

Tarifas de distribución y transmisión de energía eléctrica

Objetivos:

- Proveer de ingresos suficientes a las empresas para su correcto funcionamiento
- Estos ingresos deben ser suficientes para que se puedan cumplir las exigencias de calidad
- Además, los precios deben ser factibles de pagar por parte de los usuarios

En las revisiones tarifarias, lo primero que se calcula es el ingreso total que debe tener la empresa para poder cubrir sus costos. Estos se pueden dividir entre los costos de capital y los gastos de operación y mantenimiento. Una vez se calcularon los ingresos necesarios, el siguiente paso es ver la forma de asignar a los usuarios los costos correspondientes a cada uno.

Redes de distribución y de sub transmisión de energía eléctrica

Las redes de sub transmisión y distribución son el medio a través del cual se distribuye la energía eléctrica desde los puntos de conexión de estas redes al sistema de transmisión troncal o principal, hasta el consumidor o usuario final. Se clasifican de acuerdo con los niveles de tensión a los que operan:

El sistema de distribución, es el sistema de transporte de energía compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a niveles de tensión inferiores a 40 kV (según el país). Se utilizan para abastecer los consumos domiciliarios, comerciales y de la mediana y gran industria.

El sistema de sub transmisión (o complementario o transmisión regional), es el sistema de transporte de energía compuesto por los activos de conexión al sistema de transmisión troncal y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en niveles de tensión superiores a 40 kV. Estas redes se utilizan principalmente para abastecer los usuarios industriales de gran envergadura, en la transmisión de energía eléctrica, en zonas rurales y para el respaldo de la distribución de energía en grandes centros de consumo.

Los aspectos que son comúnmente regulados en el negocio de redes son:

- El precio o tarifa (cargos de uso o peaje)
- El ingreso máximo
- El reconocimiento de costos de administración, operación y mantenimiento
- Las condiciones de acceso a la red
- Las áreas geográficas para la prestación del servicio
- La expansión y cobertura del servicio
- La calidad del servicio

- La estructura y participación en el mercado para controlar el poder dominante: la integración o desintegración vertical u horizontal.
- La eficiencia productiva: control de pérdidas, valoración de activos, tasa de rentabilidad, especificaciones técnicas de la infraestructura, etc.
- El uso de los sistemas de distribución por parte de los distintos agentes
- La operación de la red, etc.

Métodos de regulación del negocio de redes

Los reguladores fijan parámetros de precios que garanticen una rentabilidad “justa” para un período tarifario predeterminado, dejando que las empresas hagan su gestión buscando la eficiencia y posible apropiación de las rentas que se generen en el proceso regulado.

Las diferencias de estos métodos surgen en el traspaso de los costos a los usuarios, la valoración económica de los activos o las metas que fija el regulador. Los mecanismos de regulación utilizados son los siguientes:

- Tasa de beneficio o de retorno (RoR) o Costo del Servicio
- Precio máximo (Price Cap)
- Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)
- Competencia Referencial (Yardstick Competition)

RoR o Cost Plus

Este esquema regula el negocio de redes a través de la fijación de una tarifa que incluya una tasa de retorno o de beneficio adicional a los costos efectivos del servicio en que incurre la red.

Los costos efectivos cubren el capital invertido en infraestructura (costo histórico y costo de oportunidad del capital) más los AOM (costo de administración, operación y mantenimiento de la red).

La tasa de retorno, la determina el regulador, sustentado en criterios de beneficio justo e información efectiva de los costos reales de este servicio público que permita sostener la firma distribuidora en el largo plazo.

Este esquema tarifario fue seguido por EEUU. y Canadá de manera generalizada hasta la década del ochenta.

Price Cap

El mecanismo de Price Cap es una modalidad de control de precios de tarifas que impone el regulador al monopolio natural que es regulado, el cual consiste en autorizar, por un período de tiempo preestablecido, un precio máximo independiente del comportamiento de los costos o de la demanda del servicio. En principio, este Price Cap cubre los costos de prestación del servicio más una tasa de retorno razonable.

Este mecanismo busca incentivar la eficiencia productiva (optimización de la infraestructura) con reducción de costos históricos y de AOM, para aumentar la demanda en beneficio de los consumidores.

