



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Santiago, 4 de Noviembre de 2008.

CARTA CNE N° C08/0124

Señores
Gerentes Generales
Empresas Concesionarias de Distribución
PRESENTE

REF.: Comunica "Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía
Fijación de Peajes de Distribución Artículo 115° del DFLN°4/20.018 de
2006"

De mi consideración:

Por intermedio de la presente, comunico a usted "Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía, Fijación de Peajes de Distribución", de conformidad a lo establecido en el Artículo 115° del DFL N°4/2006, Ley General de Servicios Eléctricos.

El aludido informe técnico se encuentra publicado en el sitio de dominio electrónico de esta Comisión a efectos de lo establecido en el artículo 33 letra g) del Decreto Supremo N° 181, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2004, que aprueba Reglamento de Panel de Expertos, dando inicio al plazo de 15 días hábiles para la presentación de las divergencias que respecto a esta determinación técnica pudieren producirse.

Adicionalmente y para efectos de dar correcto cumplimiento a lo establecido en el artículo 35 inciso cuarto del Reglamento del Panel de Expertos, solicito a usted realice las gestiones necesarias a fin de comunicar inmediatamente, a sus clientes no sometidos a regulación de precios, el Informe Técnico ya mencionado precedentemente y su publicación en nuestro sitio de dominio electrónico institucional.

Le saluda atentamente,


RODRIGO IGLESIAS ACUÑA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía





RIA/DGD/DSJ/CGC/CAB/FFG/IFFE
c.c.: - Empresas Concesionarias de Distribución;
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC;
- Archivo Secretaría Ejecutiva;
- Archivo Área Jurídica;
- Archivo Área Eléctrica;
- Archivo Oficina de Partes.

**INFORME TÉCNICO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
FIJACIÓN DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN
ARTÍCULO 115° DEL DFL N°4/20.018 DE 2006**

I. INTRODUCCIÓN

Mediante el presente informe técnico, y conforme lo establecido en los artículos 115° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante LGSE o la Ley y demás normativa legal aplicable, la Comisión Nacional de Energía da cuenta de las fórmulas y consideraciones técnicas generales que determinan los peajes a que se refiere el Artículo 115° señalado, en adelante, peajes de distribución.

Según se establece en el referido Artículo 115°, y habiendo culminado el proceso de determinación de fórmulas tarifarias de distribución, cuatrienio noviembre 2008 - noviembre 2012 en términos de lo señalado en el documento “Informe Técnico Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarios de Servicio Público de Distribución Cuatrienio Noviembre 2008 – Noviembre 2012”, el peaje de distribución se determina igual al valor agregado de distribución contenido en las fórmulas tarifarias indicadas, pero aplicando un ajuste tal que si los clientes no regulados ubicados en la zona de concesión de la empresa distribuidora, en una zona y área típica de distribución determinada, adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes regulados de la concesionaria en la zona referida, el precio final resultara para ellos igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la mencionada concesionaria en dicha zona.

Esta condición, establecida en forma expresa en el referido artículo 115°, fue incorporada con el fin de cautelar que los peajes de distribución no generaran costos de acceso a la red de distribución que resultaran discriminatorios entre clientes libres y regulados, en consideración a la forma en que los costos de distribución son traspasados a los clientes regulados en sus respectivas fórmulas tarifarias. En efecto, los costos de distribución que pagan los clientes regulados consideran efectos económicos que, al ser tratados en forma particular en la tarificación de los clientes libres, resultaría en tarifas distintas para unos y otros en la parte que ellas remuneran los costos de distribución. Estos efectos son básicamente dos:

- 1.- La forma en que los diversos precios de compra - precios de nudo - que enfrenta la distribuidora son incorporados a la tarifa regulada, los cuales son traspasados como valores promedio; y
- 2.- La forma en que estas fórmulas tarifarias incorporan el efecto de coincidencia en las demandas máximas de los clientes, asignando factores de coincidencia promedio por tipo de clientes.

De esta manera, el peaje de distribución, que en lo sustantivo es el valor agregado de distribución, debe ser ajustado, conforme la Ley lo dispone, para reflejar un costo de distribución regulado que resulta igual para clientes libres y para clientes finales sometidos a regulación de precios. La condición se verifica suponiendo que el cliente libre adquiere la energía y la potencia a precio de nudo, y constatando que el precio final resultante de agregar el peaje de distribución resulta en el mismo precio que los clientes finales regulados pagan en la misma zona.

II. CONCEPTOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

Las primeras consideraciones a efectuar para estructurar el peaje de distribución, dicen relación con lo siguiente:

El Valor Agregado de Distribución (VAD) corresponde, de acuerdo a lo señalado en el artículo 182° de la Ley, a un concepto de costos que considera costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia, y costos medios por unidad de potencia suministrada.

Las pérdidas – que representan un costo ineludible en la operación de transporte a través del sistema de distribución - deben incluirse como parte del peaje en términos del estándar de pérdidas reconocido en las tarifas reguladas de la distribuidora. Esta inclusión no sólo se ajusta a la disposición legal que define el valor agregado, sino que cumple lo preceptuado en el artículo 115° en términos de no determinar peajes discriminatorios¹. Al establecer que el peaje debe pagar las pérdidas, se transfiere la obligación de cubrirlas al distribuidor. Al reconocer este costo conforme el estándar tarifario eficiente, no se reconoce el costo de las pérdidas reales, y se mantiene la señal de eficiencia para el diseño y operación de la red de distribución que debe efectuar el concesionario.

Respecto al costo fijo – costos de medición, facturación y atención al cliente - nuevamente su inclusión es obligatoria conforme lo dispuesto en las normas legales señaladas. Debe agregarse además que lo más eficiente es que sea el propio distribuidor quien efectúe las mediciones de consumo a los clientes sujetos de peaje, puesto que la prestación del servicio de transporte requiere que el distribuidor mantenga registros del consumo de éstos. Asimismo, tal servicio requiere la emisión de una factura por parte del distribuidor, debiendo incurrir en el costo correspondiente.

Debe notarse que la norma legal que introduce el peaje de distribución establece además determinadas garantías a la distribuidora las que, en la práctica, requerirán de cierta supervigilancia por parte de ésta respecto del consumo del cliente².

Todo lo anterior permite aseverar que existe un vínculo entre el distribuidor y el cliente libre, aun cuando no sea éste el suministrador comercial de la energía que proviene del sistema. El cargo fijo tarifario incorporado en el VAD cubre eficientemente los costos incurridos.

Conforme a todas las consideraciones expuestas, resulta perfectamente enmarcado en la conceptualización económica contenida en la regulación, técnicamente consistente, y legalmente correcto, que el peaje de distribución sea estructurado de modo tal que el cliente libre abastecido bajo esta modalidad comercial enfrente una estructura tarifaria, en lo que a costos de peaje se refiere, idéntica a la que enfrentan los clientes regulados, esto es, con cargos fijos, cargos unitarios de potencia y energía, y factores de pérdidas tarifarios. Todos estos cargos reflejan el costo que se reconoce a la empresa distribuidora, constituyendo lo que se entiende por valor agregado de distribución.

III. ESTRUCTURACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA EL PEAJE

A. Primeras Consideraciones. Efecto Precio de Compra.

En términos simplificados, un cliente no regulado alimentado desde la red de distribución de un concesionario enfrenta, en condición de equilibrio, la siguiente estructura de precio cuando es suministrado en términos comerciales por un tercero, por ejemplo, una empresa generadora.

$$P_f = P_o + \Delta P_{dx}$$

Donde:

P_f : Precio final pagado por el cliente.

P_o : Precio ofertado en condiciones competitivas, a la entrada del sistema de distribución, en la subestación primaria desde la cual se alimenta al cliente.

ΔP_{dx} : Peaje de distribución.

¹ Debe hacerse notar que la Ley al establecer el peaje debe ser igual al VAD, ya está imponiendo una primera consideración de no discriminación entre usuarios.

² Garantía de caución de la potencia conforme Artículo 141° de la Ley.

La condición establecida en la normativa señala que el peaje de distribución debe ser tal que si el cliente adquiriera el suministro al precio de nudo considerado para establecer la tarifa del cliente regulado en la misma zona, el precio resultante de aplicar el peaje sería, en esta simulación, igual al precio final regulado en la zona señalada.

Despreciando por ahora el efecto pérdidas, los costos fijos y el efecto coincidencia, la condición señalada se construye:

$$P_{fs} = P_n + \Delta P_{dx}$$

$$P_{reg} = P_{eq} + VAD$$

Donde:

P_{fs} : Precio final simulado.

P_n : Precio de nudo a la entrada del sistema de distribución, en la subestación que alimenta al cliente.

