



# FIJACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS EN ELECTRICIDAD

## EL PAPEL DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Unidad de Análisis Económico  
Comisión Reguladora de Energía

México, 14 de Abril de 2016



# Contenido

- I. Marco legal
- II. Objetivos.
- III. Tarifas para cada etapa del proceso productivo.
- IV. Premisas de la determinación tarifaria y del periodo de aplicación.
- V. Descripción general del cálculo tarifario.
- VI. Tarifas de Transmisión
  - I. Ingreso requerido.
  - II. Energía transmitida.
- VII. Tarifas de Distribución
  - a. Ingreso Requerido
  - b. Cuadro Tarifario
- VIII. Pérdidas de energía reconocidas
  - a. Valoración de la energía perdida
  - b. Cargo de distribución en dos partes
- IX. Tarifa de suministro básico
- X. Tarifa de suministro de último recurso
- XI. Precios en generación.
- XII. Tarifas de Operación CENACE
- XIII. Tarifas Servicios conexos no incluidos en el MEM
- XIV. Tarifas final de suministro básico



Suministro



# Sector eléctrico

## Marco legal

De acuerdo con el artículo 138 de la LIE, la CRE expedirá las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para los servicios de Transmisión, Distribución, Operación de los Suministradores de Servicios Básicos, la operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Dichas metodologías y tarifas, deben:

- Promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a las redes y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.
- Permitir obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las modalidades de servicio.
- Las tarifas correspondientes a Distribución y Transmisión deben permitir recuperar las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Permitir que el CENACE obtenga ingresos que reflejen su operación eficiente.



# Objetivos de las tarifas

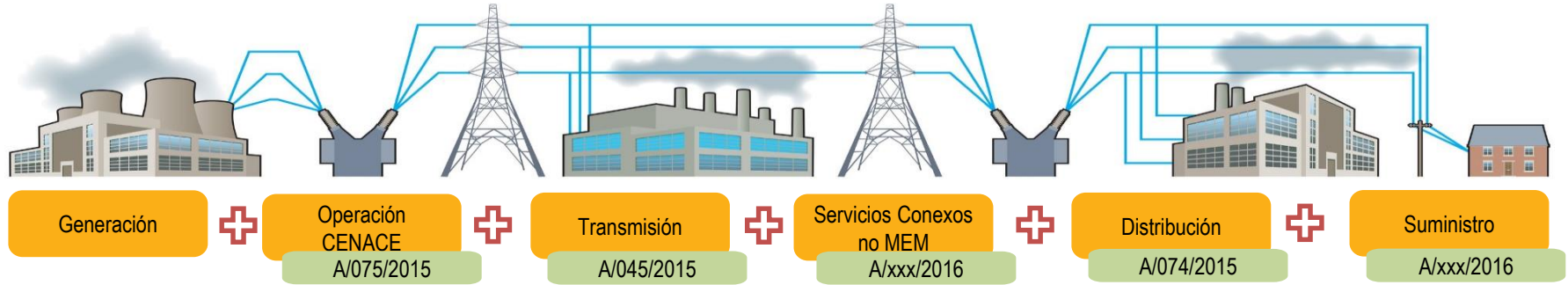
## Primer periodo tarifario 2016-2018





# Sector eléctrico

## Tarifas para cada etapa del proceso productivo



- Con el objetivo de establecer un régimen de regulación predecible, estable y transparente, así como proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales, la CRE considera adecuado publicar un Acuerdo por cada una de las tarifas reguladas.



# Determinación tarifaria y periodo de aplicación

## Premisas

1

Toma tiempo materializar las ganancias en eficiencia, por lo que la transición a tarifas basadas en costos eficientes será gradual.

En este proceso es fundamental generar información regulatoria.