El mecanismo del Price Cap puede adoptar varios sistemas para el caso del negocio de redes:

- se puede establecer un precio tope para todo el mercado, y el agente regulado puede cobrar tarifas menores o,
- se pueden establecer techos para el componente fijo como para el componente variable de una tarifa.

Ingreso regulado máximo

En el mecanismo de Revenue Cap el regulador determina una base de ingresos máximos que puede recibir la empresa distribuidora, para desarrollar una operación eficiente y sostenible del servicio. Para esta metodología se conservan los criterios que garanticen una gestión eficiente de los recursos.

Este esquema es utilizado preferiblemente cuando gran parte de los costos de la empresa, para el desarrollo de la actividad, son fijos y no dependen de la demanda atendida.

Competencia referencial

Este mecanismo se utiliza cuando una industria está conformada por varios monopolios regionales, y consiste en implementar un sistema en el cual la tarifa específica de un monopolio se basa en el comportamiento de la estructura general de costos del resto del mercado.

El regulador, con información más completa, establece una tarifa (passthrough) para cada empresa monopolística y ésta, acorde con sus propios costos, tiene incentivos para buscar la eficiencia y establecer una tarifa diferencial que le genera rentas económicas.

Método de indexación de tarifas RPI-X

A partir de reconocer un nivel de ingreso inicial razonable a la empresa regulada para una determinada demanda del servicio, se establece una regla de evolución de precios mensuales o anuales dentro del período tarifario.

Los reguladores reconocen los aumentos inflacionarios de la economía para calcular los aumentos tarifarios. Para ello, aceptan reajustes por inflación (RPI) de la tarifa establecida, considerando la evolución del IPC (Índice de Precios del Consumidor) y/o del IPP (Índice de Precios del Productor – o al por mayor-), o a través de índices específicos de evolución de costos de la industria regulada.

Para el ajuste de la tarifa, adicional al RPI, se introduce un factor X de eficiencia por productividad y/o por economías de escala, que reduce el valor final de la tarifa (RPI-X).

Para el cálculo del factor X, se consideran las reducciones esperadas de costos de AOM y de capital por efectos de las economías de escala ante el incremento de ventas, y los aumentos posibles de la productividad gracias a la adopción de nuevas tecnologías más eficientes, tanto de las empresas individuales como del sector o de la economía en general.

Tarifas de distribución y transmisión

Si bien conceptualmente los negocios de redes son similares en ambos casos, y se remuneran los mismos conceptos (costos de capital, de explotación y de pérdidas eficientes), se diferencian, en la mayoría de los países, en la metodología de regulación aplicada:

En transmisión es un “Revenue cap”, es decir que se asegura el ingreso determinado según el costo anual reconocido, por lo que el transportista no sufre el riesgo de demanda: aunque varíe la energía transportada el ingreso determinado se mantiene.

En distribución se trata de un “Price cap”, o sea que se calcula la tarifa dividiendo los costos reconocidos por la demanda, en general de potencia, y la misma se aplica a las ventas de energía: si la demanda se incrementa o se reduce el ingreso tarifario asociado varía de la misma manera.

Por este motivo, y al asumirse que la demanda de una empresa distribuidora es en general creciente (especialmente en Latinoamérica) en varias regulaciones se incorporan factores de economía de escala para ajustar a la baja la tarifa ya que los costos crecen menos que la demanda (subaditividad de costos de los monopolios naturales).

Cálculo tarifario

Las principales variantes del cálculo de tarifas de transmisión y distribución eléctrica son las siguientes:

Flujo de Fondos, que se basa en la estimación del flujo de fondos o “cash flow” de la empresa regulada, proyectando la demanda, los ingresos (en función de la tarifa a determinar) los gastos de explotación (OPEX) las inversiones (CAPEX) y depreciaciones durante el período tarifario.

Costo Incremental Promedio (CIP), donde el costo de capital de las redes se basa en los costos de expansión (aproximación a costos marginales) y se calcula a partir de una proyección de demanda y el plan de inversiones asociado.

VNR o Valor Nuevo de Reemplazo, que considera como costo de capital el costo medio de las redes existentes, optimizadas o no.

Flujo de fondos

El sistema del Flujo de Fondos descontado parte de una situación base y considera los gastos “eficientes” de operación y mantenimiento, comerciales, de administración e inversiones, requeridos para atender el crecimiento proyectado de la demanda con el nivel de calidad establecido.

Las tarifas se determinan de manera de asegurar los ingresos, durante el período en análisis, que permitan a la distribuidora obtener la rentabilidad sobre el capital (generalmente sobre activos contables), que habitualmente se calcula con el método WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Los valores “eficientes” de costos e inversiones se determinan generalmente mediante la comparación con otras empresas similares, llamada “yardstick competition”. Para ello el regulador debe disponer información de una cantidad significativa de empresas de características similares, para establecer indicadores de eficiencia y objetivos relevantes para todas las empresas reguladas.

Esta situación se da principalmente en el Reino Unido y en alguna medida en Brasil, en Argentina para transmisión y en San Juan (Argentina) para distribución.

Costo incremental promedio

El Costo Incremental Promedio (CIP) de las redes se calcula determinando para el período tarifario de “n” años, la proyección de demanda sobre las redes y el plan de inversiones requerido para abastecerla.

El **CIP** se calcula como el valor presente neto de las inversiones durante el período dividido por el valor presente neto de los incrementos de demanda para el mismo período, según la siguiente expresión:

$$CIP \left[\frac{\$}{kW} \right] = \frac{VPN_{i=1}^n (inversiones_i)}{VPN_{i=1}^n (\Delta demanda_i)}$$

El Costo de Redes (CR) se determina como la anualidad del CIP más el valor presente neto de los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) anuales durante el período dividido por el valor presente neto de las demandas para el mismo período, según la siguiente expresión:

$$CR \left[\frac{\$}{kW - \text{año}} \right] = frc \times CIP + \frac{VPN_{i=1}^n (COMA_i)}{VPN_{i=1}^n (demanda_i)}$$

Método “valor nuevo de reemplazo” o VNR

Este sistema consiste en establecer los ingresos requeridos por la actividad de redes, estableciendo los costos requeridos por una empresa teórica o ideal atendiendo el mismo mercado.

Esta variante centra el estudio en un año base de cálculo, para el que se conoce la demanda real de la distribuidora y su desagregación espacial, y la determinación de los costos medios de inversión y de operación y mantenimiento se basan en los requeridos por una empresa ideal “eficiente” para brindar el servicio en ese mercado con condiciones de calidad preestablecidas. La base de capital para determinar la rentabilidad y la amortización del capital invertido se determina como el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones requeridas para la prestación del servicio.

En algunos casos se consideran además de las instalaciones del año base, el valor presente del plan de inversiones previsto para el período tarifario (especialmente para la transmisión).

Esta metodología se aplica en la mayoría de los países de Latinoamérica, con la excepción de Bolivia, Brasil, y algunas provincias de Argentina.

Cálculo del Costo de Redes (CR) para un año base (Distribución):

$$CR \left[\frac{\$}{kW - \text{año}} \right] = \frac{frc \times VNR_b + COMA_b}{demanda_b}$$

Donde frc es el factor de recuperación de capital para calcular la anualidad, VNR_b es el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones en el año base, COMA_b son los costos de operación, mantenimiento y administración para ese mismo año base, y demand_b es la demanda máxima de potencia el mismo año base de cálculo.

Para el caso de la Transmisión en general se consideran las inversiones, los COMA y la demanda de cada año del período tarifario de “n” años:

$$CR \left[\frac{\$}{kW - \text{año}} \right] = \frac{VPN_{i=1}^n (frc \times VNR_i + COMA_i)}{VPN_{i=1}^n (demanda_i)}$$

El **factor de recuperación de capital** considera la amortización anual y la rentabilidad del capital inmovilizado para una tasa “i” y una vida útil “n”.

La tasa está determinada por la ley (Chile, Perú, El Salvador) o se calcula en cada revisión de tarifas (Argentina, Brasil, etc.) en general por el método WACC.

Costos de operación, mantenimiento y administración

Los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) a reconocer en las tarifas de transmisión y distribución pueden determinarse según diferentes métodos:

- Costos reales con techo: consideran diferentes indicadores de costos de la empresa real y se fijan valores máximos para los mismos (ej. Distribución en El Salvador)
- Benchmarking: se determinan a partir de indicadores de costos de empresas comparadoras (ej. Distribución en Panamá)
- Valores porcentuales del VNR: se determinan como porcentajes del VNR de las instalaciones (ej. Subtransmisión en Perú)
- Empresa modelo: se calculan los costos para una empresa modelo que opera las mismas instalaciones que la transmisora o distribuidora (ej. Transmisión y distribución en la mayoría de los países de Latinoamérica)

Estructura tarifaria

El actual esquema regulatorio, tal cual lo establece la Ley 24065 en su Art 4º, reconoce cuatro actores o agentes actuantes enumerados a continuación:

- Generadores
- Transportistas
- Distribuidores
- Grandes Usuarios

En particular, el Art. 10 de la Ley 24065 indica:

"Se considera Gran Usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor".

Determinación del Precio Spot del Mercado

Se determina en base a Costos Marginales de generación. A partir del Cmg se calcula el precio de la energía hora a hora. Dado que la demanda de energía no es constante, se obtendrá en consecuencia un precio variable de la electricidad. **Este es el llamado precio spot.**

Determinación del precio estacional o de referencia de la energía en el Mercado

Los precios estacionales se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) prevista por el Organismo Encargado del

Despacho (OED), con un precio de la energía que tiene en cuenta el costo marginal probable, y un precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MEM. El precio de la energía se define para tres bandas horarias dadas por el período de horas de:

- punta: 18 a 23 hs
- valle: 23 a 05 hs
- resto: 05 a 18 hs

El precio Estacional de la energía es el precio al cual compran los Distribuidores en el Mercado Spot. Se considera en cada año dos períodos de seis meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (Período Trimestral). Adicionalmente se determina el precio de la potencia para el próximo trimestre. Existen aquí tres términos:

- potencia despachada base
- potencia despachada por confiabilidad
- reserva de potencia

Finalmente determina los factores de nodo esperados para cada distribuidor en el MEM. Este último depende de la configuración de red del sistema interconectado.

Para determinar el cuadro tarifario es necesario volcar los valores del MEM a la tarifa.

Tarifa 3 y grandes usuarios

Los Clientes Tarifa 3 son los denominados Grandes Demandas en el Cuadro Tarifario. Se los divide en tres grupos de acuerdo al nivel de tensión a la que se le brinda el suministro eléctrico. Esto es baja, media y alta tensión:

- Baja tensión, los suministros que se atienden en tensiones de hasta 1 kV inclusive.
- Media tensión, los suministros que se atienden en tensiones mayores de 1 kV y menores de 66 kV.
- Alta tensión, los suministros que se atienden en tensiones mayores o iguales a 66 kV.

El usuario pagará de acuerdo al nivel de tensión los siguientes cargos:

- capacidad de suministro convenida en horas de punta
- capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta
- energía eléctrica entregada en horas de punta
- energía eléctrica entregada en horas de valle nocturno
- energía eléctrica entregada en horas restantes

Los horarios son coincidentes con los fijados por el Despacho Nacional de Cargas para el MEM. Si correspondiese, un recargo por factor de potencia.

Procedimiento analítico para la determinación de los cargos

- Capacidad de suministro convenida en horas de punta

$$CFp = \$POTREF \cdot fpp + CDp$$

donde:

CFp Cargo fijo por capacidad de suministro convenida [\$/kW-mes]

SPOTREF Precio de referencia de la potencia a trasladar a la tarifa

fpp factor de pérdidas por potencia

CDp Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta, que depende del nivel de tensión

- Capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta

$$CFfp = CDfp$$

donde:

CFfp Cargo fijo por capacidad de suministro convenida [\$/kW-mes]

CDfp Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta, que depende del nivel de tensión

- Energía eléctrica entregada

$$CV_{p,v,r} = \$E_{p,v,r} \cdot fpe$$

donde

CV_{p,v,r} Cargo variable por consumo de energía en horas de pico, valle o resto

SE_{p,v,r} Precio de la energía a transferir a tarifa

fpe factor de pérdidas por energía

Grandes usuarios

También llamados los clientes de peaje, son aquellos para los que la distribuidora cumple como Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT). En este caso al convertirse en Agente del Mercado Eléctrico Mayorista puede pactar el precio de la energía directamente con un Generador.

Gran Usuario Mayor (GUMA)

Obligaciones

- Tener una demanda de potencia y energía mínimas para consumo propio de 1 MW (1000 kW) y 4380 MWh anuales respectivamente en cada punto de intercambio físico
- Potencia demandada, 1MW mínimo.
- Contratos de abastecimiento por el 50% de la demanda de energía prevista como mínimo.
- Compra o vende sus déficits o excedentes en el Mercado Spot.
- Contratar bloque fijo de energía y potencia, las diferencias las transa en el Mercado Spot
- Instalar Sistema de Medición Comercial (SMEC)
- Establecer un Esquema de Alivio de Carga

- Establecer un depósito de Garantía por sus operaciones administradas por CAMMESA, en caso de ser necesario.
- Pagar gastos administrativos a CAMMESA
- Informar demanda prevista trimestralmente a CAMMESA para base de datos Estacional

La tarifa por el servicio de Peaje

Para la tarifa por el servicio de peaje se consideran los mismos tipos de cargos que para los clientes de Tarifa 3, siendo en este caso:

- Capacidad de suministro convenida en horas de punta

$$CFp = \$POTREF \cdot fppp + CDp$$

donde:

CFpp Cargo fijo por capacidad de suministro convenida en peaje [\$/kW-mes]

\$POTREF Precio de referencia de la potencia a trasladar a la tarifa

fppp factor de pérdidas por potencia en peaje

CDp Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta, que depende del nivel de tensión

- Capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta

$$CFfpp = CDfp$$

donde:

CFfpp Cargo fijo por capacidad de suministro convenida [\$/kW-mes]

CDfp Costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta, que depende del nivel de tensión

- Energía eléctrica entregada

$$CVp, v, r = \$E_{p, v, r} \cdot fp$$

donde

CV p,v,r Cargo variable por consumo de energía en peaje en horas de pico, valle o resto

\$E_{p,v,r} Precio de la energía a transferir a tarifa

fp factor de pérdidas por energía

Diferencia entre el ingreso por Clientes de Tarifa 3 y los Clientes de Peaje

Aquí se opera analíticamente de manera de obtener la diferencia entre lo facturado para un cliente de tarifa 3 y lo facturado por el servicio de peaje

- Capacidad de suministro convenida en horas de punta

$$CFp - CFpp = \$POTREF \cdot fpp + CDp - (\$POTREF \cdot fppp + CDp)$$

$$CF_p - CF_{pp} = \$POTREF$$

- Capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta

$$CF_{fp} - CF_{fpp} = CD_{fp} - CD_{fpp}$$

$$CF_{fp} - CF_{fpp} = 0$$

- Energía eléctrica entregada

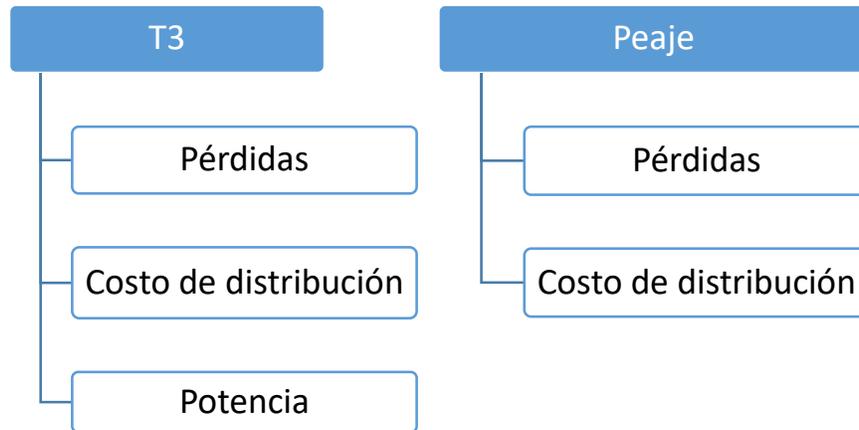
$$CV_{p,v,r} - CV_{pp,v,r} = \$E_{p,v,r} \cdot f_{pe} - \$E_{p,v,r} \cdot f_{pvp}$$

$$CV_{p,v,r} - CV_{pp,v,r} = \$E_{p,v,r}$$

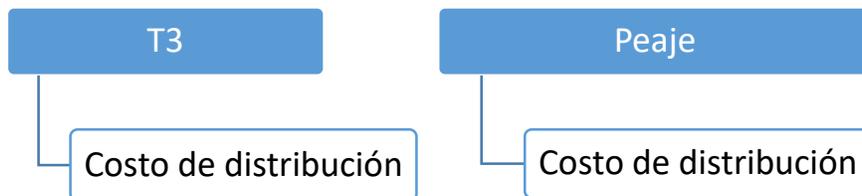
Se observa que la diferencia de ingresos por lo facturado a un cliente de peaje y un cliente de tarifa 3 es la diferencia por la compra de la potencia y de la energía en el MEM.

Gráficamente resulta:

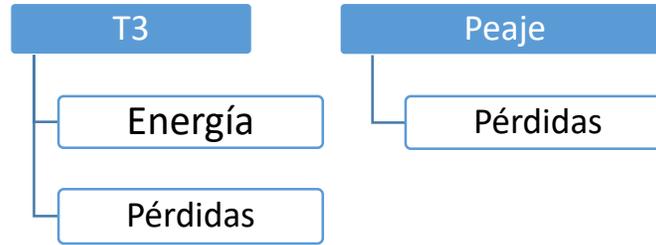
Capacidad de suministro convenida en horas de punta



Capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta



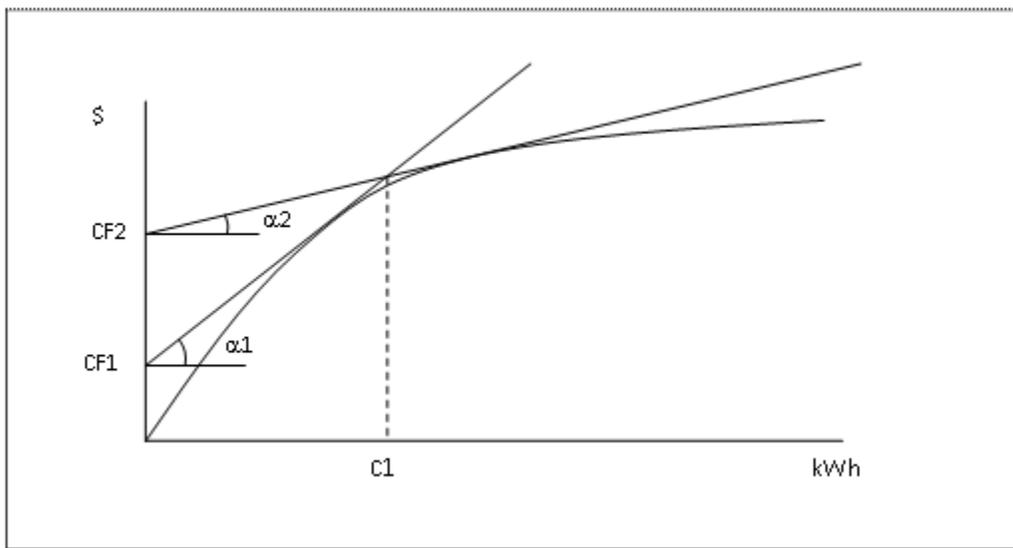
Energía eléctrica entregada



Luego lo que se debe analizar para ver el efecto sobre los ingresos de la Distribuidora de un pasaje al MEM de un cliente es la diferencia entre lo descontado en las compras al MEM y el menor ingreso por facturación.

Pequeñas Demandas - Tarifa 1

Curva de indiferencia del consumidor

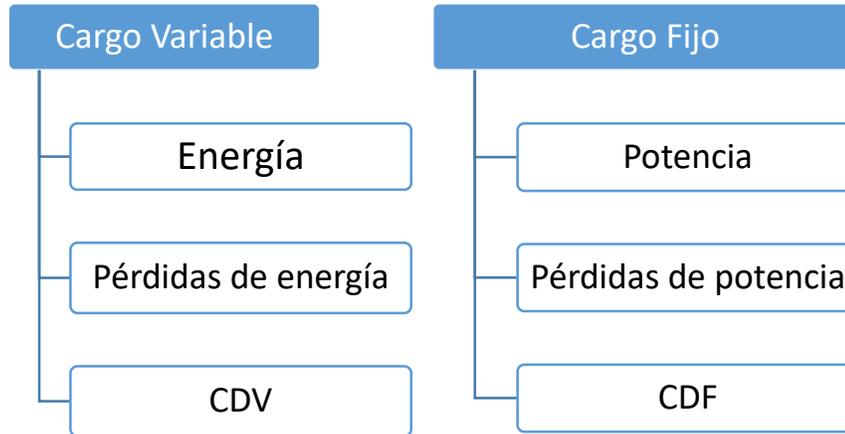


$CF1 > CF2$	[\$]	$F1 = CF1 + \alpha 1 \cdot kWh1$	$0 < kWh < c1$
$\alpha 2 < \alpha 1$	[\$/kWh]	$F2 = CF2 + \alpha 2 \cdot kWh2$	$kWh > c1$

Tarifa 1 Residencial y General

$$C = CF + CV = CF + cv \cdot kWh$$

CF	Costo de Distribución	CV	Costo de Distribución
	Pérdidas		Pérdidas
	Costo de la Potencia		Costo de la Energía



Donde:

CDV: Costo de Distribución asignable al Costo Variable [\$/kWh]

CDF: Costo de Distribución asignable al Costo Fijo [\$/bim]

Potencia y energía se compran en el MEM. El Costo de Distribución considera:

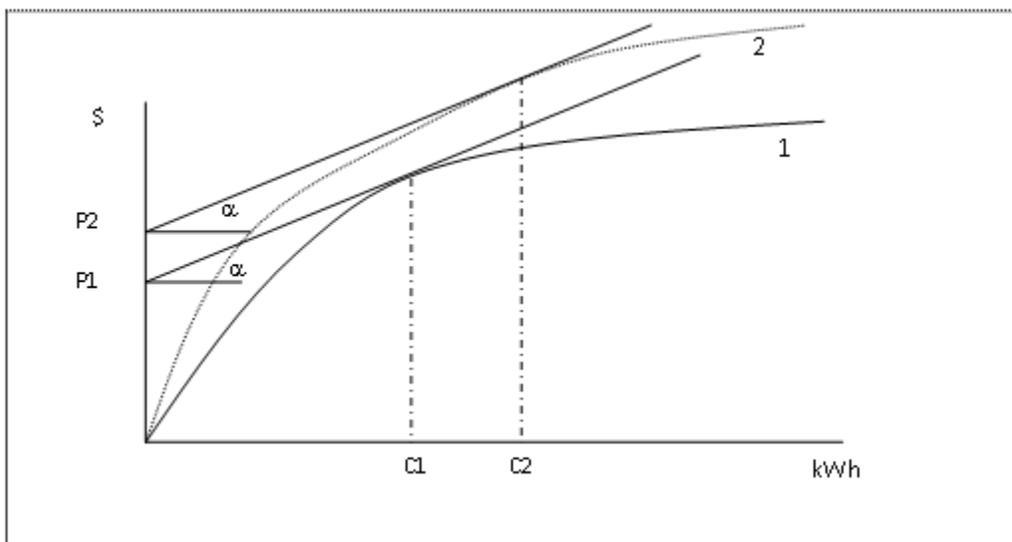
- expansión de la red
- operación y mantenimiento
- gastos comerciales
- gastos en personal