P_{reg} : Precio final regulado en toda la zona o sistema de distribución en que se ubica el cliente.

P_{eq} : Precio de nudo a la entrada del sistema de distribución, aplicable a todos los clientes regulados en la zona en que se ubica el cliente. Corresponde, en general, al promedio de los diferentes P_n vigentes en las respectivas subestaciones que alimentan el sistema de distribución señalado. En adelante, este precio se denominará Precio de Nudo Equivalente.

VAD: Valor agregado de distribución en la zona en que se ubica el cliente.

Haciendo $P_{fs} = P_{reg}$, y despejando ΔP_{dx} , se tiene que:

$$\Delta P_{dx} = VAD + P_{eq} - P_n \quad [1]$$

Si se denomina A , al valor $P_{eq} - P_n$ y se tiene que éste es el ajuste a que se refiere la Ley, en esta formulación simplificada. El valor de A puede ser positivo, negativo o nulo, dependiendo de la diferencia que se establezca entre el valor de P_{eq} y P_n en el conjunto de subestaciones que alimentan una misma zona. De esta forma, A corresponde en este caso a una desviación de P_n respecto a su valor promedio.

Una vez determinado el valor de ΔP_{dx} , el precio final real del cliente no regulado resulta igual a:

$$P_f = P_O + VAD + P_{eq} - P_n$$

ó

$$P_f = P_O - P_n + P_{eq} + VAD$$

La estructura de este precio final revela que el cliente libre pagará como valor final el mismo precio que el cliente regulado, pero modulado por la componente de precio de generación, modulación que está dada por la diferencia entre el precio libre ofertado por el generador a la entrada del sistema de distribución y el precio de nudo vigente en el mismo punto. La condición legal se verifica haciendo P_o igual a P_n , resultando:

$$P_f = P_{reg} = P_{eq} + VAD$$

B. Estructuración del Peaje. Consideración de las pérdidas.

De acuerdo a las consideraciones expuestas y a la formulación general del problema planteada en el punto A, la consideración de pérdidas requiere expresar la condición legal del siguiente modo:

$$P_{fs} = P_n + \Delta P_{dx}$$

$$P_{reg} = P_{eq} \cdot FP + CD$$

Donde:

P_{fs} : Precio final simulado.

P_n : Precio de nudo a la entrada del sistema de distribución, en la subestación que alimenta al cliente.

P_{reg} : Precio final regulado en zona en que se ubica el cliente.

P_{eq} : Precio de nudo equivalente aplicable a clientes regulados en la zona en que se ubica el cliente.

FP: Factor de pérdidas tarifario, incorporado como parte del VAD. Su valor es mayor que "1".

CD: Cargo unitario por unidad de suministro en el punto de consumo, incorporado como parte del VAD en la zona del cliente. Corresponde al costo de inversión, operación y mantención de las instalaciones de distribución.

Al hacer $P_{fs} = P_{reg}$, conforme la condición legal, se despeja en la estructura planteada un valor de ΔP_{dx} que incorpora las pérdidas como parte del peaje. Así:

$$\Delta P_{dx} = CD + P_{eq} \cdot FP - P_n \quad [2]$$

Sumando y restando el término $P_n \cdot FP$ y reordenando, se tiene:

$$\begin{aligned} \Delta P_{dx} &= P_n \cdot FP - P_n + CD + P_{eq} \cdot FP - P_n \cdot FP \\ \Delta P_{dx} &= P_n \cdot (FP - 1) + CD + FP \cdot (P_{eq} - P_n) \quad [3]^3 \end{aligned}$$

En esta expresión se identifica la funcionalidad de los términos según:

$P_n (FP - 1)$: Costo eficiente de las pérdidas conforme precio de la subestación desde la cual se alimenta el cliente.

CD: Cargo unitario para cubrir costo eficiente de las instalaciones, su operación y mantención.

FP ($P_{eq} - P_n$): Ajuste legal por desviación P_{eq} , P_n

Nótese que en una situación sin pérdidas, $FP = 1$ y el peaje se reduce a la formulación básica presentada en A, correspondiendo CD a todo el VAD. Asimismo, si no hay desviaciones entre P_{eq} y P_n , o existe una sola subestación de alimentación, el ajuste se anula y el peaje corresponde sólo al VAD, entendiéndose por tal el costo de las instalaciones y el de pérdidas.

