

Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de Enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

Fecha: febrero de 2016.

Resumen

Con el objeto de dar cumplimiento a lo dispuesto por los artículos 139 de la Ley de la Industria Eléctrica, esta Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) presenta la memoria de cálculo utilizada para determinar el cuadro tarifario y método de actualización de tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad (la CFE) por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2018. Para obtener el Ingreso Requerido (IR) total, los costos se clasifican en dos grupos: (1) los costos de explotación incurridos por la CFE en 2014 proyectados a 2016 y asignados a las 16 divisiones de Distribución, (2) los costos de capital atribuibles al servicio de Distribución en cada una de las divisiones. El diseño tarifario para 2016, se realizó considerando cinco grupos tarifarios definidos en función del consumo del usuario y el nivel de tensión, donde la retribución del IR se efectuó con la metodología de asignación por picos no coincidentes. Las tarifas publicadas en el Acuerdo A/074/2015 permiten recuperar el Ingreso Requerido sin considerar pérdidas de energía. Adicionalmente, se calculan factores de pérdidas mediante los cuales el distribuidor obtendrá el ingreso por el porcentaje de pérdidas reconocidas. Finalmente, a partir de 2017 se considera un sendero de eficiencia en costos de explotación y en pérdidas no técnicas para cada división de distribución que impactan en el cuadro tarifario para dichos años.

1. Introducción

Con fundamento en los artículos, 22, fracción XXII, inciso f), de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 12, fracciones IV y V, 27, 58, 138, 139 y 140, fracción I y II de la Ley de la Industria Eléctrica; 7, fracción XV y 9 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental; y 8 de su Reglamento, la Comisión publicó el Acuerdo A/074/2015, de fecha 31 de diciembre de 2015, a través del cual emitió las tarifas para el servicio público de Distribución de energía eléctrica, las cuales se determinaron con base en costos erogados por CFE en 2014. Asimismo, se presenta una metodología para la remuneración de las pérdidas reconocidas al distribuidor. Además, reconociendo la necesidad de alcanzar la eficiencia en el sector energético se presenta un sendero de eficiencia en costos de explotación y pérdidas de energía que impactarán el cuadro tarifario a partir de 2017.

La estructura del documento es la siguiente. En el segundo apartado se describe el procedimiento para calcular el Ingreso Requerido aprobado identificando los costos de explotación atribuibles al servicio de Distribución en los que incurrió la CFE en 2014. También se analiza el costo de capital de la actividad de Distribución. En el tercer apartado, se presenta el cuadro tarifario, donde también se describe el mecanismo para la recuperación del ingreso requerido atribuible a pérdidas reconocidas al distribuidor en 2016. En el apartado cuarto, se presenta el sendero de eficiencia en pérdidas de energía y en costos de explotación. Finalmente, se describe la forma de actualización de tarifas a partir de 2017.

2. Cálculo de Ingreso Requerido

El procedimiento para estimar el Ingreso Requerido (IR) para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio público de Distribución, es el siguiente:

- a) Recopilación y análisis de la información contable de CFE en 2014, con el objeto de determinar los costos totales de Distribución
- b) Sobre la base de contabilidad desagregada de CFE se determinaron y reasignaron los costos de explotación para cada una de las 16 divisiones de distribución y su segregación por nivel de tensión: Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT).
- c) Para el cálculo del costo de capital se analizaron los Estados Financieros Dictaminados validándolos con una metodología VNR (valor nuevo de reemplazo), que sirve para estimar la base de capital utilizado para la actividad de Distribución. Adicionalmente, se estimó una tasa de retorno, a través de la metodología de costo medio ponderado de capital (WACC).
- d) Considerando costos de explotación y de capital se obtuvo un IR que le permite al distribuidor recuperar dichos costos sin considerar pérdidas de energía.

A continuación se describe de manera detallada el procedimiento para obtener el IR

La CFE presentó a la Comisión de manera conjunta información para las actividades de Distribución y Suministro. Para determinar de manera desagregada los ingresos recuperables de cada actividad, se consideran los siguientes criterios:

- ❖ Los costos de explotación (costos OMA) fueron asignados 72% a Distribución y 28% a Suministro.
- ❖ El pasivo laboral se asignó 74% a Distribución y 26% a Suministro.

Además, los conceptos considerados para la determinación de costos totales, referidos al año 2014, a ser reconocidos en tarifas base son los siguientes:

- ❖ **Costos y gastos de operación:** Remuneraciones, Materiales, Servicios, Combustible, Compras de energía, otros que tengan relación con la prestación de estas tareas.
- ❖ **Gastos administrativos:** Remuneraciones, Materiales, Servicios, otros que tengan relación con la prestación de estas tareas.
- ❖ **Otras obligaciones laborales.**
- ❖ **Depreciaciones,** de los activos fijos.
- ❖ **Costos financieros,** por el financiamiento asociado a la adquisición o construcción de activos fijos.

Para agrupar estos costos se utilizó la clasificación con la que trabaja usualmente CFE:

- ❖ Costos de explotación
- ❖ Costos de Capital

En el primero de ellos se incluirán los costos operativos producto de la prestación del servicio, mientras que en el segundo concepto se incluirán aquellos costos que estén asociados a los activos que se utilizan para la prestación del servicio.

2.1. Costos de explotación

En la información proporcionada a la Comisión, la CFE presenta los costos de explotación desglosados por función; es decir, separados por costos asociados a la Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Servicios administrativos. De los costos de explotación asociados a los distintos procesos mencionados, la

Comisión solo tomó en cuenta aquellos costos asociados a la prestación del servicio público de Distribución eléctrica para el cálculo de la tarifa.

