

SECRETARÍA DE ENERGÍA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.

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

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

CONSIDERANDO

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

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

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

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

Que los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 13.2 de las Bases del Mercado Eléctrico sobre los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos para:

- (a) Asignar los Derechos Financieros de Transmisión Legados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, y a los Suministradores de Servicios Básicos, de conformidad con lo previsto en el artículo décimo cuarto transitorio de la citada Ley, y
- (b) Que los Suministradores de Servicios Básicos, así como los titulares de los contratos antes referidos, tengan la opción de adquirir, sin costo, los Derechos Financieros de Transmisión correspondientes a los usos históricos de sus Centros de Carga asociados, en los términos de lo previsto en el ordenamiento referido.

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

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.

TRANSITORIO

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

Ciudad de México, a 1 de septiembre de 2016.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.-**
Rúbrica.

MANUAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN LEGADOS
CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Naturaleza, propósito y contenido de este Manual
- 1.3 Términos definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

CAPÍTULO 2 Disposiciones Generales

- 2.1 Generalidades de los Derechos Financieros de Transmisión
- 2.2 Características básicas de los DFT
- 2.3 Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFT Legados)
- 2.4 Consideraciones para el cálculo y asignación de DFT Legados
- 2.5 Responsabilidades
- 2.6 Procedimiento para la asignación de los DFT Legados

CAPÍTULO 3 Proceso de Cálculo de los DFT Legados

- 3.1 Proceso de Cálculo de los DFT Legados Asignados Factibles
- 3.2 Pasos posteriores al cálculo de los DFT factibles

CAPÍTULO 4 Recepción o rechazo de DFT Legados

- 4.1 Decisión de los Participantes Elegibles
- 4.2 Cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados

CAPÍTULO 5 Modelo Matemático para el Cálculo de los DFT Legados Asignados

- 5.1 Planteamiento matemático
- 5.2 Formulación del problema de asignación con el criterio de maximizar el consumo de los DFT Legados Factibles
- 5.3 Algoritmo para Considerar Pérdidas de Transmisión en el Cálculo de DFT Legados con un Modelo de Flujos DC

CAPÍTULO 6 Permanencia y modificación de los cálculos realizados para DFT Legados

- 6.1 Cambios que no requieren el recálculo de los DFT Legados
- 6.2 Cambios que requieren el recálculo de los DFT Legados
- 6.3 Retiros de Centros de Carga

CAPÍTULO 7 Inclusión de Pérdidas de Transmisión en el Cálculo de los DFT Legados

- 7.1 Modelo básico de Transmisión y Pérdidas de Potencia Eléctrica
- 7.2 Consideraciones de simplificación
- 7.3 Modelo simplificado

Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados

CAPÍTULO 1
Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

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

1.2 Naturaleza, propósito y contenido de este Manual

- 1.2.1** El presente Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados es el Manual de Prácticas de Mercado que tiene por objeto establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para asignar los Derechos Financieros de Transmisión a los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, y a los Suministradores de Servicios Básicos, de conformidad con lo previsto en el artículo décimo cuarto transitorio de la Ley.
- 1.2.2** Lo anterior con el objeto de que los Suministradores de Servicios Básicos, así como los titulares de los contratos antes referidos, tengan la opción de adquirir, sin costo, los Derechos Financieros de Transmisión correspondientes a los usos históricos de sus Centros de Carga asociados, en los términos de lo previsto en la Ley.
- 1.2.3** Este Manual desarrolla el contenido de la Base 13.2 y comprende los siguientes temas:
- (a) La descripción general de los DFT Legados, su propósito y ejemplos, las obligaciones que en esta materia le corresponden al CENACE, a los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión, así como a los Suministradores de Servicios Básicos (Capítulo 2);
 - (b) La descripción de los fundamentos y consideraciones en que se basa el cálculo de los DFT Legados, así como el proceso realizado para su cálculo desde la información primaria hasta la obtención de los resultados, incluyendo el modelo matemático empleado y la estrategia de cálculo seguida (Capítulo 3);
 - (c) El procedimiento que se deberá observar para la recepción, asignación o rechazo de los DFT Legados, por quienes tengan derecho a ello (Capítulo 4);
 - (d) La metodología, los principios de cálculo y las reglas que el CENACE deberá utilizar para realizar el cálculo de los DFT Legados y algunos ejemplos (Capítulo 5);
 - (e) Las reglas aplicables a los cálculos que se realicen para determinar los DFT Legados, con respecto a su permanencia o a su modificación (Capítulo 6); y,
 - (f) Finalmente, la estrategia para considerar el efecto de las pérdidas de transmisión o una reducción en la capacidad de transmisión sobre los DFT Legados asignados (Capítulo 7).

1.3 Términos definidos

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

- 1.3.1 AC:** Corriente Alterna (*Alternating Current*).
- 1.3.2 CCM:** Componente de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales.
- 1.3.3 CIL:** Contrato de Interconexión Legado.
- 1.3.4 DC:** Corriente Directa (*Direct Current*).
- 1.3.5 DFT:** Derecho Financiero de Transmisión.
- 1.3.6 DFT Legado:** Derecho Financiero de Transmisión Legado.
- 1.3.7 EMS:** Sistema para la Gestión de Energía (*Energy Management System*).
- 1.3.8 Manual:** El presente Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.
- 1.3.9 Participantes Elegibles:** Los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, cuando éstos conviertan sus contratos a Contratos de Interconexión en términos de la Ley, o bien, el Generador de Intermediación en su representación; así como los Suministradores de Servicios Básicos.

1.4 Reglas de interpretación

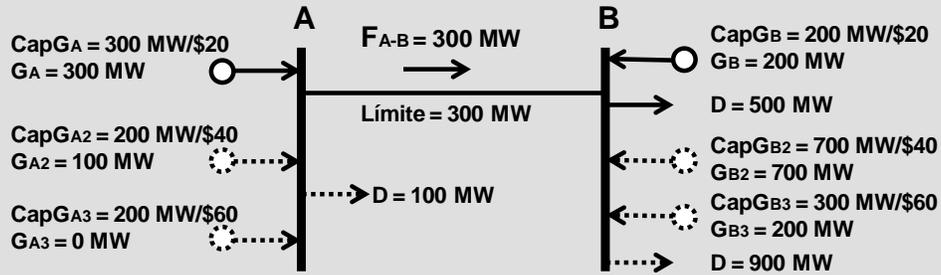
- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la sección 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado, siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando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

**CAPÍTULO 2
Disposiciones Generales****2.1 Generalidades de los Derechos Financieros de Transmisión**

- 2.1.1** Los DFT son títulos ejecutivos que otorgan a su titular el derecho a un flujo de efectivo, sea éste positivo o negativo, en moneda nacional.
- 2.1.2** Los DFT Legados serán asignados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y Suministradores de Servicios Básicos, con base en el uso promedio que hayan hecho del sistema de transmisión durante el periodo comprendido del 12 de agosto de 2012 al 11 de agosto de 2014. En el caso de las energías renovables, se utilizará un periodo de hasta 10 años completos de historial a partir del 12 de agosto de 2004, o a partir del día 12 de agosto inmediato siguiente al inicio de la operación comercial de la Central Eléctrica, el que haya ocurrido más tarde.
- 2.1.3** Los DFT otorgarán a su titular el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales en dos NodosP: un nodo de origen y un nodo de destino.
- 2.1.4** Un NodoP corresponde a un nodo del Modelo de la Red Física, o a un conjunto de dichos nodos donde se modela la inyección o retiro físicos y para el cual se determina un Precio Marginal Local a ser utilizado para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 2.1.5** Todos los DFT que el CENACE emitirá serán obligatorios; es decir, su titular estará obligado a recibir o pagar la diferencia del Componente de Congestión Marginal del Precio Marginal Local entre la localidad de retiro y la de inyección, según sea el signo resultante de la diferencia. El titular pagará al CENACE cuando la diferencia sea negativa y recibirá del CENACE un pago cuando la diferencia sea positiva.

Ejemplo:

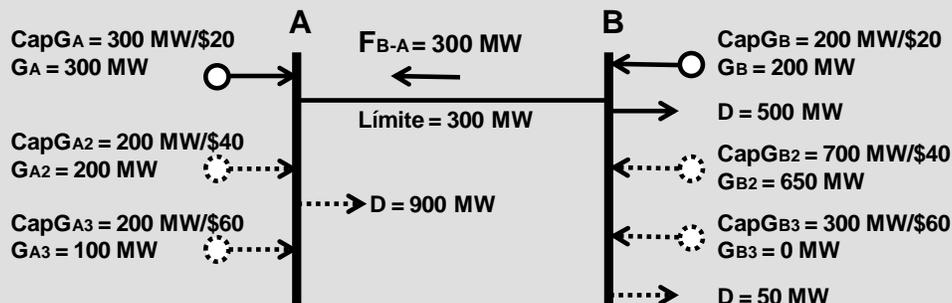
- Sistema de dos NodosP (A y B). Centrales Eléctricas conectadas al nodo A con capacidad total de 700 MW. Centrales Eléctricas conectadas en el nodo B con capacidad de 1200 MW.
- Una Central Eléctrica de 300 MW en el nodo A y una Central Eléctrica de 200 MW en el nodo B, son representadas en el Mercado Eléctrico Mayorista por un Generador. Demanda de Centros de Carga conectados a los nodos A y B. Para una condición de demanda de una hora en el Mercado del Día en Adelanto, el representante de un Centro de Carga de 500 MW en el nodo B es el Suministrador de Servicios Básicos. Los diagramas de los casos 1 y 2 siguientes, muestran las capacidades de las centrales generadoras y sus costos variables, v.g. $CapG_A = 300 \text{ MW}/\20 , significa que el generador A tiene una capacidad de 300 MW y un costo variable de 20 \$/MWh. De esta manera el despacho económico y los Precios Marginales Locales son evidentes.
- Enlace de transmisión de A a B con límite operativo de flujo de potencia de 300 MW.
- El Generador que representa a las Centrales Eléctricas tiene un Contrato de Cobertura Eléctrica con el Suministrador para la venta de 500 MWh de energía en el nodo B a un precio de 40 \$/MWh. La cantidad de esta transacción se reporta al CENACE mediante una Transacción Bilateral Financiera.
- El Generador que representa las Centrales Eléctricas tiene 300 DFT entre el nodo A y el nodo B para protegerse de los costos de congestión.



Caso 1

- El nodo de referencia es el A, por lo cual el Componente de Energía Marginal es 40 \$/MWh.
- El Componente de Pérdidas en ambos casos es igual a cero.
- Los Precios Marginales Locales para esa condición de operación son:
 - **PMLA = 40 \$/MWh (CEM = 40 \$/MWh + CCMA = 0 \$/MWh + CPMA = 0 \$/MWh)**
 - **PMLB = 60 \$/MWh (CEM = 40 \$/MWh + CCMB = 20 \$/MWh + CPMB = 0 \$/MWh)**
- Dadas estas condiciones, el pago del Generador al CENACE para efectuar la venta de energía en el nodo B previsto en su Contrato de Cobertura Eléctrica es de \$30,000.00 (60 \$/MWh * 500 MWh). Dado que se reportó una Transacción Bilateral Financiera, el Suministrador no efectúa pago al CENACE porque el valor del Contrato de Cobertura Eléctrica es igual al valor de la energía retirada por sus Centros de Carga.
- Los pagos del CENACE al Generador por sus inyecciones son: \$12,000.00 para las Centrales Eléctricas conectadas al nodo A (300 MWh * 40 \$/MWh), y \$12,000.00 para las Centrales Eléctricas conectadas al nodo B (200 MWh * 60 \$/MWh).
- Como el Generador tiene 300 DFT entre el nodo A y el nodo B, recibe $300 * (CCMB - CCMA) = 300 * (20 - 0) = \$6,000.00$.
- El Generador recibe del CENACE el ingreso por sus inyecciones, menos los pagos por sus Contratos de Cobertura Eléctrica, ambos calculados al Precio Marginal Local: es decir, $-\$6,000.00$ ($\$12,000.00 + \$12,000.00 - \$30,000.00$).
- Toda vez que se tiene un saldo a favor por el valor de los DFT de \$6,000.00, al final su saldo resulta en cero.
- Por otro lado, recibe por concepto de pago por el contrato con el Suministrador el precio acordado en el Contrato de Cobertura Eléctrica.
- El saldo neto del Generador resulta igual al precio acordado en el Contrato de Cobertura Eléctrica menos sus costos de producción. No sufre ningún impacto financiero como resultado de la congestión.
- Si el Generador no tuviera DFT, su saldo neto habría sido el precio acordado en el Contrato de Cobertura Eléctrica menos sus costos de producción, menos \$6,000.00.

Caso 2



- El nodo de referencia es el A, por lo cual el Componente de Energía Marginal es 60 \$/MWh.
- El Componente de Pérdidas en ambos casos es igual a cero.

- Los Precios Marginales Locales para esa condición de operación son:
 - **PMLA** = 60 \$/MWh (**CEM** = 60 \$/MWh + **CCMA** = 0 \$/MWh + **CPMA** = 0 \$/MWh)
 - **PMLB** = 40 \$/MWh (**CEM** = 60 \$/MWh + **CCMB** = -20 \$/MWh + **CPMB** = 0 \$/MWh)
- Dadas estas condiciones, el pago del Generador al CENACE para efectuar la venta de energía en el nodo B previsto en su Contrato de Cobertura Eléctrica es de \$20,000.00 (40 \$/MWh * 500 MWh). Dado que se reportó una Transacción Bilateral Financiera, el Suministrador no efectúa pago al CENACE porque el valor del Contrato de Cobertura Eléctrica es igual al valor de la energía retirada por sus Centros de Carga.
- Los pagos del CENACE al Generador por sus inyecciones son: \$18,000.00 para las Centrales Eléctricas conectadas al nodo A (300 MWh * 60 \$/MWh), y \$8,000.00 para las Centrales Eléctricas conectadas al nodo B (200 MWh * 40 \$/MWh).
- Como el Generador tiene 300 DFT entre el nodo A y el nodo B, recibe $300 * (\text{CCMB} - \text{CCMA}) = 300 * (-20 - 0) = -\$6,000.00$; es decir, tiene que pagar por este concepto.
- El Generador recibe del CENACE el ingreso por sus inyecciones, menos los pagos por sus Contratos de Cobertura Eléctrica; es decir, $\$6,000.00 = (\$18,000.00 + \$8,000.00 - \$20,000.00)$.
- Como tiene saldo en contra por el valor de los DFT de -\$6,000.00, al final su saldo queda en cero.
- Por otro lado, recibe por concepto de pago por el contrato con el Suministrador el precio acordado en el Contrato de Cobertura Eléctrica.
- El saldo neto del Generador resulta igual al precio acordado en el Contrato de Cobertura Eléctrica menos sus costos de producción. No sufre ningún impacto financiero como resultado de la congestión.
- Si el Generador no tuviera DFT, su saldo neto habría sido el precio acordado en el Contrato de Cobertura Eléctrica menos sus costos de producción, más \$6,000.00.

Observaciones

- El Mercado Eléctrico Mayorista en cualquiera de los 2 casos resulta con un flujo neto igual a cero.
- Para el caso del Generador titular de los DFT que tiene el contrato con el Suministrador, su flujo neto ante el mercado es cero cuando tiene DFT y \$6,000.00 (positivo o negativo) cuando no los tiene.
- En el **Caso 1** el Generador A resulta beneficiado al contar con DFT. Su flujo neto ante el mercado es mayor teniendo DFT (cero), que no teniendo (- \$6,000.00).
- En el **Caso 2** el Generador A resulta perjudicado al contar con DFT. Su flujo neto ante el mercado es menor teniendo DFT (cero), que no teniendo (\$6,000.00).

- 2.1.6** Cada DFT estará definido por una cantidad de inyecciones y retiros de potencia en los nodos de una red eléctrica. Las inyecciones y retiros del conjunto total de DFT existentes, tomando en cuenta la configuración y características de la red eléctrica, definen los flujos de potencia en las ramas de dicha red en un caso simulado.
- 2.1.7** En una red eléctrica en la que se observa la seguridad operativa caracterizada por la no violación a los límites de transmisión, un conjunto simultáneamente factible de DFT es un conjunto que no produce violaciones a dichos límites.
- 2.1.8** En la mayoría de las redes eléctricas existen trayectorias de transmisión que son particularmente críticas para la operación segura, y por lo tanto, deben ser vigiladas de manera permanente de tal manera que sus límites no se violen ante diferentes condiciones de operación.
- 2.1.9** Bajo el criterio de seguridad (n-1) que se aplica como norma de seguridad en la mayoría de los sistemas eléctricos, no se debe violar los límites operativos ante la presencia de contingencias simples.
- 2.1.10** Los límites operativos seguros se establecen normalmente mediante la verificación de que los límites operativos se respeten ante una variedad de contingencias simples, bajo condiciones de operación de estado estable y dinámico. La contingencia y condición de operación que resulta más restrictiva es normalmente la que dicta los valores de los límites operativos seguros.

- 2.1.11** Las contingencias pueden ser de diferente tipo; las más comunes son la salida de una rama (línea de transmisión, transformador), o la salida de un Generador.
- 2.1.12** Normalmente estos límites operativos son el resultado de estudios fuera de línea con modelos de red representativos de los modelos utilizados en la operación en tiempo real del sistema, y condiciones de sistema típicas representativas de temporadas, días y horas operativas del sistema.
- 2.1.13** En los sistemas eléctricos actuales, los límites operativos seguros pueden ser actualizados en tiempo real para reflejar las condiciones reales del sistema.
- 2.1.14** En los sistemas eléctricos que operan bajo el esquema de un mercado eléctrico mayorista basado en los costos marginales locales del sistema, es una práctica común el cálculo y asignación de DFT (mediante mecanismos de subastas o por asignación directa a usuarios legados del sistema de transmisión) que permiten proteger a los Participantes del Mercado contra la variabilidad en las diferencias de los costos horarios de congestión resultantes del Mercado del Día en Adelanto.
- 2.1.15** Los DFT que pueden ser asignados, deben ser factibles ante los límites operativos seguros del sistema. Para ello, se debe realizar una prueba de factibilidad simultánea de todos los DFT que pueden ser asignados. La prueba de factibilidad simultánea consiste en verificar que los DFT asignados no violan los límites operativos seguros del sistema bajo las condiciones de sistema del periodo para los cuales se asignan dichos DFT (temporada, año, bloque de tiempo horario, entre otros).
- 2.1.16** Normalmente se define un conjunto de DFT asignables, y como resultado de la prueba de factibilidad simultánea, se determina el conjunto de DFT asignados factibles. Los DFT asignados factibles pueden ser menores o iguales en magnitud a los DFT asignables dado que no fue posible acomodar todos los DFT asignables debido a violaciones a los límites operativos seguros.

2.2 Características básicas de los DFT

2.2.1 Todos los DFT deben tener definidos los siguientes parámetros:

- (a) Nombre (Identificación) del titular.
- (b) NodoP origen.
- (c) NodoP destino.
- (d) Vigencia.
- (e) Periodo de uso (temporada y bloque horario).

2.2.2 Todos los DFT están balanceados; es decir, la cantidad entregada en el nodo de inyección debe ser igual a la cantidad recibida en el nodo de retiro. La cantidad de cada DFT es de 1 MWh por hora durante su vigencia y periodo de uso.

2.2.3 Los Participantes del Mercado podrán estructurar Contratos de Cobertura Eléctrica, sin la intervención financiera del CENACE, que generen los mismos derechos y obligaciones que los DFT emitidos por el CENACE, sin que dichos contratos se sujeten a los procedimientos para DFT establecidos en las Reglas del Mercado.

2.2.4 Los DFT que sean contratados bilateralmente; es decir, sin la intervención del CENACE, podrán tener periodos de vigencia acordados entre las partes.

2.3 Derechos Financieros de Transmisión Legados (DFT Legados)

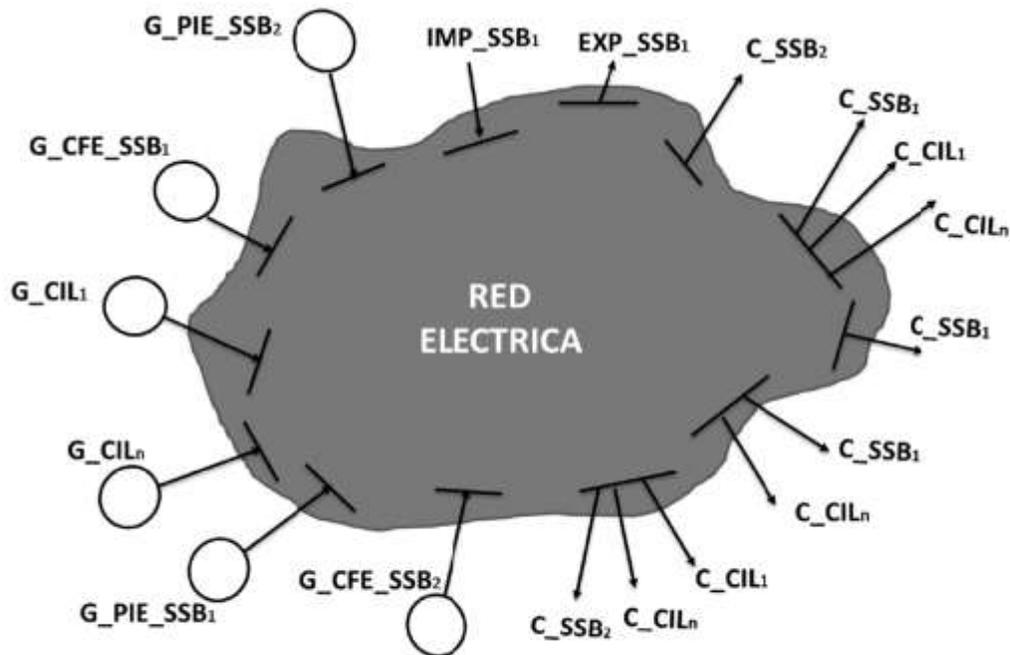
2.3.1 Los Participantes Elegibles para recibir DFT Legados sin costo alguno son:

- (a) Titulares de Contratos de Interconexión Legados. Para efectos de la asignación de los DFT Legados, sólo se considerarán los CIL o convenios de transmisión que incluyeran el servicio de transmisión al 12 de agosto de 2014.
- (b) Suministradores de Servicios Básicos. Las Centrales Eléctricas comprendidas en el cálculo de los DFT Legados incluyen todas las Centrales Eléctricas Legadas, los Contratos de Centrales Externas Legadas y las importaciones que se utilizaban para el servicio público de energía eléctrica correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014.

- (i) En caso que la Secretaría haya determinado que, durante la temporada y año bajo estudio, algunas Centrales Eléctricas no se incluyan en los Contratos Legados para el Suministro Básico, dichas Centrales Eléctricas se excluirán del cálculo de la generación promedio para dicha temporada y año.
- (ii) En caso de que, durante la temporada y año bajo estudio, algún Contrato de Central Externa Legada no esté vigente, las Unidades de Central Eléctrica correspondientes se excluirán del cálculo para dicha temporada y año.
- (iii) Los Centros de Carga comprendidos en el cálculo de consumo incluirá la totalidad de la carga de servicio público de energía eléctrica suministrada por la CFE correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, excepto la que al 11 de agosto de 2014 haya estado incluida en algún Contrato de Interconexión Legado. No se considera la evolución del consumo de los Centros de Carga posterior al 11 de agosto del 2014 para el cálculo de los DFT Legados.

2.3.2 En términos de las Bases del Mercado Eléctrico, solamente los titulares de CIL que opten por convertir sus Contratos de Interconexión a contratos regulados por las Reglas del Mercado, podrán ser titulares de DFT Legados. Sin embargo, se asignarán DFT Legados al Generador de Intermediación en relación con aquellos titulares de CIL que no opten por convertir sus Contratos de Interconexión Legados a contratos regulados por las Reglas del Mercado. Esto implica que se deberán calcular y asignar DFT Legados para todos los CIL elegibles.

2.3.3 La Figura 2.1 muestra de manera simbólica la coexistencia de CIL y Suministradores de Servicios Básicos de una red para el cálculo de los DFT Legados.



SSB – Suministrador de Servicio Básico; CIL – Contrato de Interconexión Legado; IMP – Importación; EXP – Exportación
 G_CFE – Generación de CFE; G_PIE – Generación Privada (PIE); G_CIL – Generación de CIL;
 C_SSB – Carga de SSB; C_CIL – Carga de CIL

Figura 2.1 Representación simbólica de la coexistencia de CIL y Suministradores de Servicios Básicos en un sistema eléctrico

2.4 Consideraciones para el cálculo y asignación de DFT Legados

2.4.1 Para los siguientes sistemas eléctricos que componen el Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE deberá calcular los DFT Legados por separado:

- (a) Sistema de Baja California Sur;
- (b) Sistema de Baja California; y,
- (c) Sistema Interconectado Nacional.

- 2.4.2** Para el cálculo de los DFT Legados de cada uno de los sistemas eléctricos anteriores se deberá tomar en cuenta lo siguiente:
- (a) Se calcularán DFT Legados individualmente para cada año desde 2016 hasta 2035.
 - (b) Temporadas de uso. Para cada uno de los años contados a partir de 2016 hasta 2035 se considerarán individualmente 4 temporadas de uso:
 - (i) Temporada 1.- enero a marzo
 - (ii) Temporada 2.- abril a junio
 - (iii) Temporada 3.- julio a septiembre
 - (iv) Temporada 4.- octubre a diciembre
 - (c) Para cada una de las temporadas anteriores, se considerarán individualmente 6 bloques de tiempo horario:
 - (i) Bloque 1.- De las 00:00 a las 04:00 horas, todos los días.
 - (ii) Bloque 2.- De las 04:00 a las 08:00 horas, todos los días.
 - (iii) Bloque 3.- De las 08:00 a las 12:00 horas, todos los días.
 - (iv) Bloque 4.- De las 12:00 a las 16:00 horas, todos los días.
 - (v) Bloque 5.- De las 16:00 a las 20:00 horas, todos los días.
 - (vi) Bloque 6.- De las 20:00 a las 24:00 horas, todos los días.
 - (d) El CENACE realizará el cálculo de los DFT Legados de 2016 a partir de la entrada en operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo. No obstante, los Participantes Elegibles podrán solicitar al CENACE que la asignación de dichos DFT Legados aplique a partir de una fecha específica. Al respecto se tomarán las siguientes consideraciones:
 - (i) Los Participantes Elegibles podrán solicitar al CENACE, en formato libre y a través de los medios de notificación establecidos en el Manual del Sistema de Información del Mercado, una fecha específica entre el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y el último día natural del año 2016, a partir de la cual se asignen los DFT Legados del año 2016.
 - (ii) La solicitud al CENACE deberá presentarse a más tardar 10 días hábiles posteriores a la notificación de los resultados de los cálculos a la que hace referencia el apartado 2.6.1 (d) (i).
 - (iii) A más tardar 5 días hábiles posteriores al plazo establecido en el subinciso anterior, el CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado la fecha efectiva para la asignación de DFT Legados en el año 2016, misma que será única para todos los Participantes Elegibles.
 - (iv) En caso de existir más de una solicitud, el CENACE usará la fecha solicitada más próxima a la entrada de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo para la asignación de los DFT Legados del año 2016.
 - (v) En caso de no existir ninguna solicitud, el CENACE no asignará DFT Legados en el año 2016.
- 2.4.3** La cantidad asignable considerada para el cálculo de los DFT Legados se obtendrá mediante el cálculo del promedio de uso histórico (generación y consumo) en el periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, en función de lo siguiente:
- (a) el promedio se obtendrá para cada sistema y periodo de uso (temporada/bloque); y,
 - (b) la cantidad de DFT Legados asignables a cada CIL es la que resulte menor entre la generación total promedio y el consumo total promedio.
- 2.4.4** En el caso de las energías renovables, se utilizará un periodo de hasta 10 años completos de historial contado a partir del 12 de agosto de 2004 o a partir del día 12 de agosto inmediatamente después de la operación comercial de la Central Eléctrica, el que haya ocurrido más tarde.

- 2.4.5** Para efectos de la asignación de los DFT Legados, sólo se consideran los CIL o convenios de transmisión que incluyeran el servicio de transmisión al 12 de agosto de 2014.
- 2.4.6** Para el caso de CIL en los que no fue posible identificar los NodosP en el modelo de la red eléctrica establecida por el CENACE que corresponden a los Centros de Carga, se considerará que los Centros de Carga se representan por los NodosP distribuidos definidos para la zona de carga en la que dichos Centros de Carga se ubican. Los consumos del CIL se distribuirán entre los NodosP elementales de cada zona de carga, utilizando los factores de distribución de carga que definen el NodoP distribuido de la zona de carga. El CENACE establecerá un NodoP distribuido para cada uno de los bloques de tiempo indicados en la disposición 2.4.2(c) que representa las condiciones de operación típicas del bloque correspondiente.
- 2.4.7** Los DFT Legados asignados se calcularán a fin de que solamente se otorguen aquellos que son físicamente factibles en el Sistema Eléctrico Nacional al 11 de agosto de 2014, según lo previsto en la Ley. Para efectos de lo anterior, no se considerará la evolución del consumo de los Centros de Carga a partir del 11 de agosto del 2014 para el cálculo de los DFT Legados.
- 2.4.8** De acuerdo con lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, la adición o retiro de Centrales Eléctricas, o la evolución de las cantidades generadas en cada una, no causará el recálculo de los DFT Legados. Tampoco causará el recálculo de los DFT Legados el vencimiento de los contratos de las Centrales Externas Legadas o la terminación de la vigencia de los Contratos Legados para el Suministro Básico de las Centrales Eléctricas Legadas, ya que estos eventos se reflejan en la asignación inicial de los DFT Legados para cada año del periodo de uso.
- 2.4.9** Asimismo, para el caso de los DFT Legados asignados a titulares de CIL, en caso de que durante la temporada y año bajo estudio un Contrato de Interconexión Legado ya no esté vigente, los Centros de Carga incluidos en los contratos se excluirán del cálculo del consumo promedio para dicha temporada y año.
- 2.4.10** Para el caso de los DFT Legados asignados para Suministradores de Servicios Básicos, en caso que la Secretaría haya determinado que, durante la temporada y año bajo estudio, algunas Centrales Eléctricas no se incluyan en los Contratos Legados para el Suministro Básico, dichas Centrales Eléctricas se excluirán del cálculo de la generación promedio para dicha temporada y año. Asimismo, en caso de que durante la temporada y año bajo estudio, un Contrato de Centrales Externas Legadas ya no esté vigente, dichas centrales se excluirán del cálculo de la generación promedio para dicha temporada y año.
- 2.4.11** Los flujos asociados con todos los DFT Legados no deben violar los límites operativos seguros del sistema. Dichos límites se calcularán considerando las contingencias necesarias para representar la operación en la condición (n-1) seguro.
- 2.4.12** Los MW que sean simultáneamente factibles determinarán la cantidad asignada a los DFT Legados.
- 2.4.13** Es posible que los flujos asociados con los DFT Legados asignables no sean simultáneamente factibles; es decir, violarían algún límite operativo seguro. En este caso, ciertos DFT Legados no podrán ser asignados en su valor asignable (promedio histórico), en cuyo caso, la cantidad asignada podrá ser menor o igual que la cantidad asignable.
- 2.4.14** Para determinar los DFT Legados asignados factibles es necesario utilizar un modelo de red completo que incluya restricciones de ramas y enlaces para poder determinar si los DFT Legados asignables son simultáneamente factibles. Si algún límite operativo seguro es violado, se deben reducir los valores asignables de los DFT Legados para lograr una factibilidad simultánea.
- 2.4.15** Los modelos de red deben representar los periodos para los cuales se calculan los DFT Legados asignados (temporada y bloque de tiempo).
- 2.4.16** Dado que los DFT no tienen cobertura para los costos asociados al Componente de Pérdidas Marginales de los Precios Marginales Locales, no se requiere un modelo de red que considere el balance entre la energía inyectada y retirada ante pérdidas.

Ejemplo

Si bien un retiro de 100 MW requiere la inyección de 103 MW, no es necesario que el análisis de un DFT para 100 MW identifique quién pagará los 3 MW adicionales.

- 2.4.17** Las pérdidas solo se requieren modelar en la medida que afecten la magnitud de los flujos en la red y, por ende, afecten la factibilidad simultánea de los flujos asociados con un conjunto de DFT.

Ejemplo

Si un retiro de 100 MW requiere la inyección de 103 MW, es necesario que el análisis de un DFT de 100 MW verifique la factibilidad de un flujo de 103 MW en ciertas partes de la red. En virtud de lo anterior, se modelarán pérdidas en el modelo de flujos de potencia descrito en la disposición 5.2.3.

- 2.4.18** El modelo DC de flujos será aquel utilizado para el cálculo de los DFT Legados asignados. El modelo DC de flujos no incluirá pérdidas excepto cuando se realice un ajuste explícito a las cantidades modeladas, pero tendrá las siguientes ventajas sobre el modelo AC:
- (a) Las inyecciones son iguales a las extracciones, considerando pérdidas modeladas de forma lineal.
 - (b) Al ser un modelo lineal resulta más fácil trabajar con él pues se pueden utilizar las propiedades de superposición.
 - (c) Al ser un modelo lineal se permite realizar una optimización y calcular los precios de los DFT simultáneamente con la aplicación de restricciones de red, sin requerir un proceso iterativo entre un modelo económico y otro modelo de flujos de potencia.
- 2.4.19** El modelo de red que se utilice para el cálculo de los DFT Legados asignados debe ser un modelo de flujos DC derivado de un modelo de red de flujos AC.
- 2.4.20** El modelo de red debe ser obtenido del sistema EMS del CENACE para todos los sistemas eléctricos utilizados y ser representativo del sistema vigente al 11 de agosto de 2014.
- 2.4.21** Los límites operativos utilizados en el cálculo de los DFT Legados deben ser los utilizados por el CENACE para satisfacer criterios de Confiabilidad y seguridad en la operación en tiempo real de los sistemas que componen el Sistema Eléctrico Nacional (límites operativos seguros), y reflejar el promedio de los mismos durante las temporadas/bloques horarios utilizados para estos cálculos.
- 2.4.22** La información considerada por el CENACE para tomar en cuenta la condición operativa segura con criterio (n-1), está implícita en los límites operativos de los enlaces restringidos; es decir, los límites operativos de los enlaces están restringidos considerando el criterio de seguridad operativa (n-1). Lo anterior, implica que el proceso de cálculo de los DFT Legados factibles no incluirá la simulación de contingencias.
- 2.4.23** Con el fin de incluir el impacto de las pérdidas de transmisión en el cálculo de los DFT Legados, la herramienta de cálculo considerará el algoritmo mostrado en el Capítulo 7 y reflejado en el modelo matemático de la sección 5.2.
- 2.4.24** La herramienta de cálculo también permitirá considerar una reducción de la capacidad de la red disponible para el otorgamiento de los DFT Legados. El tamaño de la reducción se podrá fijar al valor deseado asignando valores a los factores de reducción utilizados para este propósito.
- 2.4.25** De acuerdo con lo establecido con las Bases del Mercado Eléctrico, el CENACE deberá recalcular los DFT Legados asignados únicamente en el caso de retiro o adición a CIL o Suministradores de Servicio Básico de Centros de Carga que estuvieran vigentes al 11 de agosto de 2014. Dicho recálculo deberá realizarse mensualmente considerando la información que se le reporte relacionada con estas acciones.

2.5 Responsabilidades

2.5.1 Serán responsabilidades del CENACE:

- (a) Gestionar la adquisición de toda la información necesaria para el cálculo de los DFT Legados, para todos los sistemas, años, temporadas y bloques de tiempo descritos en las secciones 2.4.1 y 2.4.2.
- (b) Calcular los DFT Legados que se asignarán a titulares de CIL y Suministradores de Servicios Básicos, con base en el uso promedio que hayan hecho del sistema de transmisión durante el periodo comprendido del 12 de agosto de 2012 al 11 de agosto de 2014.

- (i) En el caso de las energías renovables, se utilizará un periodo de hasta 10 años completos de historial, a partir del 12 de agosto de 2004 o a partir del día 12 de agosto inmediato siguiente a la operación comercial de la Central Eléctrica, el que haya ocurrido más tarde.
- (c) Recalcular los DFT Legados asignados solamente en el caso de retiro o adición de Centros de Carga a CIL o Suministradores de Servicios Básicos. Dicho recálculo deberá realizarse mensualmente considerando la información que se le reporte relacionada con estas acciones.
- (d) Poner a disposición la información de los DFT Legados asignados en los términos que establece el Manual del Sistema de Información del Mercado.
- (e) Administrar los DFT Legados y poner a disposición su información para que el sistema de liquidaciones del mercado realice la liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista de energía y Servicios Conexos en el Mercado del Día en Adelanto conforme a lo previsto en el Manual de Liquidaciones y el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.
- (f) Mantener actualizado el registro de DFT Legados, el cual deberá incluir cuando menos:
 - (i) Nombre (Identificación) del titular;
 - (ii) Número de código o registro;
 - (iii) Nombre del propietario;
 - (iv) NodoP origen;
 - (v) NodoP destino;
 - (vi) Periodo de uso; y,
 - (vii) Cantidad asignada de cada DFT Legado.
- (g) Establecer una cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados a fin de poder administrar los DFT Legados factibles rechazados por los Participantes del Mercado.

2.5.2 Responsabilidades de los Participantes Elegibles:

- (a) Proporcionar al CENACE, en caso de que éste lo solicite a través de los medios de notificación definidos en el Manual del Sistema de Información del Mercado, la información de cada Contrato de Interconexión Legado o convenio de transmisión que estuviera vigente al 11 de agosto de 2014, para realizar los cálculos de los DFT Legados asignables.
- (b) Manifiestar al CENACE su decisión sobre la aceptación o rechazo de los DFT Legados que le fueron asignados.
- (c) Notificar oportunamente al CENACE el retiro o adición de Centros de Carga en los términos de este Manual.

2.5.3 Responsabilidades de los Participantes de Mercado que reciben DFT Legados:

- (a) Cumplir con lo dispuesto en las Reglas del Mercado;
- (b) Realizar los pagos asociados con los DFT Legados que le fueran asignados o que fueran asignados a los CIL que representan;
- (c) Para el caso del Generador de Intermediación:
 - (i) Administrar los DFT Legados que le fueran asignados a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista;
 - (ii) Transferir los DFT Legados que le fueran asignados a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que representa cuando éstos elijan convertir sus contratos al nuevo régimen legal, como lo dispone el Manual de Contratos de Interconexión Legados; y,
 - (iii) Compartir con los titulares de los Contratos de Interconexión Legados los estados de cuenta que correspondan a sus activos, en términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.

2.6 Procedimiento para la asignación de los DFT Legados

2.6.1 El CENACE seguirá el siguiente procedimiento para la asignación de los DFT Legados, de acuerdo a las fechas que se indican:

- (a) El CENACE obtendrá la información necesaria de los CIL o convenios de transmisión y de los Suministradores de Servicios Básicos para los cálculos de los DFT Legados asignables, que incluirá (o podrá utilizar datos estimados) en sus cálculos como se describe en la Sección 3.1.3:
 - (i) La generación e importación promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Central Eléctrica amparada por un CIL (o en el caso de las energías renovables, el periodo aplicable), durante los días en los que el CIL estuviera vigente, con las consideraciones que se señalan en la Base 13.2.3. (b) y la Base 13.2.4 (b).
 - (ii) La generación total promedio, como la suma de los valores obtenidos en el inciso anterior, calculada por separado para cada contrato.
 - (iii) El consumo promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Centro de Carga amparado por un CIL, con las consideraciones que se señalan la Base 13.2.3. (c) y la Base 13.2.4 (c).
- (b) El CENACE pondrá a disposición de los Participantes Elegibles, los supuestos que resulten del inciso anterior para el cálculo de DFT Legados asignables, identificando las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga que serán incluidos en los cálculos del inciso (c) siguiente. Asimismo, en los casos en los que no hubiera suficientes datos históricos disponibles para el cálculo de los promedios, los Participantes Elegibles recibirán los datos estimados que el CENACE utilizará para construir los promedios para el proceso de cálculo de los DFT Legados asignables. Para tal efecto, aplicará lo siguiente:
 - (i) El CENACE deberá realizar la notificación a los Participantes Elegibles; así como mantener la información para su consulta a los interesados en el Sistema de Información del Mercado.
 - (ii) La notificación a la que se refiere el subinciso anterior, deberá realizarse al menos 15 días hábiles previos a la fecha establecida para realizar los cálculos a los que se refiere en inciso (c).
 - (iii) Los Participantes Elegibles podrán enviar solicitudes de correcciones en formato libre al CENACE, a más tardar 10 días hábiles posteriores a la notificación a la que se refieren los subincisos (i) y (ii).
 - (iv) El CENACE deberá analizar las solicitudes de correcciones y determinar su procedencia. En cualquier caso, deberá notificar al Participante Elegible el resultado de su análisis, previo a la realización de los cálculos a los que se refiere el inciso (c).
 - (v) En caso de que las correcciones solicitadas por el Participante Elegible resulten improcedentes, el CENACE realizará el cálculo con la información original. En este caso el Participante Elegible mantendrá su derecho a solicitar las aclaraciones a las que se refiere el inciso (d).
 - (vi) El Generador de Intermediación deberá notificar los supuestos a los que se refiere este inciso (b) a los titulares de CIL y convenios de transmisión a más tardar 2 días hábiles después de haber recibido la notificación a la que se refiere el subinciso (i).
 - (vii) Los titulares de CIL y convenios de transmisión podrán enviar solicitudes de correcciones a través del Generador de Intermediación. Para tal efecto, deberán remitir al Generador de Intermediación las solicitudes en formato libre a más tardar 6 días hábiles posteriores a la notificación a la que se refiere en subinciso (vi). El Generador de Intermediación deberá notificar al CENACE de estas solicitudes en los términos del subinciso (iii).
- (c) El CENACE realizará los cálculos descritos en los Capítulos 3 y 5, con base en la información disponible de los CIL o convenios de transmisión y los Suministradores de Servicios Básicos:

- (i) Para cada año entre 2016 y 2035, el CENACE calculará los DFT Legados asignables para los CIL o convenios de transmisión y los Suministradores de Servicios Básicos, siguiendo la metodología para el cálculo de los DFT Legados asignables que se establece en la Sección 2.4.
- (ii) El CENACE realizará los cálculos mencionados en el inciso (i) anterior para la asignación de los DFT Legados en cuanto estén disponibles los datos; es decir:
 - (A) Al momento del cálculo de los DFT Legados para cada año, a partir de los DFT Legados correspondientes a 2016, si la Secretaría no ha determinado cuáles Centrales Eléctricas no se incluirán en los Contratos Legados para el Suministro Básico, se llevará a cabo el cálculo para la asignación de los DFT Legados correspondientes a dicho año solamente. En dicha asignación no se excluirá ninguna Central Eléctrica del cálculo de la generación promedio.
 - (B) Una vez que la Secretaría haya determinado cuáles Centrales Eléctricas no se incluirán en los Contratos Legados para el Suministro Básico, se llevará a cabo el cálculo para la asignación de los DFT Legados correspondientes a cada año futuro, hasta 2035. Dichas Centrales Eléctricas se excluirán del cálculo de la generación promedio para la temporada y año de exclusión.
- (iii) En los primeros 5 días hábiles de cada mes, el CENACE realizará los cálculos requeridos a causa de la adición o retiro de Centros de Carga, de conformidad con lo que se establece en la Sección 6.2.
- (d) El CENACE comunicará a los Participantes Elegibles los resultados de los cálculos para la asignación de los DFT Legados, de conformidad con el siguiente procedimiento y lo descrito en la disposición 3.2.1:
 - (i) A más tardar el 15 de octubre de 2016, el CENACE notificará a los titulares de los CIL o convenios de transmisión y a los Suministradores de Servicios Básicos los resultados de los cálculos. Además, dicha información estará disponible en todo momento a través del Sistema de Información del Mercado.
 - (ii) La notificación deberá contener la información descrita en la disposición 3.2.1.
 - (iii) Los Participantes Elegibles podrán revisar el cálculo de DFT Legados y solicitar una aclaración al CENACE a más tardar 5 días hábiles después de la fecha de recepción de la notificación.
 - (iv) El CENACE deberá responder la aclaración dentro de los 5 días hábiles siguientes a su recepción, a través del Sistema de Información del Mercado.
 - (v) Si el CENACE no recibe una solicitud de aclaración a los resultados de los cálculos para la asignación de los DFT Legados en el plazo antes señalado, los resultados se darán por aceptados.
 - (vi) En caso de que los Participantes Elegibles no estén de acuerdo con los resultados de los cálculos para la asignación de los DFT Legados, ni con la aclaración que al respecto les haya enviado el CENACE, se podrán inconformar de conformidad con la legislación aplicable.

CAPÍTULO 3

Proceso de Cálculo de los DFT Legados

3.1 Proceso de Cálculo de los DFT Legados Asignados Factibles

3.1.1 Para calcular los DFT Legados asignados factibles en cada uno de los sistemas eléctricos que componen el Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE realizará un proceso que consiste en los pasos siguientes:

- (a) Obtención de datos de fuente origen.
- (b) Procesamiento de datos de fuente origen y generación de datos para cálculo de DFT Legados.
- (c) Cálculo de DFT Legados asignados factibles.
- (d) Preparación de resultados.

3.1.2 La Figura 3.1 muestra esquemáticamente el proceso mencionado en la disposición anterior.

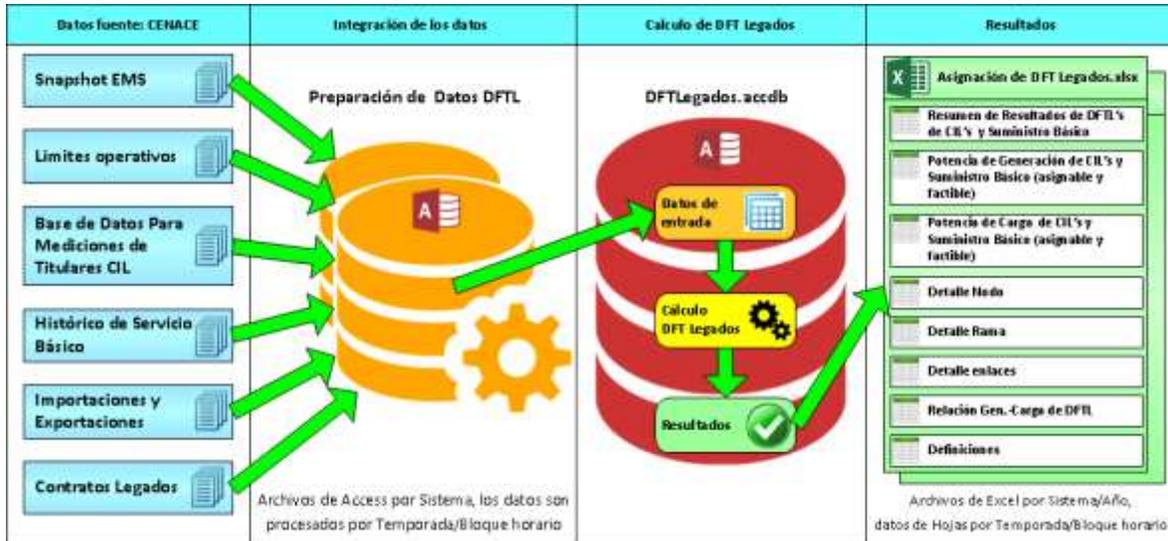


Figura 3.1 Diagrama esquemático del proceso de cálculo de los DFT Legados asignados factibles

3.1.3 Obtención de datos de fuente origen

- Modelo de Red del Sistema Eléctrico. El modelo de la red eléctrica de los sistemas del Sistema Eléctrico Nacional se obtiene de los sistemas EMS de cada uno de los sistemas eléctricos involucrados (Baja California Sur, Baja California y Sistema Interconectado Nacional), y corresponden a instantáneas de salida del estimador de estado con red completa para condiciones de operación típicas de cada uno de los 6 bloques horarios de un día. Los elementos de la red son los existentes al 11 de agosto de 2014.
- Datos históricos operativos de CIL y Suministradores de Servicios Básicos. Para cada uno de los CIL de los sistemas del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE obtendrá y preparará los datos necesarios para obtener la inyección y consumo promedio por temporada y por bloque de los CIL vigentes al 11 de agosto de 2014. De igual manera, obtendrá y preparará los datos necesarios para obtener la generación promedio por temporada y por bloque de todas las Centrales Eléctricas Legadas, los Contratos de Centrales Externas Legadas y las importaciones que se utilizaban para el servicio público de energía eléctrica correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014. Asimismo, obtendrá y preparará la información relacionada con las importaciones y exportaciones.
- Datos de límites operativos seguros en enlaces de los sistemas eléctricos del Sistema Eléctrico Nacional. Los datos de los límites operativos seguros de los enlaces considerados como restricciones operativas del sistema eléctrico y que deben ser respetados en el cálculo de los DFT Legados, serán preparados por CENACE por sistema eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional, temporada y bloque horario de operación. Estos datos incluirán, además de los límites operativos, la identificación de los elementos de la red eléctrica (rama; línea de transmisión / transformador) que forman parte de cada uno de los enlaces.
- Datos de vigencia de Contratos de Interconexión Legados y Contratos Legados para el Suministro Básico. De acuerdo con lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, la Secretaría proporcionará la información de aquellas centrales incluidas en los Contratos Legados para el Suministro Básico que dejan de incluirse durante el periodo comprendido entre el año 2016 a 2035. En caso de no contar con esta información al momento de realizar el cálculo de DFT Legados, el CENACE realizará dicho cálculo únicamente para el siguiente año, en el entendido de que ninguna Central Eléctrica Legada o Central Externa Legada se hubiese excluido de los Contratos Legados para el Suministro Básico. En su caso, los DFT Legados de los años posteriores se calcularán una vez que la información faltante esté disponible, o en caso de ser necesario, el CENACE calculará los DFT Legados para otro año conforme a lo previsto en el presente inciso.

- 3.1.4** Procesamiento de datos de fuente origen y generación de datos para el cálculo de DFT Legados.
- (a) Como se indica en la Figura 3.1, el paso siguiente en el proceso de cálculo de los DFT Legados consiste en procesar los datos de fuente origen para preparar los datos requeridos por la aplicación que se encarga de calcular los DFT Legados para todos los sistemas del Sistema Eléctrico Nacional. El procesamiento de los datos de fuente origen para cada uno de los sistemas del Sistema Eléctrico Nacional da como resultado un conjunto de datos que contiene toda la información tal y como la requiere el programa que calcula los DFT Legados. Los datos procesados se clasifican en dos tipos:
 - (i) Datos estáticos; y,
 - (ii) Datos dinámicos.
 - (b) Los datos estáticos son aquellos que permanecen invariantes en el cálculo de los DFT Legados para las 4 temporadas anuales de todos los años del horizonte considerados.
 - (c) Los datos estáticos y dinámicos se asocian por sistema de estudio y son independientes entre sí; es decir, existen datos estáticos y dinámicos para cada uno de los sistemas eléctricos que componen el Sistema Eléctrico Nacional: Sistema Interconectado Baja California Sur, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Nacional.
 - (d) El conjunto de datos estáticos y dinámicos de todos los sistemas del Sistema Eléctrico Nacional conforman la base de datos procesados que son utilizados para el cálculo de los DFT Legados, como se muestra esquemáticamente en la Figura 3.2.



Figura 3.2 Base de Datos Procesados para el Cálculo de DFT Legados

- (e) Los datos de cada sistema contienen la información organizada por año/temporada/bloque horario.
- (f) Los datos estáticos son:
 - (i) Modelo nodo rama de flujos DC del sistema eléctrico.
 - (ii) Enlaces de transmisión incluyendo los límites operativos e identificación de las ramas que componen el enlace.
 - (iii) Factores de distribución de carga.
- (g) Otro conjunto de datos por sistema del Sistema Interconectado Nacional que caen dentro de la categoría de datos estáticos, pero que están definidos por bloque de tiempo/temporada anual, incluye:
 - (i) Promedios base de generación y consumo de CIL.
 - (ii) Promedios base de importaciones y exportaciones de energía.
 - (iii) Promedios base de generación y consumo para el servicio básico.

- (h) Por último, otro conjunto de datos que también están dentro de la categoría de datos estáticos, pero que son únicos para todo el horizonte de estudio es:
 - (i) Vigencia de Contratos de Interconexión Legados y de las Centrales Eléctricas incluidas en los Contratos Legados para el Suministro Básico.
- (i) Los datos dinámicos para cada sistema del Sistema Eléctrico Nacional se definen con base en la información de la vigencia de contratos CIL y generadores del Suministrador de Servicios Básicos.
- (j) La periodicidad de cambio de los datos dinámicos depende de la información contenida en los datos de vigencia de contratos CIL y generadores del Suministrador de Servicios Básicos. Los datos de vigencia de contratos CIL y generadores del Suministrador de Servicios Básicos están dados por una unidad de tiempo igual a mes-año.
 - (i) Por ejemplo, el término de vigencia de un contrato CIL implica la eliminación de la información correspondiente a dicho CIL en los cálculos de DFT Legados Factibles a partir de ese momento, afectando la asignación de todos los Participantes Elegibles que tienen derecho a DFT Legados. De igual forma, la terminación de vigencia de un generador del Suministrador de Servicios Básicos implica un recálculo de la generación promedio del Suministrador de Servicios Básicos, y como consecuencia un nuevo conjunto de DFT Legados Factibles a partir de ese momento. El preparador de datos para cálculo de DFT Legados distribuye la carga de los CIL en los nodos de carga del sistema utilizando la información de los datos estáticos por bloque horario y por bloque/temporada satisfaciendo los criterios para cálculo de DFT Legados, es decir, que las inyecciones sean iguales a los consumos, indicando en todo caso las Centrales Eléctricas que participan en el proceso de cálculo.
- (k) Tal y como lo establecen las Bases del Mercado Eléctrico, cuando algún CIL termina su vigencia en algún punto de tiempo del horizonte de estudio, la inyección y carga promedio de dicho CIL deja de ser considerado para el cálculo de los DFT Legados asignados factibles a partir de ese punto en el tiempo, para todas las temporadas y años restantes del horizonte de estudio.
- (l) Para el caso en que alguna Central Eléctrica incluida en los Contratos Legados para el Suministro Básico deje de incluirse en algún punto de tiempo del horizonte de estudio, su aportación al promedio de generación se eliminará para todas las temporadas y años restantes del horizonte de estudio.
- (m) Toda la información requerida para el cálculo de los DFT Legados de todos los sistemas del Sistema Eléctrico Nacional en todo el horizonte de estudio, se prepara antes del inicio del cálculo de los DFT Legados. En caso de no contar con la información suficiente para realizar el cálculo de DFT Legados para todo el horizonte del estudio, el CENACE podrá realizar el cálculo para un solo año, difiriendo el cálculo de años posteriores hasta que la información faltante esté disponible. Lo anterior, en términos de la disposición 3.1.3 (d).

3.1.5 Cálculo de los DFT Legados asignados factibles

- (a) El siguiente paso en el proceso de cálculo de los DFT Legados consiste en calcular los DFT Legados asignados factibles. Este cálculo se realiza por sistema/año/temporada/bloque horario.
- (b) El módulo de cálculo de los DFT Legados asignados factibles procesa información por temporada/bloque, y el administrador de proceso lleva el control del año y sistema de estudio.
- (c) El administrador de procesos se responsabiliza de guardar los resultados de cada ejecución del módulo de cálculo en una base de datos de resultados que tiene capacidad para almacenar los resultados por año/sistema. Cada vez que se complete el cálculo de los DFT Legados asignados factibles de un año en cada sistema, el administrador de procesos se responsabiliza de pasar dicha información a un libro de EXCEL de manera organizada para su posterior consulta.

(d) La Figura 3.3 muestra de manera gráfica y simplificada este proceso.

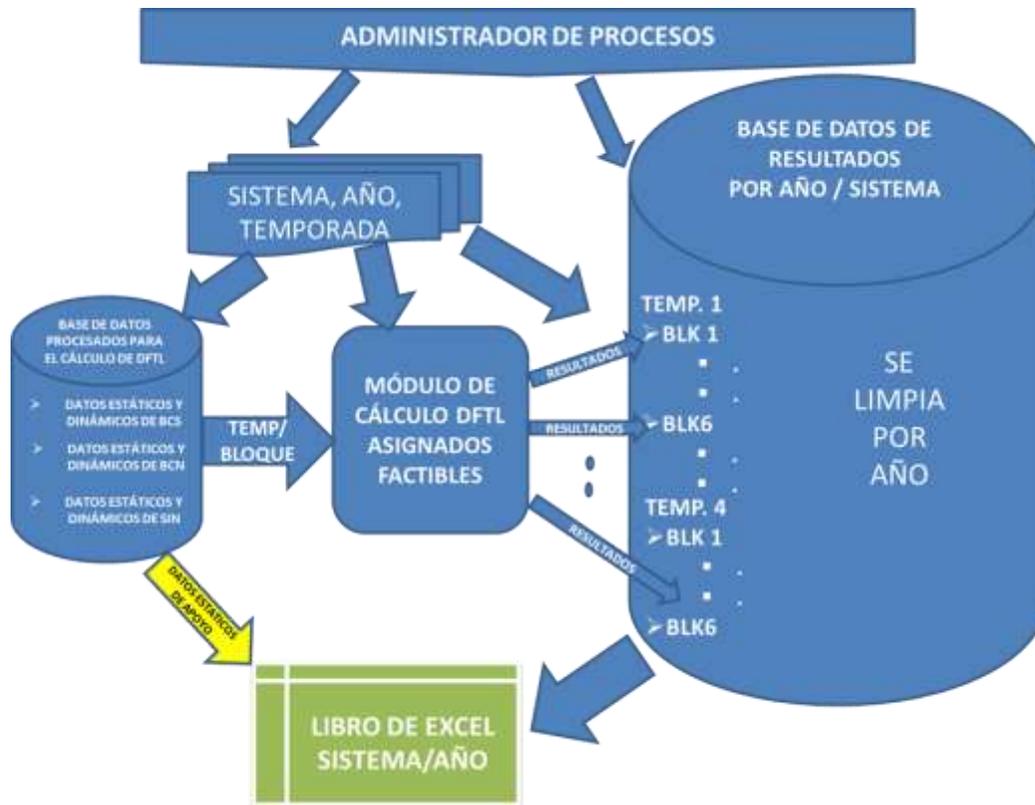


Figura 3.3 Diagrama esquemático del proceso de cálculo de los DFT Legados asignados factibles

3.1.6 Preparación de resultados

- (a) El proceso de cálculo de los DFT Legados arroja los resultados en libros de Excel. Se genera un libro de Excel para cada año del periodo comprendido del 2016 al 2035, para cada uno de los sistemas que componen el Sistema Eléctrico Nacional.
- (b) Cada libro de Excel está compuesto de hojas que contienen los resultados relevantes del cálculo de los DFT Legados. Los resultados son para cada una de las temporadas anuales y cada uno de los bloques horarios diarios por temporada.
- (c) Las hojas de cada libro de Excel contienen la siguiente información:
 - (i) Resumen de Resultados de DFT Legados de CIL y Suministro Básico. Muestra los valores totales de los vectores de inyección y carga factibles correspondientes a los titulares de CIL y Suministradores de Servicios Básicos considerados en el estudio. Estos valores corresponden a los DFT Legados que son ofrecidos a los Participantes Elegibles para recibir DFT Legados sin costo alguno.
 - (ii) Potencia de Generación de CIL y Suministro Básico (asignable y factible). Muestra el detalle (elementos del vector) de la generación (inyección) asignable y factible para cada CIL y Suministro Básico incluido en el estudio.
 - (iii) Potencia de Carga de CIL y Suministro Básico (asignable y factible). Muestra el detalle (elementos del vector) de la carga (extracción) asignable y factible para cada CIL y Suministro Básico incluido en el estudio.
 - (iv) Detalle Nodo. Muestra el detalle nodal de la solución de red correspondiente a los DFT Legados simultáneos factibles. Incluye inyección y extracción neta nodal, así como ángulos nodales.
 - (v) Detalle Rama. Muestra el detalle de flujos en ramas de la solución de red correspondiente a los DFT Legados simultáneos factibles.
 - (vi) Detalle enlaces. Muestra el detalle de flujos en enlaces restringidos de la solución de red correspondiente a los DFT Legados simultáneos factibles.

- (vii) Relación Generación-Carga de DFT Legados. Esta hoja utiliza las facilidades de EXCEL para generar tablas dinámicas, y con base en los resultados obtenidos y algunos de los datos estáticos (fdc, fpg: factores de participación de generación, ubicación de cargas en zonas de carga), permite mostrar la contribución de generación factible de cada uno de los CIL y Suministro Básico a las correspondientes cargas factibles, ubicadas por nodo físico o por zona de carga (NodoP).
- (viii) Definiciones. La hoja Definiciones contiene la descripción de todos los campos de las hojas del libro.

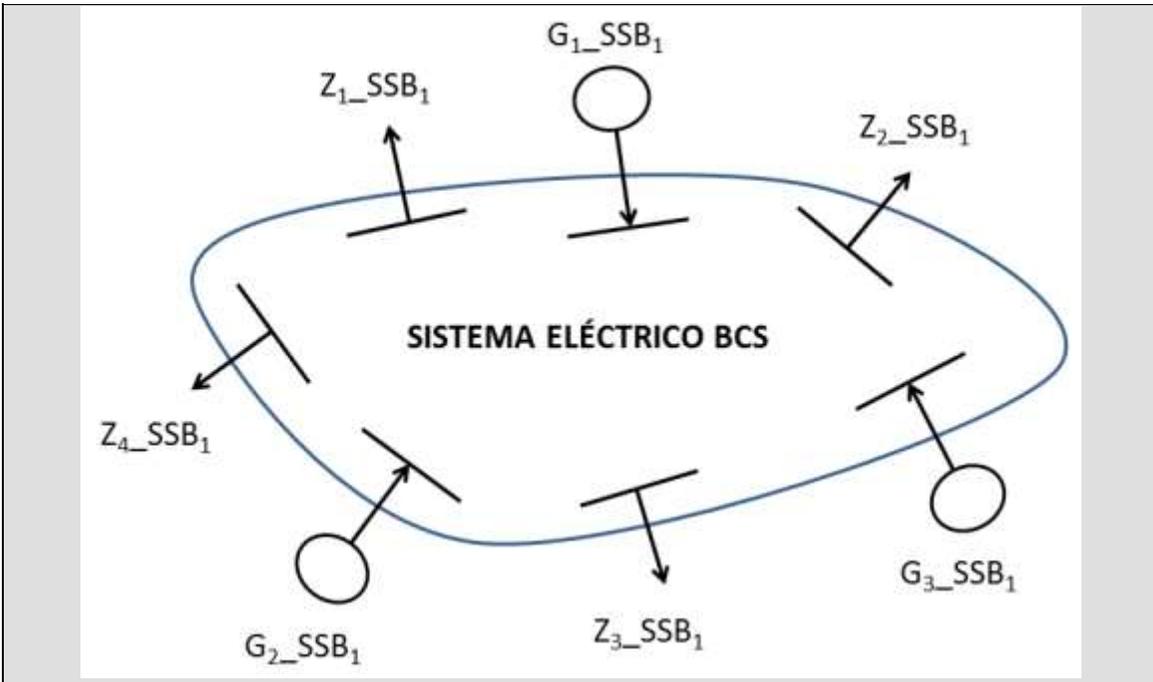
3.2 Pasos posteriores al cálculo de los DFT factibles

3.2.1 Después de que el CENACE determine los DFT factibles, se llevan a cabo los siguientes pasos:

- (a) Los Participantes del Mercado con DFT asignables serán informados de sus DFT (cantidades y características), por bloque de tiempo, temporada y año, en cuyo caso:
 - (i) El CENACE notificará a más tardar 5 días hábiles después de haber terminado los cálculos; y,
 - (ii) La notificación se llevará a cabo a través del Sistema de Información del Mercado.
- (b) El CENACE entregará a los Participantes Elegibles con DFT asignables información referente a los cálculos de los DFT Legados factibles. Esto permitirá a los participantes revisar el proceso de determinación de DFT Legados factibles y, en su caso, solicitar una aclaración al respecto, en los términos del numeral 2.6.1. A más tardar 5 días hábiles después de terminar los cálculos, el CENACE entregará los libros de Excel con los resultados descritos en la sección 3.1.6.
- (c) En caso de que así fuera requerido por los Participantes Elegibles con DFT asignables, el CENACE entregará la siguiente información de detalle. Lo anterior, sin perjuicio de que los datos incluidos en el inciso (iii) siguiente serán públicos en los términos del Manual del Sistema de Información del Mercado:
 - (i) Los promedios históricos de generación y consumo de cada una de sus Centrales Eléctricas y Centros de Carga que se utilizaron como insumo para la optimización para determinar los DFT asignables, así como los NodosP a los que estos datos fueron asignados.
 - (ii) En los casos en los que no hubo suficientes datos históricos disponibles para el cálculo de los promedios, los Participantes Elegibles recibirán los datos estimados que el CENACE utilizó para construir los promedios utilizados en el proceso de cálculo de los DFT Legados asignables.
 - (iii) Los resultados intermedios y finales de los cálculos de DFT factibles:
 - (A) las características completas de DFT asignables.
 - (B) las características completas de DFT factibles, ambos considerando a todos los Participantes Elegibles.
 - (C) El modelo de red que fue utilizado para llevar a cabo la optimización que determinó los DFT factibles; para tal efecto, no se entregará la información que se clasifique de confidencial o reservada en términos de las disposiciones aplicables.
- (d) Los Participantes Elegibles pueden rechazar los DFT Legados que les fueron asignados de acuerdo con el procedimiento descrito en el Capítulo 4. Si no se recibe una notificación de rechazo de los DFT Legados por parte de los Participantes Elegibles, se tomarán por aceptados. Los DFT Legados asignados a un Participante Elegible deben ser aceptados o rechazados en su totalidad.

Ejemplo

Supongamos que a un SSB se le otorgaron 100 DFT Legados Factibles para el bloque 1 (00-04 hrs.) de la temporada 1 (Ene-Mar) para el año 2017 para el sistema eléctrico BCS, los cuales serán utilizados entre un vector de inyección $A = \{g_1, g_2, g_3\}$ (unidades generadoras) y un vector de extracción $B = \{z_1, z_2, z_3, z_4\}$ (zonas de carga).



Caso hipotético de Suministrador de Servicios Básicos

Supóngase que los factores de participación de generación (FPG) asociados a cada elemento del vector de inyección A son: $g_1=0.1$, $g_2=0.3$ y $g_3=0.6$ (la suma de todos los factores de participación de un participante para un sistema eléctrico debe ser 1).

Supóngase que los factores de distribución de carga (FDC) asociados a cada elemento del vector de extracción B son: $z_1=0.1$, $z_2=0.2$, $z_3=0.3$ y $z_4=0.4$ (la suma de todos los factores de distribución de carga de un participante para un sistema eléctrico debe ser 1).

Entonces para conocer los DFT Legados Factibles entre dos elementos de los vectores A y B es:

(DFT Legados Factibles) $\ast g_i \ast z_j$. Donde g_i es el elemento i del vector A y z_j es el elemento j del vector B.

Por ejemplo, para encontrar cuantos DFT Legados existen entre g_1 y z_2 se tiene: $100 \ast 0.1 \ast 0.2 = 2$

De esta forma los DFT Legados Factibles entre cada elemento del Vector A y cada elemento del Vector B se representa en la siguiente matriz:

		Vector B				
		z1	z2	z3	z4	
Vector A	FPG / FDC	0.1	0.2	0.3	0.4	
	g1	0.1	1	2	3	4
	g2	0.3	3	6	9	12
	g3	0.6	6	12	18	24

Ejemplo de matriz de correspondencia de DFT Legados

Para comprobar los DFT Legados Factibles asignados a cada elemento del vector A se suman las filas g_i . De la misma forma para comprobar los DFT Legados Factibles asignados a cada elemento del vector B se suman las columnas z_j .

		Vector B					
		z1	z2	z3	z4	Suma A	
Vector A	FPG / FDC	0.1	0.2	0.3	0.4	1	
	g1	0.1	1	2	3	4	10
	g2	0.3	3	6	9	12	30
	g3	0.6	6	12	18	24	60
Suma B		1	10	20	30	40	100

Ejemplo de comprobación de la matriz de correspondencia de DFT Legados

La suma de los DFT Legados Factibles de los elementos de ambos vectores debe ser 100.

Los DFT Legados Factibles entre cada elemento de los vectores de Inyección A y de extracción B serán liquidados de acuerdo con la componente de congestión de los PML del MDA.

CAPÍTULO 4

Recepción o rechazo de DFT Legados

4.1 Decisión de los Participantes Elegibles

- 4.1.1** En esta sección se elabora el proceso para la toma de decisiones para la aceptación o rechazo de DFT Legados que deberán seguir los Participantes Elegibles.
- 4.1.2** Cabe señalar que los titulares de Contratos de Interconexión Legados o convenios de transmisión que incluyan el servicio de transmisión a la fecha de entrada en vigor de la Ley, cuando éstos no hayan convertido sus contratos a Contratos de Interconexión en términos de la Ley, no son Participantes Elegibles. Dichas personas sólo podrán elegir aceptar o rechazar sus DFT Legados al momento de convertir sus Contratos de Interconexión, en los términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.
- 4.1.3** Los DFT Legados para los titulares de CIL que no conviertan sus contratos serán asignados al Generador de Intermediación hasta que los titulares decidan convertir sus Contratos de Interconexión Legados o hasta que éstos venzan. Asimismo, se asignarán al Generador de Intermediación los DFT Legados que correspondan a un titular de CIL que ejerza su opción de regresar a dichos términos después de haberse convertido al régimen de la Ley conforme al artículo Décimo Transitorio de la Ley.
- 4.1.4** El CENACE comunicará a los Participantes Elegibles, a través del Sistema de Información del Mercado, la cantidad y las características de los DFT Legados factibles a los que tengan derecho, para que manifiesten su voluntad para su recepción o rechazo en su totalidad, de conformidad con lo siguiente:
- (a) Los Participantes Elegibles podrán revisar los resultados de la asignación de los DFT Legados, siguiendo el procedimiento descrito en la disposición 2.6.1(d).
 - (b) Los Participantes Elegibles podrán rechazar el total de los DFT Legados que se les asignen y lo deberán notificar al CENACE a más tardar 5 días hábiles después de terminada la revisión a que se refiere el inciso a) anterior.
 - (c) Si en el plazo señalado en el inciso anterior el CENACE no recibe una solicitud de aclaración o una notificación expresa de la voluntad de rechazo de los DFT Legados asignados, éstos se asignarán en su totalidad a los Participantes Elegibles, de conformidad con el resultado del cálculo previamente notificado.
 - (d) Los Suministradores de Servicios Básicos recibirán los DFT Legados factibles que les correspondan en tanto no manifiesten expresamente su voluntad de rechazarlos por escrito.
 - (e) El Generador de Intermediación estará obligado a aceptar los DFT Legados factibles que le correspondan. La elección de los titulares de CIL para aceptar o rechazar dichos DFT Legados se realizará cuando éstos, en su caso, realicen la conversión de sus Contratos de Interconexión. Lo anterior, en términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.
 - (f) Los titulares de CIL que decidan convertir estos contratos a nuevos contratos de interconexión al amparo de la Ley, pueden elegir entre recibir, sin costo, sus DFT Legados factibles o rechazarlos, de acuerdo con lo siguiente:
 - (i) El CENACE le deberá informar a los titulares de CIL sobre la cantidad y las características de los DFT Legados factibles a los que tengan derecho, en términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.
 - (ii) Los titulares de CIL podrán revisar los resultados de la asignación de los DFT Legados, siguiendo el procedimiento descrito en la disposición 3.2.1.
 - (iii) Los titulares de los CIL podrán aceptar o rechazar los DFT Legados en su totalidad y lo deberán notificar al CENACE en 10 días hábiles, utilizando el formato designado para ello en el Manual de Contratos de Interconexión Legados.
 - (iv) La transferencia de los DFT Legados del Generador de Intermediación a los titulares de CIL se realizará a partir del mes siguiente a la notificación.
 - (v) Si dentro del plazo señalado en el inciso (iii) anterior el CENACE no recibe una solicitud de aclaración o una notificación expresa de la voluntad de rechazo de los DFT Legados asignados, éstos se considerarán aceptados.
 - (g) Los titulares de CIL que decidan trasladar un subconjunto de sus Centros de Carga a nuevos contratos de conexión en los términos de la Ley, podrán optar por adquirir o rechazar el porcentaje correspondiente de DFT Legados factibles, de acuerdo con lo siguiente:

- (i) El CENACE le deberá informar a los titulares de CIL sobre la cantidad y las características de los DFT Legados factibles a los que tengan derecho por trasladar el subconjunto de sus Centros de Carga, en términos del Manual de Contratos de Interconexión Legados.
 - (ii) Los titulares de CIL podrán revisar los resultados de la asignación de los DFT Legados, siguiendo el procedimiento descrito en la disposición 3.2.1.
 - (iii) Los titulares de los CIL podrán adquirir o rechazar el porcentaje correspondiente de los DFT Legados en su totalidad y lo deberán notificar al CENACE dentro de los 10 días hábiles siguientes, utilizando el formato designado para ello en el Manual de Contratos de Interconexión Legados.
 - (iv) La transferencia de los DFT Legados del Generador de Intermediación a los titulares de CIL se realizará a partir del mes siguiente a la notificación.
 - (v) Si dentro del plazo señalado en el inciso (iii) anterior el CENACE no recibe una solicitud de aclaración o una notificación expresa de la voluntad de rechazo de los DFT Legados asignados, éstos se considerarán aceptados.
- (h) Los Derechos Financieros de Transmisión que se han rechazado no se pueden recuperar en el futuro.
 - (i) Los titulares de CIL que hayan optado por aceptar los DFT Legados, podrán rechazarlos en cualquier momento, para lo cual deberán comunicarlo oficialmente al CENACE en los términos que dispone el Manual de Contratos de Interconexión Legados.

4.2 Cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados

4.2.1 El CENACE establecerá una cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados por los Participantes Elegibles a fin de llevar a cabo su administración.

- (a) La cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados recibirá pagos por la venta de los DFT que tenga, en caso de que se vendan en las subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
- (b) Posteriormente, realizará o recibirá pagos por el valor de los DFT que no haya vendido, de acuerdo con los resultados del Mercado del Día en Adelanto.
- (c) Los flujos de efectivo netos resultantes de estas liquidaciones serán cobrados o pagados a todos los Participantes del Mercado en términos del Manual de Prácticas del Mercado correspondiente.

4.2.2 La cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados hará pública la siguiente información:

- (a) Características de los DFT Legados que se detentan en dicho fondo, que deben incluir para cada DFT Legado:
 - (i) Nombre e identificación de los Participantes Elegibles que rechazaron el DFT Legado;
 - (ii) Nodos de origen y Nodos de destino;
 - (iii) Cantidades de DFT en términos de 1 MWh por DFT;
 - (iv) Temporadas del año: trimestres de enero a marzo, abril a junio, julio a septiembre y octubre a diciembre;
 - (v) Bloques de tiempos:
 - (A) De las 00:00 a las 04:00 horas, todos los días;
 - (B) De las 04:00 a las 08:00 horas, todos los días;
 - (C) De las 08:00 a las 12:00 horas, todos los días;
 - (D) De las 12:00 a las 16:00 horas, todos los días;
 - (E) De las 16:00 a las 20:00 horas, todos los días; y,
 - (F) De las 20:00 a las 24:00 horas, todos los días.
- (b) Flujos de efectivo netos resultantes de las liquidaciones basadas en los resultados del Mercado del Día en Adelanto.

- 4.2.3** El CENACE establecerá la cuenta de depósito y manejo de DFT rechazados a más tardar 10 días hábiles después de que llevó a cabo la notificación a los Participantes Elegibles de la cantidad y las características de los DFT Legados factibles a los que tengan derecho en la primera asignación de los mismos.

CAPÍTULO 5
Modelo Matemático para el
Cálculo de los DFT Legados Asignados

5.1 Planteamiento matemático

- 5.1.1** La asignación de DFT se determina resolviendo un problema de optimización que satisface el criterio de maximizar el consumo de los DFT Legados factibles.

- 5.1.2** En este planteamiento la conformación de los puntos de inyección de potencia corresponde a los nodos de generación de la asignación predefinida de los contratos de Centrales Generadoras Legadas y Centrales Generadoras Externas Legadas a los Suministradores de Servicios Básicos. La razón de esta consideración es que los DFT asignados aporten a sus tenedores la cobertura efectiva que se pretende ante la incertidumbre de los CCM.

5.2 Formulación del problema de asignación con el criterio de maximizar el consumo de los DFT Legados Factibles

- (a) La formulación incluye la consideración de las pérdidas de transmisión en el cálculo de los DFT Legados.
- (b) El Capítulo 7 presenta la formulación utilizada para la consideración de pérdidas de transmisión en un problema de redes eléctricas donde se utiliza el modelo de Flujos DC para la solución de la red, como es el caso de los DFT Legados.
- (c) De igual manera, la formulación incluye factores para tomar en cuenta una reducción en la capacidad de la red de transmisión utilizada para la asignación de los DFT Legados.
- (d) Notación utilizada en las fórmulas:

Índices:

i	Índice de Central Eléctrica.
j	Índice de Centro de Carga.
k	Índice de nodo.
s	Índice de Suministrador o de Contrato de Interconexión Legado.

Conjuntos:

S	Conjunto de suministradores.
I	Conjunto de Contratos de Interconexión Legados.
G_K	Conjunto de Centrales Eléctricas en el nodo "k".
C_K	Conjunto de Centros de Carga en el nodo "k".
N	Conjunto de nodos del modelo de red de transmisión.
N_{GS}	Conjunto de nodos en los que se ubican Centrales Eléctricas con Contratos Legados para el Suministrador de Servicios Básicos "s" o Centrales Eléctricas incluidas en el Contrato de Interconexión Legado "s".
N_{CS}	Conjunto de nodos en los que se ubican los Centros de Carga del Suministrador de Servicios Básicos "s" o Contrato de Interconexión Legado "s".

Parámetros:

FR_1	Factor que multiplica a los vectores de generación y consumo asignables de los CILs y Suministrador de Servicios Básicos para considerar una reducción de la capacidad de transmisión de la red en la asignación de los DFT Legados, debe ser $\geq 1, \leq 2$.
FR_2	Factor que multiplica a los vectores de generación y consumo factibles de los CILs y Suministrador de Servicios Básicos para considerar una reducción de la capacidad de transmisión de la red en la asignación de los DFT Legados, debe ser $\leq 1, > 0$, este factor puede definirse de tal forma que sea el inverso de FR_1

Constantes:

\bar{g}_{is}^0 Capacidad de generación asignable de la Central Eléctrica “i” del Contrato Legado para Suministro Básico correspondiente al suministrador “s”, o capacidad de generación asignable de la Central Eléctrica “i” correspondiente al Contrato de Interconexión Legado “s”.

\bar{d}_{js}^0 Potencia de consumo asignable del Centro de Carga “j” del suministrador “s”, o potencia de consumo asignable del Centro de Carga “j” correspondiente al Contrato de Interconexión Legado “s”.

\bar{g}_{is} Capacidad de generación asignable resultante de multiplicar $\bar{g}_{is}^0 * FR_1$.

\bar{d}_{js} Potencia de consumo asignable resultante de multiplicar $\bar{d}_{js}^0 * FR_1$

\bar{y}_k Potencia de inyección asignable en el nodo “k”.

$$\text{Donde } \bar{y}_k = \sum_{i \in G_k} \sum_{s \in S \cup I} \bar{g}_{is}$$

Potencia de retiro asignable en el nodo “k”.

$$\bar{z}_k \text{ Donde } \bar{z}_k = \sum_{j \in C_k} \sum_{s \in S \cup I} \bar{d}_{js}$$

Variables:

Y_k Potencia de inyección factible en el nodo “k”.

Z_k Potencia de retiro factible en el nodo “k”.

5.2.2 Problema de maximización del valor de los DFT

(a) Función objetivo:

$$\text{Maximiza } \sum_{k \in N} z_k \quad (5.1)$$

Donde los DFT del Suministrador o Contrato de Interconexión “s” satisfacen la expresión siguiente:

$$\sum_{k \in N} \left(\frac{y_k}{\bar{y}_k} \right) \sum_{i \in G_k} \bar{g}_{is} \geq \sum_{k \in N} \left(\frac{z_k}{\bar{z}_k} \right) \sum_{j \in C_k} \bar{d}_{js} \quad ; \forall s \in S \cup I \quad (5.2)$$

Las variables están acotadas por los límites siguientes:

$$0 \leq y_k \leq \bar{y}_k \quad ; \forall k \in N \quad (5.3)$$

$$0 \leq z_k \leq \bar{z}_k \quad ; \forall k \in N \quad (5.4)$$

Además, las inyecciones y extracciones de potencia $\{y_k, z_k ; \forall k \in N\}$ no deben producir flujos que excedan la capacidad de transmisión en el modelo de flujos de potencia, descrito a continuación.

(b) Los DFT factibles

El número de Derechos Financieros de Transmisión factibles (*DFTs*) asignados al Suministrador “s” o Contrato de Interconexión Legado “s” será igual a:

$$DFT_s = FR_2 * \sum_{k \in N} \left(\frac{y_k}{\bar{y}_k} \right) \sum_{i \in G_k} \bar{g}_{is} \quad ; \forall s \in S \cup I \quad (5.5)$$

Las inyecciones y extracciones de potencia correspondientes a los DFT_s serán las definidas por los siguientes conjuntos:

$$\text{Inyecciones de potencia de } DFT_s = \left\{ \left(FR_2 * \left(\frac{y_k}{\bar{y}_k} \right) \sum_{i \in G_k} \bar{g}_{is} \right) ; \forall k \in N_{G_s} \right\} \quad (5.6)$$

$$\text{Extracciones de potencia de } DFT_s = \left\{ \left(FR_2 * \left(\frac{z_k}{\bar{z}_k} \right) \sum_{j \in C_k} \bar{d}_{js} \right) ; \forall k \in N_{C_s} \right\} \quad (5.7)$$

Para la asignación de DFT Legados, se considerará que $FR_1 = 4/3$ por lo que $FR_2 = 3/4$

5.2.3 El modelo de red y las restricciones de transmisión

(a) Notación

Índices:

r	Índice de rama.
e	Índice de grupo de ramas.
n_{Dr}	Nodo destino de la rama "r".
n_{Or}	Nodo origen de la rama "r".

Conjuntos:

R	Conjunto de ramas.
R_{Ok}	Conjunto de ramas cuyo nodo origen es el nodo "k".
R_{Dk}	Conjunto de ramas cuyo nodo destino es el nodo "k".
E_e	Conjunto de ramas "e", con capacidad de transmisión agregada limitada.

Parámetros:

b_r	Susceptancia serie de la rama "r".
\vec{f}_r	Límite superior al flujo de potencia del nodo origen al destino de la rama "r".
\tilde{f}_r	Límite inferior al flujo de potencia del nodo destino al origen de la rama "r".
\vec{f}_{E_e}	Límite superior al flujo de potencia en el grupo de ramas "e".
\tilde{f}_{E_e}	Límite inferior al flujo de potencia en el grupo de ramas "e".
h_{re}	Coefficiente de contribución de la rama "r" a la restricción de flujo en el grupo de ramas "e".
p_{L_k}	$\frac{1}{2}$ de las pérdidas de transmisión de las ramas que inciden en el nodo "k".
p_{L_r}	Pérdidas de transmisión de la rama "r".

Variables:

θ_k	Ángulo de voltaje en el nodo "k".
------------	-----------------------------------

(b) Ecuación de balance nodal:

$$y_k - z_k = \sum_{r \in R_{O_k}} b_r (\theta_k - \theta_{n_{D_r}}) + \sum_{r \in R_{D_k}} b_r (\theta_k - \theta_{n_{O_r}}) + p_{L_k} \quad ; \forall k \in N \quad (5.8)$$

Donde:

$$p_{L_k} = \sum_{r \in R_{O_k}} \frac{p_{L_r}}{2} + \sum_{r \in R_{D_k}} \frac{p_{L_r}}{2} \quad ; \forall k \in N \quad (5.9)$$

Las pérdidas de transmisión de las ramas p_{L_r} se calculan de acuerdo con la expresión (7.42) del Capítulo 7.

(c) Límites de transmisión en ramas:

$$\vec{f}_r \leq b_r (\theta_{n_{O_r}} - \theta_{n_{D_r}}) \leq \vec{f}_r \quad \forall r \in R \quad (5.10)$$

(d) Restricciones de seguridad en grupos de ramas:

$$\vec{f}_{E_e} \leq \sum_{r \in E_e} h_{re} b_r (\theta_{n_{O_r}} - \theta_{n_{D_r}}) \leq \vec{f}_{E_e} \quad \forall e \quad (5.11)$$

5.3 Algoritmo para Considerar Pérdidas de Transmisión en el Cálculo de DFT Legados con un Modelo de Flujos DC

5.3.1 El algoritmo consiste en distribuir las pérdidas de transmisión de las ramas del sistema entre los nodos extremos de las ramas, distribuyendo de esta manera las pérdidas donde realmente ocurren.

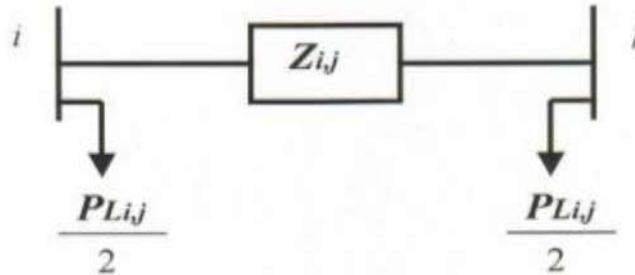
5.3.2 Este algoritmo convierte el problema de Flujos DC en un algoritmo iterativo como se muestra a continuación.

5.3.3 Algoritmo de solución

(a) Solución inicial usando Flujos DC

(b) Calcular las pérdidas totales y por elemento utilizando la expresión (7.37), (7.38) o (7.42) del Capítulo 7.

(c) Distribuir las pérdidas de los elementos entre sus nodos terminales como lo muestra la figura siguiente:



(d) Resolver de nuevo usando Flujos DC

(e) Calcular de nuevo las pérdidas totales y por elemento

(f) Comparar los resultados del punto (e) con los obtenidos en el punto (b)

(g) Si los resultados del punto (f) están dentro de una tolerancia dada, terminar el proceso, de otra manera repetir los pasos (c) a (f) hasta obtener convergencia.

- 5.3.4** El proceso de cálculo de los DFT Legados considerando pérdidas arroja un resultado en el que se tiene:

$$\bar{g}_T = \bar{d}_{fact} + \bar{P}_L \quad \text{--- (5.12)}$$

- (a) Por lo que:

$$\bar{g}_{fact} = \bar{d}_{fact} \quad \text{--- (5.13)}$$

- (b) Donde:

$$\bar{g}_{fact} = \bar{g}_T - \bar{P}_L \quad \text{--- (5.14)}$$

Donde:

\bar{d}_{fact}	Vector de consumo factible, cuyos elementos son la potencia de retiro factible en los nodos del modelo de la red de transmisión.
\bar{g}_{fact}	Vector de inyección factible, cuyos elementos son la potencia de inyección factible en los nodos del modelo de la red de transmisión.
\bar{P}_L	Vector de pérdidas de transmisión, cuyos elementos son las pérdidas asignadas a cada nodo del modelo de la red de transmisión.
\bar{g}_T	Vector de inyección total para considerar el balance incluyendo las pérdidas de transmisión.

5.4 Comentarios sobre el Algoritmo para Considerar Pérdidas de Transmisión en el Cálculo de los DFT Legados

- 5.4.1** El algoritmo no implica cambiar el modelo de flujos DC para considerar las pérdidas en el cálculo de los DFT Legados.
- 5.4.2** El algoritmo ha sido probado para considerar las pérdidas de transmisión con un modelo de flujos DC, arrojando resultados satisfactorios.
- 5.4.3** El algoritmo introduce un proceso iterativo sobre la solución de la red. Sin embargo, al tratarse de un problema lineal, el tiempo requerido por cada iteración es mínimo y el número de iteraciones es bajo.

CAPÍTULO 6

Permanencia y modificación de los cálculos realizados para DFT Legados

6.1 Cambios que no requieren el recálculo de los DFT Legados

- 6.1.1** En esta sección se enumeran y describen los cambios en el Sistema Eléctrico Nacional donde el CENACE no hará un recálculo de los DFT Legados.
- 6.1.2** La adición, modificación o retiro de Centrales Eléctricas, o la evolución de las cantidades generadas en cada una no causará el recálculo de los DFT Legados. Para el cálculo de los DFT Legados se usa la generación promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Central Eléctrica amparada por un Contrato de Interconexión Legado (con las excepciones aplicables para energías renovables), durante los días en los que el Contrato de Interconexión Legado estuviera vigente. No se tomarán en cuenta cambios en las Centrales Eléctricas y las cantidades generadas en cada una después de esta fecha.
- 6.1.3** El vencimiento de los CIL, el vencimiento de los Contratos de las Centrales Externas Legadas y la terminación de la inclusión de las Centrales Eléctricas Legadas en los Contratos Legados para el Suministro Básico no causará el recálculo de los DFT Legados. Los DFT Legados se calcularán para cada año entre 2016 y 2035 y la vigencia específica de cada CIL, Contrato de las Centrales Externas Legadas y la terminación de la inclusión de las Centrales Eléctricas Legadas en los Contratos Legados para el Suministro Básico se tendrá en cuenta en la asignación inicial de los DFT Legados.

- 6.1.4** En la asignación inicial de los DFT Legados, el CENACE usará la información de cada CIL, Contrato de las Centrales Externas Legadas y terminación de las Centrales Eléctricas Legadas en los Contratos Legados para el Suministro Básico para reducir automáticamente la cantidad de DFT Legados.
- 6.1.5** La evolución del consumo de los Centros de Carga no causará el recálculo de los DFT Legados. Para el cálculo de los DFT Legados se usa el consumo promedio correspondiente al periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en cada Centro de Carga amparado por un Contrato de Interconexión Legado. No se tomarán en cuenta cambios en el consumo de los Centros de Carga después de esta fecha.
- 6.2 Cambios que requieren el recálculo de los DFT Legados**
- 6.2.1** En esta sección se enumeran y describen los cambios para los cuales el CENACE hará un recálculo de los DFT Legados así como las disposiciones a seguir. La adición o retiro de Centros de Carga será causa de la reasignación de los DFT Legados asignados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y a los Suministradores de Servicios Básicos. Cada mes, el CENACE hará recálculos de los DFT Legados siguiendo los principios mencionados en esta sección.
- 6.2.2** Las adiciones y retiros de Centros de Carga son:
- (a) los que se identifican en un Contrato de Interconexión Legado con anterioridad a la conversión de dicho contrato a un nuevo contrato de interconexión en términos de la Ley; y,
 - (b) los Centros de Carga que están incluidos en la celebración o cancelación del contrato de suministro entre un Usuario Final y el Suministrador de Servicios Básicos.
- 6.2.3** En caso de adiciones y retiros de Centros de Carga, cada titular de Contratos de Interconexión Legados y cada Suministrador de Servicios Básicos deberá entregar al CENACE la información correspondiente, con por lo menos 3 meses de anticipación a la fecha en la que se pretenda realizar la transferencia de los DFT Legados, y no más de 1 mes después del inicio de vigencia de los nuevos contratos de interconexión y el nuevo contrato de suministro entre un Usuario Final y el Suministrador de Servicios Básicos. Dicha información se debe enviar al CENACE, utilizando el formato designado para ello que se encuentra disponible en el Sistema de Información del Mercado, y deberá contar al menos con:
- (a) Identificación y ubicación de cada Centro de Carga.
 - (b) Para Centros de Carga retirados, el consumo observado diariamente, en MWh, en un periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014.
 - (c) Para Centros de Carga adicionales, el consumo observado diariamente, en MWh, en un periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014.
- 6.2.4** El CENACE podrá solicitar corregir o aclarar la información mencionada en la sección 6.2.3 anterior, dentro de los 5 días hábiles siguientes a que la recibió. Los titulares de Contratos de Interconexión Legados o los Suministradores de Servicios Básicos deberán dar respuesta a dicha solicitud en un plazo no mayor a 5 días hábiles de que la recibieron, utilizando el módulo de DFT Legados del Sistema de Información del Mercado.
- 6.3 Retiros de Centros de Carga**
- 6.3.1** Para retiros de Centros de Carga, el CENACE recalculará los DFT Legados asignables siguiendo la metodología descrita en la Base 13.2.6 (d)(iii):
- (a) Para efectuar el recálculo de DFT Legados asignados derivado de cada retiro de Centros de Carga, el CENACE dividirá el consumo observado en un periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014 en dicho Centro de Carga por el elemento correspondiente del vector de consumo total asignable y se multiplicará por el elemento correspondiente del vector de consumo total factible. La cantidad resultante se restará al elemento correspondiente del vector de consumo factible del titular o del suministrador a fin de calcular un nuevo vector de consumo factible.

- (b) Para cada titular de Contrato de Interconexión Legado o Suministrador de Servicios Básicos que reporta retiros de Centros de Carga, el NodoP distribuido factible para el punto de destino del DFT Legado y la cantidad de DFT Legados será ajustada conforme al nuevo vector de consumo factible.
- (c) En la evaluación de retiros de Centro de Carga, el NodoP distribuido factible para el punto de origen del DFT Legado no se ajusta.
- (d) Supóngase por ejemplo, que un Centro de Carga suministrado por un titular de DFT Legados tuvo un consumo promedio en el periodo comprendido entre el 12 de agosto de 2012 y el 11 de agosto de 2014, igual a 120 MW. Supóngase también que el consumo total asignable del titular del contrato que suministra dicho Centro de Carga fue igual a 500 MW (incluye los otros Centros de Carga servidos por el mismo titular), y que el consumo total factible resultó igual a 490 MW.
- (e) Aplicando la metodología propuesta en las Bases del Mercado Eléctrico, el nuevo consumo total factible por el cual se asignan los DFT Legados al titular en cuestión es:

$$DFTL_{nuevos} = 490 - \frac{120}{500} * 490$$

$$DFTL_{nuevos} = 372.4$$

- (f) Es decir, el titular de los DFT Legados que suministraba dicho Centro de Carga, tendrá una reducción de 117.6 DFT Legados.

CAPÍTULO 7

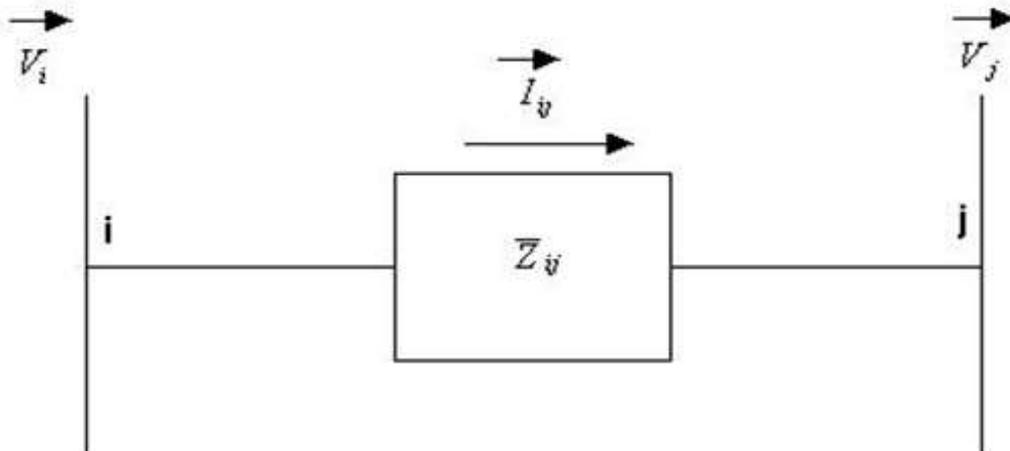
Inclusión de Pérdidas de Transmisión en el Cálculo de los DFT Legados

7.1 Modelo básico de Transmisión y Pérdidas de Potencia Eléctrica

7.1.1 Las pérdidas de transmisión en una red eléctrica tienen las siguientes particularidades:

- (a) Importancia técnica y económica
- (b) Las pérdidas eléctricas en una red son iguales a la suma de las pérdidas en los elementos que la componen.

7.1.2 Supóngase un elemento general de la forma:



(a) Donde se asume que:

(i) Los voltajes de los extremos son distintos; es decir, $\vec{V}_i \neq \vec{V}_j$, donde:

$$\vec{V}_i = |V_i| \angle \theta_i \quad \text{--- -- (7.1)}$$

$$\vec{V}_j = |V_j| \angle \theta_j \quad \text{--- -- (7.2)}$$

(ii) El elemento \bar{Z}_{ij} es de la forma:

$$\bar{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} = \bar{Z}_{ji} = R_{ji} + jX_{ji} \quad \text{--- -- (7.3)}$$

Y por lo tanto

$$\bar{Z}_{ij} = \bar{Z} = R + jX \quad \text{--- -- (7.4)}$$

(b) La corriente es la misma a lo largo del elemento

(c) La potencia eléctrica \bar{S} medida en el extremo i es:

$$\bar{S}_{ij} = \vec{V}_i \vec{I}_{ij}^* \quad \text{--- -- (7.5)}$$

(d) Donde:

$$\vec{I}_{ij} = \frac{\vec{V}_i - \vec{V}_j}{\bar{Z}} \quad \text{--- -- (7.6)}$$

Y por lo tanto

$$\vec{I}_{ij}^* = \frac{\vec{V}_i^* - \vec{V}_j^*}{\bar{Z}^*} \quad \text{--- -- (7.7)}$$

(e) Así,

$$\bar{S}_{ij} = \vec{V}_i \frac{\vec{V}_i^* - \vec{V}_j^*}{\bar{Z}^*} = |V_i| \angle \theta_i \frac{|V_i| \angle -\theta_i - |V_j| \angle -\theta_j}{R - jX} \quad \text{--- -- (7.8)}$$

$$\bar{S}_{ij} = \frac{|V_i|^2 - |V_i| |V_j| \angle \theta_i - \theta_j}{R - jX} \quad \text{--- -- (7.9)}$$

(f) De manera similar, la potencia transmitida medida en el extremo j es:

$$\bar{S}_{ji} = \frac{|V_j|^2 - |V_j| |V_i| \angle \theta_j - \theta_i}{R - jX} \quad \text{--- -- (7.10)}$$

(g) Desarrollando las expresiones para \bar{S}_{ij} y \bar{S}_{ji} resulta

$$\bar{S}_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_i|^2 - R|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) + X|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

$$+j \left[\frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_i|^2 - X|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - R|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)] \right] \quad (7.11)$$

$$\overline{S_{ji}} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_j|^2 - R|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - X|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

$$+j \left[\frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_j|^2 - X|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) + R|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)] \right] \quad (7.12)$$

(h) Por otro lado se sabe que:

$$\overline{S} = P + jQ \quad (7.13)$$

(i) Por lo que:

$$\overline{S_{ij}} = P_{ij} + jQ_{ij} \quad (7.14)$$

$$\overline{S_{ji}} = P_{ji} + jQ_{ji} \quad (7.15)$$

(j) Así:

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_i|^2 - R|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) + X|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (7.16)$$

$$Q_{ij} = \left[\frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_i|^2 - X|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - R|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)] \right] \quad (7.17)$$

$$P_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} [R|V_j|^2 - R|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - X|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (7.18)$$

$$Q_{ji} = \left[\frac{1}{R^2 + X^2} [X|V_j|^2 - X|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) + R|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)] \right] \quad (7.19)$$

(k) Se observa que:

$$P_{ij} \neq P_{ji} \quad (7.20)$$

$$Q_{ij} \neq Q_{ji} \quad (7.21)$$

(l) En consecuencia:

$$\overline{S_{ij}} \neq \overline{S_{ji}} \quad (7.22)$$

(m) Las pérdidas de transmisión se obtienen como:

$$\overline{S}_L = \overline{S}_{ij} + \overline{S}_{ji} \quad (7.23)$$

(n) Por lo que:

$$\bar{S}_L = \frac{R}{R^2 + X^2} [|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j)] \\ + j \left[\frac{X}{R^2 + X^2} [|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j)] \right] \text{ -----(7.24)}$$

(o) De acuerdo con la ec. (7.13), se tiene que:

$$P_L = \frac{R}{R^2 + X^2} [|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j)] \text{ -----(7.25)}$$

$$Q_L = \left[\frac{X}{R^2 + X^2} [|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j)] \right] \text{ -----(7.26)}$$

(p) Las ecuaciones (7.25) y (7.26) representan las pérdidas de potencia real y reactiva en un elemento \bar{Z} donde:

$$P_L = R|I|^2 \text{ -----(7.27)}$$

$$Q_L = X|I|^2 \text{ -----(7.28)}$$

(q) De (7.25) y (7.26) se deduce que:

$$|I|^2 = \frac{1}{R^2 + X^2} [|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j)] \text{ -----(7.29)}$$

7.2 Consideraciones de simplificación

(a) La diferencia angular de los voltajes en los extremos de la línea es pequeña.

(b) Al tomar en cuenta esta simplificación se puede asumir que:

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j \text{ -----(7.30)}$$

$$2[1 - \cos(\theta_i - \theta_j)] \approx (\theta_i - \theta_j)^2 \text{ -----(7.31)}$$

(c) Nivel de voltaje constante. Los voltajes en los extremos son aproximadamente iguales al voltaje nominal de la línea.

$$|V_i| \approx |V_j| \approx 1.0 \text{ p.u. -----(7.32)}$$

(d) La resistencia serie de la línea es menor que su reactancia serie, por lo que, el cuadrado de la resistencia es mucho menor que el cuadrado de la reactancia inductiva.

$$R^2 \ll X^2 \text{ -----(7.33)}$$

7.3 Modelo simplificado

(a) Teniendo en cuenta que las pérdidas de transmisión serán consideradas en un modelo de Flujos DC, donde no se toma en cuenta la potencia reactiva, sólo se obtienen expresiones simplificadas para la potencia activa.

(b) El flujo medio de potencia activa del nodo i al nodo j es:

$$F_{ij} = \frac{P_{ij} - P_{ji}}{2} = \frac{0.5R(|V_i|^2 - |V_j|^2) + X|V_i||V_j|\sin(\theta_i - \theta_j)}{R^2 + X^2} \quad \text{--- (7.34)}$$

Tomando en cuenta las simplificaciones dadas por (7.30) – (7.33) se tiene:

(c) El modelo simplificado del flujo de potencia activa es:

$$F_{ij} = \frac{X(\theta_i - \theta_j)}{R^2 + X^2} \quad \text{--- (7.35)}$$

Esta expresión podría simplificarse aún más si se considera la condición dada por (7.33), resultando:

$$F_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X} \quad \text{--- (7.36)}$$

(d) Las pérdidas de potencia activa son:

$$P_{L_{ij}} = \frac{R(\theta_i - \theta_j)^2}{R^2 + X^2} \quad \text{--- (7.37)}$$

(e) Combinando (7.35) y (7.37) se obtiene una expresión que relaciona las pérdidas en términos del flujo de potencia en la línea y los parámetros de la misma.

$$P_{L_{ij}} = F_{ij}^2 \frac{R(R^2 + X^2)}{X^2} \quad \text{--- (7.38)}$$

(f) Por otro lado se sabe que:

$$\bar{Z} = R + jX = \frac{1}{\bar{Y}} \quad \text{--- (7.39)}$$

(g) Donde:

$$\bar{Y} = G + jB \quad \text{--- (7.40)}$$

(h) Por lo que:

$$G = \frac{R}{R^2 + X^2} \quad ; \quad B = -\frac{X}{R^2 + X^2} \quad \text{--- (7.41)}$$

(i) Utilizando estas expresiones, las pérdidas de potencia activa en las líneas también se pueden expresar como:

$$P_{L_{ij}} = \frac{G}{B^2} * F_{ij}^2 \quad \text{--- (7.42)}$$

(j) Cualquiera de las 2 expresiones (7.38) y (7.42) que representan las pérdidas de transmisión en un elemento del sistema de transmisión, evidencian la naturaleza cuadrática de éstas.