Conforme la expresión [3] estructurada para el peaje, se construye el precio final que pagaría un cliente libre abastecido por un tercero:

$$\begin{aligned} P_f &= P_o + \Delta P_{dx} \\ P_f &= P_o + P_n \cdot (FP - 1) + CD + FP \cdot (P_{eq} - P_n) \quad [4] \end{aligned}$$

En esta expresión, se verifica la condición que determina la estructura del ajuste. En efecto, si el cliente adquiriera el suministro al precio de nudo, esto es, haciendo $P_o = P_n$, el precio final resulta igual al que pagaría si se le aplicara la tarifa fijada a la concesionaria ($P_f = FP P_{eq} + CD$).

En conclusión, la estructura del peaje, considerando como VAD tanto el costo eficiente de pérdidas como el de instalaciones, es la siguiente:

$$\Delta P_{dx} = P_n \cdot (FP - 1) + CD + FP \cdot (P_{eq} - P_n)$$

En este esquema, se tiene en general lo siguiente:

1. El suministrador comercial del cliente reconoce, en la subestación que alimenta al cliente, un retiro de magnitud igual al consumo medido al cliente en su punto directo de suministro.
2. La mayor inyección al sistema de distribución, producto de las pérdidas técnicas que genera el cliente, la asume la empresa distribuidora a un costo igual al precio de nudo en la subestación

³ Se puede formular también la estructura del peaje del siguiente modo : $\Delta P_{dx} = P_{eq} (FP - 1) + CD + (P_{eq} - P_n)$

que alimenta al cliente. Lo anterior significa que la distribuidora no compra el volumen de consumo del cliente, pero la mayor inyección de pérdidas ocasionada por él debe ser incorporada a la compra general de la distribuidora.

3. El peaje a recaudar por la distribuidora reconoce el precio de la pérdida pero sólo remunera la cantidad eficiente conforme el estándar tarifario. La distribuidora asume la diferencia entre las pérdidas físicas reales y las reconocidas en tarifas.

C. Estructuración del Peaje. Energía, Potencia y Factores de Coincidencia

Conforme la conceptualización general establecida en los puntos precedentes, se procede a establecer la separación del peaje de energía y de potencia. Un cargo por energía aparece, pues se requiere para registrar el costo de pérdidas de energía, aún en presencia de ajustes nulos por desviaciones entre P_n y P_{eq} . El cargo por potencia, por su parte, debe registrar tanto el efecto de pérdidas de potencia como el efecto de coincidencia tarifario, si no se quiere incumplir la condición de no discriminación entre clientes del Artículo 115° de la Ley.

Así, y manteniendo la estructura [3], el peaje de energía se determina conforme la expresión señalada a continuación, en la cual se omite el término CD , pues esta componente de costo se incorpora sólo en el peaje de potencia, que es el que refleja en definitiva el costo de las instalaciones:

$$\Delta P_{dx,E} = P_{ne} \cdot (FPE - 1) + FPE \cdot (P_{eq,e} - P_{ne}) \quad [5]$$

Donde:

P_{ne} : Precio de nudo de energía en la subestación desde la cual se alimenta el cliente.

FPE: Factor de pérdidas de energía tarifario.

$P_{eq,e}$: Precio de nudo equivalente de energía.

Por su parte, la componente de potencia del peaje se establece a través la expresión señalada más abajo. En ella deben incorporarse los factores de coincidencia tarifarios de modo de cumplir lo preceptuado en la norma legal:

$$\Delta P_{dx,P} = P_{np} \cdot FCN \cdot (FPP - 1) + FCD \cdot CD + FPP \cdot FCN \cdot (P_{eq,p} - P_{np}) \quad [6]$$

Donde:

P_{np} : Precio de nudo de potencia en subestación desde la cual se alimenta el cliente.

FPP: Factor de pérdidas de potencia tarifario.

FCN: Factor tarifario de coincidencia con punta de generación.

FCD: Factor tarifario de coincidencia con punta de distribución.

$P_{eq,p}$: Precio de nudo equivalente de potencia.

Las expresiones [5] y [6] señaladas demuestran la misma consistencia que la expresión [3] que las origina. En particular, para lograr plena consistencia con la condición establecida en la Ley, el retiro de potencia del suministrador comercial debe computarse en la subestación que alimenta al cliente con un factor de coincidencia igual al factor de coincidencia tarifario de la distribuidora. Es decir, para una lectura q_p no coincidente medida al cliente, el retiro de potencia coincidente con la punta de generación debe establecerse como q_p multiplicado por FCN . Esta magnitud, es la potencia que la distribuidora deja de comprar por estar el cliente abastecido por otro suministrador comercial.

D. Incorporación de los costos fijos

La incorporación de los costos fijos de distribución como parte del peaje resulta de complejidad menor visto el hecho de que los cargos asociados no dependen ni de la energía ni de la potencia consumida por el cliente. Dado este hecho es que no están afectos a la condición de ajuste establecida en la ley, y su

incorporación se traduce en la simple agregación de los cargos fijos de la distribuidora (CF) en la factura del peaje.

E. Estructura general del Peaje de Distribución

Conforme lo expuesto en este informe, y la definición de términos ya señalada, la estructura del peaje se presenta de la siguiente forma:

- Peaje de energía, aplicable al consumo de energía del cliente:

$$\Delta P_{dx,E} = P_{ne} \cdot (FPE - 1) + FPE \cdot (P_{eq,e} - P_{ne})$$

- Peaje de potencia, aplicable al consumo de potencia máxima del cliente:

$$\Delta P_{dx,P} = P_{np} \cdot FCN \cdot (FPP - 1) + FCD \cdot CD + FPP \cdot FCN \cdot (P_{eq,p} - P_{np})$$

- Peaje por costo de medición, facturación y atención a cliente, independiente del consumo:

$$\Delta P_{dx,CF} = CF$$

IV. FÓRMULAS TARIFARIAS DEL PEAJE

Conforme el desarrollo expuesto, la estructuración de fórmulas tarifarias de peaje aplicables a cada concesionario de distribución, se construye a partir de los mismos parámetros que determinan las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes regulados.

De acuerdo a los criterios presentados en el presente informe, para mantener un criterio de neutralidad o no discriminación entre los costos asignables al suministro de cada cliente, cada estructura tarifaria aplicable a los clientes regulados de la distribuidora debe tener su contrapartida en una estructura de peaje que remunere el valor agregado de distribución respectivo, pero incorporando los ajustes a que se refiere la Ley.

Para el proceso tarifario correspondiente al cuatrienio noviembre 2008 - noviembre 2012, las fórmulas aplicables a los clientes regulados de las distribuidoras se presentan en el informe técnico a que se refiere el punto I del presente informe. Las mismas se establecen para suministros en baja y alta tensión, y se presentan en diversas modalidades u opciones conforme convenga al cliente en función de su forma de consumo⁴.

Excluyendo las opciones diseñadas para clientes residenciales (BT1), las fórmulas básicas⁵ para consumos industriales y comerciales sobre las cuales se establecen estas opciones tarifarias son la estructura asociada a las opciones tarifarias AT2 y/o AT3, y la estructura asociada a la opción tarifaria AT4, ambas para los suministros en alta tensión. Análogamente, se identifican las estructuras aplicables a clientes en baja tensión, esto es, la estructura BT2 y/o BT3, y la estructura BT4 para los suministros en baja tensión. Es decir, se trata de cuatro estructuras o fórmulas básicas.

Considerando las expresiones generales presentadas en la letra E del punto anterior, y conforme los parámetros tarifarios de las cuatro estructuras básicas señaladas, se establecen las siguientes fórmulas tarifarias para la determinación del peaje en cualquier zona de concesión:

1. Peaje DX-ATa): Correspondiente a estructura básica AT2/AT3

⁴ El informe técnico que contiene las fórmulas tarifarias a concesionarios de distribución no innova respecto de las estructuras tarifarias establecidas en el Decreto Nº 276/2004, con excepción de las opciones BT1 a) y BT1 b) aplicables a demandas estacionales.

⁵ Entiéndase por fórmulas básicas a aquellas de idéntica estructura e idénticos parámetros tarifarios.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES ó CFDS
Energía	\$/kWh	$(PEAT - 1) \times Pe \text{ s/e} + PEAT \times (Pe - Pe \text{ s/e})$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times (PPAT - 1) \times Pp \text{ s/e} + FDPPA \times CDAT +$ $PPAT \times FNPPA \times (Pp - Pp \text{ s/e})$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPA \times (PPAT - 1) \times Pp \text{ s/e} + FDDPA \times CDAT +$ $PPAT \times FNDPA \times (Pp - Pp \text{ s/e})$