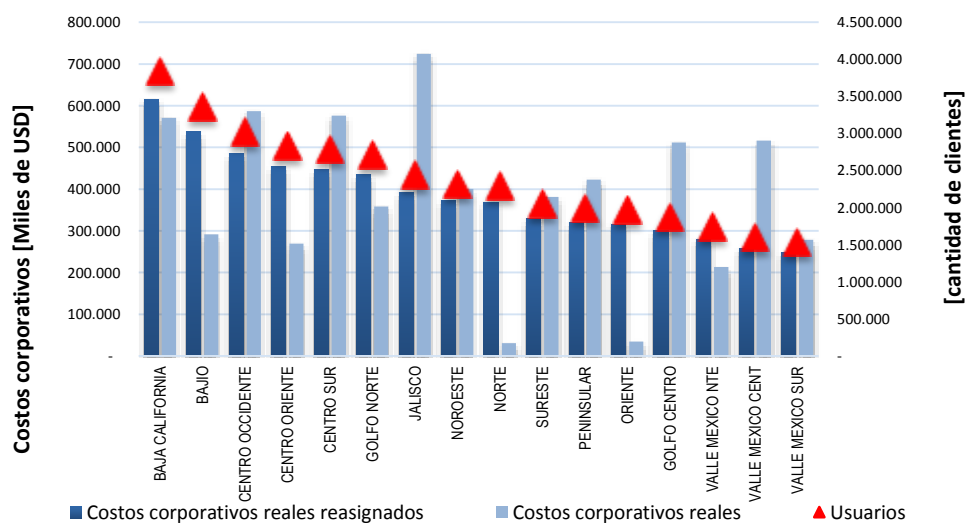
De acuerdo con la información proporcionada por la CFE para el año base del estudio 2014, los costos de explotación incluyen los conceptos de costos de operación, mantenimiento y administración (OMA), comerciales, corporativos, costos financieros e impuestos. Dado que la CFE presentó de manera conjunta información de las actividades de Distribución y Suministro, los costos de explotación fueron asignados en un 72% para Distribución y 28% para la actividad de Suministro. En la siguiente tabla se muestran los montos considerados como costos de explotación.

Tabla1. Costos de explotación Base 2014

Componente (millones de pesos)	Monto
O&M Y Costos Administrativos	34,919
Costos corporativos	4,447
Pasivo laboral	18,189
Costo total de explotación	57,555

Entre los costos de explotación, destacan los costos corporativos que están presentes en los procesos que son desarrollados en forma casi exclusivamente centralizada como Dirección, Estrategia y Control; Asesoría Legal; Auditoría Interna; Relaciones Públicas y Gestión Social; Control de Gestión; Regulación; Calidad de Servicio; Gestión Ambiental; y Administración y Finanzas. Es decir, casi todos los subprocesos desarrollados como parte de los procesos de apoyo a otras áreas. Estos costos fueron reasignados entre las 16 divisiones de Distribución de acuerdo con la cantidad de clientes existentes en cada una de ellas, esto con el objetivo de lograr una relación más eficiente entre los costos corporativos y la cantidad de clientes que atiende cada división de distribución. Con ello, se busca que los costos estén asociados a una empresa eficientemente gestionada, de manera tal que las ineficiencias endógenas a la gestión de la empresa regulada no se trasladen a las tarifas del usuario final. La siguiente gráfica muestra la reasignación de dichos costos tomando como criterio el número de clientes en cada división de Distribución.

Gráfica 1. Reasignación de costos corporativos por división de Distribución



Una vez obtenidos los costos totales de explotación, estos fueron asignados entre las 16 divisiones de Distribución en los montos que se muestran a continuación.

Tabla 2. Costos de explotación por división de Distribución 2014

División de Distribución <i>(millones de pesos)</i>	Costos de Explotación 2014
BAJA CALIFORNIA	3,335
BAJIO	4,516
CENTRO OCCIDENTE	2,503
CENTRO ORIENTE	3,404
CENTRO SUR	3,469
GOLFO NORTE	4,892
JALISCO	4,433
NOROESTE	3,412
NORTE	4,804
SURESTE	4,560
PENINSULAR	2,489
ORIENTE	4,204
GOLFO CENTRO	2,544
VALLE MEXICO NTE	3,546
VALLE MEXICO CENT	2,315
VALLE MEXICO SUR	3,129
TOTAL	57,555

2.2. Costos de capital

Para el cálculo del costo de capital de cada una de las divisiones de distribución, se estimaron dos elementos:

- ❖ La base de capital, es decir el valor de los activos utilizados para la actividad de distribución y
- ❖ La tasa de retorno a dicha base de capital, es decir el costo de oportunidad de ocupar los activos en otra actividad.

2.2.1. Base de capital

Se definió como base de capital regulado el valor a nuevo de reemplazo de los activos utilizados para la actividad de Distribución. Esta metodología consiste en valorizar a nuevo las instalaciones declaradas por la CFE para cada división de Distribución utilizando costos estándares. Es decir, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) representa el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos, que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones existentes empleando la tecnología actual al mínimo costo.

Se estimó el VNR a partir de un estudio tarifario realizado en 2008 y se actualizó a 2014 considerando información del catálogo de precios de CFE logrando así una actualización de los principales componentes de cada rubro del VNR: subestaciones Alta Tensión (AT)/MT, líneas y cables de MT, transformadores MT/BT, y líneas y cables de BT.

Para calcular el VNR adaptado a 2014, se determinó la cantidad de instalaciones asociadas a las etapas de MT y BT de acuerdo con la demanda del servicio de Distribución en 2014. Los distintos tipos de activos fueron ajustados considerando las inversiones reales realizadas en el período 2008-2014. Para esto, se consideró información de activos físicos remitida por la CFE. Ejemplo de lo anterior son los medidores y acometidas, que fueron ajustados considerando la tasa acumulada de crecimiento de la cantidad de clientes entre 2008 y 2014.

Una vez definida la cantidad de activos, estos se multiplicaron por el precio real. Para ello, se estimó para cada tipo de activo (subestaciones AT/MT; redes MT, redes BT, equipos MT, transformadores MT/BT) el índice de ajuste de precios a efecto de reflejar la variación de precios entre 2008 y 2014. La metodología para obtener dicho índice consistió en estimar, los activos más relevantes en cuanto a su impacto en el costo total de cada

categoría de activos. Para estos activos, se obtuvo el precio del catálogo de la CFE a diciembre 2008 y a diciembre 2014 (CATPRE aprobado por la CRE). A partir de los precios en las distintas fechas, se estimó el factor de ajuste de precios.

De acuerdo con la actualización de precios y de cantidades, se obtuvo un VNR a diciembre de 2014, igual a **\$326,387.8 millones de pesos**. Una vez obtenido el VNR se requiere calcular el retorno a la base de capital, para ello se utilizó un factor de recuperación de capital (FRC), el cual permite incorporar la depreciación de los activos como un componente más del costo de capital. Este factor se define de la siguiente forma:

$$FRC = \frac{r * (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

Donde:

r =tasa de retorno al capital

n =vida útil de los activos

Para determinar la vida útil de los activos, se consideró un valor promedio de los activos eléctricos de 30 años, este valor es utilizado normalmente por los organismos reguladores en procesos tarifarios de Distribución. En relación a la tasa de retorno al capital se utilizó una metodología CAPM/WACC la cual se describe en el siguiente apartado.

2.2.2. Tasa de Retorno

Para determinar la tasa de retorno se utilizó un modelo CAPM/WACC. Este modelo permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis, con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo.

Por otra parte, y considerando que el mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se usa la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de la WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*). Este método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad, en este caso para la actividad de Distribución. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera regulada óptima, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan adecuados en función de un análisis de *benchmarking* financiero. La tasa estimada es de 10.07% después de impuestos. Finalmente, considerando un tasa de retorno de 10.07%, una vida útil promedio de los activos de 30 años se obtuvo un factor de recuperación de capital de 10.67%.

Una vez obtenidos la base de capital y el factor de recuperación, el cálculo del costo de capital resulta de valorar la base de capital al costo de oportunidad de utilizar dicho capital considerando la depreciación de los activos. Para ello se multiplica el factor de recuperación de capital por el monto de VNR de cada división de distribución. Es importante mencionar que en el caso de las divisiones de distribución del Valle de México, solo se toma en cuenta la depreciación de los activos cedidos por Luz y Fuerza del centro (LyFC) y el monto por las inversiones en activos físicos realizadas por la CFE con fecha posterior a la toma de las instalaciones de (LyFC) valuadas de acuerdo con la información contable de la CFE.

Tabla 3. Costo de capital 2014

Componentes <i>(millones de pesos)</i>	Monto
Capital	21,665
Activos adquiridos después de la extinción de LyFC	1,405
Depreciación	9,475
Costo de capital	32,544

Adicionalmente, la siguiente tabla muestra el costo de capital reconocido por división de Distribución.

Tabla 4. Costo de capital por división de distribución

División de Distribución <i>(millones de pesos)</i>	Costo de capital
BAJA CALIFORNIA	1,590.94
BAJIO	3,416.22
CENTRO OCCIDENTE	2,059.59
CENTRO ORIENTE	2,698.95
CENTRO SUR	2,298.53
GOLFO NORTE	1,781.12
JALISCO	1,914.13
NOROESTE	2,759.32
NORTE	2,944.11
SURESTE	2,712.76
PENINSULAR	1,499.35
ORIENTE	2,802.92
GOLFO CENTRO	982.58
VALLE MEXICO NTE	986.73
VALLE MEXICO CENT	925.61
VALLE MEXICO SUR	1,171.63
TOTAL	32,544.50

Como ya se mencionó, el caso de las tres divisiones del Valle de México solo se tomó en cuenta la depreciación de los activos cedidos por (LyFC) y el capital de los activos adquiridos por la CFE después de la adquisición de dicha empresa.

2.3. Ingreso Requerido Total

Así, considerando el total de costos de explotación y el costo de los activos el ingreso requerido total se expresa en la siguiente tabla.

Tabla 5. Ingreso Requerido base 2014

Concepto <i>(millones de pesos)</i>	Monto
Costo de explotación	57,555
Costo de capital	32,544
Costos Total	90,099

El IR por división de Distribución y nivel de tensión es el siguiente:

Tabla 6. Ingreso Requerido por división de distribución

División de Distribución	IR en BT <i>(millones de pesos)</i>	IR en MT <i>(millones de pesos)</i>	IR Total <i>(millones de pesos)</i>
BAJA CALIFORNIA	2,335	2,591	4,926
BAJIO	4,188	3,744	7,932
CENTRO OCCIDENTE	2,505	2,057	4,562
CENTRO ORIENTE	2,881	3,222	6,103
CENTRO SUR	2,391	3,377	5,767
GOLFO NORTE	3,723	2,950	6,673
JALISCO	3,171	3,177	6,348
NOROESTE	3,153	3,019	6,171
NORTE	4,691	3,057	7,748
SURESTE	4,194	3,079	7,273
PENINSULAR	2,196	1,792	3,988
ORIENTE	3,189	3,818	7,007
GOLFO CENTRO	1,756	1,771	3,527
VALLE MEXICO NTE	2,306	2,227	4,533
VALLE MEXICO CENT	1,926	1,315	3,240
VALLE MEXICO SUR	2,601	1,700	4,301
TOTAL	47,204	42,895	90,099

3. Diseño Tarifario

3.1. Simplificación del cuadro tarifario

A partir del análisis de las mediciones efectuadas durante el desarrollo del Estudio de Carga elaborado en el marco del Estudio Integral de Tarifas llevado a cabo en el año 2010, se propusieron categorías de usuarios teóricas, y se determinaron para dichas categorías, cargos tarifarios base de Distribución. Dichos cargos tarifarios, aplicados al mercado de referencia del año 2014, permiten recuperar los costos de Distribución. Se consideran los siguientes grupos tarifarios:

- Baja tensión:
 - ❖ Domiciliario (DB)
 - ✓ DB1 con consumos menores o iguales a 250 kWh-mes
 - ✓ DB2 con consumos mayores a 250 kWh-mes
 - ❖ General PDBT Pequeña demanda con capacidad hasta 25 kW.
 - ❖ Gran demanda (GDBT) con capacidad mayor a 25 kW.
- Media Tensión:
 - ❖ Gran demanda (GDMT)

La siguiente tabla muestra la equivalencia del cuadro tarifario simplificado con el cuadro tarifario vigente. Es importante mencionar que la tarifa de distribución solo toma en cuenta usuarios en media y baja tensión ya que las redes de alta tensión son del servicio de Transmisión.

Tabla 7. Equivalencia del nuevo cuadro tarifario

Cuadro tarifario Vigente	Cuadro tarifario simplificado
Tarifa 1	DB1/DB2
Tarifa 1A	DB1
Tarifa 1B	DB1
Tarifa 1C	DB1
Tarifa 1D	DB1
Tarifa 1E	DB1
Tarifa 1F	DB1
Tarifa 2	PDBT
Tarifa 3	GDBT
Tarifa 5	PDBT
Tarifa 5A	PDBT
Tarifa 6	PDBT/GDBT
Tarifa 9	GDBT
Tarifa 9CU	GDBT/GDMT
Tarifa 9M	GDBT
Tarifa 9N	GDBT/GDMT
Tarifa HM	GDMT
Tarifa HMC	GDMT
Tarifa OM	GDMT

3.2. Metodología tarifaria

El IR para la actividad de Distribución fue asignado sobre la base de tarifas económicas utilizando la metodología de asignación por picos no coincidentes. La metodología de picos no coincidentes es aquella por la cual se reparten los costos a pagar según la demanda máxima de potencia de las distintas categorías tarifarias de acuerdo con los resultados obtenidos del balance de potencia.

Se define como punta de un nivel de tensión el periodo de tiempo, normalmente medido en horas o períodos de quince minutos, en el que, de acuerdo al balance de potencia, medido con fines tarifarios, se produce la máxima demanda de potencia.

Por ejemplo, asumiendo que se dispone de un monto de dinero a asignar entre dos categorías tarifarias A y B en un mismo nivel de tensión, la responsabilidad en el uso del sistema y por tanto el cargo tarifario de los usuarios A y B está dada por su máxima demanda, es decir, el monto a asignar del ingreso requerido es proporcional a su máxima demanda.

3.3. Tarifas

Una vez descrita la metodología de asignación para cada grupo tarifario se obtienen las tarifas de distribución aplicables para el año 2016. Estas tarifas permiten al distribuidor recuperar sus costos de explotación y capital sin considerar las pérdidas de energía.

Tabla 8. Tarifas aprobadas Acuerdo A/074/2015

División de Distribución	DB1	DB2	PDBT	GDBT	GDMT
	Doméstico Baja tensión hasta 150 kWh-mes	Doméstico Baja tensión mayor 150 kWh-mes	Pequeña demanda baja tensión hasta 25 KW-mes	Pequeña demanda baja tensión hasta 25 KW-mes	Gran demanda en media tensión
	\$/kWh-mes	\$/kWh-mes	\$/kWh-mes	\$/kW-mes	\$/kW-mes
BAJA CALIFORNIA	0.62	0.71	0.57	164.20	76.40
BAJIO	0.93	0.80	0.76	300.57	79.66
CENTRO OCCIDENTE	1.25	1.07	1.02	402.72	125.92
CENTRO ORIENTE	1.20	1.03	0.98	388.58	125.61
CENTRO SUR	1.36	1.16	1.10	437.77	185.47
GOLFO CENTRO	0.91	0.74	0.92	308.94	102.15
GOLFO NORTE	0.68	0.55	0.68	228.03	48.18
JALISCO	1.36	1.17	1.11	439.99	133.04
NOROESTE	0.75	0.59	0.64	177.12	75.55
NORTE	1.18	1.04	1.11	299.87	63.78
ORIENTE	1.33	1.14	1.08	429.63	172.39
PENINSULAR	0.85	0.70	0.82	246.45	75.55
SURESTE	1.21	1.04	0.99	391.60	125.83
VALLE MEXICO CENT	0.69	0.59	0.56	222.72	55.70
VALLE MEXICO NTE	0.91	0.78	0.74	294.97	81.66
VALLE MEXICO SUR	0.87	0.75	0.71	281.83	63.21

Es importante señalar que para llevar los valores desde el año base, 2014, al primer año de aplicación, 2016, se consideró una inflación promedio anual de 4%.

3.4. Remuneración de pérdidas

Como se mencionó anteriormente, hasta ahora las tarifas aprobadas en el acuerdo A/047/2015 permiten al distribuidor recuperar su ingreso requerido sin considerar las pérdidas técnicas y no técnicas de energía en las que incurre al proveer el servicio. Las pérdidas aprobadas por la Comisión, son las resultantes del análisis de la información presentada por CFE y expresadas como porcentajes de pérdidas de energía respecto al ingreso de energía en cada una de las divisiones de distribución. En este apartado se describe el mecanismo para la remuneración de las pérdidas reconocidas al distribuidor.

El procedimiento para incorporar el costo de pérdidas para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio público de Distribución, es el siguiente:

- Se estiman Factores de Pérdidas (FP) para MT y BT por división de distribución a partir del sendero propuesto de pérdidas reconocidas.
- Los FP se multiplican por la energía medida en bornes de usuarios de MT Y BT para obtener la energía inyectada al sistema de distribución eficiente como se muestra a continuación:

$$E_{\text{inyectada}} = E_m * FP$$

- Se calculan las pérdidas de energía reconocidas al restar la energía medida al total de energía inyectada.

$$\text{Energía perdida} = E_{\text{inyectada}} - E_m$$

- Para obtener el cargo por pérdidas reconocidas se valorizan las pérdidas considerando el precio de mercado de la energía al momento de la consolidación.

$$\text{Cargo por pérdidas} = P_e * \text{Energía perdida}$$

- e) El cargo por pérdidas se suma al cargo tarifario aplicable a cada grupo en cada división de distribución.

Finalmente, es importante mencionar que a partir de 2017 con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del segmento de distribución se consideró un valor máximo reconocido de pérdidas no técnicas respecto a la energía ingresada de 5%. Donde divisiones que superen dicho porcentaje de pérdidas se le reconocerá una trayectoria de reducción aplicable para el segundo y tercer año del período transitorio. En el siguiente apartado se describe a detalle la metodología y el sendero de eficiencia en pérdidas a lo largo de periodo.

A continuación se detallan los componentes de la metodología para el cálculo del cargo asociados a pérdidas reconocidas.

3.5. Factores de pérdidas.

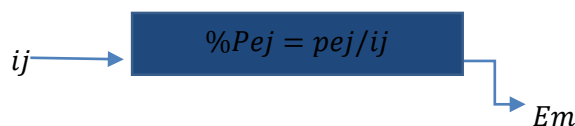
Los factores de pérdidas sirven para estimar el monto total de las pérdidas ya que nos da la energía que debería ser ingresada o inyectada a la red. Dicho factor se diferencia por nivel de tensión y división de Distribución. A continuación se describe el proceso de obtención el factor.

3.5.1. Determinación de factores de pérdidas

El factor de pérdidas técnicas del nivel de tensión j en este caso MT o BT esta dado por $FPj = 1/(1 - \%Pej)$, donde $\%Pej$ es el porcentaje de pérdidas en el nivel de tensión j respecto de la energía ingresada en dicho nivel de tensión reconocidas al distribuidor.

Para ejemplificar la obtención del factor de pérdidas se presenta el siguiente esquema que simplifica el uso de la red de distribución en el nivel de tensión j . A continuación, se presenta un esquema simplificado de la red de un nivel de tensión determinada

Ilustración 1. Esquema del sistema de distribución



Donde:

j = Nivel de tensión (BT o MT)

ij = Energía ingresada

pej = Pérdidas técnicas de energía

$\%Pej$ = Pérdidas técnicas de energía expresadas en porcentaje y referidas al ingreso reconocido para el distribuidor.

Em = Energía medida

Como podemos observar la energía ingresada ij es la suma de la energía medida Em más las pérdidas técnicas de energía pej lo que es equivalente a la suma de la energía medida más la energía ingresada por el porcentaje de pérdidas técnicas de energía.

$$ij = Em + pej = Em + ij * \%Pej$$

Al despejar la energía medida obtenemos:

$$Em = ij * (1 - \%Pej)$$

Sin embargo, como buscamos la cantidad de energía ingresada para así poder encontrar la energía perdida obtenemos que la energía ingresada es la energía medida por el factor de pérdidas.

$$ij = \frac{Em}{1 - \%Pej} = Em * FPj$$

Adicionalmente, se debe calcular un factor de pérdidas no técnicas que se refiere a la pérdida de energía en ventas en baja tensión con la siguiente fórmula

$$FPnt = (1 + Pent)$$

Donde, *Pent* es el porcentaje de pérdidas no técnicas referidas a las ventas de energía en baja tensión reconocidas al distribuidor.

A partir de estos factores se calculan los factores de pérdidas acumulados para baja y media tensión. Estos permiten calcular la energía ingresada en cada nivel tensión y con ello las pérdidas de energía reconocidas al distribuidor.

Si tomamos en cuenta que el factor de pérdidas acumulado busca estimar la energía ingresada en ese nivel de tensión, entonces el factor de pérdidas acumulado en baja tensión debe reconocer las pérdidas de energía en media tensión y debe aplicarse para determinar la energía requerida en la etapa de ingreso al sistema, las pérdidas de energía que se originan en baja tensión y las pérdidas no técnicas que solo se dan en baja tensión. Así el factor de pérdidas de baja tensión incorpora tres elementos de pérdidas individuales y queda descrito por la siguiente ecuación:

$$FPAbt = FPbt * FPmt * FPnt$$

Donde:

FPbt = Factor de pérdidas en baja tensión.

FPmt = Factor de pérdidas en media tensión.

FPnt = Factor de pérdidas no técnicas.

Asimismo, para calcular el factor de pérdidas en media tensión *FPAmt* se utiliza la siguiente expresión:

$$FPAmt = FPmt$$

3.5.2. Factores de pérdidas aprobados en el Acuerdo A/074/2015

A continuación se muestran los factores de pérdidas acumulados para cada Unidad de Negocio y nivel de tensión.

Tabla 9. Factores de pérdidas aprobados para 2016 en el Acuerdo A/074/2015

División de Distribución	Factores de Pérdidas BT	Factores de Pérdidas MT
BAJA CALIFORNIA	1.153945	1.010646
BAJIO	1.256225	1.023953
CENTRO OCCIDENTE	1.134384	1.015281
CENTRO ORIENTE	1.303908	1.018129
CENTRO SUR	1.411552	1.022964
GOLFO CENTRO	1.172325	1.016816
GOLFO NORTE	1.392461	1.011161
JALISCO	1.354496	1.011934
NOROESTE	1.181434	1.013286
NORTE	1.249104	1.026250
ORIENTE	1.303991	1.022741
PENINSULAR	1.251517	1.019918
SURESTE	1.249001	1.034820
VALLE MEXICO CENT	1.473152	1.008133
VALLE MEXICO NTE	1.727678	1.006909
VALLE MEXICO SUR	1.706530	1.009948

3.5.3. Energía ingresada a la red de Distribución y pérdidas de energía.

A partir de los factores de pérdidas acumulados es posible determinar: (1) la cantidad de energía ingresada a la red y (2) las pérdidas totales de energía reconocidos para cada división de Distribución. La energía ingresada resulta de multiplicar el factor de pérdidas acumulativo por la energía medida para cada nivel de tensión, mientras que la energía pérdida resulta de restar a la energía ingresada, la energía medida. Así, las pérdidas reconocidas para cada división de Distribución están dadas por la siguiente fórmula:

$$Pejk = (Embtk * FPAbtk - Embtk) + (Emmtk * FPAmTk - Emmt)$$

$$Pejk = Embtk * (FPAbtk - 1) + Emmt * (FPAmTk - 1)$$

Donde:

$Pejk$ = Son las pérdidas totales de energía de la división k .

$Embtk$ = Es la energía total medida en baja tensión en la división k .

$Emmtk$ = Es la energía total medida en media tensión en la división k .

$FPAbtk$ y $FPAmTk$ son los factores de pérdidas acumulados para baja y media tensión respectivamente y para la división k .

4. Senderos de eficiencia

De la necesidad de establecer ingresos requeridos eficientes, se definieron niveles de eficiencia en costos de explotación y en pérdidas para los años 2017 y -2018. Haciendo un análisis comparativo de las eficiencias relativas observadas entre las 16 divisiones, se define un sendero de eficiencia para cada una de ellas, tanto en pérdidas técnicas, no técnicas y costos de explotación. Además, por ser la prestación del servicio de distribución un monopolio natural, que como tal tiene economías de escala, se incorpora un factor de economía de escala único para las divisiones de distribución.

4.1. Sendero de eficiencia en costos de explotación

Para analizar la eficiencia en la operación y desarrollo de las actividades de Distribución de energía eléctrica se recurrió a la técnica de Frontera de Eficiencia. Las fronteras de eficiencia posibilitan calcular o estimar puntuaciones de eficiencia para cada unidad de análisis en este caso divisiones de distribución, permitiendo así identificar la posición relativa de cada zona dentro del universo analizado.

La principal ventaja de las técnicas de frontera es que permiten la comparación del desempeño de diferentes unidades de análisis al resumir las distintas dimensiones en un único índice de eficiencia. Utilizando esta técnica, se realizó un análisis de eficiencia relativa para determinar las metas de eficiencia, considerando un análisis de *benchmarking* interno (152 Zonas de Distribución actuales de CFE). A continuación se describe a detalle la metodología usada:

En primer lugar se realizó un Análisis DEA (*Data Development Analysis*) para determinar el grado de incidencia de las pérdidas de energía en la eficiencia. Este tipo de modelos se basan en la aplicación de técnicas de programación lineal para calcular las divisiones de distribución más eficientes de la muestra. La principal ventaja es que no se requiere una especificación funcional específica; sin embargo, la desventaja es que toda diferencia con la división que representa el mejor desempeño es considerada como ineficiencia siendo que en ocasiones puede ser producto de la incapacidad del modelo de explicar el comportamiento de los costos correctamente.

Una vez determinado el grado de incidencia de las pérdidas en la eficiencia de las divisiones de distribución, se procedió a estimar un modelo paramétrico para identificar la forma funcional correcta de la frontera de eficiencia. La forma funcional de la frontera se estimó bajo la metodología COLS que consiste en la aplicación de regresiones de Mínimos Cuadrados Ordinarios donde el intercepto es corregido o desplazado hacia el punto que corresponde a la empresa más eficiente en relación a la media. Definiendo una función cuyos insumos son los costos de explotación y las pérdidas y variable dependiente la cantidad de clientes y energía vendida. Finalmente, una vez definida la forma funcional de la frontera de eficiencia se usó una técnica de fronteras estocásticas (SFA) que a diferencia de técnicas DEA permite separar niveles de eficiencia de otros factores como el clima o eventos aleatorios.

La siguiente tabla muestra la eficiencia estimada para cada división de distribución, donde un valor cercano a uno implica una división más eficiente mientras que las divisiones con valores bajos resultaron ser las más ineficientes. Adicionalmente, la tabla muestra el valor de eficiencia mediante técnicas DEA y técnicas SFA. Como podemos observar, la eficiencia media según la estimación DEA es 59%, en tanto que según las técnicas de SFA dicha eficiencia promedio simple es 67%. La diferencia entre ambos valores está en parte explicada por el hecho que la SFA considera que parte de la diferencia entre las observaciones es aleatoria, por lo que consecuentemente la ineficiencia de las unidades es menor (cercana a 1).

Tabla 10. Comparación de indicadores de eficiencia bajo modelo DEA Y SFA

División de Distribución	Eficiencia DEA	Eficiencia SFA
BAJA CALIFORNIA	0.74	0.65
BAJIO	0.73	0.82
CENTRO OCCIDENTE	0.84	0.85
CENTRO ORIENTE	0.67	0.73
CENTRO SUR	0.6	0.69
GOLFO NORTE	0.66	0.77
JALISCO	0.67	0.71
NOROESTE	0.6	0.71
NORTE	0.57	0.71
SURESTE	0.43	0.56
PENINSULAR	0.56	0.66
ORIENTE	0.57	0.71
GOLFO CENTRO	0.57	0.63
VALLE MEXICO NTE	0.47	0.56
VALLE MEXICO CENT	0.35	0.46
VALLE MEXICO SUR	0.36	0.46
Promedio	0.59	0.67

Para ajustar los porcentajes de eficiencia se consideró como punto de partida los resultados obtenidos con SFA y se normalizaron los puntajes de eficiencia considerando que las divisiones de Distribución con puntajes mayores a .8 son eficientes, es decir toman el valor de 1. En este caso, en el análisis de eficiencia no fue posible incorporar variables que afectan los costos y que no son gestionables (rigideces salariales y laborales, tiempos de desplazamiento, contaminación, vegetación, otras).

Para determinar la cantidad de años en los que se planea llegar a ser una división eficiente en costos de explotación, se consideraron los siguientes criterios tomando en cuenta un sendero de eficiencia realista para cada división de Distribución

- ❖ Las divisiones de distribución con valores de reducción total de costos hasta 10%, deben alcanzar la frontera de eficiencia en 3 años.
- ❖ Las divisiones de distribución con valores de reducción total de costos mayores a 10% y menores a 21%, deben alcanzar la frontera de eficiencia en 5 años.
- ❖ Las divisiones de distribución con valores de reducción total de costos mayores a 21% y menores 31%, deben alcanzar la frontera de eficiencia en 7 años.
- ❖ Las divisiones de distribución con valores de reducción total de costos mayores a 31%, deben alcanzar la frontera de eficiencia en 9 años

En la tabla siguiente se muestran los resultados finales obtenidos para cada división de Distribución. En primer lugar se muestra el puntaje de eficiencia SFA ajustado. En la columna dos se muestra el porcentaje de reducción total necesario para alcanzar la eficiencia ajustada de 100%. En la tercera columna se muestra la cantidad de años para alcanzar la eficiencia.

Finalmente, no se considera reducción de eficiencia en costos de explotación para el año 2016, ya que el sendero de eficiencia en costos de explotación inicia a partir de 2017.

Tabla 11. Senderos de eficiencia en Costos de Explotación

División de Distribución	Eficiencia SFA ajustada	Reducción Total	Cantidad Años	Reducción anual		
				Año 2016	Año 2017	Año 2018
BAJA CALIFORNIA	100.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	0.00%
BAJIO	100.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	0.00%
CENTRO OCCIDENTE	95.80%	4.20%	3	0.00%	-1.40%	-1.40%
CENTRO ORIENTE	91.80%	8.20%	3	0.00%	-2.80%	-2.80%
CENTRO SUR	89.20%	10.80%	5	0.00%	-2.30%	-2.30%
GOLFO NORTE	88.90%	11.10%	5	0.00%	-2.30%	-2.30%
JALISCO	88.80%	11.20%	5	0.00%	-2.40%	-2.40%
NOROESTE	88.10%	11.90%	5	0.00%	-2.50%	-2.50%
NORTE	86.50%	13.50%	5	0.00%	-2.90%	-2.90%
SURESTE	82.20%	17.80%	5	0.00%	-3.90%	-3.90%
PENINSULAR	81.10%	18.90%	5	0.00%	-4.10%	-4.10%
ORIENTE	79.30%	20.70%	5	0.00%	-4.50%	-4.50%
GOLFO CENTRO	69.80%	30.20%	7	0.00%	-5.00%	-5.00%
VALLE MEXICO NTE	69.80%	30.20%	7	0.00%	-5.00%	-5.00%
VALLE MEXICO CENT	57.90%	42.10%	9	0.00%	-5.90%	-5.90%
VALLE MEXICO SUR	57.20%	42.80%	9	0.00%	-6.00%	-6.00%

4.2. Sendero de eficiencia en pérdidas técnicas y no técnicas

Con el objetivo de contar con un sector eléctrico eficiente, se incorporaron criterios de eficiencia en las pérdidas de energía reconocidas a cada una de las divisiones de distribución.

Esto se logró al considerar información enviada por CFE para cada división de Distribución y dividida por nivel de tensión (MT y BT):

- ✓ Energía Recibida, en kWh;
- ✓ Pérdidas Técnicas, en kWh;
- ✓ Pérdidas Técnicas, como % de la energía recibida;
- ✓ Pérdidas No Técnicas, en kWh;
- ✓ Pérdidas No Técnicas, como % de la energía recibida;
- ✓ Pérdidas Totales, en kWh;
- ✓ Pérdidas Totales, como % de la energía recibida.

Con esta información se determinó el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas del año base (2014). No se consideraron metas de eficiencia para las pérdidas no técnicas en el primer año del periodo tarifario inicial, 2016. Las metas de eficiencia en pérdidas no técnicas comienzan a aplicarse en 2017. Sin embargo, en el caso de las metas de eficiencia en pérdidas técnicas, comienzan a aplicarse en 2016.

La siguiente tabla resume el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas observado en el año base 2014. En el caso de las pérdidas técnicas es posible observar que el sendero de reducción de pérdidas comienza en 2016 para aquellas Divisiones de distribución que se encuentren por arriba del 5% de pérdidas en el año base. Mientras que en el caso de las pérdidas no técnicas para el año 2016 se reconoce la misma cantidad de pérdidas que en el año base y a partir de 2017 se inicia el sendero de reducción para aquellas divisiones de Distribución con porcentaje de pérdidas no técnicas mayores a 5%.

Tabla 12. Senderos de eficiencia en Pérdidas técnicas y no técnicas

División de Distribución	Porcentaje de Pérdidas técnicas (año base)	Pérdidas técnicas %			Porcentaje de Pérdidas no técnicas (año base)	Pérdidas no técnicas %		
		Año 2016	Año 2017	Año 2018		Año 2016	Año 2017	Año 2018
BAJA CALIFORNIA	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.90%	3.90%	3.90%	3.90%
BAJIO	3.60%	3.60%	3.60%	3.60%	6.60%	6.60%	5.00%	5.00%
CENTRO OCCIDENTE	4.20%	4.20%	4.20%	4.20%	6.80%	6.80%	5.00%	5.00%
CENTRO ORIENTE	2.90%	2.90%	2.90%	2.90%	9.60%	9.60%	7.10%	5.00%
CENTRO SUR	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%
GOLFO NORTE	4.70%	4.70%	4.70%	4.70%	14.40%	14.40%	11.90%	9.40%
JALISCO	6.40%	5.80%	5.40%	5.00%	8.60%	8.60%	6.10%	5.00%
NOROESTE	9.10%	8.40%	7.70%	7.10%	7.00%	7.00%	5.00%	5.00%
NORTE	6.00%	5.50%	5.10%	5.00%	5.10%	5.10%	5.00%	5.00%
SURESTE	3.70%	3.70%	3.70%	3.70%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%
PENINSULAR	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	8.10%	8.10%	5.60%	5.00%
ORIENTE	4.70%	4.70%	4.70%	4.70%	6.60%	6.60%	5.00%	5.00%
GOLFO CENTRO	5.40%	5.00%	5.00%	5.00%	10.30%	10.30%	7.80%	5.30%
VALLE MEXICO NTE	8.50%	7.80%	7.20%	6.60%	15.80%	15.80%	13.30%	10.80%
VALLE MEXICO CENT	6.70%	6.20%	5.70%	5.20%	14.00%	14.00%	11.50%	9.00%
VALLE MEXICO SUR	5.80%	5.40%	5.00%	5.00%	20.70%	20.70%	18.20%	15.70%

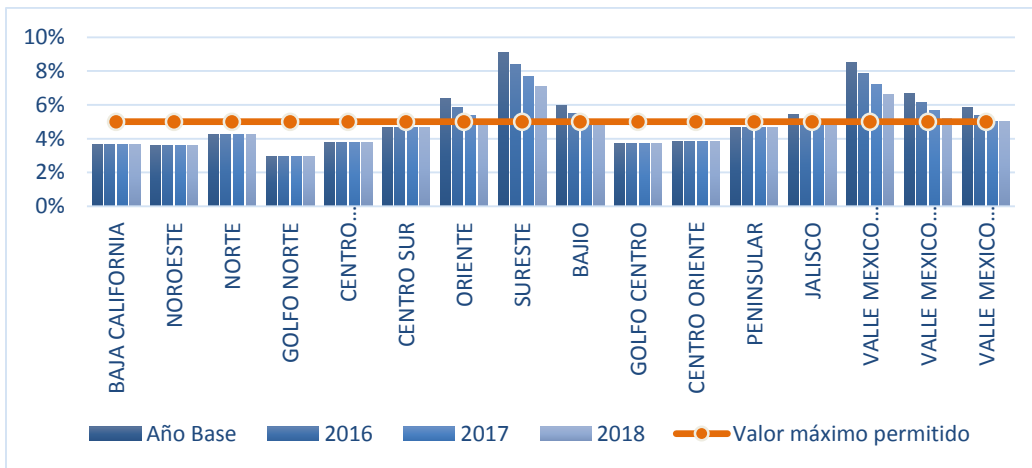
Nota: Los porcentajes de pérdidas están referidos a la energía ingresada en el nivel de Alta Tensión (AT) a diferencia del acuerdo donde se refieren a MT.

A continuación se describen los criterios para determinar el valor máximo permitido para trasladar a los usuarios y el sendero de eficiencia tanto en pérdidas técnicas y no técnicas.

4.2.1. Eficiencia en pérdidas técnicas

En el caso de pérdidas técnicas, se consideró un valor máximo permitido para trasladar a las tarifas de los usuarios finales de 5% respecto a la energía recibida. Las divisiones de Distribución que superaban dicho porcentaje se les reconocerá un sendero de reducción de pérdidas tal que cada año se reduzca lo necesario para llegar al valor máximo (siempre que el porcentaje del año anterior sea menor a 7.5% respecto a la energía recibida).

Gráfica 2. Sendero de eficiencia en pérdidas técnicas

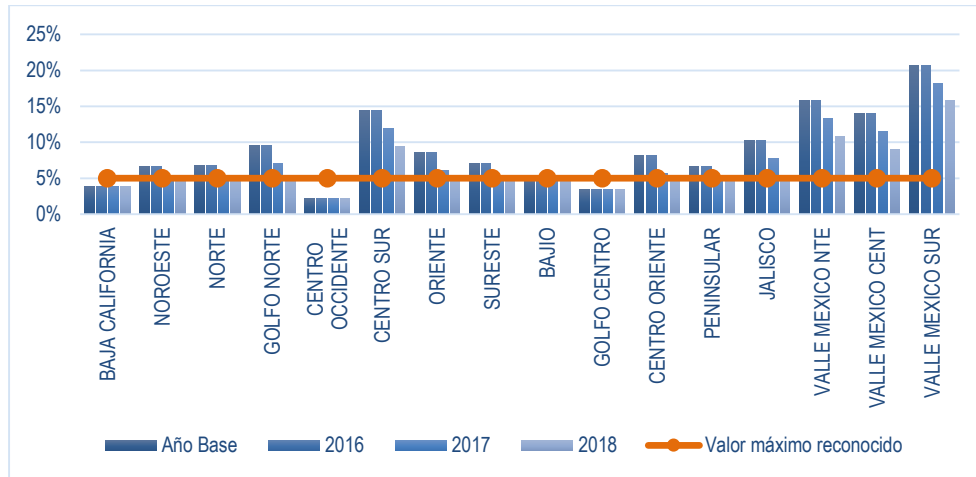


4.2.2. Eficiencia en pérdidas no técnicas

Se consideró un valor máximo permitido para trasladar a las tarifas de los usuarios finales de 5% respecto a la energía recibida. Las divisiones de Distribución que superaban dicho porcentaje se les reconocerá un sendero

de reducción de pérdidas tal que cada año se reduzca un 8% respecto al valor del año anterior, o lo necesario para llegar al valor máximo (siempre que el porcentaje del año anterior sea menor a 5.4% respecto a la energía recibida).

Gráfica 3. Sendero de eficiencia en pérdidas técnicas



Es importante recordar que los porcentajes de pérdidas de energía aprobados para estos años son los utilizados para calcular los factores de pérdidas técnicas y no técnicas y con ello el factor de pérdidas acumulado descrito anteriormente.

5. Actualización de las Tarifas

Como pudimos observar, el análisis de eficiencia en pérdidas de energía se incorpora en el modelo tarifario al introducir los porcentajes aprobados de pérdidas en los factores de pérdidas y a partir de ellos calcular la energía ingresada y las pérdidas de energía en el sistema de distribución. A efectos de incorporar el análisis de eficiencia en costos de explotación presentado en el apartado 4.1, se definió un Factor de eficiencia en Costos, que se define como un porcentaje de reducción anual aplicado a las tarifas de Distribución y que aplicará para actualizar la tarifa en 2017 y 2018.

Adicionalmente, la actualización de tarifas dependerá de un Factor de economías de escala para representar el traslado de las ganancias por economías de escala, características de la actividad de Distribución de energía eléctrica, a los usuarios finales a través de las tarifas. Este Factor se definió como un 1% de reducción anual para todas las zonas de distribución.

Tomando en consideración que el modelo de asignación de costos tiene como objetivo el reparto equitativo del costo entre los diferentes tipos usuarios de la energía eléctrica y establecer una ruta de eficiencia en la prestación del servicio de distribución., las tarifas de Distribución se ajustarán anualmente a partir de 2017 de acuerdo a la siguiente fórmula de indexación:

$$TD_t^i = TD_{t-1}^i * (1 + Inflación - FEC - FEE)$$

Donde:

TD_t^i es la tarifa de Distribución del usuario de la categoría i en el período t.

TD_{t-1}^i es la tarifa de Distribución del usuario de la categoría i en el período t-1.

Inflación es la es la variación entre el período t-1 y t del Índice Nacional de Precios al Productor indicado en el numeral a. siguiente.

FEC es el Factor de Eficiencia en Costos indicado en el numeral b. siguiente.

FEE es el Factor de Economías de Escala