2

Por lo anterior se decidió establecer un **primer periodo tarifario corto (de tres años)** para los servicios de **transmisión y distribución**, durante el cual:

- a) El ingreso requerido a obtener con la tarifa será igual a los costos inerciales menos una meta de ganancias en eficiencia por segmento.
- b) Las metas de eficiencia se transfieren al usuario como menores tarifas; CFE conservará las ganancias de eficiencia adicionales.
- c) A su término, con la información validada de costos y activos, se aplicará el modelo definitivo.

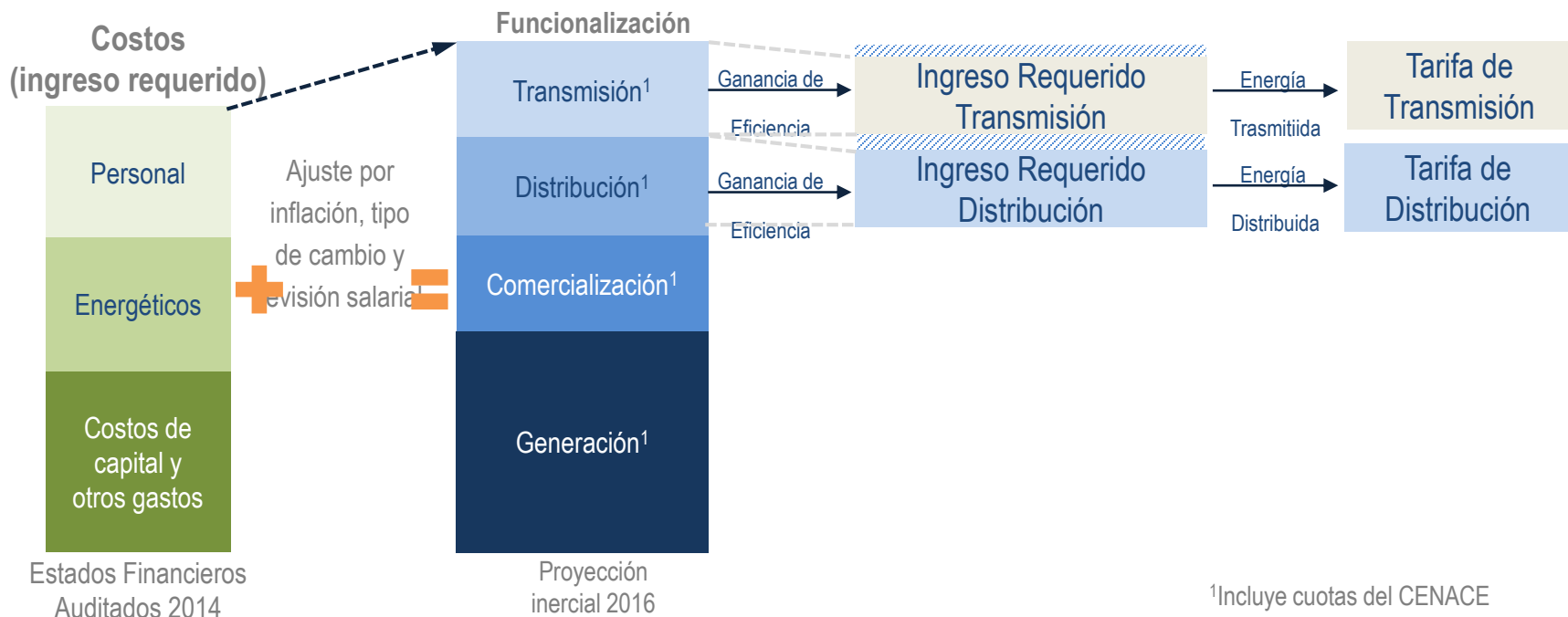


Las tarifas de segmentos regulados se emitirán **antes de la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista** las cuales serán importantes para los **usuarios calificados** que quieran adquirir su propio suministro de energía.



# Descripción del cálculo de tarifas del primer periodo

## Tarifas para redes





# Tarifas de transmisión

## Acuerdo No. A/045/2015

### Proceso de determinación del ingreso requerido

1. **Análisis** de los estados financieros dictaminados de 2014 (EFD 2014) de la CFE como empresa integrada.
2. **Determinación** de costos asociados a la actividad de transmisión considerando propuesta de CFE.
3. **Proyección** de los costos de explotación y activos a 2016 considerando:
  - Incremento salarial de 6%.
  - Proyección actuarial de obligaciones laborales.
  - Incrementos estimados para el consumo bruto de energía e índice de costo del combustible.

**El ingreso requerido resultante es de \$44,687 millones de pesos**



### Diseño tarifario

- El diseño tarifario se realizó por la modalidad de “estampilla postal” determinada con base en las inyecciones o extracciones de energía que cada generador o consumidor hace de la Red Nacional de Transmisión.



Transmisión

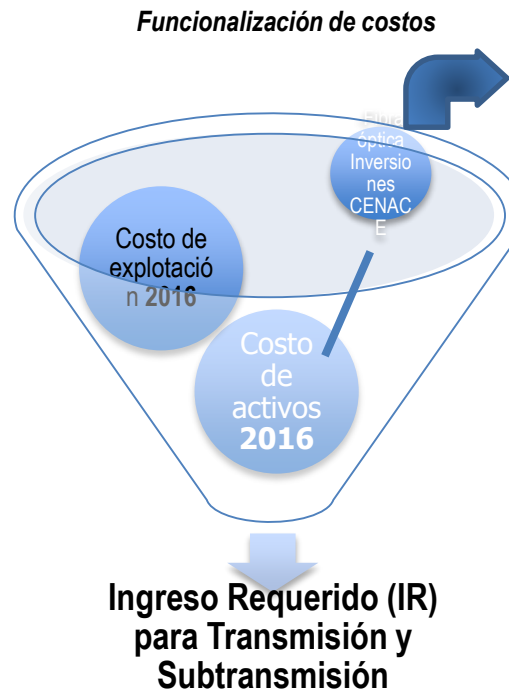
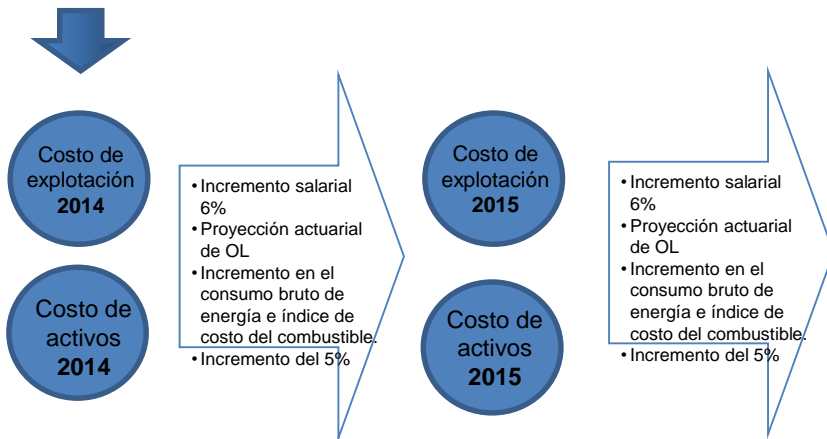




# Tarifas de transmisión

## Ingreso requerido

Estados Financieros  
Dictaminados 2014





# Tarifas de transmisión

## Energía transmitida y tarifa final

- ✓ El denominador de la tarifa para los *generadores* es la energía recibida por transmisión<sup>1</sup>.

Nivel de tensión	Energía recibida por transmisión (GWh)
Tensión ≥ 220 kV	240,274
Tensión < 220 kV	15,604
Total	255,878

- ✓ El denominador de la tarifa para *consumidores* son las ventas proyectadas por CFE para 2016.

Nivel de tensión	Ventas a consumidores (GWh)
Tensión ≥ 220 kV	42,290
Tensión < 220 kV	201,034
Total	243,324

- ✓ Tarifa de transmisión:

Tarifas de Transmisión de energía eléctrica 2016 (pesos/KWh)		
Nivel de tensión	Generadores	Cargas
Tensión ≥ 220 kV	0.0499	0.0625
Tensión < 220 kV	0.0904	0.1424



Transmisión



# Tarifas de distribución

## Acuerdo No. A/074/2015

- Se estimó el IR de 2016 para las 16 Divisiones de Distribución (DD) de la CFE en media y baja tensión considerando:
  - ❖ **Costos de explotación.** Se asignan con base en los EFD 2014 para las 16 DD. Los costos corporativos contables fueron reasignados considerando la cantidad de clientes que atiende cada DD. Además se consideran obligaciones laborales y costos OMA.
  - ❖ **Costos de capital.** Se valoraron los activos conforme a la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) estimado a precios de diciembre de 2007 y proyectado a 2014. Los precios se obtuvieron de acuerdo al Catálogo de Precios aprobado por la CRE.
    - Para medidores y acometidas, el VNR se ajustó considerando el crecimiento de los clientes.
    - Para el cálculo de la anualidad de los activos propios, se consideró el criterio de reconocer una renta sobre el valor neto de los activos –WACC de 10.07%– más una amortización proporcional al valor bruto considerando una vida útil promedio de 30 años. Así, el factor de recuperación del capital es de 10.7%.
    - *Para el caso de los activos transferidos en comodato se reconoció solo la depreciación de dichos activos.*
- A partir de 2017 se considera un sendero de eficiencia en costos de explotación y en pérdidas de energía reconocidas.
- **El IR aprobado permitirá recuperar los costos al distribuidor sin considerar pérdidas.**



Distribución



# Tarifas de distribución

## Ingreso Requerido 2016

Se consideró una inflación anual de 4% para la actualización respecto al año base.

Concepto	Monto 2016 (millones de pesos)
Costo de explotación	62,251
Costo de capital	35,201
<b>Ingreso Requerido</b>	<b>97,452</b>

El IR deberá ser cubierto entre las siguientes categorías tarifarias aprobadas con base en estudios de carga, quedando de la siguiente manera:

Baja tensión:

- ❖ **Residencial (DB)**
  - ✓ DB1 con consumos menores o iguales a 150 kWh-mes
  - ✓ DB2 con consumos mayores a 150 kWh-mes
- ❖ **General PDBT**
  - ✓ Pequeña demanda con capacidad hasta 25 kW
- ❖ **Gran demanda (GDBT)**
  - ✓ Gran demanda con capacidad mayor a 25 kW

Media Tensión:

- ❖ **Gran demanda (GDMT)**

### Equivalencia tarifaria

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



Distribución



# Tarifas de distribución

## Cuadro tarifario

### Metodología tarifaria

Se utilizó una Metodología de picos no coincidentes, por la cual se reparten los costos a pagar según la demanda máxima de potencia de las distintas categorías tarifarias obteniendo el siguiente cuadro tarifario.

División de Distribución	DB1 Doméstico Baja tensión hasta 150 kWh-mes	DB2 Doméstico Baja tensión mayor 150 KWh-mes	PDBT Pequeña demanda baja tensión hasta 25 KW-mes	GDBT Gran demanda baja tensión mayor a 25 KW- mes	GDMT 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	1.25	1.07	1.02	402.72	125.92
OCCIDENTE					
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 CENTRO	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



# Pérdidas de energía reconocidas

## Valoración de la energía perdida

Procedimiento para la valoración del costo de pérdidas en distribución

1. Se calcularon los factores de pérdidas (FP) diferenciados para media y baja tensión para cada DD a partir del sendero propuesto de pérdidas reconocidas.
2. Los FP se aplican a la energía medida en bornes de usuarios de MT Y BT para obtener la energía inyectada al sistema de distribución eficiente a través de la siguiente fórmula.  $E_{inyectada} = E_f * FP$
3. Se valorizan las pérdidas considerando el precio de la energía propuesto por SENER.
4. Se obtiene un costo por pérdidas diferenciado por nivel de tensión para cada división de distribución.

**Factores de pérdidas 2016**

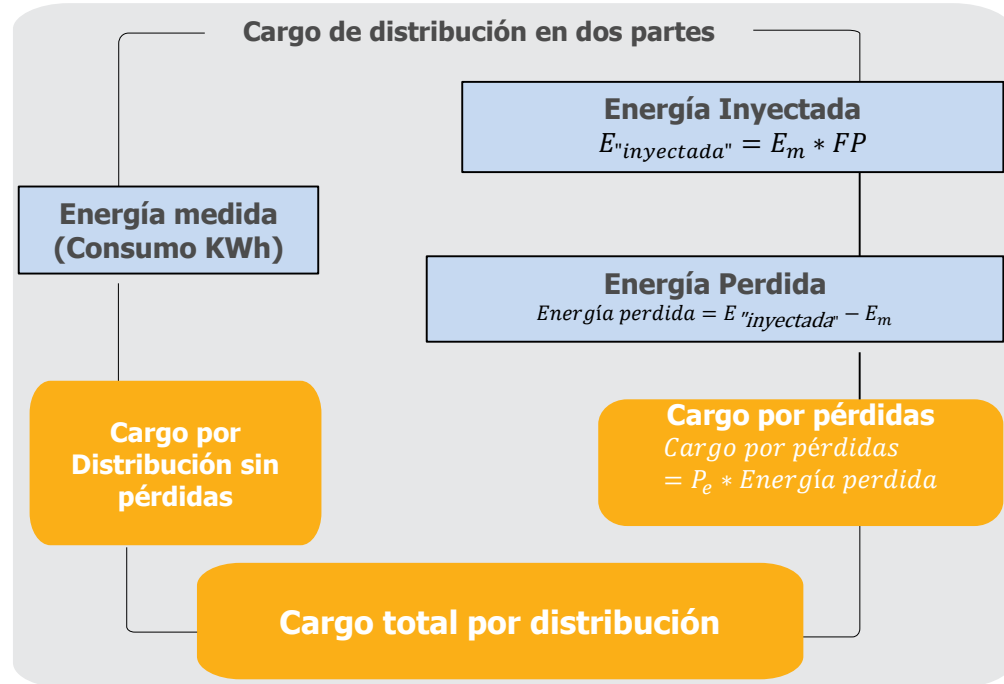
División de Distribución	Factores de Pérdidas BT	Factores de Pérdidas MT
BAJA CALIFORNIA	1.153945	1.010646
BAJIO	1.256225	1.023953
CENTRO OCCIDENTE	1.134384	1.015281
CENTRO ORIENTE	1.303908	1.018129
CENTRO SUR	1.411552	1.022964
GOLFO CENTRO	1.172325	1.016816
GOLFO NORTE	1.392461	1.011161
JALISCO	1.354496	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



# Pérdidas de energía reconocidas

## Cargo en dos partes

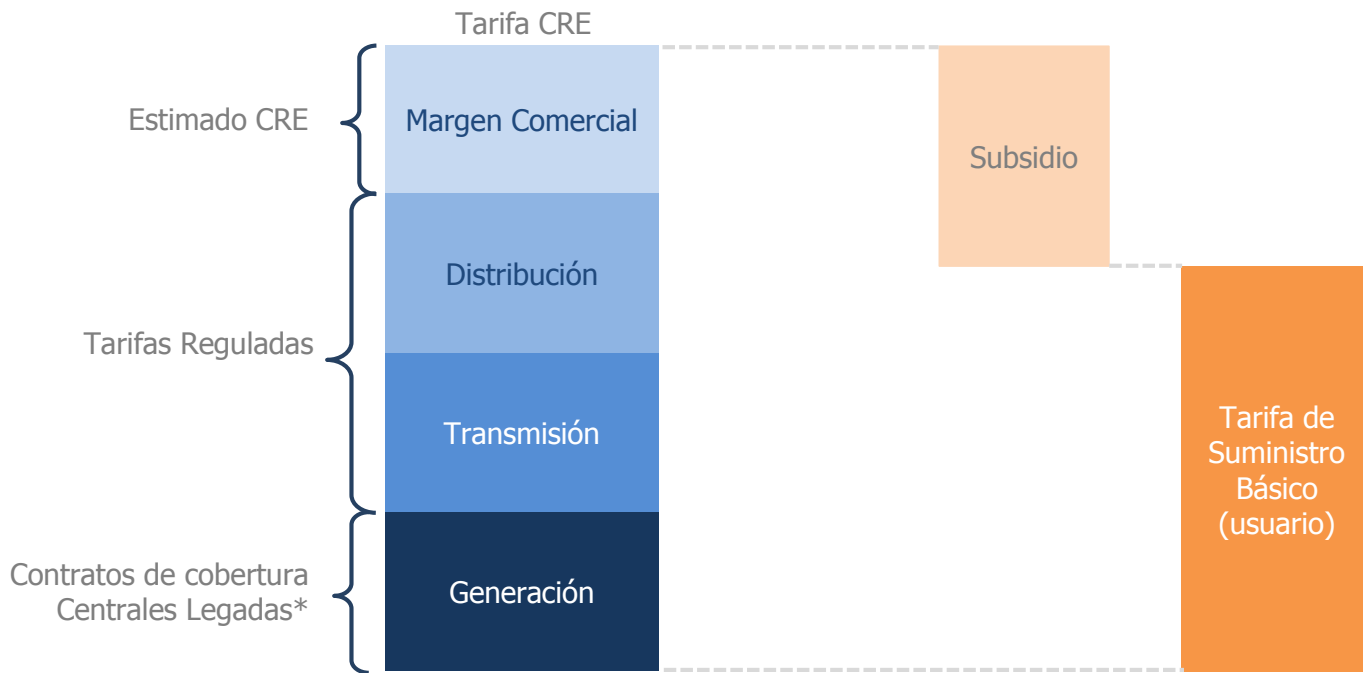
- El cargo total que pagará un usuario por el uso de la red de Distribución esta integrado por dos componentes principales:
  - (1) Cargo por distribución sin pérdidas de acuerdo al nivel de tensión, el grupo tarifario y la división de distribución.
  - (2) Cargo por pérdidas reconocidas al distribuidor.
    - Se calcula la energía inyectada a través del factor de pérdidas y la energía facturada.
    - Se calcula la energía perdida al restar la energía ingresada y la facturada.
    - Se establece un cargo por pérdidas reconocidas.





# Tarifas de suministro básico

## Composición

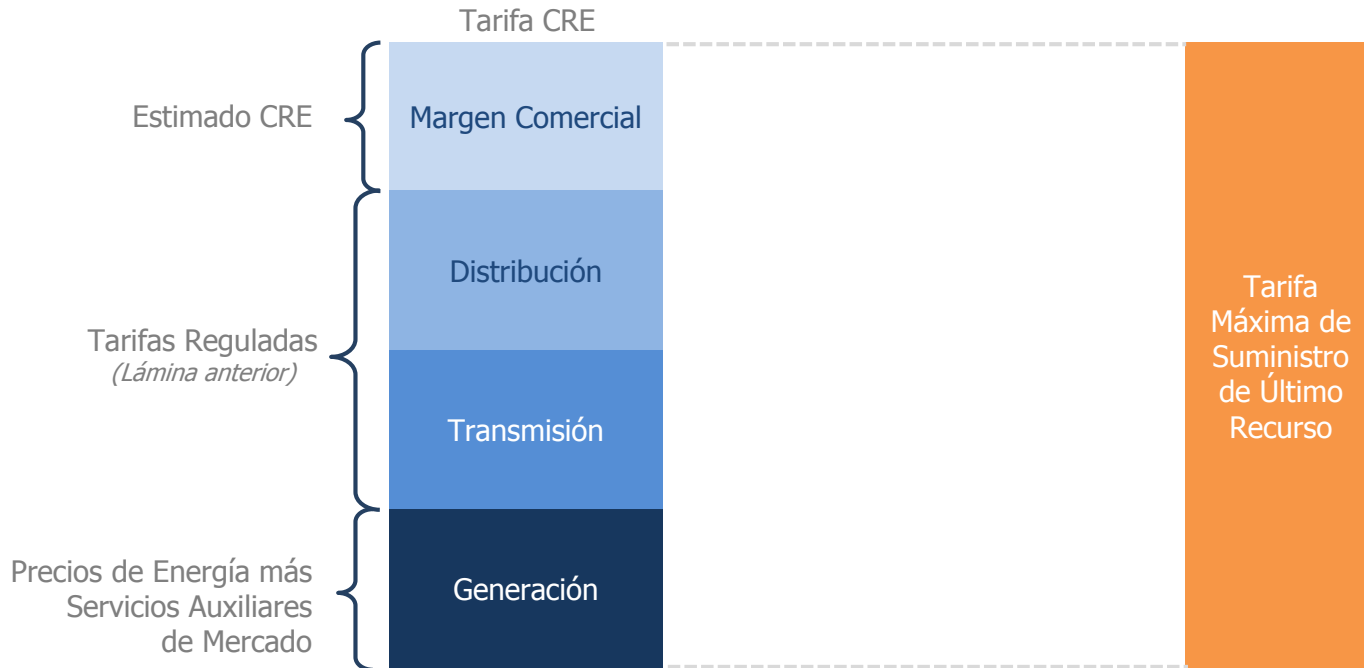






# Tarifa máxima de suministro de último recurso

## Composición





# Precios en generación eléctrica

## Dos vertientes

### Mercado Eléctrico Mayorista

En el nuevo modelo del Sistema Eléctrico Nacional, diversas empresas privadas y públicas podrán participar Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para ofrecer su energía.

Principio básico: A cada quién se le retribuye de acuerdo al valor económico que genera

- En el MEM, el precio de generación se establecerá con base en la oferta y la demanda de energía.
- En el Mercado de un Día en Adelanto y el Mercado en Tiempo Real el CENACE asigna las plantas con base en el orden de mérito; esto es, las plantas más baratas se despachan primero hasta alcanzar a cubrir la demanda en un lapso determinado.

### Generación para el Suministro Básico

La energía para el Suministro Básico no estará sujeta a la oferta y demanda en el MEM. Para obtener la energía necesaria, los Suministradores Básicos deberán celebrar contratos de cobertura eléctrica.

La LIE (art. 11, fr. XVI y art. 12, fr. XIII) faculta a la SENER para celebrar los contratos entre centrales legadas (pertenecientes a CFE) y dichos Suministradores, los cuales deben estar basados en costos. Para ello la SENER ha seguido el siguiente procedimiento:

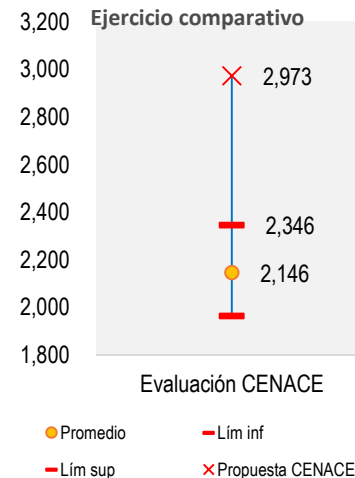
- Con base en la información financiera de las centrales eléctricas analiza sus costos por prestar el servicio.
- Determina cuáles plantas son económicamente rentables (aquellas con valor presente neto positivo).
- A las centrales que cumplen esta condición se les asigna el contrato para abastecer la energía necesaria para el suministro básico a un precio pactado.
- La CRE únicamente emite su opinión respecto los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales se celebran estos contratos.



# Tarifas para la operación del CENACE

## Operación del CENACE

- La tarifa de operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se determinó con base en los siguientes elementos:
    - Ingreso Requerido.** Se compone de tres rubros:
      - Costos de operación y mantenimiento,** se proyectan para el año 2016 con base en los costos erogados en 2014.
      - Ingresos misceláneos,** comprenden la remuneración que obtendrá el CENACE por realizar estudios de factibilidad de conexión e interconexión, así como cursos de capacitación.
      - Inversiones.** Se determinan con base en las inversiones necesarias para la operación eficiente del CENACE, partiendo de lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2016.
- El Ingreso Requerido resultante (**\$2,732 millones de pesos**) se recupera mediante tres cargos fijos (cuotas) y otro cargo en función de la energía inyectada o extraída de la red.
- Proyección de la energía.** La energía se obtuvo del Sistema de Información Energética (SIE) que publica la SENER.



### Cargos fijos (cuotas,

Cargo Variable	
Tarifas de operación del CENACE (pesos/MWh)	
Generadores	Cargas
2.4807	6.4824

Cuota (pesos)	Periodicidad	Descripción
8,467	Anual, por punto de medición registrado en el sistema.	Operación y mantenimiento del sistema de medición
30,000	Único	Por la obtención del registro como participante del mercado
1,000	Anual, para generadores	Por MW de capacidad



# Tarifa final de Suministro Básico

## Aspectos relevante del Acuerdo a publicar por la CRE

- La CRE publicará el Acuerdo relativo a la tarifa final de suministro básico (TFSB) considerando la formulación siguiente:

$$TFSB = G + TT + TD + TCenace + TSCnMEM + TOSB$$

- Donde:

- ✓ Regulaciones aprobadas: Tarifas de transmisión (**TT**), distribución (**TD**) y operación del CENACE (**TCenace**),
  - ✓ Regulaciones por aprobar: Tarifas para la operación del suministro de servicios básicos (**TOSB**) y servicios conexos no incluidos en el MEM (**TSCnMEM**).
  - ✓ Metodología por definir por parte de la SENER: Precio de la generación para suministro básico (**G**).  
La LIE faculta a SENER para establecer, con opinión de la CRE, la metodología con la que se determinará el precio de la generación que deberá incluirse en tarifas finales de suministro básico.
- **G** será un traslado, lo que se pague en contratos y en el mercado se verá reflejado en ese sumando.
  - CFE informará y la CRE revisará y verificará los pagos de generación.
  - Habrá un mecanismo de corrección de errores para no detener la facturación. CFE facturará usando sus valores preliminares y se harán ajustes (cargos o abonos) cuando la CRE así lo determine con base en sus revisiones.



# Tarifa final de Suministro básico

## Ejemplo Valle de México centro

### Consideraciones:

- Se determinaron 16 cuadros tarifarios, uno para cada división de distribución de CFE.
- Para esta división de distribución el factor de pérdidas de los usuarios de baja tensión es 1.473 y para los usuarios de media tensión es 1.008.
- La cantidad de energía reconocida como pérdidas se obtiene mediante estos factores y se valúa al precio de la energía observado en el mercado.

División	Tarifa	Descripción	Cargo	Unidad	Suministro	Distribución	Transmisión	CENAC E	Generación*
Valle México Centro	DB1	Doméstico baja tensión hasta 150 kWh-mes	Fijo	\$/mes	P.D.				
			Energía	\$/kWh		0.690	0.205	0.006	P.D.
	DB2	Doméstico baja tensión mayor a 150 kWh-mes	Fijo	\$/mes	P.D.				
			Energía	\$/kWh		0.590	0.205	0.006	P.D.
	PDBT	Pequeña demanda baja tensión hasta 25 kW-mes	Fijo	\$/mes	P.D.				
			Energía	\$/kWh		0.560	0.205	0.006	P.D.
GDBT	Gran demanda baja tensión mayor a 25 kW-mes	Fijo	\$/mes	P.D.					
		Energía	\$/kWh			0.205	0.006	P.D.	
		Capacidad	\$/kW		222.720				
GDMT	Gran demanda en media Tensión	Fijo	\$/mes	P.D.					
		Energía	\$/kWh			0.205	0.006	P.D.	
		Capacidad	\$/kW		55.700				