2. Peaje DX-ATb) : Correspondiente a estructura básica AT4

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES, CFDS ó CFHS
Energía	\$/kWh	$(PEAT - 1) \times Pe \text{ s/e} + PEAT \times (Pe - Pe \text{ s/e})$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Demanda máxima en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times (PPAT - 1) \times Pp \text{ s/e} + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT +$ $PPAT \times FNPPA \times (Pp - Pp \text{ s/e})$

3. Peaje DX-BTa) : Correspondiente a estructura básica BT2/BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES ó CFDS
Energía	\$/kWh	$(PEBT \times PEAT - 1) \times Pe \text{ s/e} + PEBT \times PEAT \times (Pe - Pe \text{ s/e})$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times (PPBT \times PPAT - 1) \times Pp \text{ s/e} + FDPPB \times CDBT +$ $FNPPB \times PPBT \times PPAT \times (Pp - Pp \text{ s/e})$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPB \times (PPBT \times PPAT - 1) \times Pp + FDDPB \times CDBT +$ $FNDPB \times PPBT \times PPAT \times (Pp - Pp \text{ s/e})$

4. Peaje DX-BTb) : Correspondiente a estructura básica BT4

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES, CFDS ó CFHS
Energía	\$/kWh	$(PEBT \times PEAT - 1) \times Pe \text{ s/e} + PEBT \times PEAT \times (Pe - Pe \text{ s/e})$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Demanda máxima en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times (PPBT \times PPAT - 1) \times Pp \text{ s/e} + FDPPB \times CDBT -$ $FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT) + FNPPB \times PPBT \times PPAT \times (Pp - Pp \text{ s/e})$

Los términos establecidos en estas fórmulas son los siguientes:

i) Precios de Nudo

Pe: Precio de nudo de energía en nivel de distribución aplicable a clientes regulados de la empresa concesionaria en la zona que se ubica el cliente no sometido a regulación de precios. Se expresa en \$/kWh.

Pp: Precio de nudo de potencia en nivel de distribución aplicable a clientes regulados de la empresa concesionaria en la zona que se ubica el cliente no sometido a regulación de precios. Se expresa en \$/kW/mes.

Pe s/e: Precio de nudo de energía en nivel de distribución, vigente en la subestación que alimenta al cliente. Se expresa en \$/kWh.

Pp s/e: Precio de nudo de potencia en nivel de distribución, vigente en la subestación que alimenta al cliente. Se expresa en \$/kW/mes

ii) Costos de Distribución

CDAT: Costo de distribución sectorizado, en alta tensión aplicable a clientes de la empresa concesionaria en la comuna del cliente. Considera la condición de alimentación subterránea conforme el decreto de fórmulas tarifarias de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.

CDBT: Costo de distribución sectorizado, en baja tensión aplicable a clientes de la empresa concesionaria en la comuna del cliente. Considera la condición de alimentación subterránea conforme el decreto de fórmulas tarifarias de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.

iii) Cargos fijos

CFES: Cargo fijo sectorizado de cliente con medidor de energía, en la comuna del cliente. Se expresa \$/cliente/mes;

CFDS: Cargo fijo sectorizado de cliente con medidor de energía y medidor de demanda, en la comuna del cliente. Se expresa \$/cliente/mes.

CFHS: Cargo fijo sectorizado de cliente con medidor de energía y medidor de demanda horario, en la comuna del cliente. Se expresa en \$/cliente/mes.

iv) Factores de coincidencia

FNPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FDPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

FNPPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FDFPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

v) Factores de Expansión de Pérdidas

PPAT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión

PMPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución

Con excepción de los precios de nudo P_{e_r} , P_{p_r} , $P_{e_{s/e}}$ y $P_{p_{s/e}}$, cuyo valor se determina conforme se establezca en el decreto de precio de nudo que se encuentre vigente, el resto de los parámetros se obtiene directamente del decreto cuadrienal que establezca las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes sometidos a regulación de precios de las empresas concesionarias, en el caso del presente informe, el decreto que fije tales fórmulas para el período noviembre 2008 – noviembre 2012⁶.

Por último, se señala que las condiciones requeridas para la calificar el consumo de potencia de los clientes, son las que establezca el decreto de fórmulas tarifarias de distribución para el cuatrienio señalado, que para efectos de las estructuras señaladas, son las mismas establecidas en el Decreto N°276/2004.

V. SUBESTACIÓN QUE ALIMENTA AL CLIENTE

Para efectos de la determinación de los peajes se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece o alimenta al cliente, es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro o consumo. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión. