con su contrato bilateral. La cantidad óptima para cada participante es de 537.20 MW, la cual no es factible de acuerdo con el análisis de PTDF. No obstante, tanto el G4 como el SSC, podrían participar en las subastas esperando que existan ofertas de compra que provoquen contraflujos en la línea L8 o que otro participante le venda el DFT. En este sentido, no deben estar dispuestos a pagar por el DFT más de su beneficio estimado. Finalmente, deberán considerar el costo de las comisiones de los bancos que emiten las cartas de crédito y del costo de capital que representa contar con los DFT, ya que el CENACE les solicitará más garantías para cumplir con su MGP y no supere la REA.

### 9.3 Estrategias: participante especulador

Cualquier participante que desee comprar o vender DFT en las subastas y que no cuente con un contrato bilateral de energía eléctrica, por definición, es un participante especulador. En este sentido, las ofertas económicas las realiza con base en su especulación con respecto a la valoración del DFT. En las ofertas de compra, el participante tiene que especificar el precio máximo que está dispuesto a pagar por un DFT. Durante las liquidaciones correspondientes, el DFT tendrá un valor monetario, para cada hora que pertenezca al bloque horario donde fue asignado, que está en función de las diferencias del CCM de los nodos involucrados. Por ello, podemos destacar lo siguiente:

- Al comprar un DFT, el precio máximo por pagar, que debe considerar los costos en los que incurra el participante especulador, debe ser menor al precio esperado del

DFT que se desea comprar. En este sentido, durante la vigencia del DFT, existe el riesgo que dicho DFT se convierta en un DFT de flujo inverso, de tal forma que el comprador pague al CENACE o que el valor del DFT sea menor al esperado.

- Al vender un DFT, el precio mínimo por cobrar, que debe considerar los costos en los que incurra el participante especulador, debe ser mayor al precio esperado del DFT que se desea vender. En este sentido, durante la vigencia del DFT, existe el riesgo de que el valor del DFT sea menor al esperado, de tal forma que el dinero que reciba el vendedor sea menor a los pagos que tendría que realizar al CENACE.

La idea de vender un DFT puede no ser tan clara para todos los participantes, ya que la venta de un DFT implicaría pagarle al CENACE (salvo que el DFT cambie de sentido), a cambio del precio ofertado para la venta, las diferencias de los CCM de los nodos involucrados durante la vigencia del DFT. Entonces, ¿qué participante estaría dispuesto a vender un instrumento que muy probablemente le otorgaría la obligación de realizar pagos al CENACE? La respuesta está en el precio ofertado.

La Figura 14 muestra el comportamiento histórico de septiembre 2018 a agosto 2019 del DFT con nodo de origen 04NRI-230 y nodo de destino Cancún (zona de carga). Se muestran 6 curvas de duración del valor de DFT, cada una para el bloque horario correspondiente. El valor del DFT se calculó como la diferencia del CCM del nodo de destino menos el CCM del nodo de origen.

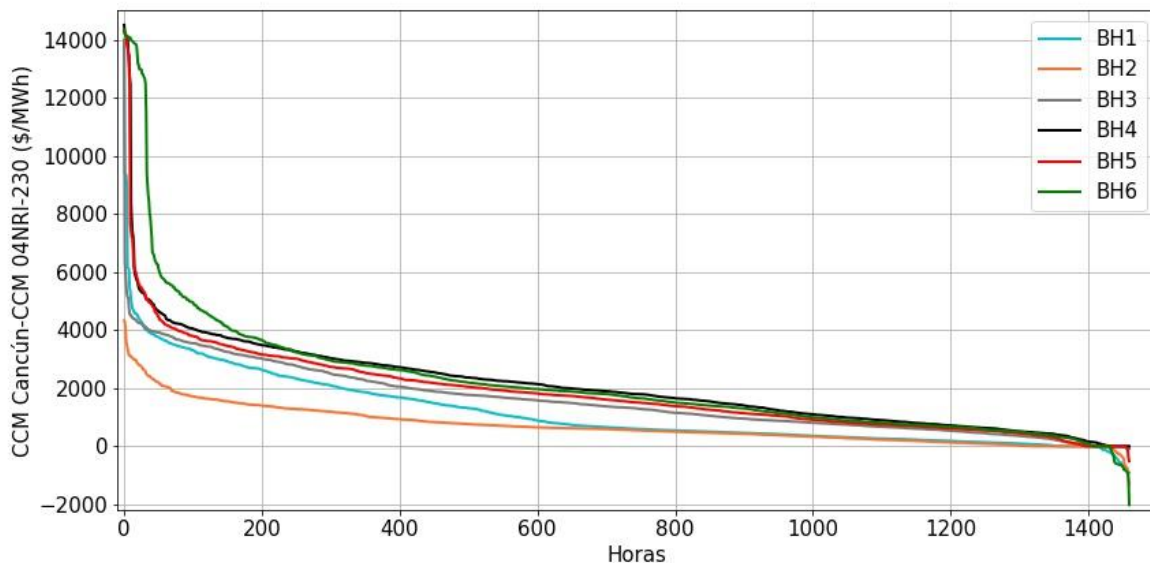


Figura 14. Comportamiento histórico del DFT 04NRI-230 a Cancún. Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Por su comportamiento histórico, el DFT 04NRI-230 a Cancún es muy atractivo (en casi todos sus bloques horarios) para que los participantes compitan para comprarlo. La Tabla 46 muestra el detalle de la evaluación y se puede observar que en el bloque horario 6 se presenta el mayor valor histórico. Si los participantes toman como referencia el valor histórico del DFT (aunque también pudieran tener sus propios pronósticos), el valor esperado del DFT

04NRI-230 a Cancún en el BH6 es de 2,163.35 \$/MWh, por lo que adquirirlo a un precio menor, por ejemplo, a 1000 \$/MWh, representaría ganancias estimadas de 1,163.35 \$/MWh. Sin embargo, al ser tan atractivo, es muy probable que varios participantes especuladores deseen adquirirlo, por lo que existirán múltiples ofertas de compra que dependerán de las expectativas de cada participante sobre el valor del DFT; una de las cuales podrá ser el valor histórico. Aunado a lo anterior, los participantes deberán verificar mediante el uso de los PTDF que exista suficiente capacidad residual de la red para que el DFT 04NRI-230 a Cancún sea factible. Al existir un DFT atractivo para múltiples compradores, se abre un área de oportunidad para los vendedores, los cuales añaden capacidad a la red de transmisión. Además, es importante recordar que como resultado de la subasta el precio de cada DFT es determinado por el DFT marginal desplazado, el cual es el DFT de mayor valor que no será factible simultáneamente y en consecuencia no será adjudicado.

Tabla 46. Detalle del comportamiento histórico del DFT 04NRI-230 a Cancún.

Variable	BH1 (\$/MWh)	BH2 (\$/MWh)	BH3 (\$/MWh)	BH4 (\$/MWh)	BH5 (\$/MWh)	BH6 (\$/MWh)
<i>VH</i>	1,148.50	703.47	1,558.44	2,041.96	1,809.98	2,163.35
Percentil 95	3499.4365	1877.2285	3709.305	4240.501	4052.994	5464.7205
Percentil 90	2962.348	1554.523	3261.208	3759.782	3478.225	4150.075
Percentil 85	2485.6965	1359.2675	2921.0795	3401.2165	3103.634	3484.4755
Percentil 80	2126.406	1207.788	2554.322	3075.44	2777.804	3000.668
Percentil 75	1788.29	1000.725	2212.7225	2836.9875	2470.82	2743.235
Percentil 70	1543.807	851.644	1926.493	2584.077	2212.215	2446.539
Percentil 65	1287.191	751.0965	1754.7145	2347.467	2022.603	2169.0045
Percentil 60	962.166	670.718	1611.55	2173.666	1856.908	2001.048
Percentil 55	718.9885	622.738	1474.275	1977.195	1717.0025	1869.9345
Percentil 50	619.045	562.905	1330.72	1820.18	1546.635	1712.185
Percentil 45	546.753	504.118	1154.088	1646.5075	1380.014	1495.571
Percentil 40	480.966	447.846	991.518	1468.336	1202.584	1360.492
Percentil 35	420.8265	383.532	884.201	1245.329	1054.5445	1139.4335
Percentil 30	339.345	310.617	783.243	1055.133	871.564	949.821
Percentil 25	270.18	231.0125	681.3825	909.3675	752.3075	816.53
Percentil 20	212.362	167.006	582.6	770.384	667.094	716.518
Percentil 15	148.999	92.4675	466.3825	645.435	559.3365	611.2375
Percentil 10	81.595	9.481	328.626	491.998	412.187	457.166
Percentil 5	0	0	93.437	240.7125	69.8095	192.085

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

**Situación D:** en una subasta de DFT un comprador especulador 1 (CE1) desea adquirir DFT con nodo de origen y destino A y B, respectivamente. De acuerdo con la información de la red, la capacidad máxima que se puede asignar para dicho DFT es de 50 MWh/h. Además, el valor histórico del DFT ha sido de 175 \$/MWh. Consciente de esta situación, el CE1 decide construir una curva de oferta de compra decreciente para evitar marginar en el espectro más alto de precios. Las ofertas de compra son las siguientes: 10 MW a 350 \$/MWh, 17 MW a

200 \$/MWh, 18 MW a 175 \$/MWh y 5 a 150 \$/MWh. Adicionalmente, otros compradores realizaron las siguientes ofertas: 10 MW a 300 \$/MWh, 15 MW a 250 \$/MWh y 5 MW a 100 \$/MWh.

En la Figura 15 se muestran las curvas de agregadas oferta de compra y de venta, en donde se señalan las ofertas del CE1. Se puede observar que el equilibrio del mercado resulta en un precio de 200 \$/MWh y una cantidad de 50 MW, la cual corresponde a la capacidad máxima que se podía asignar para dicho DFT.

La estrategia del CE1 fue realizar diferentes ofertas y tratar de marginar en el espectro más bajo de precios, es decir, realizó 2 ofertas muy competitivas<sup>14</sup> (en color negro) y 2 ofertas no tan competitivas (en color rojo). Sin embargo, ofertas más competitivas (en color verde) de Otros Participantes (OP) desplazaron a las ofertas del CE1, anulando su estrategia de compra.

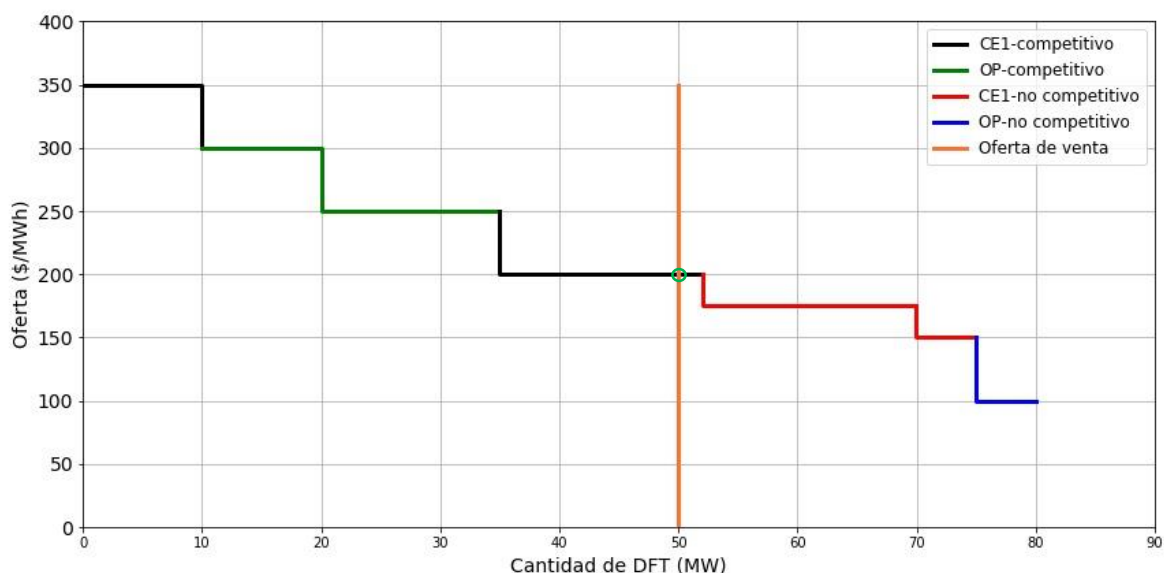


Figura 15. Curvas oferta y demanda: estrategias especuladores situación D. Fuente: Elaboración propia.

La estrategia de realizar una curva de oferta decreciente es buena, pero se corre el riesgo que otras ofertas más competitivas (elaboradas con o sin estrategia) desplacen las ofertas y no marginen las menos competitivas del participante. En este sentido, un comprador especulador podría realizar ofertas de compra no tan competitivas, pero si el DFT es muy demandado y existen mejores ofertas, podría no ser asignado como ganador. Por lo tanto, realizar una curva de oferta decreciente con ofertas no tan competitivas puede resultar en una buena estrategia siempre y cuando el DFT sea potencialmente atractivo y no tan demandado, lo cual dependerá de que otros participantes no hayan identificado dicho DFT.

Por otro lado, la situación D planteada representa un área de oportunidad para los vendedores. Por ejemplo, si un vendedor especulador 1 (VE1) identifica que el DFT con nodo de origen

<sup>14</sup> Las ofertas son competitivas desde el punto de vista de la optimización y, al mismo tiempo, no son competitivas para el participante.

A y nodo de destino B estará muy demandado, podría realizar una oferta de venta con un precio cuyo valor absoluto (ya que la oferta de venta se presentaría con un precio negativo) sea mayor al valor esperado, de tal forma que la cantidad que se reciba por la venta del DFT sea suficiente para solventar las pérdidas que se tendrán en las liquidaciones diarias y, aun así, generar ganancias. Si el VE1 estima que el valor del DFT es de 175 \$/MWh, el precio que estaría dispuesto a recibir debería ser mayor a dicho valor. En este sentido, el VE1 realiza dos ofertas de venta: una por 20 MW a 220 \$/MWh y otra por 10 MW a 190 \$/MWh, los resultados son los siguientes:

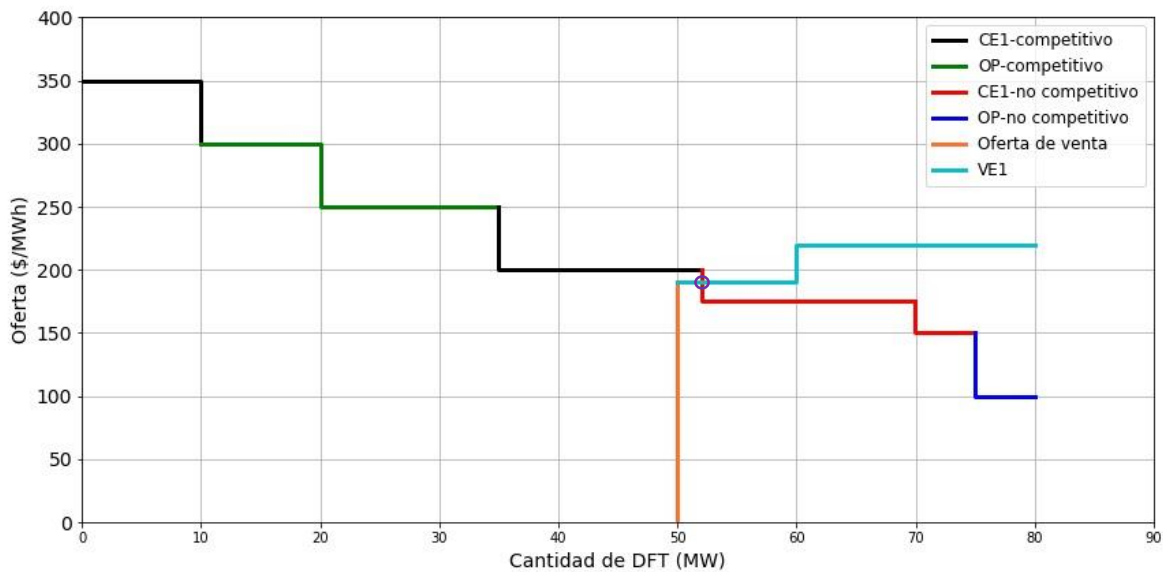


Figura 16. Curvas oferta y demanda: estrategias especuladores situación D con un vendedor. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el equilibrio del mercado resulta en un precio de 190 \$/MWh y una cantidad de 52 MW, la cual corresponde a la capacidad máxima que se podía asignar para dicho DFT más 2 MW que vende el VE1. Asumiendo que el valor esperado del DFT es de 175 \$/MWh, y que esto se cumple durante las liquidaciones diarias, el VE1 ganaría  $190 \text{ \$/MWh} - 175 \text{ \$/MWh} = 20 \text{ \$/MWh}$ . Si en lugar de las ofertas planteadas, el VE1 hubiera realizado las siguientes ofertas: una por 20 MW a 300 \$/MWh y otra por 10 MW a 250 \$/MWh, se tendrían los siguientes resultados:

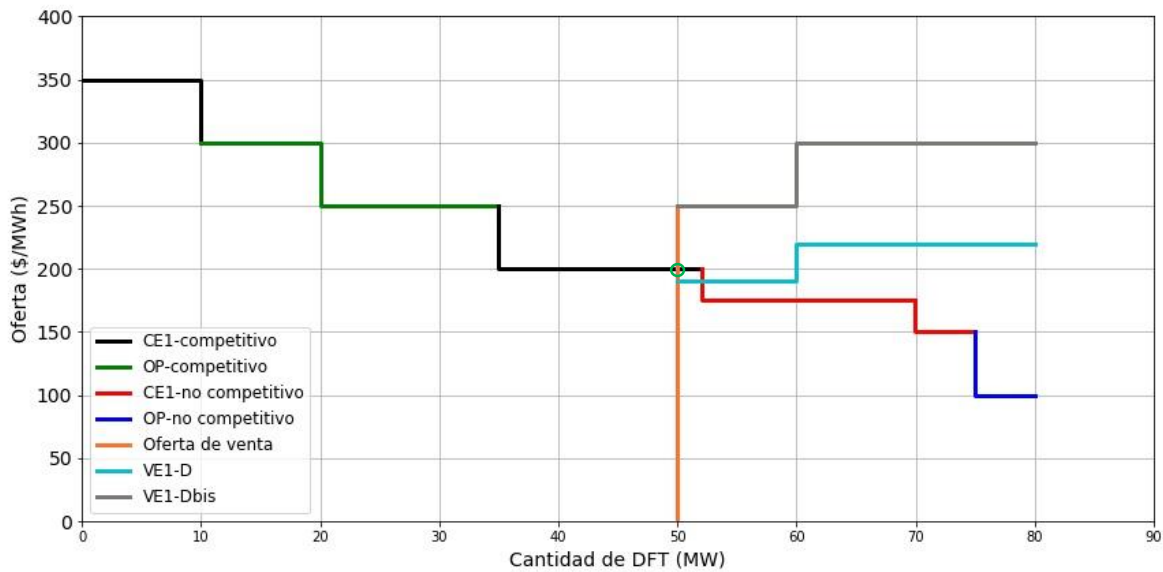


Figura 17. Curvas oferta y demanda: estrategias especuladores situación Dbis con un vendedor. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 17 se puede observar que el equilibrio del mercado resulta en un precio de 200 \$/MWh y una cantidad de 50 MW. En color gris se muestran las nuevas ofertas del VE1, con las cuales no fue asignado como ganador. En este sentido, sus ofertas de venta no fueron lo suficientemente competitivas para “casarse” con las ofertas de los compradores y, aunque no fue asignado como ganador, tampoco perderá en las liquidaciones en caso de que el valor esperado del DFT sea 175 \$/MWh. Por lo tanto, su única pérdida económica son los costos necesarios para respaldar sus ofertas durante la subasta, las cuales deberán considerarse como costos hundidos para el vendedor.

Las ofertas de venta bien diseñadas no ponen en riesgo a los vendedores; si no reciben al menos el precio ofertado no venden el DFT. Sin embargo, un aspecto importante que deben tomar en cuenta, además de los potenciales DFT, es identificar los cuellos de botella en la red de transmisión para diseñar sus ofertas de venta.

La Tabla 47 muestra los PTDF de los enlaces de transmisión (ver Figura 7) considerando todas las combinaciones definidas para la subasta de DFT del sistema de prueba. En color rojo se señala el DFT y el PTDF del enlace al cual contribuye mayormente a su saturación (en un sentido u otro). Con estos PTDF, en la Tabla 48 se muestra el cálculo de la cantidad máxima (considerando el enlace más afectado) que puede ser comprada en combinación tomando únicamente en cuenta los límites en los enlaces de transmisión y que no existen ofertas de compra o venta por otros DFT. Por ejemplo, la cantidad máxima de DFT que se puede comprar con nodo de origen 1 y nodo de destino ZC1 es 54,521.66 MW, asumiendo que solo existen ofertas de compra por dicho DFT.

Tabla 47. PTDF de los enlaces considerando las combinaciones de los DFT.

DFT		Enlaces			
Origen	Destino	E1	E2	E3	E4
1	ZC1	-0.0118	0.0118	-0.0001	-0.0106
1	ZC2	0.6656	0.3344	-0.0039	-0.2921
1	ZC3	0.3960	0.6040	-0.2059	0.3499
1	ZC4	0.3814	0.6186	0.4768	0.3330
11	ZC1	-0.6756	-0.3244	0.0062	0.7619
11	ZC2	0.0017	-0.0017	0.0024	0.4804
11	ZC3	-0.2679	0.2679	-0.1995	1.1225
11	ZC4	-0.2825	0.2825	0.4832	1.1055
23	ZC1	-0.4103	-0.5897	0.2207	-0.3534
23	ZC2	0.2671	-0.2671	0.2169	-0.6349
23	ZC3	-0.0025	0.0025	0.0150	0.0071
23	ZC4	-0.0171	0.0171	0.6976	-0.0098
31	ZC1	-0.3931	-0.6069	-0.4769	-0.3436
31	ZC2	0.2842	-0.2842	-0.4807	-0.6251
31	ZC3	0.0146	-0.0146	-0.6827	0.0170

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 48. Cantidad máxima de DFT: considerando límites en los enlaces.

DFT		DFT_max (MW)				VH (\$/MWh)
Origen	Destino	E1	E2	E3	E4	
1	ZC1	57,505.20	54,521.66	8,237,124.20	119,010.24	495.15
1	ZC2	1,237.15	1,918.11	205,252.60	4,330.60	697.06
1	ZC3	2,079.37	1,062.06	3,911.79	28.69	123.08
1	ZC4	2,159.13	1,036.94	1,299.71	30.15	263.76
11	ZC1	1,001.46	2,068.54	99,197.16	13.18	-204.85
11	ZC2	483,697.23	394,173.36	255,906.60	20.90	-2.94
11	ZC3	2,525.87	2,394.82	4,036.19	8.95	-576.92
11	ZC4	2,395.08	2,270.82	1,282.65	9.08	-436.24
23	ZC1	1,649.19	1,137.80	2,807.69	3,579.05	395.15
23	ZC2	3,083.25	2,512.59	2,857.21	1,992.37	597.06
23	ZC3	268,628.94	254,691.68	41,437.76	1,406.57	23.08
23	ZC4	39,459.04	37,411.79	888.32	128,716.98	163.76
31	ZC1	1,721.12	1,105.65	1,688.58	3,681.42	231.39
31	ZC2	2,897.22	2,361.00	1,675.14	2,023.69	433.30
31	ZC3	56,287.61	45,869.76	1,179.62	591.82	-140.68

Fuente: Elaboración propia.



No obstante, los límites en las líneas de transmisión también deben considerarse. Por esta razón, en la Tabla 49 se indica la cantidad máxima de DFT que puede asignarse para las ofertas de compra considerando todas las combinaciones posibles y que no existen ofertas de compra o venta por otros DFT. El lector se podrá percatar que sólo se muestran las cantidades máximas tomando en consideración el flujo de potencia causado en las líneas L8 y L9, cuyo límite superior se encuentra saturado a causa de los DFT preexistentes. Esto también se observó en la PFSP; las líneas L8 y L9 relajaron sus límites.

Las líneas L8 y L9 no cuentan con capacidad residual para la compra de ciertos DFT que produzcan flujos positivos en ellas (en la misma dirección del flujo total). La columna DFT\_max (MW) muestra la cantidad máxima de compra de DFT que se puede aceptar considerando la capacidad residual de las líneas L8, L9 y las líneas restantes. Por ejemplo, la línea L8 no permitiría la aceptación del DFT (compra) con nodo de origen 1 y con nodo de destino ZC1, pero la línea L9 permitiría la asignación de 809,791.47 MW. No obstante, la línea más afectada distinta a L8 y L9 aceptaría 402.70 MW. Para todos los casos, en ausencia de otras ofertas, no se aceptaría ningún DFT.

Tabla 49. Cantidad máxima de DFT para comprar: considerando límites en las líneas de transmisión.

DFT		DFT_max (MW)			VH (\$/MWh)
Origen	Destino	L8	L9	Línea más afectada	
1	ZC1	0.00	809,791.47	402.70	495.15
1	ZC2	0.00	39,571.69	394.79	697.06
1	ZC3	19,108.17	0.00	431.62	123.08
1	ZC4	523,657.92	0.00	427.72	263.76
11	ZC1	0.00	0.00	903.73	-204.85
11	ZC2	0.00	0.00	10,301.68	-2.94
11	ZC3	0.00	0.00	355.74	-576.92
11	ZC4	0.00	0.00	502.43	-436.24
23	ZC1	0.00	18,575.47	688.71	395.15
23	ZC2	0.00	12,841.89	518.50	597.06
23	ZC3	626,616.64	0.00	1,330.22	23.08
23	ZC4	0.00	19,755.10	788.45	163.76
31	ZC1	0.00	311,080.50	1,316.37	231.39
31	ZC2	0.00	36,696.84	769.90	433.30
31	ZC3	19,831.83	0.00	1,144.15	-140.68

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 50 se señala la cantidad máxima de DFT que puede asignarse para las ofertas de venta considerando todas las combinaciones posibles y que no existen ofertas de compra o venta por otros DFT. El lector se podrá percatar que sólo se muestran las cantidades máximas tomando en consideración el flujo de potencia causado en las líneas L8 y L9 (por la razón mencionada anteriormente).

La columna DFT\_max (MW) indica la cantidad máxima de venta de DFT que se puede aceptar considerando la capacidad residual de las líneas L8, L9 y las líneas restantes. Por ejemplo, la línea L8 permitiría la asignación (venta) de 2,046.61 MW con nodo de origen 11 y con nodo de destino ZC1. Además, la línea L9 permitiría la asignación de 1,946.99 MW. No obstante, la línea más afectada distinta a L8 y L9 aceptaría 1,207.79 MW. Para este caso, en ausencia de otras ofertas, la cantidad máxima de venta de DFT que se pudiera aceptar con nodo de origen 11 y nodo de destino ZC1 sería de 1,207.79 MW.

En color rojo se señalan los DFT que podrían venderse sin afectar los límites en otras líneas. La columna “Línea más afectada” establece la cantidad máxima. En los DFT restantes la línea L8 o L9 permiten la venta de DFT, pero no de forma simultánea. Por lo tanto, los únicos DFT que se pueden vender, debido a que las líneas L8 y L9 lo permiten al mismo tiempo, son los señalados en rojo.

Tabla 50. Cantidad máxima de DFT para vender: considerando límites en las líneas de transmisión.

DFT		DFT_max (MW)			VH (\$/MWh)
Origen	Destino	L8	L9	Línea más afectada	
1	ZC1	839,506.02	0.00	1,250.88	495.15
1	ZC2	41,023.74	0.00	887.78	697.06
1	ZC3	0.00	18,431.83	911.23	123.08
1	ZC4	0.00	505,122.90	1,240.34	263.76
11	ZC1	2,046.61	1,946.99	1,207.79	-204.85
11	ZC2	1,953.90	2,042.58	1,953.90	-2.94
11	ZC3	2,298.38	1,757.15	539.77	-576.92
11	ZC4	2,059.68	1,934.88	762.34	-436.24
23	ZC1	19,257.08	0.00	543.66	395.15
23	ZC2	13,313.12	0.00	341.72	597.06
23	ZC3	0.00	604,437.36	2,047.04	23.08
23	ZC4	20,480.00	0.00	1,046.50	163.76
31	ZC1	322,495.31	0.00	971.06	231.39
31	ZC2	38,043.39	0.00	507.40	433.30
31	ZC3	0.00	19,129.87	837.35	-140.68

Fuente: Elaboración propia.

Hasta el momento, se ha determinado que las líneas L8 y L9 no permitirán la compra de DFT sin que existan ofertas de venta o de compra que produzcan contraflujos en ellas. Con respecto a las ofertas de venta, sólo se aceptarían DFT con nodo de origen 11 y cualquier zona de carga como nodo de destino. No obstante, es posible crear un portafolio de ofertas de compra que produzcan un efecto nulo en los límites de las líneas L8 y L9, y que además respeten los límites en las otras líneas.

La Tabla 51 muestra el portafolio de ofertas de compra para los DFT con  $VH$  positivo, los cuales, de forma simultánea producen que el flujo neto de potencia en las líneas L8 y L9 sea cero. La columna DFT indica el nodo de origen y destino. Las columnas L8 y L9 muestran los PTFD de dichas líneas considerando el nodo de origen y destino del DFT en cuestión. Finalmente, la columna DFT\_max (MW) indica la cantidad máxima de DFT, afectada por el factor  $3/4$ , que se podría comprar. Estas cantidades se determinaron mediante el simulador de las SDFT considerando lo siguiente:

- Se realizaron únicamente ofertas de compra para los DFT señalados en color azul (ya que se busca encontrar el portafolio de ofertas de compra que cumplan con los requisitos mencionados).
- La cantidad ofertada para cada DFT fue de 1,000,000 MW (una cantidad demasiado grande que evidentemente no será asignada en su totalidad). De esta manera, al ser un número muy grande el simulador determinará la cantidad máxima a ofertar en función del impacto en las líneas y en la contribución al excedente económico de cada oferta.
- El precio ofertado para cada DFT está asociado con el valor esperado del DFT. Para ello, se utilizó el método del mínimo arrepentimiento (presentado anteriormente). El único criterio utilizado fue el valor histórico del DFT, por lo que el precio ofertado fue proporcional al  $VH$  de cada combinación.

Tabla 51. Cantidad máxima de DFT para comprar: con efecto nulo en las líneas L8 y L9.

DFT	L8	L9	L1	DFT_max (MW)	$VH$ (\$/MWh)	
1	ZC1	0.0012	-0.0012	0.5443	0.0000	495.15
1	ZC2	0.0248	-0.0248	0.5552	0.0000	697.06
1	ZC3	-0.0532	0.0532	0.4653	247.1927	123.08
1	ZC4	-0.0019	0.0019	0.4605	0.0000	263.76
11	ZC1	0.4965	0.5035	-0.0103	0.0000	-204.85
11	ZC2	0.5201	0.4799	0.0006	0.0000	-2.94
11	ZC3	0.4421	0.5579	-0.0893	0.0000	-576.92
11	ZC4	0.4934	0.5066	-0.0942	0.0000	-436.24
23	ZC1	0.0528	-0.0528	0.0781	0.0000	395.15
23	ZC2	0.0763	-0.0763	0.0890	0.0000	597.06
23	ZC3	-0.0016	0.0016	-0.0008	743.3071	23.08
23	ZC4	0.0496	-0.0496	-0.0057	0.0000	163.76
31	ZC1	0.0032	-0.0032	0.0838	741.6498	231.39
31	ZC2	0.0267	-0.0267	0.0947	449.7869	433.30
31	ZC3	-0.0512	0.0512	0.0049	0.0000	-140.68
Suma producto (MW)		0.0000	0.0000	219.18		

Fuente: Elaboración propia.

La celda suma producto de cada columna corresponde al resultado de multiplicar cada elemento de ellas por la columna DFT\_max (MW). El producto de cada elemento las columnas L1 y DFT\_max (MW) da como resultado 219.18 MW, que es la cantidad de MW que fluirían por la línea L1 si se compran los DFT indicados en la columna DFT\_max (MW). Si se multiplica esta cantidad por 3/4, el resultado es 292.24 MW que, sumados con el flujo de 307.76 MW producido por los DFT preexistentes, deriva en el límite superior de la línea L1. Este mismo proceso se puede repetir en el resto de las líneas para comprobar que los límites se respetan.

#### 9.4 Generación de ofertas económicas de los participantes de la Subasta de DFT

Para simular el comportamiento de otros participantes en la subasta de DFT se generaron ofertas de compra y venta utilizando números aleatorios. El proceso de generación de ofertas en la subasta es el siguiente:

1. El nodo de origen y destino se seleccionó generando números aleatorios con distribución uniforme, con un límite inferior y superior de 1 y 100, respectivamente.
2. Debido a que los números aleatorios se generaron en un intervalo de 1 a 100, se aplicó una condición “IF” para seleccionar el nodo de origen y destino en función del segmento en el que se encuentren. Por ejemplo, si el número aleatorio en el nodo de origen generado es mayor a 25 y menor o igual a 50, el nodo de origen seleccionado es 11. De manera similar, si el nodo de destino generado es mayor a 25 y menor o igual a 50, el nodo de destino seleccionado es ZC2.
3. Si el  $VH$  es negativo, el nodo de origen y destino se invierten de tal forma que se modela una oferta de venta de DFT. Si el  $VH$  es positivo, se trata de una oferta de compra.
4. Para modelar el precio ofertado, se generaron números aleatorios con una distribución normal y se aplicó un redondeo hacia abajo considerando un dígito. Para generar números aleatorios con una distribución normal, es necesario utilizar una media y una desviación estándar.
5. La media utilizada en la generación de números aleatorios con una distribución normal está en función de la combinación seleccionada y corresponde al  $VH$  del DFT potencial calculado en la Tabla 43. La desviación estándar es de 10 para todas las combinaciones.
6. Para modelar la cantidad ofertada, se generaron números aleatorios con una distribución uniforme, con límite inferior y superior de 1 y 100, respectivamente.

Adicional a las ofertas anteriores, se incluirá un portafolio con ofertas de compra y otro con ofertas de venta diseñadas con estrategia. Es importante mencionar que estos portafolios no se incluirán en la misma subasta. Es decir, si en una subasta se incluye el portafolio de ofertas de compra, el portafolio de ofertas de venta no participará y viceversa. Las ofertas con estrategias son las siguientes:

1. Se realizarán ofertas de venta para los DFT con nodo de origen 11 y nodo de destino ZC1, ZC2, ZC3 y ZC4. Esto de acuerdo con la Tabla 50. Estas ofertas se presentan en el Anexo V.
2. Se realizarán ofertas de venta para los DFT con nodo de origen y nodo de destino 1 y ZC3, 23 y ZC3, 31 y ZC1, y 31 y ZC2. Esto de acuerdo con la Tabla 51. Estas ofertas se presentan en el Anexo V.
3. Para las ofertas de compra, el precio máximo ofertado será 15% menor al valor histórico de cada DFT. El precio mínimo será 30% menor al valor histórico.
4. Para las ofertas de venta, el precio mínimo ofertado será 30% menor al valor histórico de cada DFT. El precio máximo será 15% menor al valor histórico.

## 9.5 Resultados

Se generaron 150 ofertas de compras y/o ventas aleatorias, de las cuales se descartaron 11 debido a que las combinaciones involucraban a los nodos 31 y ZC4 (de acuerdo con los ponderadores, el nodo 31 es el mismo que ZC4). De las 139 ofertas restantes, 102 son ofertas de compra y 37 corresponden a ofertas de venta. El resumen de las ofertas se muestra en la Tabla 52 Con estos portafolios, se realizaron 4 simulaciones, las cuales se describen a continuación:

- Simulación 1: se incluyeron únicamente 102 ofertas de compra generadas de forma aleatoria y 40 ofertas de compra diseñadas con estrategia para participantes especuladores.
- Simulación 2: se incluyeron 139 ofertas generadas de forma aleatoria (102 de compra y 37 de venta) y 40 ofertas de compra diseñadas con estrategia para participantes especuladores.
- Simulación 3: se incluyeron únicamente 102 ofertas de compra generadas de forma aleatoria y 40 ofertas de venta diseñadas con estrategia para participantes especuladores.

- Simulación 4: se incluyeron 139 ofertas generadas de forma aleatoria (102 de compra y 37 de venta) y 40 ofertas de venta diseñadas con estrategia para participantes especuladores.

Tabla 52. Resumen de las ofertas en las simulaciones finales.

Simulación	Ofertas de compra aleatorias	Ofertas de compra con estrategia	Ofertas de venta aleatorias	Ofertas de venta con estrategias
1	102	40	0	0
2	102	40	37	0
3	102	0	0	40
4	102	0	37	40

Fuente: Elaboración propia.

El resumen de los resultados de las simulaciones se muestra en la Tabla 53. La columna “Excedente económico” indica dicho valor para cada simulación. Por otra parte, la columna  $IT_{SDFT}$  (\$) indica los ingresos obtenidos en dicha subasta con base en los DFT asignados y el precio de equilibrio de cada uno de ellos. La columna  $UM_{DFT}$  (\$) muestra el umbral mínimo de cada subasta, es decir, la cantidad asignada de cada DFT multiplicada por su valor histórico (Tabla 43). Mientras que, la columna  $IT_{SDFT}/UM_{DFT}$  muestra la relación que existe entre estos dos valores; si dicha relación es mayor o igual a 0.5 la subasta se considera válida. Finalmente, las columnas Ofertas de compra y Ofertas de venta, indican el número de ofertas aceptadas en cada simulación. En la Tabla 53 se puede observar que todas las subastas realizadas son válidas, ya que se satisface la prueba de umbral mínimo. Además, el excedente económico de las subastas en donde se asignan ofertas de venta es mayor cuando no las hay.

Tabla 53. Resumen de resultados: simulaciones finales.

Simulación	Excedente económico (\$)	$IT_{SDFT}$ (\$)	$UM_{DFT}$ (\$)	$IT_{SDFT}/UM_{DFT}$	Ofertas de compra	Ofertas de venta
1	525,242.87	358,010.07	414,084.67	0.86	42	0
2	640,000.29	468,906.15	464,360.31	1.01	32	1
3	640,451.16	469,145.92	463,541.75	1.01	35	6
4	640,451.16	469,145.92	463,541.75	1.01	35	6

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de cada simulación se presentan en las siguientes tablas. Para cada una de ellas, la columna “DFT” indica el nombre ficticio de dicho instrumento, mientras que la columna “Oferta” indica el nombre de cada oferta económica. Las columnas “ko” y “kd” indican el nodo de origen y destino, respectivamente. La columna “DFT ganadores (MW)” muestra los DFT que se asignaron a cada oferta ganadora. La columna “Precio de equilibrio (\$/MWh)” indica el precio que cada participante pagará o recibirá por los DFT asignados en la subasta. La columna “DFT ofertados (MW)” muestra la cantidad de DFT que cada participante quiso adquirir. Por su parte, la columna “Precio ofertado (\$/MWh)” indica el

precio que cada participante estuvo dispuesto a pagar por el DFT. La columna “Pago (\$)” muestra el pago que cada participante realizará al CENACE por los DFT que le fueron asignados en su oferta. Si este pago es negativo, indica que el CENACE pagará al participante dicha cantidad (durante las liquidaciones diarias). Este pago es igual a la cantidad asignada de DFT multiplicada por el precio de equilibrio. Finalmente, la columna “Ganancia (\$/h)” indica la ganancia (o pérdida si el valor es negativo), por cada hora en que el DFT sea válido, que cada participante tendría en las liquidaciones diarias del mercado de corto plazo por la tenencia de dicho DFT. Para calcular dicho valor, se asume que en las liquidaciones diarias el participante recibirá o pagará, en promedio, el valor esperado de dicho DFT que corresponde a los valores históricos mostrados en la Tabla 43. En este sentido, dicho valor se calcula como el valor histórico menos el precio de equilibrio del DFT, multiplicado por la cantidad asignada en la subasta para dicho DFT.

En la Tabla 54 se muestran los resultados de la simulación 1. En este caso, sólo se realizaron ofertas de compra. Las ofertas ganadoras para un mismo DFT se agrupan por el nombre ficticio del DFT. Asimismo, en color rojo se señalan las ofertas marginales, es decir, la última oferta que fue aceptada para cada DFT en función de la cantidad y precio ofertado. Todas las ofertas ganadoras pagan el precio de equilibrio del DFT y se puede observar que ningún participante paga más del precio ofertado. Existen participantes que obtendrán ganancias durante las liquidaciones diarias, pero también hay participantes que tendrán pérdidas. Por su parte, de las 40 ofertas de compra realizadas con estrategia, 15 resultaron seleccionadas como ganadoras. Estas ofertas se identifican con la nomenclatura OE\_Est\_(número de oferta). El lector se podrá percatar que todas ellas tendrán ganancias, ya que en ningún momento se ofertó un precio mayor al valor esperado de cada DFT. Finalmente, la cantidad total asignada por cada DFT coincide con las cantidades determinadas anteriormente en la Tabla 51.

Tabla 54. Resultados: simulación 1.

DFT	Oferta	ko	kd	DFT ganadores (MW)	Precio de equilibrio (\$/MWh)	DFT ofertados (MW)	Precio ofertado (\$/MWh)	Pago (\$)	Ganancia (\$/h)
A	OE31	31	ZC2	52.10	410.60	52.10	444.90	21,392.26	1,182.49
A	OE32	31	ZC2	36.40	410.60	36.40	444.50	14,945.84	826.16
A	OE33	31	ZC2	13.90	410.60	13.90	443.30	5,707.34	315.48
A	OE34	31	ZC2	25.00	410.60	25.00	439.50	10,265.00	567.41
A	OE35	31	ZC2	37.70	410.60	37.70	438.40	15,479.62	855.66
A	OE36	31	ZC2	14.60	410.60	14.60	438.40	5,994.76	331.37
A	OE37	31	ZC2	86.70	410.60	86.70	436.40	35,599.02	1,967.80
A	OE38	31	ZC2	72.20	410.60	72.20	435.50	29,645.32	1,638.69
A	OE39	31	ZC2	40.30	410.60	40.30	434.50	16,547.18	914.67
A	OE42	31	ZC2	70.89	410.60	73.20	410.60	29,106.17	1,608.89
B	OE61	31	ZC1	28.90	173.55	28.90	236.40	5,015.46	1,671.78
B	OE62	31	ZC1	87.30	173.55	87.30	231.40	15,150.51	5,050.06
B	OE63	31	ZC1	59.90	173.55	59.90	225.00	10,395.37	3,465.05
B	OE64	31	ZC1	23.60	173.55	23.60	222.10	4,095.67	1,365.19
B	OE65	31	ZC1	94.90	173.55	94.90	220.60	16,469.46	5,489.70
B	OE66	31	ZC1	12.40	173.55	12.40	218.00	2,151.96	717.31
B	OE_Est_21	31	ZC1	46.54	173.55	46.54	196.68	8,075.95	2,691.93
B	OE_Est_22	31	ZC1	51.19	173.55	51.19	192.83	8,883.55	2,961.12
B	OE_Est_23	31	ZC1	56.31	173.55	56.31	188.97	9,771.90	3,257.23
B	OE_Est_24	31	ZC1	61.94	173.55	61.94	185.11	10,749.09	3,582.96
B	OE_Est_25	31	ZC1	68.13	173.55	68.13	181.26	11,824.00	3,941.25
B	OE_Est_26	31	ZC1	74.95	173.55	74.95	177.40	13,006.40	4,335.38
B	OE_Est_27	31	ZC1	75.60	173.55	82.44	173.55	13,120.56	4,373.43
C	OE75	1	ZC3	44.40	129.60	44.40	143.60	5,754.24	-289.43
C	OE76	1	ZC3	66.00	129.60	66.00	143.60	8,553.60	-430.24
C	OE77	1	ZC3	92.90	129.60	92.90	130.90	12,039.84	-605.59
C	OE78	1	ZC3	43.89	129.60	51.70	129.60	5,688.50	-286.13
D	OE89	23	ZC3	29.90	16.93	29.90	40.90	506.10	184.03
D	OE90	23	ZC3	11.70	16.93	11.70	33.90	198.04	72.01
D	OE91	23	ZC3	47.30	16.93	47.30	33.40	800.62	291.13
D	OE92	23	ZC3	52.20	16.93	52.20	23.60	883.56	321.29
D	OE93	23	ZC3	40.10	16.93	40.10	22.00	678.75	246.81
D	OE94	23	ZC3	43.60	16.93	43.60	20.20	737.99	268.35
D	OE_Est_11	23	ZC3	46.64	16.93	46.64	19.62	789.43	287.06
D	OE_Est_12	23	ZC3	51.30	16.93	51.30	19.23	868.37	315.76
D	OE_Est_13	23	ZC3	56.43	16.93	56.43	18.85	955.21	347.34
D	OE_Est_14	23	ZC3	62.08	16.93	62.08	18.47	1,050.73	382.07
D	OE95	23	ZC3	18.20	16.93	18.20	18.30	308.06	112.02
D	OE_Est_15	23	ZC3	68.28	16.93	68.28	18.08	1,155.80	420.28
D	OE_Est_16	23	ZC3	75.11	16.93	75.11	17.70	1,271.38	462.31
D	OE_Est_17	23	ZC3	82.62	16.93	82.62	17.31	1,398.52	508.54
D	OE_Est_18	23	ZC3	57.83	16.93	90.89	16.93	978.92	355.96

Fuente: Elaboración propia.

En la

Tabla 55 se muestran los resultados de la simulación 2. En este caso, se realizaron ofertas de compra y de venta. Las ofertas ganadoras para un mismo DFT se agrupan por el nombre ficticio del DFT. Asimismo, en color rojo se señalan las ofertas marginales, es decir, la última oferta que fue aceptada para cada DFT en función de la cantidad y precio ofertado. Todas las ofertas ganadoras pagan el precio de equilibrio del DFT y se puede observar que ningún participante paga más o recibe menos del precio ofertado. De las ofertas de venta, sólo una resultó asignada como ganadora. Existen participantes que obtendrán ganancias durante las liquidaciones diarias, pero también hay participantes que tendrán pérdidas. Por su parte, de las 40 ofertas de compra realizadas con estrategia, ninguna resultó seleccionada como ganadora debido a que la oferta de venta ganadora admitió la asignación de otros DFT que permitieron tener un mayor excedente económico que en la simulación 1. Las ofertas con estrategias se identifican con la nomenclatura OE\_Est\_(número de oferta).



Tabla 55. Resultados: simulación 2.

DFT	Oferta	ko	kd	DFT ganadores (MW)	Precio de equilibrio (\$/MWh)	DFT ofertados (MW)	Precio ofertado (\$/MWh)	Pago (\$)	Ganancia (\$/h)
A	OE5	1	ZC2	1.70	709.38	1.7	710.1	1,205.95	-20.95
B	OE75	23	ZC2	98.70	598.90	98.7	609.5	59,111.43	-181.84
B	OE114	23	ZC2	21.01	598.90	96.3	598.9	12,584.54	-38.71
C	OE23	1	ZC1	28.20	507.37	28.2	514.5	14,307.96	-344.63
C	OE68	1	ZC1	88.20	507.37	88.2	510.3	44,750.44	-1,077.88
C	OE84	1	ZC1	40.10	507.37	40.1	509.3	20,345.72	-490.06
C	OE62	1	ZC1	15.30	507.37	15.3	508.3	7,762.83	-186.98
D	OE51	31	ZC2	52.10	434.88	52.10	444.90	22,657.28	-82.52
D	OE67	31	ZC2	36.40	434.88	36.40	444.50	15,829.65	-57.65
D	OE41	31	ZC2	13.90	434.88	13.90	443.30	6,044.84	-22.02
D	OE135	31	ZC2	25.00	434.88	25.00	439.50	10,872.01	-39.60
D	OE24	31	ZC2	37.70	434.88	37.70	438.40	16,395.00	-59.71
D	OE124	31	ZC2	14.60	434.88	14.60	438.40	6,349.26	-23.13
D	OE3	31	ZC2	86.70	434.88	86.70	436.40	37,704.14	-137.33
D	OE86	31	ZC2	72.20	434.88	72.20	435.50	31,398.37	-114.36
E	OE134	23	ZC1	58.70	396.89	58.7	425.5	23,297.68	-102.16
E	OE9	23	ZC1	60.60	396.89	60.6	420.2	24,051.78	-105.47
E	OE21	23	ZC1	8.00	396.89	8	403.2	3,175.15	-13.92
E	OE26	23	ZC1	86.10	396.89	86.1	400.1	34,172.58	-149.85
E	OE28	23	ZC1	22.50	396.89	22.5	397.2	8,930.12	-39.16
F	OE131	1	ZC4	24.37	274.50	75.7	274.5	6,690.35	-261.74
G	OE119	31	ZC1	28.90	232.87	28.90	236.40	6,730.08	-42.83
H	OE50	23	ZC4	48.80	164.02	48.8	180.1	8,004.15	-12.61
H	OE90	23	ZC4	44.30	164.02	44.3	178.6	7,266.06	-11.45
H	OE85	23	ZC4	82.00	164.02	82	170.3	13,449.60	-21.19
H	OE113	23	ZC4	50.50	164.02	50.5	168.9	8,282.98	-13.05
I	OE73	1	ZC3	44.40	133.44	44.4	143.6	5,924.94	-460.13
I	OE95	1	ZC3	66.00	133.44	66	143.6	8,807.34	-683.98
J	OE40	23	ZC3	29.90	22.96	29.90	40.90	686.63	3.50
J	OE13	23	ZC3	11.70	22.96	11.70	33.90	268.68	1.37
J	OE115	23	ZC3	47.30	22.96	47.30	33.40	1,086.20	5.54
J	OE4	23	ZC3	52.20	22.96	52.20	23.60	1,198.73	6.12
K	OE18	ZC2	11	69.25	-6.30	75.2	-6.3	-436.31	232.53

Fuente: Elaboración propia.

En la

Tabla 56 se muestran los resultados de la simulación 3. En este caso, se realizaron ofertas de compra y de venta. Las ofertas ganadoras para un mismo DFT se agrupan por el nombre ficticio del DFT. Asimismo, en color rojo se señalan las ofertas marginales, es decir, la última oferta que fue aceptada para cada DFT en función de la cantidad y precio ofertado. Todas las ofertas ganadoras pagan el precio de equilibrio del DFT y se puede observar que ningún participante paga más o recibe menos del precio ofertado. Existen participantes que obtendrán ganancias durante las liquidaciones diarias, pero también hay participantes que

tendrán pérdidas. Por su parte, de las 40 ofertas de venta realizadas con estrategia, 6 resultaron seleccionadas como ganadoras. Estas ofertas se identifican con la nomenclatura OE\_Est\_(número de oferta). El lector se podrá percatar que todas ellas tendrán ganancias, ya que en ningún momento se ofertó un precio mayor al valor esperado de cada DFT. Es decir, el valor absoluto del precio mínimo a recibir fue mayor al valor histórico del DFT.

Tabla 56. Resultados: simulación 3.

DFT	Oferta	ko	kd	DFT ganadores (MW)	Precio de equilibrio (\$/MWh)	DFT ofertados (MW)	Precio ofertado (\$/MWh)	Pago (\$)	Ganancia (\$/h)
A	OE1	1	ZC2	1.70	709.51	1.70	710.10	1,206.17	-21.18
B	OE12	23	ZC2	98.70	598.90	98.70	609.50	59,111.43	-181.84
B	OE13	23	ZC2	21.01	598.90	96.30	598.90	12,584.54	-38.71
C	OE21	1	ZC1	28.20	507.49	28.20	514.50	14,311.18	-347.85
C	OE22	1	ZC1	88.20	507.49	88.20	510.30	44,760.51	-1,087.96
C	OE23	1	ZC1	40.10	507.49	40.10	509.30	20,350.30	-494.64
C	OE24	1	ZC1	15.30	507.49	15.30	508.30	7,764.58	-188.73
D	OE31	31	ZC2	52.10	435.01	52.10	444.90	22,664.26	-89.51
D	OE32	31	ZC2	36.40	435.01	36.40	444.50	15,834.53	-62.54
D	OE33	31	ZC2	13.90	435.01	13.90	443.30	6,046.70	-23.88
D	OE34	31	ZC2	25.00	435.01	25.00	439.50	10,875.37	-42.95
D	OE35	31	ZC2	37.70	435.01	37.70	438.40	16,400.05	-64.77
D	OE36	31	ZC2	14.60	435.01	14.60	438.40	6,351.21	-25.08
D	OE37	31	ZC2	86.70	435.01	86.70	436.40	37,715.77	-148.95
D	OE38	31	ZC2	72.20	435.01	72.20	435.50	31,408.06	-124.04
E	OE40	23	ZC1	58.70	396.87	58.70	425.50	23,296.51	-100.99
E	OE41	23	ZC1	60.60	396.87	60.60	420.20	24,050.57	-104.26
E	OE43	23	ZC1	8.00	396.87	8.00	403.20	3,174.99	-13.76
E	OE44	23	ZC1	86.10	396.87	86.10	400.10	34,170.86	-148.13
E	OE45	23	ZC1	22.50	396.87	22.50	397.20	8,929.67	-38.71
F	OE51	1	ZC4	24.37	274.50	75.70	274.50	6,690.35	-261.74
G	OE61	31	ZC1	28.90	232.99	28.90	236.40	6,733.38	-46.13
H	OE67	23	ZC4	48.80	163.89	48.80	180.10	7,997.61	-6.07
H	OE68	23	ZC4	44.30	163.89	44.30	178.60	7,260.12	-5.51
H	OE69	23	ZC4	82.00	163.89	82.00	170.30	13,438.60	-10.19
H	OE70	23	ZC4	50.50	163.89	50.50	168.90	8,276.21	-6.28
I	OE75	1	ZC3	44.40	133.60	44.40	143.60	5,932.02	-467.21
I	OE76	1	ZC3	66.00	133.60	66.00	143.60	8,817.87	-694.50
J	OE89	23	ZC3	29.90	22.99	29.90	40.90	687.38	2.75
J	OE90	23	ZC3	11.70	22.99	11.70	33.90	268.98	1.07
J	OE91	23	ZC3	47.30	22.99	47.30	33.40	1,087.40	4.34
J	OE92	23	ZC3	52.20	22.99	52.20	23.60	1,200.05	4.79
K	OE98	11	ZC2	50.20	3.63	50.20	5.20	182.17	-329.87
K	OE99	11	ZC2	34.00	3.63	34.00	4.60	123.38	-223.42
K	OE100	11	ZC2	54.90	3.63	54.90	3.90	199.23	-360.76
L	OE_Est_11	ZC2	11	31.37	-3.63	31.37	-3.38	-113.85	21.54
L	OE_Est_12	ZC2	11	34.51	-3.63	34.51	-3.43	-125.23	23.69
L	OE_Est_13	ZC2	11	37.96	-3.63	37.96	-3.48	-137.76	26.06
L	OE_Est_14	ZC2	11	41.76	-3.63	41.76	-3.53	-151.53	28.67
L	OE_Est_15	ZC2	11	45.93	-3.63	45.93	-3.58	-166.68	31.53
L	OE_Est_16	ZC2	11	16.82	-3.63	50.53	-3.63	-61.04	11.55

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 57 se muestran los resultados de la simulación 4. En este caso, se realizaron ofertas de compra y de venta. Las ofertas ganadoras para un mismo DFT se agrupan por el nombre ficticio del DFT. Asimismo, en color rojo se señalan las ofertas marginales, es decir, la última oferta que fue aceptada para cada DFT en función de la cantidad y precio ofertado.

Todas las ofertas ganadoras pagan el precio de equilibrio del DFT y se puede observar que ningún participante paga más o recibe menos del precio ofertado. Existen participantes que obtendrán ganancias durante las liquidaciones diarias, pero también hay participantes que tendrán pérdidas. Por su parte, de las 40 ofertas de venta realizadas con estrategia, 6 resultaron seleccionadas como ganadoras. Estas ofertas se identifican con la nomenclatura OE\_Est\_(número de oferta). El lector se podrá percatar que todas ellas tendrán ganancias, ya que en ningún momento se ofertó un precio mayor al valor esperado de cada DFT. Es decir, el valor absoluto del precio mínimo a recibir fue mayor al valor histórico del DFT. Los resultados de la simulación 3 y 4 fueron los mismos.

Tabla 57. Resultados: simulación 4.

DFT	Oferta	ko	kd	DFT ganadores (MW)	Precio de equilibrio (\$/MWh)	DFT ofertados (MW)	Precio ofertado (\$/MWh)	Pago (\$)	Ganancia (\$/h)
A	OE5	1	ZC2	1.70	709.51	1.70	710.10	1,206.17	-21.18
B	OE75	23	ZC2	98.70	598.90	98.70	609.50	59,111.43	-181.84
B	OE114	23	ZC2	21.01	598.90	96.30	598.90	12,584.54	-38.71
C	OE23	1	ZC1	28.20	507.49	28.20	514.50	14,311.18	-347.85
C	OE68	1	ZC1	88.20	507.49	88.20	510.30	44,760.51	-1,087.96
C	OE84	1	ZC1	40.10	507.49	40.10	509.30	20,350.30	-494.64
C	OE62	1	ZC1	15.30	507.49	15.30	508.30	7,764.58	-188.73
D	OE51	31	ZC2	52.10	435.01	52.10	444.90	22,664.26	-89.51
D	OE67	31	ZC2	36.40	435.01	36.40	444.50	15,834.53	-62.54
D	OE41	31	ZC2	13.90	435.01	13.90	443.30	6,046.70	-23.88
D	OE135	31	ZC2	25.00	435.01	25.00	439.50	10,875.37	-42.95
D	OE24	31	ZC2	37.70	435.01	37.70	438.40	16,400.05	-64.77
D	OE124	31	ZC2	14.60	435.01	14.60	438.40	6,351.21	-25.08
D	OE3	31	ZC2	86.70	435.01	86.70	436.40	37,715.77	-148.95
D	OE86	31	ZC2	72.20	435.01	72.20	435.50	31,408.06	-124.04
E	OE134	23	ZC1	58.70	396.87	58.70	425.50	23,296.51	-100.99
E	OE9	23	ZC1	60.60	396.87	60.60	420.20	24,050.57	-104.26
E	OE21	23	ZC1	8.00	396.87	8.00	403.20	3,174.99	-13.76
E	OE26	23	ZC1	86.10	396.87	86.10	400.10	34,170.86	-148.13
E	OE28	23	ZC1	22.50	396.87	22.50	397.20	8,929.67	-38.71
F	OE131	1	ZC4	24.37	274.50	75.70	274.50	6,690.35	-261.74
G	OE119	31	ZC1	28.90	232.99	28.90	236.40	6,733.38	-46.13
H	OE50	23	ZC4	48.80	163.89	48.80	180.10	7,997.61	-6.07
H	OE90	23	ZC4	44.30	163.89	44.30	178.60	7,260.12	-5.51
H	OE85	23	ZC4	82.00	163.89	82.00	170.30	13,438.60	-10.19
H	OE113	23	ZC4	50.50	163.89	50.50	168.90	8,276.21	-6.28
I	OE73	1	ZC3	44.40	133.60	44.40	143.60	5,932.02	-467.21
I	OE95	1	ZC3	66.00	133.60	66.00	143.60	8,817.87	-694.50
J	OE40	23	ZC3	29.90	22.99	29.90	40.90	687.38	2.75
J	OE13	23	ZC3	11.70	22.99	11.70	33.90	268.98	1.07
J	OE115	23	ZC3	47.30	22.99	47.30	33.40	1,087.40	4.34
J	OE4	23	ZC3	52.20	22.99	52.20	23.60	1,200.05	4.79
K	OE30	11	ZC2	50.20	3.63	50.20	5.20	182.17	-329.87
K	OE32	11	ZC2	34.00	3.63	34.00	4.60	123.38	-223.42
K	OE35	11	ZC2	54.90	3.63	54.90	3.90	199.23	-360.76
L	OE_Est_11	ZC2	11	31.37	-3.63	31.37	-3.38	-113.85	21.54
L	OE_Est_12	ZC2	11	34.51	-3.63	34.51	-3.43	-125.23	23.69
L	OE_Est_13	ZC2	11	37.96	-3.63	37.96	-3.48	-137.76	26.06
L	OE_Est_14	ZC2	11	41.76	-3.63	41.76	-3.53	-151.53	28.67
L	OE_Est_15	ZC2	11	45.93	-3.63	45.93	-3.58	-166.68	31.53
L	OE_Est_16	ZC2	11	16.82	-3.63	50.53	-3.63	-61.04	11.55

Fuente: Elaboración propia.

## 9.6 Comentarios finales

En la simulación 1, las estrategias diseñadas para las ofertas de compra fueron satisfactorias ya que al realizar múltiples ofertas por un mismo DFT (ofertas escalonadas) permitió que el simulador aceptara al menos una fracción del DFT que se deseaba adquirir. Asumir que no existirían ofertas de venta permitió construir un portafolio de compra que sólo incluía DFT que podían ser asignados como ganadores. Esto es importante para las garantías que se necesitan para respaldar las ofertas de compra, ya que dichos montos representan un costo financiero para el participante. Es importante hacer notar que, existieron ofertas de compra que no fueron aceptadas debido a que fueron desplazadas por otras ofertas más competitivas. Este fue un riesgo que se mencionó anteriormente.

En la simulación 2, las estrategias diseñadas para las ofertas de compra fracasaron. Esto debido a que, de las 37 ofertas de venta (generadas de forma aleatoria), 1 fue seleccionada como ganadora. Esta oferta admitió la asignación de otros DFT que permitieron que el

excedente económico mejorara. Esto se puede observar en la Tabla 53. En este sentido, las ofertas de venta (diseñadas con o sin estrategia) pueden hacer fracasar a las ofertas de compra.

Las simulaciones 3 y 4 consideraron ofertas de venta y de compra. Además, incluyeron 40 ofertas de venta diseñadas con estrategia. Aunque sólo 6 ofertas resultaron ganadoras, ninguna de ellas representa un riesgo para el participante ya que todas generan ganancias.

Cabe señalar que en las simulaciones no se incluyeron ofertas de compra diseñadas con estrategia para participantes conservadores. Las ofertas de este tipo dependen del beneficio estimado que un determinado DFT les proporcione con base en su contrato bilateral. El comportamiento de estos participantes puede modelarse con la generación de ofertas aleatorias.

Para los participantes especuladores la mejor estrategia de participación es identificar cuellos de botella en la red de transmisión o DFT potenciales que tendrán gran demanda para venderlos. En este sentido, realizar ofertas de compra no tan competitivas esperando adquirir un DFT a un precio bajo puede no resultar en éxito ya que difícilmente los participantes ignorarán un DFT potencial. No obstante, diseñar un portafolio de ofertas de compra que sólo incluyan DFT que pueden ser asignados como ganadores, asumiendo que no existirán ofertas de venta, puede ser una gran alternativa. Asumir que no existirán ofertas de venta es una suposición válida ya que casi todos los participantes del mercado (al menos en México) todavía no detectan esta área de oportunidad.

Aunado a lo anterior, podemos destacar los siguientes puntos:

- El riesgo por congestión es un problema poco comprendido en el sector eléctrico mexicano. La publicación y análisis individual del CCM hace pensar que los nodos son los que se congestionan; cuando en realidad son las líneas de transmisión. La dependencia de los componentes del PML con respecto al nodo de referencia, hace que los valores individuales de los componentes de congestión y pérdidas no sean útiles por sí mismos; solamente la diferencia de componentes entre dos nodos tiene significado.
- El desarrollo de esta tesis permitió identificar errores en el Manual de Derechos Financieros de Transmisión, los cuales han sido documentados en beneficio de todos los participantes del mercado.
- Se desarrolló un simulador del modelo matemático de las subastas de DFT. En este sentido, el simulador también servirá para validar los resultados de las subastas de DFT que realice el CENACE.
- Independientemente de que los participantes sean o no asignados como ganadores en la subasta, estos tendrán que incurrir en los costos financieros necesarios para respaldar sus ofertas de compra o venta ante el CENACE durante la subasta. Para ello, estos costos deberán ser considerados como un costo hundido para el participante.

- Los costos financieros para mantener los DFT asignados durante su vigencia, sí deben considerarse como inversión y deberán recuperarse mediante las ganancias que proporcione el DFT.
- La vigencia mensual de los DFT en la primera etapa de las subastas, en principio, sólo es buena para que los participantes del mercado entiendan mejor el mecanismo de dichas subastas. No obstante, posterior a un periodo de adaptación, es importante reactivar las subastas con vigencias trimestrales, anuales y trianuales.
- Durante las primeras etapas de implementación, se recomienda que el CENACE habilite como nodos de destino Nodos P que no necesariamente sean nodos de generación. Esto se debe a que algunas ERC pueden representar centros de carga que estén directamente modelados (cuenten con un Nodo P definido) y, en caso de adquirir un DFT seleccionando como nodo de destino la zona de carga en donde se encuentra el centro de carga, puede no contar con una cobertura tan precisa como si se hubiese seleccionado el Nodo P en específico. Para ello, se sugiere que el CENACE incluya en el proceso de las subastas un periodo de recepción de ofertas indicativas para habilitar los Nodos P (que no sean de generación) para los cuales los participantes estén interesados.
- De acuerdo con el Reporte Anual 2019 del Monitor Independiente del Mercado (MIM), durante el 2019 el CENACE realizó pruebas al software para las Subastas de DFT. En este sentido, el CENACE determinó que el software está listo y espera la autorización por parte de la SENER para realizar las subastas.

## 10 CONCLUSIONES

---

En este trabajo, se desarrollaron estrategias de participación para las subastas de DFT que incorpora el MEM en su arquitectura. La metodología desarrollada se basó en dos estrategias de participación: estrategia conservadora y estrategia especuladora.

La estrategia conservadora basa sus ofertas en los nodos de inyección y extracción de contratos bilaterales, así como en los beneficios económicos que les generan estos contratos. Los resultados obtenidos muestran que, idealmente, el precio máximo a pagar por un DFT debe estar basado en los contratos bilaterales de los participantes conservadores.

La estrategia especuladora basa sus ofertas en la capacidad residual de la red, en los flujos de potencia producidos por los DFT potenciales y preexistentes, así como en las estrategias de compra de los participantes conservadores y/o especuladores que se ven motivados a comprar DFT basados en su valor histórico.

Para validar las estrategias, se programó el problema de decisión asociado al modelo de optimización de programación lineal para las subastas de DFT en una plataforma de optimización, teniendo como resultado un simulador de subastas de DFT. Este simulador es una herramienta de estrategia de mercado que será de gran utilidad para los PM cuando las subastas de DFT se lleven a cabo. Además, el modelo implementado en este trabajo puede ser utilizado para verificar de manera independiente los resultados de las subastas de DFT.

Los resultados del simulador permiten analizar diferentes escenarios de subastas. La duración de cada simulación es menor a 1 minuto, lo cual hace posible simular diferentes escenarios en tiempos razonables. La carga de información al simulador se realiza mediante la lectura de hojas de cálculo de Microsoft Excel, las cuales permiten subir información de manera sencilla e intuitiva. No obstante, cuando las subastas de DFT se realicen, será necesario realizar un importante trabajo de pre-procesamiento de la información debido a los formatos y la gran cantidad de datos que el CENACE publicará.

Por su complejidad, se recomienda que la implementación del modelo matemático de las subastas de DFT se realice a través de lenguajes de modelado algebraico, los cuales son lenguajes de programación de alto nivel para describir y resolver problemas complejos, teniendo como principal ventaja la similitud de su sintaxis con la notación matemática de los problemas de optimización. Utilizar este tipo de lenguaje de programación permitió identificar, documentar y corregir (en el simulador) los errores en el modelo matemático descrito en el MSDFT.

Para validar los resultados del simulador de subastas de DFT desarrollado en este trabajo, se plantearon escenarios de subasta cuyos resultados se calcularon primero de forma manual. En este sentido, el simulador de las subastas de DFT funciona correctamente, ya que se realizó con éxito la lectura de datos, la prueba de factibilidad simultánea preliminar, la prueba de factibilidad simultánea (ejecución de la subasta) y la prueba de umbral mínimo.

Los resultados de los escenarios de subasta, que incluyeron ofertas aleatorias y con estrategia, indican que realizar ofertas de compra (como participante especulador) con precios bajos puede resultar en una buena estrategia siempre y cuando el DFT sea potencialmente atractivo y no tan demandado, lo cual dependerá de que otros participantes no hayan identificado dicho DFT. Sin embargo, los resultados indican que esta estrategia no es exitosa porque los participantes detectan fácilmente los DFT potenciales.

Además, las simulaciones realizadas muestran que al existir un DFT atractivo, varios participantes buscan adquirirlo, por lo que existen múltiples ofertas de compra que basadas en su valor histórico. Esto generó un área de oportunidad para los vendedores con estrategia, los cuales identificaron los DFT que podrían tener alta demanda y presentaron ofertas de venta que resultaron ganadoras y cuyo precio les permitió tener ganancias.

Los participantes que tuvieron pérdidas económicas fueron compradores que presentaron ofertas sin estrategia, ya sea que sobreestimaron el valor del DFT u ofrecieron un precio muy alto (esperando que marginara una oferta de menor precio) y otro participante les vendió el DFT. Por lo tanto, se recomienda a los participantes con estrategia conservadora no pagar por el DFT más de su beneficio estimado de su contrato de cobertura.

En un contrato bilateral, el lugar de entrega es fundamental para determinar si el comprador o vendedor (o ambos, en caso de entenderse en un punto intermedio) corren algún riesgo por congestión al comprometerse a vender o comprar electricidad en un punto distinto a su nodo de interconexión.

El uso del simulador permitió detectar que, siempre y cuando los participantes tengan una valoración adecuada del DFT, las ofertas de venta con estrategia son de bajo riesgo; si no reciben al menos el precio ofertado no se vende el DFT. No obstante, existe el riesgo de que el valor del DFT sea menor al esperado, de tal forma que el dinero que reciba el vendedor sea menor a los pagos que tendría que realizar al CENACE.

De acuerdo con los resultados obtenidos, las estrategias presentadas en este trabajo funcionan mejor para los participantes que venden DFT. En este sentido, las ofertas de venta (diseñadas con o sin estrategia) pueden provocar que los compradores (no todos) de DFT tengan pérdidas económicas. Por su parte, realizar ofertas de compra con estrategia mitiga el riesgo de tener pérdidas económicas en caso de que la oferta resulte asignada.

Las estrategias diseñadas y la implementación del simulador de subastas de DFT, facilitan la introducción y participación de los PM en las subastas, minimizando el riesgo de que incurran en pérdidas económicas y permitiendo que se enfoquen en otros aspectos, como el análisis de decisión o garantías. Para los participantes especuladores podría ser bueno que la vigencia de las Subastas de DFT sea mensual o trimestral debido a que, si los DFT asignados se invierten o no generan suficientes ganancias, la pérdida económica sólo será durante un período corto.

Para los participantes conservadores que busquen mitigar el riesgo por congestión de su contrato bilateral, las subastas de DFT con vigencia anual o trianual, serán más convenientes.



Para los participantes especuladores la mejor estrategia de participación es identificar cuellos de botella en la red de transmisión o DFT potenciales que tendrán gran demanda para venderlos. No obstante, si se asume que no existirán ofertas de venta de ningún participante, diseñar un portafolio de ofertas de compra que sólo incluya DFT que pueden ser asignados como ganadores (porque son los únicos DFT que caben en la red de transmisión), puede ser una gran alternativa.

Como participante conservador, la mejor estrategia para comprar DFT es la que está definida por su contrato bilateral, en tanto que no deben estar dispuestos a pagar por el DFT más de su beneficio estimado. Además, la vigencia y bloque horario del DFT (en la medida de lo posible) deberá coincidir con las condiciones pactadas en su contrato.

El análisis de los DFT en mercados internacionales permitió identificar que estos instrumentos tienen un funcionamiento adecuado en mercados eléctricos maduros. Aunque las reglas para el funcionamiento de las subastas de DFT en México incorporan las mejores prácticas internacionales, es necesario que las subastas se implementen (al menos con plazo mensual) para que puedan madurar de maneja conjunta con el MEM y funcionen de manera óptima. Sin embargo, se espera que la implementación de las subastas de DFT no se realice en el corto plazo.

Finalmente, el pronóstico de precios es fundamental para la valoración que cada participante otorgue a sus DFT. En este sentido, por tratarse de un problema con muchas alternativas a elegir resulta importante que el participante cuente con un método de análisis de decisión como el presentado en este trabajo.

# ANEXO I. NOMENCLATURA DE LA FORMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA SUBASTA DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

---

Variable	Tipo	Descripción	Fuente
$apk$	Índice	Índice de los Nodos P Agregados.	Datos de entrada
$bg$	Índice	Índice sobre BG.	Datos de entrada
$dft$	Índice	Índice sobre el conjunto de Ofertas Económicas.	Datos de entrada
$d(r)$	Índice	Nodo P de destino de la Rama $r$ .	Datos de entrada
$gc$	Índice	Índice del conjunto de restricciones Generales de Seguridad GC.	Datos de entrada
$k$	Índice	Índice de un solo Nodo $k$ del conjunto de Nodos N que define el Modelo de la Red Física.	Datos de entrada
$kd$	Índice	Índice del conjunto $KD$ .	Datos de entrada
$ko$	Índice	Índice sobre $KO$ .	Datos de entrada
$o(r)$	Índice	Nodo P de origen de la Rama $r$ .	Datos de entrada
$plazo$	Índice	Índice sobre el conjunto de Plazos.	Datos de entrada
$r$	Índice	Índice de las Ramas.	Datos de entrada
$rbg$	Índice	Índice sobre las ramas pertenecientes al grupo de Ramas $bg$ .	Datos de entrada

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Variable	Tipo	Descripción	Fuente
$agPS_{sis,tb,apk}$	Parámetro	Agregación de los Precios Sombra Nodales de las Subastas de DFT de las Restricciones del Balance de Potencia Nodal.	Calculado
$aggANSPS_{sis,tb,t,apk}$	Variable	Aunque el MSDFT no lo especifica, se presume que es el conjunto de los Precios Sombra Nodal de los nodos Nodos P Agregados $apk$ .	Calculado
$b_{sis,tb,t,r}$	Parámetro	Valor absoluto <sup>15</sup> de la susceptancia de la Rama $r$ .	Datos de entrada
$BG_{sis,tb}$	Conjunto	Conjunto de grupos de Ramas BG sobre las ramas $rbg$ que tienen un límite de capacidad agregado.	Datos de entrada

---

<sup>15</sup> Se añadió la palabra “Valor absoluto” debido a que la susceptancia se define como  $\frac{-X}{R^2 + X^2}$ .

<i>Bloque</i>	Conjunto	Conjunto de los seis tipos de Bloques horarios, cada uno de ellos de 4 horas al día.	Datos de entrada
$BrFl_{sis,tb,t,r}$	Variable	Flujo de la Rama $r$ .	Calculado
$BrGpFl_{sis,tb,t,bg}$ <sup>16</sup>	Variable	Flujo de grupos de Ramas $r$ .	Calculado
$C_{sis,tb,t,apk,k}$	Parámetro	Coefficientes de ponderación que asignan los Nodos P Agregados a Nodos P Elementales.	Datos de entrada
$eNodFAMWIny_{sis,tb,t,ko}$ <sup>17</sup>	Variable	Inyección Neta en el Nodo P Elemental.	Calculado
$eNodFAMWret_{sis,tb,t,kd}$ <sup>18</sup>	Variable	Retiro Neto en el Nodo P Elemental.	Calculado
$eNodPS_{sis,tb,t,k}$	Variable	Precio Sombra Nodal de las Subastas de la restricción del Balance de Potencia Nodal para los Nodos P Elementales.	Calculado
$eNodANSPS_{sis,tb,t,k}$	Variable	Aunque el MSDFT no lo especifica, se presume que es el conjunto de los Precios Sombra Nodal de los nodos $k$ .	Calculado
$f_{sis,tb,t,r}^{\min}$	Parámetro	Límite mínimo de MW de la rama $r$ desde el nodo P de destino al Nodo P de origen. Criterio n-1 seguro.	Datos de entrada
$f_{sis,tb,t,r}^{\max}$	Parámetro	Límite máximo de MW de la rama $r$ desde el nodo P de origen al Nodo P de destino. Criterio n-1 seguro.	Datos de entrada
$FAMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd}$	Variable	Cantidad de DFT asignados (MW) de la Oferta Económica $dft$ .	Calculado
$FAMWFinal_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd}$	Variable	Conjunto final de las asignaciones de DFT después de haber sido multiplicados por 3/4.	Calculado
$FAMWIny_{sis,tb,t,ko}$	Variable	Cantidad de DFT asignados (MW) como inyección en cada intervalo $t$ .	Calculado
$FAMWret_{sis,tb,t,kd}$ <sup>19</sup>	Variable	Cantidad de DFT asignados (MW) como retiro en cada intervalo $t$ .	Calculado
$fbg_{sis,tb,t,r}^{\min}$	Parámetro	Límite mínimo de MW del grupo de ramas $bg$ . Criterio n-1 seguro.	Datos de entrada
$fbg_{sis,tb,t,r}^{\max}$	Parámetro	Límite máximo de MW del grupo de ramas $bg$ . Criterio n-1 seguro.	Datos de entrada
$FMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd}$	Parámetro	Cantidad de MW asociada con la Oferta Económica $dft$ Aumentado por 4/3.	Datos de entrada
$FP_{sis,tb,t,k}$	Variable	Inyección Neta en el bus $k$ asociada con las asignaciones de DFT candidatos.	Calculado

<sup>16</sup> Se sustituyó el índice  $r$  (que está incorrecto en el MSDFT) por el índice  $bg$ .

<sup>17</sup> Se sustituyó el índice  $ke$  (que está incorrecto en el MSDFT) por el índice  $ko$ .

<sup>18</sup> Se sustituyó el índice  $ke$  (que está incorrecto en el MSDFT) por el índice  $kd$ .

<sup>19</sup> Se sustituyó el índice  $ko$  (que está incorrecto en el MSDFT) por el índice  $kd$ .

$FPr_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd}$	Parámetro	\$/MW Precio que el PM está dispuesto a pagar por un DFT o Precio que el PM está dispuesto a recibir por un DFT. Los precios se expresan negativamente para las Ofertas Económicas de Venta.	Datos de entrada
$FPPr_{sis, tb, plazo, ko, kd}$	Parámetro	Promedio de los Precios Sombra Nodales de la Subasta de DFT correspondientes al Bloque horario, plazo y Nodo P (origen o destino).	Datos de entrada
$FPSr_{sis, tb, plazo, ko, kd}$	Parámetro	Precio de Equilibrio de la Subasta de DFT para un par de Nodos P de origen y de destino.	Datos de entrada
$FR_1$	Parámetro	4/3 Factor de multiplicación que fue diseñado para escalar DFT asignados y DFTL de una manera conservadora que después de su asignación deja a la red con capacidad adicional.	Datos de entrada
$FR_2$	Parámetro	3/4 Factor de multiplicación que reduce de vuelta a su proporción o escala original a DFT asignados y a los DFTL.	Datos de entrada
$GC_{sis, tb, t}$	Conjunto	Conjunto de Restricciones Generales de Seguridad que limitan la suma de coeficientes por variables, que debe ser menor que el límite especificado.	Datos de entrada
$GCLIM_{sis, tb, t, gc}$	Conjunto	Límites para las restricciones generales.	Datos de entrada
$h_{sis, tb, t, rbg, bg}$	Parámetro	Coefficiente de contribución al grupo de ramas $bg$ de la rama $rbg$ .	Datos de entrada
$Intervalos_{plazo}$	Parámetro	Número de Intervalos en el Plazo de la Subasta de DFT.	Datos de entrada
$KD$	Conjunto	Conjunto de todos los Nodos P de destino (Elemental y Agregado) incluidos en las Ofertas Económicas en un Sistema Eléctrico determinado, incluso si la Oferta Económica sólo cubre algunos intervalos.	Datos de entrada
$KO$	Conjunto	Conjunto de todos los Nodos P de origen (Elemental y Agregado) incluidos en las Ofertas Económicas en un Sistema Eléctrico determinado, incluso si la Oferta Económica sólo cubre algunos intervalos	Datos de entrada
$N_{sis}$	Conjunto	Conjunto de Nodos en el Modelo de la Red Física. Si el conjunto de Nodos se extrae de varios Modelos de la Red Física, N se refiere a un conjunto de Nodos.	Datos de entrada

$PlazoInter_{plazo,t}$	Parámetro	Variable binaria. Es 1 si el intervalo $t$ se contiene en el periodo $plazo$ , o 0 en caso contrario.	Datos de entrada
$PreMW_{Inysis,tb,t,k}$	Parámetro	Multiplicado por 4/3.	Calculado
$PS_{sis,tb,t,k}$	Parámetro	El conjunto de todos los Precios Sombra Nodales de la Subasta de DFT.	Datos de entrada
$R$	Conjunto	Conjunto de Ramas.	Datos de entrada
$R_{CA}$	Conjunto	Conjunto de Ramas de Corriente Alterna.	Datos de entrada
$R_{ko}$	Conjunto	Conjunto de las Ramas de origen (o que se originan) del Nodo $k$ .	Datos de entrada
$R_{kd}$	Conjunto	Conjunto de las Ramas de destino (o con destino a) del Nodo $k$ .	Datos de entrada
$RFMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd}$	Parámetro	Cantidad de MW asociada con la Oferta Económica $dft$ .	Datos de entrada
$RPreMWIny_{sis,tb,t,k}$	Parámetro	Inyecciones netas de MW (inyecciones menos retiros) para los Nodos P Elementales para cada Sistema, Bloque, Intervalo debido a los DFTL, la oferta de Autoconversión del DIS, los DFT asignados antes, los DFT por fondeo de expansión de la red, etc.	Datos de entrada
$R_{HVDC}$	Conjunto	Conjunto de Ramas de Alto Voltaje de Corriente Directa (HVDC, por sus siglas en inglés).	Datos de entrada
$SFBR_{sis,tb,t,r,ko,kd}$	Parámetro	Sensibilidad del flujo en la rama $r$ a la inyección, trayecto de retiro entre el nodo $ko$ y el nodo $kd$ .	Datos de entrada
$SFIny_{sis,tb,t,r,k}$	Parámetro	Sensibilidad del flujo de la rama $r$ a la inyección en el bus $k$ del Bloque horario específico.	Datos de entrada
$sis$	Índice	Índice sobre el conjunto del Sistema Eléctrico (SIN, BCA o BCS).	Datos de entrada
$Sis$	Conjunto	Conjunto de Sistemas Eléctricos en el MEM.	Datos de entrada
$T$	Conjunto	Conjunto de Intervalos evaluados en la Subasta de DFT.	Datos de entrada
$t, t_2, t_3$	Índice	Índice sobre el conjunto de intervalos $T$ .	Datos de entrada
$tb$	Índice	Índice que se extiende sobre el conjunto de los Bloques horarios.	Datos de entrada
$\theta_{sis,tb,t,k}$	Variable	Ángulo del voltaje del Nodo $k$ .	Datos de entrada
$\theta_{sis,tb,t,o(r)}$	Variable	Ángulos del bus en el Nodo P de origen $o(r)$ de la rama $r$ .	Datos de entrada

$\theta_{sis, tb, t, d(r)}$	Variable	Ángulos del bus en el Nodo P de destino $d(r)$ de la rama $r$ .	Datos de entrada
$Vf_{sis, tb, t, r}^{\min}$	Variable para PFS, Parámetro para asignar	Relajación del límite mínimo de MW en la rama requerida para acomodar inyecciones preexistentes. Relajación no permitida en la asignación de DFT.	Calculado
$Vf_{sis, tb, t, r}^{\max}$	Variable para PFS, Parámetro para asignar	Relajación del límite máximo de MW en la rama requerida para acomodar inyecciones preexistentes. Relajación no permitida en la asignación de DFT.	Calculado
$Vfbg_{sis, tb, t, r}^{\min}$	Variable para PFS, Parámetro para asignar	Relajación del límite mínimo de MW en el grupo de ramas requerida para acomodar inyecciones preexistentes. Relajación no permitida en la asignación de DFT.	Calculado
$Vfbg_{sis, tb, t, r}^{\max}$	Variable para PFS, Parámetro para asignar	Relajación del límite máximo de MW en el grupo de ramas requerida para acomodar inyecciones preexistentes. Relajación no permitida en la asignación de DFT.	Calculado

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

## ANEXO II. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA PRUEBA DE FACTIBILIDAD SIMULTÁNEA PRELIMINAR

---

El número de periodos y, por lo tanto, el número de Intervalos existentes en el Plazo de la subasta de DFT se calcula como:

$$Intervalos_{plazo} = \sum_t PlazoInter_{plazo,t} \quad (9.1)$$

Para ser conservadores, los DFT preexistentes se multiplicarán por el factor  $FR_1$  como sigue:

$$PreMWIny_{sis,tb,t,k} = FR_1 \cdot RPreMWIny_{sis,tb,t,k} \quad (9.2)$$

La función objetivo, que minimizará las relajaciones de ramas y conjuntos de ramas necesarias para que sean factibles los DFT preexistentes, se define como:

$$Min \left\{ \sum_{sis,tb,t,r} (Vf_{sis,tb,t,r}^{\min} + Vf_{sis,tb,t,r}^{\max}) + \sum_{sis,tb,t,bg} (Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\min} + Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\max}) \right\} \quad (9.3)$$

Sujeto a:

Restricción de Balance de Potencia Nodal: las inyecciones netas de los DFT preexistentes en cada nodo  $k$  deberán ser iguales a la suma de los flujos de salida originados en el nodo  $k$  más<sup>20</sup> los flujos de entrada destinados en el nodo  $k$  de otros nodos de origen<sup>21</sup>.

$$PreMWIny_{sis,tb,t,k} = \sum_{r \in \{R_{ko} \cap R_{CA}\}} b_{sis,tb,t,r} (\theta_{sis,tb,t,k} - \theta_{sis,tb,t,d(r)}) + \sum_{r \in \{R_{kd} \cap R_{CA}\}} b_{sis,tb,t,r} (\theta_{sis,tb,t,k} - \theta_{sis,tb,t,o(r)}) \quad (9.4)$$

Flujos de la Rama: los flujos en cada rama (enlace) de corriente alterna se definen en función de la posición angular en cada extremo y la susceptancia de la rama.

$$BrFl_{sis,tb,t,r} = b_{sis,tb,t,r} (\theta_{sis,tb,t,o(r)} - \theta_{sis,tb,t,d(r)}), \forall r \in R_{AC}, t \in Intervalos \quad (9.5)$$

Restricciones del Flujo de la Rama: el flujo de las ramas entre los nodos de origen y destino deberá permanecer dentro de los límites en ambos sentidos de ese elemento. Es importante mencionar que se considera el límite nominal de cada rama más su relajación.

<sup>20</sup> Se sustituyó la palabra *menos* (que está incorrecto en el MSDFT) por la palabra *más*.

<sup>21</sup> Se eliminaron los componentes del flujo en las líneas de corriente directa de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) debido a que se cancelaron las licitaciones para dichos proyectos.

$$f_{sis, tb, t, r}^{\min} - Vf_{sis, tb, t, r}^{\min} \leq BrFl_{sis, tb, t, r} \leq f_{sis, tb, t, r}^{\max} + Vf_{sis, tb, t, r}^{\max}, \forall r \in R, t \in Intervalos \quad (9.6)$$

Flujos de Grupos de Rama: los flujos en los grupos de ramas se definirán como la suma ponderada de los flujos de cada rama que forma parte del grupo (enlace).

$$BrGpFl_{sis, tb, t, r} = \sum_{rgb} h_{sis, tb, t, rgb, bg} \cdot BrFl_{sis, tb, t, rgb} \Big|_{r=rgb} \quad (9.7)$$

Restricciones del Flujo de Grupos de Ramas: el flujo del grupo de ramas (enlaces) entre los nodos de origen y destino deberán permanecer dentro de los límites en ambos sentidos de ese grupo. Nuevamente, se considera el límite nominal de cada grupo de ramas más su relajación.

$$\left( fbg_{sis, tb, t, bg}^{\min} - Vfbg_{sis, tb, t, bg}^{\min} \right) \leq BrGpFl_{sis, tb, t, bg} \leq \left( fbg_{sis, tb, t, bg}^{\max} + Vfbg_{sis, tb, t, bg}^{\max} \right) \forall r \in R, t \in Intervalos \quad (9.8)$$

Variable de Relajación no negativa: durante la PFSP las variables que representan la relajación necesaria para hacer factibles las inyecciones y retiros netos de los DFT preexistentes podrán tener cualquier valor mayor o igual que cero.

$$\begin{aligned} Vf_{sis, tb, t, r}^{\min} &\geq 0, \forall r \in R, t \in Intervalos \\ Vf_{sis, tb, t, r}^{\max} &\geq 0, \forall r \in R, t \in Intervalos \\ Vfbg_{sis, tb, t, bg}^{\min} &\geq 0, \forall r \in R, t \in Intervalos \\ Vfbg_{sis, tb, t, bg}^{\max} &\geq 0, \forall r \in R, t \in Intervalos \end{aligned} \quad (9.9)$$



## ANEXO III. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA PRUEBA DE FACTIBILIDAD SIMULTÁNEA DE LA SUBASTA DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

---

Para ser conservadores y con la intención de dejar capacidad residual de la red después de la subasta, la cantidad ofertada se multiplicará por el factor  $FR_1$  como sigue:

$$FMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} = FR_1 \cdot RFMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} \quad (9.10)$$

La función objetivo de la asignación de DFT será maximizar el Excedente Económico, el cual es igual al valor total de todas las Ofertas Económicas aceptadas. La función objetivo es la siguiente<sup>22</sup>:

$$\text{Maximizar} \left\{ \sum_{sis, tb, plazo, kd, ko} \sum_{dft} (FPr_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} \cdot FAMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} \cdot Intervalos_{plazo}) \right\} \quad (9.11)$$

Sujeto a:

Restricción de la Oferta Económica: la cantidad asignada de DFT no podrá ser mayor que la cantidad incluida en la Oferta Económica escalada por 4/3 ni menor que cero.

$$0 \leq FAMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} \leq FMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} \quad (9.12)$$

Inyecciones al nodo  $ko$ : el total de inyecciones al nodo  $ko$  será igual a la suma de las cantidades asignadas a los DFT con origen en  $ko$ .

$$FAMWIny_{sis, tb, t, ko} = \sum_{dft, plazo, kd} FAMW_{dft, tb, plazo, ko, kd} \cdot PlazoInter_{plazo, t} \quad (9.13)$$

Inyecciones en cada nodo elemental  $k$ : las inyecciones en cada nodo elemental  $k$  será la suma de las inyecciones del nodo  $ko$  idénticas al nodo  $k$ , más la porción<sup>23</sup> de las inyecciones en Nodos P agregados que corresponden al nodo  $k$ <sup>24</sup>.

$$eNodFAMWIny_{sis, tb, t, k} = FAMWIny_{sis, tb, t, ko} + \sum_{apk} FAMWIny_{sis, tb, t, apk} \cdot C_{sis, tb, t, apk, k} \Big|_{k=ko} \quad (9.14)$$

<sup>22</sup> Se añadió el índice *sis* a la función objetivo; el MSDFT no lo incluye.

<sup>23</sup> Se sustituyó la palabra *posición* (que está incorrecta en el MSDFT) por la palabra *porción*.

<sup>24</sup> Se sustituyó el índice  $ko$  (que está incorrecto en el MSDFT) por el índice  $apk$  en la variable

$FAMWIny_{sis, tb, t, apk}$ .

DFT asignados para cada Intervalo: la cantidad de DFT asignados para cada Intervalo será igual a la cantidad de DFT asignados a cada oferta para un periodo que incluye dicho Intervalo. Adicionalmente, el total de retiros al nodo  $kd$  será igual a la suma de las cantidades asignadas a los DFT con destino en  $kd$ .

$$FAMWRet_{sis,tb,t,kd} = \sum_{dft,plazo,ko} FAMW_{dft,tb,plazo,ko,kd} \cdot PlazoInter_{plazo,t} \quad (9.15)$$

Retiros en cada nodo elemental  $k$ : los retiros en cada nodo elemental  $k$  será la suma de los retiros del nodo  $k$  idénticos al nodo  $k$ , más la porción<sup>25</sup> de los retiros en Nodos P Agregados que corresponden al nodo  $k$ <sup>26</sup>.

$$eNodFAMWRet_{sis,tb,t,k} = FAMWRet_{sis,tb,t,kd} + \sum_{apk} FAMWRet_{sis,tb,t,apk} \cdot C_{sis,tb,t,apk,k} \Big|_{k=kd} \quad (9.16)$$

Inyecciones netas en cada nodo elemental  $k$ : la inyección neta en cada nodo  $k$  será el total de inyecciones menos retiros a dicho nodo, derivadas de las Ofertas Económicas asignadas.

$$FP_{sis,tb,t,k} = eNodFAMWIny_{sis,tb,t,k} - eNodFAMWRet_{sis,tb,t,k} \quad (9.17)$$

Restricción de Balance de Potencia Nodal: las inyecciones netas de los DFT preexistentes más las Ofertas Económicas asignadas en cada nodo  $k$ , deberán ser iguales a la suma de los flujos de salida originados en el nodo  $k$  más los flujos de entrada destinados en el nodo  $k$  de otros nodos de origen<sup>27</sup>.

$$PreMWIny_{sis,tb,t,k} + FP_{sis,tb,t,k} = \sum_{r \in \{R_{ko} \cap R_{CA}\}} b_{sis,tb,t,r} (\theta_{sis,tb,t,k} - \theta_{sis,tb,t,d(r)}) + \sum_{r \in \{R_{kd} \cap R_{CA}\}} b_{sis,tb,t,r} (\theta_{sis,tb,t,k} - \theta_{sis,tb,t,o(r)}) \quad (9.18)$$

Flujos de la Rama: los flujos en cada rama (enlace) de corriente alterna se definen en función de la posición angular en cada extremo y la susceptancia de la rama.

$$BrFl_{sis,tb,t,r} = b_{sis,tb,t,r} (\theta_{sis,tb,t,o(r)} - \theta_{sis,tb,t,d(r)}), \forall r \in R_{AC}, t \in Intervalos \quad (9.19)$$

Restricciones del Flujo de la Rama: el flujo de las ramas entre los nodos de origen y destino deberá permanecer dentro de los límites en ambos sentidos de ese elemento. Es importante mencionar que se considera el límite nominal de cada rama más su relajación.

<sup>25</sup> Se substituyó la palabra *posición* (que está incorrecta en el MSDFT) por la palabra *porción*.

<sup>26</sup> Se substituyó el índice  $ko$  (que está incorrecto en el MSDFT) por el índice  $apk$  en la variable

$FAMWRet_{sis,tb,t,apk}$ .

<sup>27</sup> Se eliminaron los componentes del flujo en las líneas de corriente directa de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) debido a que se cancelaron las licitaciones para dichos proyectos.

$$f_{sis,tb,t,r}^{\min} - Vf_{sis,tb,t,r}^{\min} \leq BrFl_{sis,tb,t,r} \leq f_{sis,tb,t,r}^{\max} + Vf_{sis,tb,t,r}^{\max}, \forall r \in R, t \in Intervalos \quad (9.20)$$

Flujos de Grupos de Rama: los flujos en los grupos de ramas se definirán como la suma ponderada de los flujos de cada rama que forma parte del grupo (enlace).

$$BrGpFl_{sis,tb,t,r} = \sum_{rgb} h_{sis,tb,t,rgb,bg} \cdot BrFl_{sis,tb,t,rgb} \Big|_{r=rgb} \quad (9.21)$$

Restricciones del Flujo de Grupos de Ramas: el flujo del grupo de ramas (enlaces) entre los nodos de origen y destino deberán permanecer dentro de los límites en ambos sentidos de ese grupo. Nuevamente, se considera el límite nominal de cada grupo de ramas más su relajación.

$$\left( fbg_{sis,tb,t,bg}^{\min} - Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\min} \right) \leq BrGpFl_{sis,tb,t,bg} \leq \left( fbg_{sis,tb,t,bg}^{\max} + Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\max} \right) \forall r \in R, t \in Intervalos \quad (9.22)$$

Restricciones sin relajación adicional: para la PFS en la Subasta de DFT no se permitirá la relajación adicional a la determinada en la PFSP. Es decir, las variables de relajación que eran variables endógenas en la PFSP se convertirán en parámetros fijos en la PFS de la Subasta de DFT<sup>28</sup>.

$$\begin{aligned} Vf_{sis,tb,t,r}^{\min} \text{ (parámetro fijo en la PFS en la subasta)} &= Vf_{sis,tb,t,r}^{\min} \text{ (valor óptimo de la variable} \\ &\text{determinada en la PFS preliminar), } \forall r \in R, t \in Intervalos \\ Vf_{sis,tb,t,r}^{\max} \text{ (parámetro fijo en la PFS en la subasta)} &= Vf_{sis,tb,t,r}^{\max} \text{ (valor óptimo de la variable} \\ &\text{determinada en la PFS preliminar), } \forall r \in R, t \in Intervalos \\ Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\min} \text{ (parámetro fijo en la PFS en la subasta)} &= Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\min} \text{ (valor óptimo de la variable} \\ &\text{determinada en la PFS preliminar), } \forall r \in R, t \in Intervalos \\ Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\max} \text{ (parámetro fijo en la PFS en la subasta)} &= Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\max} \text{ (valor óptimo de la variable} \\ &\text{determinada en la PFS preliminar), } \forall r \in R, t \in Intervalos \end{aligned} \quad (9.23)$$

<sup>28</sup> Se substituyó el superíndice *min* (que está incorrecto en el MSDFT) por el superíndice *max* en los parámetros

$Vf_{sis,tb,t,r}^{\max}$  y  $Vfbg_{sis,tb,t,bg}^{\max}$ .

## ANEXO IV. RESULTADOS (PRECIOS Y ASIGNACIONES)

DFT asignados en la optimización: la cantidad determinada de DFT asignados en la optimización se reducirá por el factor  $FR_2$  para restaurar su escala original.

$$FAMW_{Final}^{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} = FR_2 \cdot FAMW_{dft, sis, tb, plazo, ko, kd} \quad (9.24)$$

Precio Sombra Nodal de la Subasta: para cada intervalo, el PSN de la Subasta de DFT  $eNodPS_{sis, tb, t, k}$  para cada Nodo P Elemental será igual al valor óptimo de la variable dual de la Restricción de Balance de Potencia de Nodal en dicho nodo. En ese sentido, para los Nodos P Agregados, Distribuidos o Ejes de Intercambio, el PSN de la Subasta de DFT utiliza los coeficientes de ponderación  $C_{sis, tb, t, apk, k}$ .

$$agPS_{sis, tb, t, apk} = \sum_{\forall k \in C_{sis, tb, t, apk, k}} eNodPS_{sis, tb, t, k} \cdot C_{sis, tb, t, apk, k} \quad (9.25)$$

Todo el conjunto de los PSN de las Subastas de DFT será la unión de los Nodos P Elementales y Agregados, Distribuidos o Ejes de Intercambio, de los PSN de la Subasta de DFT.

$$PS_{sis, tb, t, k} = eNodANSPS_{sis, tb, t, k} \cup aggANSPS_{sis, tb, t, apk} \Big|_{k=apk} \quad (9.26)$$

Precio Plazo Nodal de la Subasta: el PPN de la Subasta de DFT para un Plazo dado será la suma de los PSN de la Subasta de DFT para los Intervalos incluidos en el Plazo, dividido por el número de Intervalos en el Plazo<sup>29</sup>.

$$FPPr_{sis, tb, plazo, ko, kd} = \sum_t \frac{PlazoInter_{plazo, t}}{Intervalos_{plazo}} \cdot PS_{sis, tb, t, k} \quad (9.27)$$

Precios de Equilibrio de la Subasta de DFT: el Precio de Equilibrio será la diferencia entre el PPN de la Subasta de DFT en el Nodo P de destino menos el PPN en el Nodo P de origen<sup>30</sup>.

$$FPSr_{sis, tb, plazo, ko, kd} = \sum_t \frac{PlazoInter_{plazo, t}}{Intervalos_{plazo}} \cdot (PS_{sis, tb, t, kd} - PS_{sis, tb, t, ko}) \quad (9.28)$$

<sup>29</sup> Se substituyó el término  $\sum_k PS_{sis, tb, t, k}$  por  $PS_{sis, tb, t, k}$ , el cual está incorrecto en el MSDFT.

<sup>30</sup> Se substituyó el término  $\left\{ \sum_{\forall k=kd} PS_{sis, tb, t, k} - \sum_{\forall k=ko} PS_{sis, tb, t, k} \right\}$  por  $(PS_{sis, tb, t, kd} - PS_{sis, tb, t, ko})$ , el cual está incorrecto en el MSDFT.

## ANEXO V. OFERTAS CON ESTRATEGIAS

Nodos_ko	Nodos_kd	Precio ofertado (MW)	Cantidad ofertada (MW)
1	ZC3	104.62	15.51
1	ZC3	102.57	17.06
1	ZC3	100.52	18.77
1	ZC3	98.47	20.64
1	ZC3	96.41	22.71
1	ZC3	94.36	24.98
1	ZC3	92.31	27.48
1	ZC3	90.26	30.23
1	ZC3	88.21	33.25
1	ZC3	86.16	36.57
23	ZC3	19.62	46.64
23	ZC3	19.23	51.30
23	ZC3	18.85	56.43
23	ZC3	18.47	62.08
23	ZC3	18.08	68.28
23	ZC3	17.70	75.11
23	ZC3	17.31	82.62
23	ZC3	16.93	90.89
23	ZC3	16.54	99.98
23	ZC3	16.16	109.97
31	ZC1	196.68	46.54
31	ZC1	192.83	51.19
31	ZC1	188.97	56.31
31	ZC1	185.11	61.94
31	ZC1	181.26	68.13
31	ZC1	177.40	74.95
31	ZC1	173.55	82.44
31	ZC1	169.69	90.68
31	ZC1	165.83	99.75
31	ZC1	161.98	109.73
31	ZC2	368.30	28.22
31	ZC2	361.08	31.04
31	ZC2	353.86	34.15
31	ZC2	346.64	37.56
31	ZC2	339.42	41.32
31	ZC2	332.20	45.45
31	ZC2	324.97	50.00
31	ZC2	317.75	55.00
31	ZC2	310.53	60.50

31	ZC2	303.31	66.55
ZC1	11	-174.12	31.37
ZC1	11	-170.71	34.51
ZC1	11	-167.29	37.96
ZC1	11	-163.88	41.76
ZC1	11	-160.46	45.93
ZC1	11	-157.05	50.53
ZC1	11	-153.64	55.58
ZC1	11	-150.22	61.14
ZC1	11	-146.81	67.25
ZC1	11	-143.39	73.98
ZC2	11	-2.50	31.37
ZC2	11	-2.45	34.51
ZC2	11	-2.40	37.96
ZC2	11	-2.35	41.76
ZC2	11	-2.30	45.93
ZC2	11	-2.26	50.53
ZC2	11	-2.21	55.58
ZC2	11	-2.16	61.14
ZC2	11	-2.11	67.25
ZC2	11	-2.06	73.98
ZC3	11	-490.38	31.37
ZC3	11	-480.77	34.51
ZC3	11	-471.15	37.96
ZC3	11	-461.54	41.76
ZC3	11	-451.92	45.93
ZC3	11	-442.31	50.53
ZC3	11	-432.69	55.58
ZC3	11	-423.08	61.14
ZC3	11	-413.46	67.25
ZC3	11	-403.85	73.98
ZC4	11	-370.80	31.37
ZC4	11	-363.53	34.51
ZC4	11	-356.26	37.96
ZC4	11	-348.99	41.76
ZC4	11	-341.72	45.93
ZC4	11	-334.45	50.53
ZC4	11	-327.18	55.58
ZC4	11	-319.91	61.14
ZC4	11	-312.64	67.25
ZC4	11	-305.37	73.98

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- [1] D. O. De la Federacion, *Ley de la industria eléctrica*, vol. 2. 2014.
- [2] E. Zenón and J. Rosellón, “Optimal transmission planning under the Mexican new electricity market,” *Energy Policy*, vol. 104, pp. 349–360, 2017.
- [3] D. O. De la Federacion, *Bases del mercado eléctrico*. 2015.
- [4] O. Silva, R. Cruz, and A. Braunne, “Oportunidades en el sector eléctrico en México,” 2016.
- [5] F. N. González and others, “El Nuevo Mercado Eléctrico Mayorista en México. Aspectos de la Reforma Eléctrica: Un Panorama Diferente,” 2016.
- [6] C. G. Ibáñez Francisco, Reyes Eduardo, “Resumen de las bases del mercado eléctrico,” 2015.
- [7] H. I. Pineda Guillermo, Ibáñez Francisco, “Transformación del sector eléctrico mexicano,” 2015.
- [8] Ramos Ripoll Schuster, “Alternative Energy & Power 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://practiceguides.chambers.com/practice-guides/alternative-energy-power-2019/mexico/trends-and-developments>. [Accessed: 31-Jul-2019].
- [9] J. Zarco, “Una visión de Fitch Ratings sobre el Mercado Eléctrico Mayorista de México, pv magazine.,” *26 de junio*, 2019.
- [10] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [11] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley, 2002.
- [12] R. Jain, A. S. Siddiqui, M. Jamil, C. P. Gupta, and others, “A strategy for FTR bidding in deregulated electricity markets,” *Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag.*, vol. 8, no. 1, pp. 78–89, 2017.
- [13] C. Babayigit, P. Rocha, and T. K. Das, “A two-tier matrix game approach for obtaining joint bidding strategies in FTR and energy markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1211–1219, 2010.
- [14] W. W. Hogan and others, “Financial Transmission Rights, Revenue Adequacy and Multi-Settlement Electricity Markets,” *Unpubl. Available Harvard Univ. web site [http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_FTR\\_Rev\\_Adequacy\\_](http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_FTR_Rev_Adequacy_)*, vol. 31813, 2013.
- [15] H. Chao, S. Peck, S. Oren, and R. Wilson, “Flow-based transmission rights and congestion management,” *Electr. J.*, vol. 13, no. 8, pp. 38–58, 2000.
- [16] G. Gutierrez-Alcaraz and G. B. Sheblé, “Blocking strategies against financial transmission right’s market power,” in *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, 2007, pp. 1–6.

- [17] F. J. Bierzwinsky Raquel, Jiménez David, “Un nuevo mercado eléctrico en México,” 2014.
- [18] V. Sarkar and S. A. Khaparde, “A comprehensive assessment of the evolution of financial transmission rights,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1783–1795, 2008.
- [19] T. Li and M. Shahidehpour, “Risk-constrained FTR bidding strategy in transmission markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1014–1021, 2005.
- [20] CENACE, “Foro sobre derechos financieros de transmisión, unidad de planeación y derechos de transmisión,” 2018.
- [21] D. O. De la Federacion, *Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión*. 2017.
- [22] V. Ureta, “El impacto de la congestión eléctrica en México, Energía Hoy.,” *19 de junio*, 2019.
- [23] Bravos Energía, “Concursos Eléctricos de Largo Plazo Energía, Bravos,” 2019. [Online]. Available: <http://www.concursoselectricos.com/>. [Accessed: 31-Jul-2019].
- [24] N. P. Ziogos and A. C. Tellidou, “An agent-based FTR auction simulator,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1239–1246, 2011.
- [25] T. H. J. Horacio, *Derechos de transmisión en mercados de electricidad, Diplomado en Diseño de Mercados de Electricidad e Integración Energética, Instituto Tecnológico de Morelia*. 2018.
- [26] T. Li, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Bidding strategy for FTR obligations in transmission markets,” *IEE Proceedings-Generation, Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 3, pp. 422–428, 2005.
- [27] M. I. Alomoush and S. M. Shahidehpour, “Generalized model for fixed transmission rights auction,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 54, no. 3, pp. 207–220, 2000.
- [28] D. Yang, A. Hallam, Y. Chen, X. Wang, and F. Yang, “Optimal bidding strategy for financial transmission right,” in *2006 International Conference on Power System Technology*, 2006, pp. 1–6.
- [29] W. W. Hogan and others, “Electricity Market Design Financial Transmission Rights, Up To Congestion Transactions and Multi-Settlement Systems.” Citeseer, 2012.
- [30] A. Løland, E. Ferkingstad, and M. Wilhelmsen, “Forecasting transmission congestion,” *J. Energy Mark.*, vol. 5, no. 3, pp. 65–83, 2012.
- [31] R. Gibbons, *Game theory for applied economists*. Princeton University Press, 1992.
- [32] W. Hogan, “Financial transmission right formulations,” 2002.
- [33] D. O. De la Federacion, *Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados*. 2016.
- [34] C. Unidad de Electricidad, *Consulta sobre la definición de Nodos P para Ofertas de*



*compraventa de Derechos Financieros de Transmisión mediante Subasta, UE-240/51001/2018.* .

- [35] CENACE, “Catálogo de Nodos P,” 2019. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>.
- [36] D. O. De la Federacion, *Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado*. 2016.
- [37] D. O. De la Federacion, “Manual de Garantías de Cumplimiento,” 2016.
- [38] NERA Economic Consulting, “Review of Financial Transmission Rights and Comparison with the Proposed OFA Model,” 2013.
- [39] C. J. Gómez-Villalobos, J. H. Tovar-Hernández, and G. Gutiérrez-Alcaraz, “Financial Transmission Rights in electricity markets,” in *2016 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 2016, pp. 1–8.
- [40] T. Kristiansen, “Financial transmission rights--experiences and prospects,” *KEMA Consult. GmbH*, 2005.
- [41] T. Kristiansen, “Markets for financial transmission rights,” *Energy Stud. Rev.*, vol. 13, no. 1, pp. 25–74, 2004.
- [42] NYISO, *Transmission Congestion Contracts Manual*. 2015.
- [43] CAISO, *Business Practice Manual for Congestion Revenue Rights*. 2014.
- [44] E. Authority, *Electricity market performance, 2013*. 2013.
- [45] ERCOT, “(2016) ERCOT.” [Online]. Available: <http://www.ercot.com/>.
- [46] C. Duthaler and M. Finger, “Financial transmission rights in Europe’s electricity market,” *CRNI Pap. Novemb.*, 2008.
- [47] CRIE, “Ed., Derechos de Transmisión, no. Taller de Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y sus Derechos Firmes.”
- [48] J. Sun and others, “US financial transmission rights: Theory and practice,” *Dep. Econ. Iowa State Univ.*, 2005.
- [49] “AIMMS,” 2019. [Online]. Available: <https://www.aimms.com/>. [Accessed: 01-Oct-2018].
- [50] CMS y Woodhouse Lorente Ludlow, “Revisión de los resultados de la Subasta de Largo Plazo SLP No.1/2015,” 2016.
- [51] H. A. Taha and V. G. Pozo, *Investigacion de operaciones*. Pearson Educación, 2004.
- [52] C. Martín-del-Campo, J. L. Francois, and G. J. Estrada, “Minimal global regret analysis for electricity generation expansion,” *Energy Sources, Part B Econ. Planning, Policy*, vol. 11, no. 4, pp. 363–370, 2016.