Pérdidas

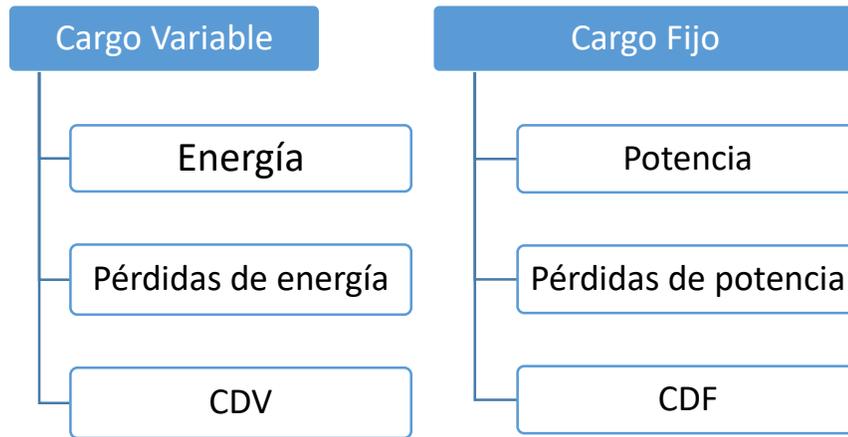
La tarifa reconoce un porcentaje de pérdidas (%PT), pero la red tiene pérdidas (%PR) que son las reales. El distribuidor tiene un incentivo a disminuir las pérdidas de la red por debajo de las pérdidas reconocidas en la tarifa.

Medianas Demandas - Tarifa 2

Curva de indiferencia del consumidor



El usuario 2 tiene a disposición más potencia que el usuario 1.

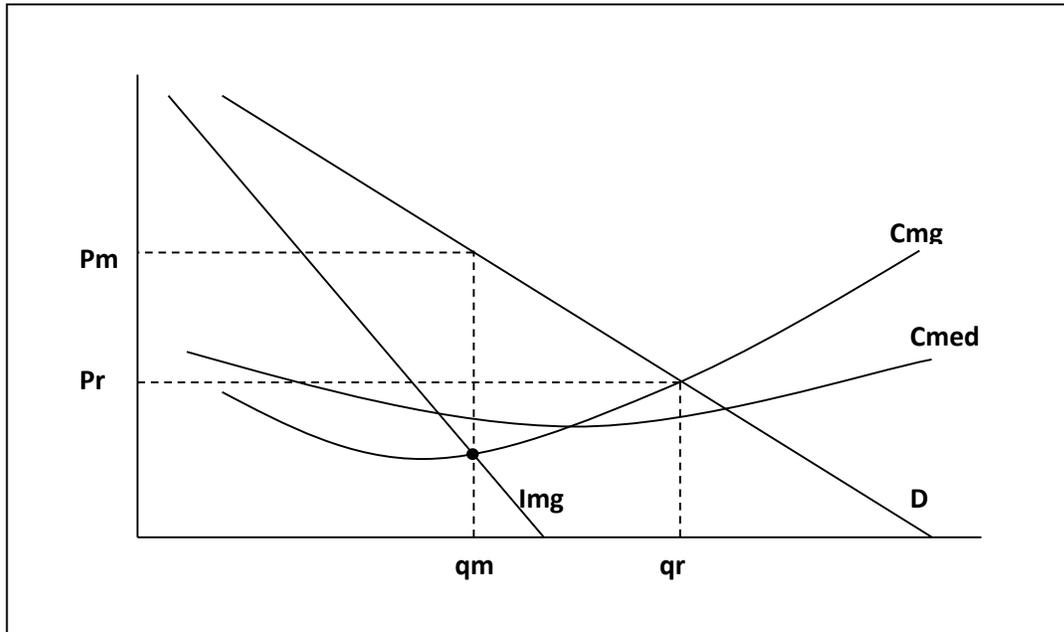


Donde:

CDV: Costo de Distribución asignable al Costo de la Energía [\$/kWh]

CDF: Costo de Distribución asignable al Costo de la Potencia [\$/mes]

Diferencia entre el Monopolio y el Monopolio Natural



El monopolista se ubicará en el punto donde el Cmg es igual al Img allí se tendrá una cantidad de monopolio q_m a un precio de monopolio P_m .

Si el regulador fija precio igual al costo marginal, es decir donde la curva de demanda D corta a la curva de Cmg, se tendrá un óptimo social con un Cmg mayor que el Cmed lo que garantizará la subsistencia del monopolista.

