

METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LOS CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE

1. Alcance y objetivos

- 1.1 El presente documento tiene por objeto establecer la **Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable** que deberán seguir la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro al calcular los cargos correspondientes a solicitudes de **Servicios de Transmisión**.
- 1.2 Esta **Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable** se aplicará a todos los **Servicios de Transmisión Solicitados**, incluyendo los intercambios a los que se refiere el artículo 158 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Siempre que se aplique en la facturación al **Permisionario** el costo mínimo señalado en el capítulo 6, se entenderá que se presenta un intercambio.
- 1.3 La Comisión Reguladora de Energía ha aprobado esta **Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable** para cumplir con los objetivos siguientes:
 - I. Mejorar la eficiencia global de uso del **Sistema**;
 - II. Permitir que Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro puedan recuperar los costos causados por prestar **Servicios de Transmisión**;
 - III. Asegurar pagos justos y proporcionales por parte de los **Permisionarios** de generación, exportación e importación de energía eléctrica que utilicen los **Servicios de Transmisión**;
 - IV. Promover la participación social y privada en el desarrollo eficiente de proyectos de generación, exportación e importación de energía eléctrica, y
 - V. Diseñar un régimen predecible, estable y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a las empresas.

2. Definiciones

- 2.1 **Convenio**: **Convenio** para el **Servicio de Transmisión** firmado entre el **Permisionario** y el **Suministrador**.
- 2.2 **Costo Incremental**: Es el costo en que se incurre para incrementar, en una unidad, la capacidad del **Sistema**.
- 2.3 **Elemento**: Cada una de las líneas y transformadores del **Sistema**.
- 2.4 **Escenario de Demanda**: La situación en la cual se caracterizan las condiciones de comportamiento del **Modelo de Flujos** para un nivel de demanda en el **Sistema**.
- 2.5 **Lado Receptor**: Punto de un **Elemento** donde se entrega la energía eléctrica que pasa a través de dicho **Elemento**.
- 2.6 **Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable**: La Metodología que se describe en la presente Resolución.
- 2.7 **Modelo de Flujos**: Programa de cómputo que simula el comportamiento del **Sistema** eléctrico bajo un conjunto dado de condiciones.
- 2.8 **Modelo de Producción**: Programa de cómputo que asigna la generación a las unidades generadoras a fin de que la generación total sea la de menor costo.
- 2.9 **Pérdidas de Potencia**: Potencia (kW) y energía (kWh) pérdida en la operación del **Sistema**.
- 2.10 **Periodos Horarios**: Los definidos en las tarifas eléctricas.
- 2.11 **Permisionario**: El titular de un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica.
- 2.12 **Punto de Carga**: Cada uno de los sitios en donde el **Suministrador** entrega la energía transportada al **Permisionario** y a los socios.
- 2.13 **Punto de Carga para Distribución**: Nodo en el que se entrega la energía eléctrica a tensiones menores de 69 kV.
- 2.14 **Punto de Interconexión**: El sitio en donde el **Permisionario** entrega al **Sistema** la energía producida por su fuente de energía.

- 2.15 **Punto de Recepción:** Cada uno de los puntos en donde el **Suministrador** entrega la energía transportada.
- 2.16 **Red:** Conjunto de **Elementos** interconectados.
- 2.17 **Servicio de Transmisión:** El servicio de conducir energía eléctrica de uno o varios nodos hacia otro u otros nodos de la **Red**.
- 2.18 **Servicio de Transmisión Solicitado:** El **Servicio de Transmisión** requerido por un **Permisionario**.
- 2.19 **Sistema:** El **Sistema** Eléctrico Nacional.
- 2.20 **Suministrador:** Comisión Federal de Electricidad y/o Luz y Fuerza del Centro.
- 2.21 **Transacción de Transmisión:** El uso que se hace de la **Red** del **Sistema** incluyendo las cargas y la generación de un **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- 2.22 **Transacción de Transmisión Básica:** La **Transacción de Transmisión** que realiza el **Suministrador** desde distintos puntos de generación e importación hasta los distintos puntos de recepción a los niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV para su distribución, sin incluir las cargas y la generación del **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- 3. Cargo por Servicios de Transmisión a tensiones mayores o iguales a 69 kV**
- 3.1 El cargo por el **Servicio de Transmisión Solicitado** a tensiones mayores de 69 kV será igual a la suma de los costos siguientes:
- I. Costo fijo por el uso de la **Red**;
 - II. Costo variable por el uso de la **Red**, y
 - III. Costo fijo por administración del **Convenio**.
- 3.2 El procedimiento para el cálculo de los componentes del cargo por el **Servicio de Transmisión Solicitado** tomará en cuenta a los usuarios de la **Red** en forma separada. El impacto que sobre la **Red** provoque cada **Servicio de Transmisión Solicitado** se determinará considerando dos casos: la **Transacción de Transmisión Básica** y la **Transacción de Transmisión**.
- 3.3 El impacto que sobre el **Sistema** provoque cada **Servicio de Transmisión Solicitado** se determinará mediante el uso de un **Modelo de Flujos** de carga de corriente alterna, que será propuesto por la Comisión Federal de Electricidad y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía. El modelo a utilizar deberá incluir la información de todos los **Elementos** con niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV que conforman la **Red** del **Sistema**. Cuando se requiera de obras de expansión para prestar el **Servicio de Transmisión Solicitado**, dichas obras deberán ser incorporadas como parte de la información utilizada en el modelo.
- 3.4 El **Modelo de Flujos** se aplicará tomando en cuenta dos casos: el primer caso considera el uso de la **Red** para la **Transacción de Transmisión Básica** (también denominado "sin el servicio"); el segundo caso considera la **Transacción de Transmisión** (también denominado "con el servicio"). En ambos casos los flujos se obtendrán en el **Lado Receptor** de cada uno de los **Elementos** de la **Red** incluidos en el modelo. Asimismo, el **Modelo de Flujos** se aplicará considerando dos **Escenarios de Demanda**: el de demanda máxima y el de demanda mínima para el año calendario en el que se inicia el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- 3.5 Una vez firmado el **Convenio** de **Servicio de Transmisión** a que hace referencia el artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la **Transacción de Transmisión** convenida será considerada como parte del caso sin el servicio para efectos del cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de transmisión posteriores. El **Suministrador** deberá reservar la capacidad requerida por el **Servicio de Transmisión** para el periodo de ejecución del **Convenio**.
- A. Costo fijo por el uso de la Red**
- 3.6 El costo fijo por el uso de la **Red** será igual a la suma de los componentes siguientes:
- I. Costo por el uso de la infraestructura de transmisión, y
 - II. Costo por capacidad de generación y transmisión debido a **Pérdidas de Potencia**.
- Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión**
- 3.7 Para calcular el uso de la infraestructura de transmisión serán considerados los flujos máximos para cada **Elemento**. Estos flujos serán obtenidos con el **Modelo de Flujos** de carga de acuerdo a las fórmulas siguientes:

$$F_{jcon} = \max\left\{f_{jmincon}, f_{jmaxcon}\right\}$$

$$F_{jsin} = \max\left\{f_{jminsin}, f_{jmaxsin}\right\}$$

donde:

- j es el índice del **Elemento** de la **Red**; $j = 1, 2, \dots, J$;
- F_{jcon} es el flujo máximo en el **Elemento** " j " para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado**;
- F_{jsin} es el flujo máximo en el **Elemento** " j " para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**;
- $f_{jmaxcon}$ es el flujo del **Elemento** " j " con el **Escenario de Demanda** máxima para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado**;
- $f_{jmaxsin}$ es el flujo del **Elemento** " j " con el **Escenario de Demanda** máxima para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**;
- $f_{jmincon}$ es el flujo del **Elemento** " j " con el **Escenario de Demanda** mínima para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado**, y
- $f_{jminsin}$ es el flujo del **Elemento** " j " con el **Escenario de Demanda** mínima para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**.

- 3.8 Con el objeto de reflejar el costo del uso de la **Red**, se aplicarán ponderaciones " w_j " para definir el uso de los **Elementos** de la **Red**. Estas ponderaciones serán igual a los costos por unidad de capacidad de transmisión de dichos **Elementos**:

$$w_j = c_j * L_j$$

donde, para cada línea de transmisión, " L_j " representa la longitud de la línea (en kilómetros) y " c_j " el costo unitario del MW de capacidad por kilómetro de longitud (\$/MW-km). En el caso de transformadores y capacitores serie, las ponderaciones " w_j " corresponderán al costo por MW del **Elemento** de la **Red** y " L_j " será igual a uno, por lo que " c_j " se expresará en \$/MW.

- 3.9 El uso de la **Red** para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado** " URT_{ser} " se define como el máximo entre cero y la suma ponderada de la diferencia de flujos máximos en los J **Elementos** individuales de la **Red**, esto es:

$$URT_{ser} = \max\left\{\sum_j w_j * [F_{jcon} - F_{jsin}], 0\right\}$$

- 3.10 El uso de la **Red** para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado** " URT_{sin} " se define como la suma ponderada de los flujos máximos en los J **Elementos** individuales de la **Red**, es decir:

$$URT_{sin} = \sum_j w_j * F_{jsin}$$

- 3.11 El uso total de la **Red** de transmisión " URT " se define como:

$$URT = URT_{ser} + URT_{sin}$$

- 3.12 El factor de reparto para la transacción del servicio " r_{ser} " se define como:

$$r_{ser} = \frac{URT_{ser}}{URT}$$

- 3.13 El factor de reparto para la transacción sin el **Servicio de Transmisión Solicitado** " r_{sin} " quedará expresado como:

$$r_{sin} = \frac{URT_{sin}}{URT}$$

- 3.14 El costo total por el uso de la infraestructura de transmisión para el **Sistema** " CT " representa el **Costo Incremental** total de largo plazo de la **Red** en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV. " CT " se repartirá entre la **Transacción de Transmisión** y la **Transacción de Transmisión Básica**.

El costo por el uso de la infraestructura de transmisión para cada transacción quedará determinado por:

$$CT_{ser} = CT * r_{ser}$$

$$CT_{sin} = CT * r_{sin}$$

tal que:

$$r_{ser} + r_{sin} = 1$$

Cálculo del costo por capacidad de transmisión y generación debido a Pérdidas de Potencia

3.15 El costo por capacidad de transmisión y generación debido a las **Pérdidas de Potencia** será positivo o negativo si las pérdidas con el **Servicio de Transmisión Solicitado** son mayores o menores, respectivamente, a las pérdidas sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**. El costo por capacidad de transmisión y generación debido a las **Pérdidas de Potencia** tendrá dos componentes:

- I. Costo de infraestructura de transmisión asociado a **Pérdidas de Potencia** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado**, y
- II. Costo de capacidad de generación asociado a **Pérdidas de Potencia** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado**.

3.16 Para medir el impacto del **Servicio de Transmisión Solicitado** sobre las **Pérdidas de Potencia** en el **Sistema**, se utilizará el **Modelo de Flujos** de carga de corriente alterna, simulando el **Sistema** para los casos con y sin el **Servicio de Transmisión Solicitado** bajo los **Escenarios de Demanda** máxima y mínima. Las pérdidas máximas se definen como:

$$P_{jconva} = \max\{P_{jmaxconva}, P_{jminconva}\}$$

$$P_{jsinva} = \max\{P_{jmaxsinva}, P_{jminsinva}\}$$

donde:

P_{jconva} es la pérdida de potencia máxima para el **Elemento "j"**, para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado**, bajo el nivel de tensión "v", en la **Región "a"**.

P_{jsinva} es la pérdida de potencia máxima para el **Elemento "j"**, para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, bajo el nivel de tensión "v", en la **Región "a"**.

$P_{jmaxconva}$ es la pérdida de potencia para el **Elemento "j"**, bajo el **Escenario de Demanda** máximo, para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado**, bajo el nivel de tensión "v", en la **Región "a"**.

$P_{jminconva}$ es la pérdida de potencia para el **Elemento "j"**, bajo el **Escenario de Demanda** mínimo, para el caso con el **Servicio de Transmisión Solicitado**, bajo el nivel de tensión "v", en la **Región "a"**.

$P_{jmaxsinva}$ es la pérdida de potencia para el **Elemento "j"**, bajo el **Escenario de Demanda** máximo, para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, bajo el nivel de tensión "v", en la **Región "a"**, y

$P_{jminsinva}$ es la pérdida de potencia para el **Elemento "j"**, bajo el **Escenario de Demanda** mínimo, para el caso sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, bajo el nivel de tensión "v", en la **Región "a"**.

3.17 El incremento (o decremento) en **Pérdidas de Potencia** que se asocian al costo de infraestructura de transmisión debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** en cada nivel de tensión "v" y **Región "a"**, se obtendrá de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\Delta P_{serva} = \sum_j P_{jconva} - \sum_j P_{jsinva}$$

donde:

P_{serva} es el incremento o decremento en **Pérdidas de Potencia** que se asocia al costo de infraestructura de transmisión debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** en cada nivel de tensión "v" y **Región "a"** del **Sistema**.

3.18 El costo de infraestructura de transmisión asociado a **Pérdidas de Potencia** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** está dado por:

$$\sum_v \sum_a CMC_{transva} * \Delta P_{serva}$$

donde:

$CMC_{transva}$ es el costo mensual de capacidad en transmisión para cada nivel tensión "v" y **Región "a"**.

3.19 Para el cálculo de las **Pérdidas de Potencia** asociadas al costo de capacidad de generación sólo se tomará en cuenta el **Escenario de Demanda** máxima. El incremento o decremento en **Pérdidas de Potencia** que se asocia al costo de capacidad de generación debido al **Servicio de Transmisión Solicitado**, en cada nivel de tensión "v" y **Región "a"** del **Sistema**, se obtendrá de la forma siguiente:

$$\Delta \Omega_{maxserva} = \sum_j P_{jmaxconva} - \sum_j P_{jmaxsinva}$$

donde:

$\Delta W_{maxserva}$ es el incremento o decremento en **Pérdidas de Potencia** que se asocia al costo de capacidad de generación debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** bajo el **Escenario de Demanda** máxima en cada nivel de tensión "v" y **Región "a"** del **Sistema**.

3.20 El costo de capacidad de generación asociado a **Pérdidas de Potencia** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** quedará determinado por:

$$CMC_{gen} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{maxserva}$$

donde:

CMC_{gen} es el costo mensual de capacidad en generación.

3.21 Si el **Permisionario** proporciona con su propia generación la potencia y energía equivalentes a las pérdidas ocasionadas por el **Servicio de Transmisión Solicitado**, no se aplicará el cargo que permite recuperar costo de capacidad de generación asociado a **Pérdidas de Potencia**.

Cálculo del costo fijo por el uso de la Red

3.22 El costo fijo por el uso de la **Red** para el **Servicio de Transmisión Solicitado** "**CFUR**", se determinará mediante la suma del costo por el uso de la infraestructura de transmisión, del costo de infraestructura de transmisión asociado a **Pérdidas de Potencia** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** y del costo de capacidad de generación asociado a **Pérdidas de Potencia** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado**:

$$CFUR = \left[\left[CT * r_{ser} \right] + \left[\sum_v \sum_a CMC_{transva} * \Delta P_{serva} \right] + \left[CMC_{gen} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{maxserva} \right] \right] F_p$$

donde:

F_p es el factor de planta mensual de la **Fuente de Energía Renovable**

B. Costo variable por el uso de la Red

3.23 El costo variable por el uso de la **Red** es el costo de la energía generada para cubrir las pérdidas ocasionadas por el **Servicio de Transmisión Solicitado**. A fin de encontrar este costo, se calculan por medio del **Modelo de Producción** y del **Modelo de Flujos** de carga, para los casos con y sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, las variables siguientes:

- I. Potencias generadas;
- II. **Pérdidas de Potencia**, y

III. Pérdidas de energía.

3.24 Las potencias generadas con y sin el **Servicio de Transmisión Solicitado** para el **Escenario de Demanda** máxima en el año calendario analizado se obtendrán mediante el uso del **Modelo de Producción**, propuesto por el **Suministrador** y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía.

3.25 Con el **Modelo de Flujos** de carga de corriente alterna y considerando las potencias obtenidas mediante el **Modelo de Producción**, se calcularán las **Pérdidas de Potencia** para cada **Elemento** de la **Red** considerado en el **Modelo**, bajo los **Escenarios de Demanda** en cada nivel de tensión y **Región**, con el servicio y sin el servicio. Las **Pérdidas de Potencia** ocasionadas por el **Servicio de Transmisión** para cada **Escenario de Demanda** "e", nivel de tensión "v" y **Región** "a", se definen como:

$$\Delta\Omega_{eserva} = \sum_j P_{jeconva} - \sum_j P_{jesimva}$$

donde la suma se realiza sobre todos los **Elementos** de la **Red** considerados en el **Modelo de Flujos** de carga de corriente alterna para el nivel de tensión "v" y **Región** "a".

3.26 Para fines de simulación, a las **Pérdidas de Potencia** calculadas conforme al párrafo 3.25 se les aplicará un factor de carga igual a uno para obtener las pérdidas de energía ocasionadas por el **Servicio de Transmisión Solicitado**. A las pérdidas de energía para efectos de simulación durante el **Periodo Horario** "t" se les denominará " ΔES_t " y se definirán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\Delta ES_t = T_{max} * \sum_v \sum_a \Delta\Omega_{eserva}$$

donde:

T_{max} es el número de horas correspondiente al **Periodo Horario** "t" en el mes de facturación.

3.27 El costo variable por el uso de la **Red**, "**CVUR**", se calculará multiplicando la energía obtenida con fines de simulación por el factor de carga observado en el mes de facturación correspondiente para la o las cargas convenidas del **Servicio de Transmisión Solicitado**, es decir:

$$CVUR = FC * \left[\sum_t ENER_t * \Delta ES_t \right]$$

donde:

$ENER_t$ es el costo por energía correspondiente al **Periodo Horario** "t", y

FC es el factor de carga observado en el mes de facturación correspondiente para la o las cargas del **Servicio de Transmisión Solicitado**.

3.28 El factor de carga "**FC**" correspondiente para la o las cargas del **Servicio de Transmisión Solicitado** se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FC = \frac{EP}{24 * nd * PC}$$

donde:

EP es la energía transportada por el **Servicio de Transmisión Solicitado** en el mes de facturación a todos los **Puntos de Carga**;

nd es el número de días del mes de facturación, y

PC es la capacidad de porteo contratada para todos los **Puntos de Carga**.

3.29 Si el **Permisionario** proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, no se aplicará el cargo para recuperar el costo variable por el uso de la **Red**.

3.30 El costo mínimo por los **Servicios de Transmisión Solicitados** que se presten en tensiones mayores o iguales a 69 kV será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CMIN = m * ETPR$$

donde:

$CMIN$ es el costo mínimo por los Servicios de Transmisión Solicitados;

m es el cargo por kWh de energía transmitida medida en el Punto de Carga, y
ETPR es la energía transmitida medida en el o los Puntos de Carga en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV.

3.31 El procedimiento para determinar el cargo “*m*” por kWh de energía transmitida medida en el **Punto de Carga**, será propuesto por el **Suministrador** y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, la cual podrá solicitar la información necesaria para su cálculo y requerir del **Suministrador** las aclaraciones que considere pertinentes.

El costo mínimo será aplicado cuando la suma del costo fijo por el uso de la **Red** más el costo variable por el uso de la **Red** sea menor al costo mínimo:

$$CFUR + CVUR < CMIN$$

C. Costo fijo por administración del Convenio

3.33 El costo fijo por administración se calculará tomando en cuenta los costos relacionados con el proceso comercial para proporcionar el servicio y su monto será aprobado por la Comisión Reguladora de Energía a solicitud del **Suministrador**. Este concepto de costo reconoce diferencias entre **Permisionarios**, pero no es directamente proporcional a su demanda o a su energía consumida y, por lo tanto, será facturado como un costo mensual por **Punto de Carga**.

4. Cargo por el Servicio de Transmisión a tensiones menores a 69 kV

4.1 El cargo por los **Servicios de Transmisión Solicitados** a tensiones menores a 69 kV dependerá del nivel de tensión en que el **Suministrador** entregue la energía.

4.2 Una vez firmado el **Convenio del Servicio de Transmisión** a que hace referencia el artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la **Transacción de Transmisión** convenida será considerada como parte del caso sin el servicio para efectos del cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de transmisión posteriores. El **Suministrador** deberá reservar la capacidad requerida por el **Servicio de Transmisión** para el periodo de ejecución del **Convenio**.

4.3 El cargo por el **Servicio de Transmisión Solicitado** a tensiones menores a 69 kV será igual a la suma de los costos siguientes:

- I. Costo por el uso de la **Red**, y
- II. Costo fijo por la administración del **Convenio**.

A. Costo por el uso de la Red

4.4 El costo por el uso de la **Red** en tensiones menores a 69 kV se determinará mediante alguno de los tres procedimientos siguientes:

- I. Trayectoria de punto a punto,
- II. Proporcionalidad de demanda, y
- III. Trayectoria de punto a punto en zonas donde se instalen generadores.

Procedimiento de cálculo por trayectoria de punto a punto para una sola carga de mayor o igual a 1000 kW

4.5 Este procedimiento de cálculo será empleado para cualquier carga puntual de 1000 kW o mayor, que reciba energía en tensiones menores a 69 kV y que tenga instalados medidores de energía eléctrica tipo multifunción de estado sólido, tanto en el punto de inyección de la generación como en el punto de entrega de la energía transportada.

4.6 El costo del **Servicio de Transmisión Solicitado** calculado por la trayectoria de punto a punto para una sola carga mayor o igual a 1000 kW se obtendrá de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- I. Se establece la trayectoria del **Servicio de Transmisión Solicitado** desde el punto del nivel de subtransmisión donde se entrega la energía para continuar su transportación al nivel de media tensión, identificando cada **Elemento** de distribución *j* (transformadores y líneas). En el caso

de las líneas, se considerará como un **Elemento** la porción de la línea donde permanezcan constantes las características de dicha línea;

- II. Se identifica la capacidad en kW de transmisión o transformación $(Q_{tray})_j$ que tiene cada uno de los **Elementos** que componen la trayectoria;
- III. Se identifica la capacidad en kW utilizada por el **Servicio de Transmisión Solicitado**, $(Q_{ser})_j$ de cada **Elemento** de la trayectoria;
- IV. Se calcula la proporción de capacidad que utiliza el **Servicio de Transmisión Solicitado** para cada **Elemento** de la trayectoria $(Pu_{ser})_j$;

$$(Pu_{ser})_j = \frac{(Q_{ser})_j}{(Q_{tray})_j} * Fr * F_p$$

donde:

Fr es el factor de reserva de capacidad autorizado por la Comisión Reguladora de Energía.

F_p es el factor de planta mensual de la **Fuente de Energía Renovable**.

- V. Se calcula el costo por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto "CTMP" sumando los costos fijo, por operación y mantenimiento y por pérdidas:

$$CTMP = C_f + C_{OM} + C_p$$

donde:

C_f es el costo fijo;

C_{OM} es el costo por operación y mantenimiento, y

C_p es el costo por pérdidas.

- 4.7 El costo fijo C_f por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto para una sola carga de mayor o igual a 1000 kW se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. Para cada uno de los **Elementos** de distribución en la trayectoria se determina su vida útil y su valor de reposición a precios actuales a la fecha de firma del **Convenio** correspondiente;
- II. Se calcula la anualidad equivalente para cada **Elemento**, V_j , considerando los valores determinados en 4.7.I y la tasa de descuento autorizada, y
- III. Se calcula el costo fijo mensual por el servicio, C_f , de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_f = \frac{I}{12} \sum_{j=1}^n V_j (Pu_{ser})_j$$

- 4.8 El valor que se calcule de C_f en 4.7, inciso III, será actualizado por inflación de acuerdo con la fórmula establecida en el Anexo TB-R del **Convenio de Servicio de Transmisión** que firmen el **Permisionario** y el **Suministrador**.

- 4.9 El costo por operación y mantenimiento C_{OM} por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto se calculará de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- I. En la zona correspondiente, y de acuerdo con la información contable aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, se obtienen los costos anuales de operación y mantenimiento para subestaciones de distribución y líneas de media y baja tensión. De no contarse con la información desagregada del costo de operación y mantenimiento para las líneas de media tensión, este costo se estimará como un porcentaje del correspondiente a las líneas de media y baja tensión en conjunto. Este porcentaje deberá ser aprobado por la Comisión Reguladora de Energía;
- II. Se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento por kVA de subestación de distribución, utilizando los kVA totales de la transformación instalada en su paso de enfriamiento de mayor capacidad;

- III. Se calcula el costo anual de operación y mantenimiento por uso de subestaciones de distribución para el servicio, multiplicando el costo unitario obtenido en 4.9.II por la capacidad utilizada en el servicio y se aplica el factor de reserva F_r ;
 - IV. Se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento por km de línea de media tensión;
 - V. Se calcula el costo anual de operación y mantenimiento por el uso de líneas de media tensión, multiplicando el costo unitario obtenido 4.9.IV por la longitud, en km, del **Elemento** de línea y por la proporción de capacidad que utiliza el **Servicio de Transmisión Solicitado** en cada una de esas líneas. Se suman los resultados obtenidos para todos los **Elementos** de la trayectoria establecida para el **Servicio de Transmisión Solicitado**, y
 - VI. Finalmente, se suman los costos obtenidos en los párrafos 4.9.III y 4.9.V. El resultado se divide entre 12 para establecer el cargo mensual que permitirá recuperar C_{OM} a precios medios del año anterior.
- 4.10 El costo por pérdidas C_P por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto se calculará de acuerdo con el procedimiento siguiente:
- I. Se calculan las **Pérdidas de Potencia** en kW por el **Servicio de Transmisión Solicitado**, tanto en transformación como en la línea de media tensión bajo el **Escenario de Demanda** máxima, calculando en primer término las pérdidas en los elementos involucrados sin considerar la demanda del **Servicio de Transmisión Solicitado**; posteriormente se realizan los mismos cálculos pero incluyendo dicha demanda; la diferencia que se obtenga de este último cálculo y el primero será la **Pérdida de Potencia** imputable a la solicitud. Los cálculos se efectuarán de acuerdo con la siguiente metodología:

Pérdidas de Potencia en:

la) Transformador de potencia en subestación de distribución

Las **Pérdidas de Potencia** en el transformador, sin y con el **Servicio de Transmisión Solicitado**, se determinarán con los siguientes algoritmos:

$$P_{psc} = P_h * FU_{sc} + P_{cu} * FU_{sc}^2 \quad [kW]$$

$$P_{pcc} = P_h * FU_{cc} + P_{cu} * FU_{cc}^2 \quad [kW]$$

Las **Pérdidas de Potencia** en el transformador, imputables al **Servicio de Transmisión Solicitado**, serán:

$$P_{pT} = P_{pcc} - P_{psc} \quad [kW]$$

Donde:

P_{PSC} = **Pérdidas de Potencia** sin considerar la carga de transmisión solicitada.

P_{PCC} = **Pérdidas de Potencia** considerando la carga de transmisión solicitada.

P_{PT} = **Pérdidas de Potencia** imputables a la carga de transmisión solicitada.

P_h = Pérdidas en el hierro.

P_{CU} = Pérdidas en el cobre a 75°C.

FU_{SC} = Factor de utilización del transformador, sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**.

Definido como: $FU_{sc} = \frac{D_{msc}}{C_{OA}}$

FU_{CC} = Factor de utilización del transformador, con el **Servicio de Transmisión Solicitado**.

Definido como:

$$FU_{cc} = \frac{D_{mcc}}{C_{OA}}$$

Donde:

- D_{msc} = Demanda máxima en MVA del transformador sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 D_{mcc} = Demanda máxima en MVA del transformador con el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 C_{OA} = Capacidad nominal en MVA del transformador de potencia en su primer paso de enfriamiento (OA), de la subestación que alimentará el **Servicio de Transmisión Solicitado**.

Ib) Línea de media tensión

Las **Pérdidas de Potencia** en la línea de media tensión, sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, se determinarán con los siguientes algoritmos:

$$P_{Lsc} = \frac{3RdI_{sc}^2}{1000} \quad [kW]$$

Donde:

- P_{Lsc} = **Pérdidas de Potencia** sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 R = Resistencia del conductor a 50°C en ohm/km, en la trayectoria del **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 d = Longitud en km de la trayectoria del **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 I_{sc} = Corriente máxima en amperes de la línea de media tensión, sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**. Cuando se conozca únicamente la potencia, la corriente se obtendrá como sigue:

$$I_{sc} = \frac{kW_{sc}}{\sqrt{3} * kV * FP} \quad [A]$$

(Lo anterior supone que el servicio solicitado es nuevo y aún no está conectado a la línea de media tensión. En caso contrario, es decir si el servicio ya existe, del valor de la corriente máxima de la línea se restará la correspondiente del servicio solicitado)

donde:

- kW_{sc} = Carga de la línea de media tensión sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 kV = Tensión nominal entre fases del sistema de distribución involucrado.
 FP = Factor de potencia de la línea de media tensión.

Las **Pérdidas de Potencia** en la línea de media tensión con el **Servicio de Transmisión Solicitado**, se determinarán con los siguientes algoritmos:

$$P_{Lcc} = \frac{3RdI_{cc}^2}{1000} \quad [kW]$$

Donde:

- P_{Lcc} = **Pérdidas de Potencia** con el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 R = Resistencia del conductor a 50°C en ohm/km, en la trayectoria del **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 d = Longitud en km de la trayectoria del **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 I_{cc} = Corriente en amperes de la carga de la línea de media tensión con el **Servicio de Transmisión Solicitado**. Cuando se conozca únicamente la potencia, la corriente se obtendrá como sigue:

$$I_{cc} = \frac{kW_{cc}}{\sqrt{3} * kV * FP} \quad [A]$$

(Lo anterior supone que el servicio solicitado existe y está conectado a la línea de media tensión. En caso contrario, es decir si el servicio es nuevo, al valor de la corriente máxima de la línea se adicionará la correspondiente al servicio solicitado)

- kW_{cc} = Carga de la línea de media tensión con el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
 kV = Tensión nominal entre fases del sistema de distribución involucrado.
 FP = Factor de potencia de la línea de media tensión.

Las pérdidas en la línea de media tensión, imputables al **Servicio de Transmisión Solicitado**, serán:

$$P_{pL} = P_{Lcc} - P_{Lsc} \quad [kW]$$

Ic) Pérdidas de potencia totales

Las **Pérdidas de Potencia** en el transformador y la línea, serán:

$$P_{PTotales} = P_{pT} + P_{pL} \quad [kW]$$

Donde:

- P_{pT} = **Pérdidas de Potencia** del transformador de potencia en la subestación de distribución, obtenidas de acuerdo con la)
- P_{pL} = **Pérdidas de Potencia** de la línea de media tensión, obtenidas de acuerdo con lb)
- $P_{PTotales}$ = **Pérdidas de Potencia** del transformador y la línea, imputables al **Servicio de Transmisión Solicitado**.

II. Se calculan las pérdidas de energía en kWh en un periodo de un año (8760 horas), en función de los factores de carga y **Pérdidas de Potencia** de la línea de media tensión, aplicando lo siguiente:

Pérdidas de energía en:

Ila) Transformador de potencia en subestación de distribución

Las pérdidas de energía en el transformador, se obtienen como sigue:

$$P_{eT} = [P_h (FU_{cc} - FU_{sc}) + P_{cu} * F_{pe} (FU_{cc}^2 - FU_{sc}^2)] * 8760 \quad [kWh]$$

Donde:

- P_{eT} = Pérdidas de energía en subestación de distribución.
- F_{pe} = Factor de pérdidas de energía. Definido como: $F_{pe} = 0.4FC + 0.6FC^2$
- FC = Factor de carga. Definido como: $FC = \frac{kWh_{AC}}{D_{mc} * 8760}$
- P_h = Pérdidas en el hierro.
- P_{cu} = Pérdidas en el cobre a 75°C.
- FU_{cc} y FU_{sc} = Factores de utilización del transformador, con y sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, definidos en la).
- kWh_{AC} = kWh anuales de la línea de media tensión, incluido el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- D_{mc} = Demanda máxima anual de la línea de media tensión. Incluido el **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- 8760 = Horas del año.

Ilb) Línea de media tensión

Las pérdidas de energía en la línea, se obtienen como sigue:

$$P_{eL} = (P_{Lcc} - P_{Lsc}) * F_{PE} * 8760 \quad [kWh]$$

Donde:

- P_{eL} = Pérdidas de energía en línea de media tensión, imputables al **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- P_{Lcc} y P_{Lsc} = **Pérdidas de Potencia** con y sin el **Servicio de Transmisión Solicitado**, respectivamente, obtenidas en 1b).
- F_{PE} = Factor de pérdidas de energía, definido en Ila).
- 8760 = Horas del año.

Ilc) Pérdidas de energía totales

Las pérdidas de energía en el transformador y línea, serán:

$$P_{eTotales} = P_{eT} + P_{eL} \quad [kWh]$$

Donde:

- $P_{eTotales}$ = Pérdidas de energía del transformador y la línea, imputables al **Servicio de Transmisión Solicitado**.

P_{eT} y P_{eL} = Pérdidas de energía en transformador y línea, obtenidas en I(a) y I(b), respectivamente.

- III. Se obtienen las pérdidas, en por ciento, dividiendo las pérdidas mensuales de energía en el transformador y la línea imputables al **Servicio de Transmisión Solicitado**, entre la energía reservada E_r asociada a la **Capacidad de Porteó**, calculada de acuerdo con el punto 1.2.4. del Anexo TC-R al **Convenio** de Transmisión.

$$\%P_{er} = \frac{P_{eTotales}}{(E_r * 12 + P_{eTotales})} * 100$$

- 4.11 Si el Permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, o si la generación interconectada no incrementa las pérdidas en los elementos de distribución de la trayectoria, el cargo C_p , se considerará igual a cero.

Procedimiento de cálculo por proporcionalidad de demanda para cargas dispersas en una zona de distribución

- 4.12 El procedimiento de cálculo por proporcionalidad de demanda para cargas dispersas en una zona de distribución será empleado para una o más cargas con demandas individuales menores a 1 000 kW en una zona de distribución y agrupadas por tipo de tarifa.

- 4.13 El costo por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas "CTMD" se calculará de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$CTMD = C_f + C_p$$

donde:

C_f es el costo fijo, y

C_p es el costo por pérdidas.

- 4.14 El costo fijo, C_f , por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. Se establece la demanda máxima del **Servicio de Transmisión Solicitado** $D_{MAX,ser}$;
- II. Se determina la demanda máxima de la zona de distribución correspondiente al año anterior al del inicio del **Servicio de Transmisión Solicitado** $D_{MAX,zona}$;
- III. Se calcula la proporción de uso de la **Red** debido al **Servicio de Transmisión Solicitado** $P_{C_{ser}}$:

$$P_{C_{ser}} = \frac{D_{MAX,ser}}{D_{MAX,zona}} F_p$$

donde:

F_p es el factor de planta mensual de la **Fuente de Energía Renovable**

- IV. Se calcula el costo fijo mensual C_f , a precios medios del año anterior al de la determinación del costo, por el uso de la **Red** para el servicio en tensiones menores a 69 kV de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_f = \frac{1}{12} (C_{tot,zona} * P_{C_{ser}})$$

donde:

$C_{tot,zona}$ es el costo total de la **Red** en la zona de distribución de acuerdo con los costos contables del año inmediato anterior tales como: servicios de personal, mantenimiento y materiales de consumo, impuestos y derechos, depreciación, aprovechamiento y costos financieros.

- 4.15 El costo por pérdidas por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas C_p se calculará de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_p = P_{C_{ser}} * P_{zona} * T_{ser}$$

donde:

- P_{zona} son las pérdidas mensuales en kWh de la zona de distribución, sin considerar la energía correspondiente a alta tensión, y
- T_{ser} es el precio medio en el mes de la tarifa de uso general aplicable a la tensión en la que se presta el servicio para la **Región** correspondiente.

4.16 Si el **Permisionario** proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, el cargo C_p se considerará igual a cero.

Procedimiento de cálculo por trayectoria de punto a punto en zona de distribución donde se instale generación

X.Y. Este procedimiento de cálculo será empleado para generadores que se instalen en la red de media tensión cuya capacidad de generación no exceda la demanda máxima de la zona de distribución donde se instale el generador y será aplicado usando un procedimiento similar al descrito en el punto 4.6 para trayectoria de punto a punto considerando únicamente los transformadores (T) que alimentan la zona de distribución donde incide el generador.

X.Z. El costo por el uso de las instalaciones de distribución para los transformadores (T) que alimentan la zona de distribución C_{fg} donde incide el generador se calcula con el procedimiento siguiente:

- I.- En este caso la capacidad en kW utilizada por el **Servicio de Transmisión Solicitado**, $(Q_{serT})_j$ de cada transformador que alimenta la zona de distribución donde incide el generador se calcula como:

$$(Q_{serT})_j = F_{jcon} - F_{jsin}$$

donde:

F_{jcon} es el flujo del transformador "j" con el servicio de transmisión solicitado

F_{jsin} es el flujo del transformador "j" sin el servicio de transmisión solicitado

- II.- Se calcula la proporción de capacidad que utiliza el **Servicio de Transmisión Solicitado** para cada transformador que alimenta la zona de distribución $(Pu_{ser})_j$:

$$Pu_{serj} = \frac{(Q_{serT})_j}{(Q_{tray})_j} * Fr * Fp$$

donde:

$(Q_{tray})_j$ es la capacidad en kW de transformación de cada transformador que alimenta la zona de distribución donde incide el generador.

- III.- Se calcula el costo fijo mensual por el servicio C_{fg} de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_{fg} = \frac{1}{12} \sum_{j=1}^{nT} V_j (Pu_{ser})_j$$

donde:

nT es el número de transformadores que alimentan la zona de distribución donde se ubica el generador.

El cargo por el uso de la red en tensiones menores de 69 kV *CTMT* cuando existen cargas puntuales y dispersas así como fuente de generación en media tensión, se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CTMT = \max \left\{ \sum_1^{nc} (CTMP + CTMD) + C_{fg}, \sum_1^{nc} C_{OM} \right\}$$

donde:

nc es el número total de cargas en el nivel distribución

B. Costo fijo por administración del Convenio

4.17 El costo fijo por administración para el **Servicio de Transmisión Solicitado** para tensiones menores a 69 kV, se calculará tomando en cuenta los costos relacionados con el proceso comercial para proporcionar el servicio y su monto será aprobado por la Comisión Reguladora de Energía a solicitud del **Suministrador**. Este concepto de costo reconoce diferencias entre **Permisionarios**, pero no es directamente proporcional a su demanda o a su energía consumida y, por lo tanto, será facturado como un costo mensual por **Punto de Carga**.

5. Cargo por el Servicio de Transmisión cuando exista más de un Punto de Interconexión y/o más de un Punto de Carga

5.1 Con el fin de calcular el cargo por el **Servicio de Transmisión** cuando exista más de un **Punto de Interconexión** y/o más de un **Punto de Carga**, los flujos " $f_{jmaxcon}$ " y " $f_{jmincon}$ " a que se refiere el párrafo 3.7 se redefinen de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$f_{jmaxcon} = \max \left\{ |f_{jmaxcon1}|, |f_{jmaxcon2}|, \dots, |f_{jmaxcons}|, \dots, |f_{jmaxconS}| \right\}$$

$$f_{jmincon} = \max \left\{ |f_{jmincon1}|, |f_{jmincon2}|, \dots, |f_{jmincons}|, \dots, |f_{jminconS}| \right\}$$

donde:

$f_{jmaxcons}$ = flujo en el elemento "j" bajo el **Escenario de Demanda** máxima para el caso del **Servicio de Transmisión** en la situación "s".

$f_{jmincons}$ = flujo en el elemento "j" bajo el **Escenario de Demanda** mínima para el caso del **Servicio de Transmisión** en la situación "s".

s = situaciones de simulación de generación y/o carga posibles (1,...S).

5.2 Las situaciones de simulación para generación y/o carga, s, se refieren a las contingencias por fallas y/o mantenimientos de las plantas y/o cargas. Las situaciones de simulación para generación y/o carga serán convenidas por las partes. En caso de no haber acuerdo entre las partes, podrá solicitarse la intervención de la Comisión Reguladora de Energía.

6. Facturación

6.1 La facturación al **Permisionario** se realizará mensualmente.

6.2 Cuando el **Servicio de Transmisión Solicitado** se preste exclusivamente en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo fijo por el uso de la **Red**;
- II. Costo variable por el uso de la **Red**, y
- III. Costo fijo por administración del **Convenio**.

6.3 Cuando el **Servicio de Transmisión Solicitado** se preste exclusivamente en niveles de tensión menores a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo por el uso de la **Red**, y
- II. Costo fijo por administración del **Convenio**.

6.4 Cuando el **Servicio de Transmisión Solicitado** se preste en niveles de tensión mayores, iguales o menores a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo fijo por el uso de la **Red** en tensiones mayores o iguales a 69 kV;

- II. Costo variable por el uso de la **Red** en tensiones mayores o iguales a 69 kV;
 - III. Costo por el uso de la **Red** en tensiones menores a 69 kV, y
 - IV. Costo fijo por administración del **Convenio**.
- 6.5 Cuando se aplique el costo mínimo, éste sustituirá en la facturación a la suma de “*CFUR*” más “*CVUR*”.
- 6.6 La evaluación de *CTMP*, *CTMD* y C_{fg} serían ex-post, es decir al finalizar el mes de facturación una vez determinado el factor de planta observado, por tanto, se incluye como una corrección al cargo fijo determinado en la fase de evaluación del servicio de porteo debido a su dependencia del *Fp*.
- 7. Requerimientos de Información**
- 7.1 Durante la última semana del mes de mayo de cada año, el **Suministrador** proporcionará a la Comisión Reguladora de Energía, en medios magnéticos, la base o las bases de datos que serán utilizadas en el **Modelo de Flujos** de carga de corriente alterna y en el **Modelo de Producción** señalados en los párrafos 3.3, 3.4, 3.24 y 3.25. La Comisión Reguladora de Energía revisará la información y podrá requerir al **Suministrador** las aclaraciones que considere pertinentes.
- 7.2 El costo del estudio requerido para analizar una solicitud de **Servicio de Transmisión** será propuesto por el **Suministrador** y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, la cual podrá solicitar la información necesaria para su cálculo y requerir al **Suministrador** las aclaraciones que considere pertinentes. El cargo respectivo será cubierto por el solicitante del **Servicio de Transmisión**.
- 7.3 Los procedimientos para determinar las variables “*CT*”, “*CMC_{transva}*”, “*CMC_{gen}*”, “*ENER*”, “*m*” y “*Fr*” así como los parámetros de la zona de distribución “*D_{MAX,zona}*”, “*C_{tot,zona}*” y “*P_{zona}*” y sus valores resultantes serán aprobados, a propuesta del **Suministrador**, por la Comisión Reguladora de Energía, la cual podrá solicitar toda la información necesaria para su cálculo y requerir al **Suministrador** las aclaraciones que considere pertinentes. El **Suministrador** entregará a la Comisión Reguladora de Energía, en un plazo no mayor de 6 meses después de la entrada en vigor de la presente **Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable**, los procedimientos para determinar las variables mencionadas en este inciso y sus valores resultantes.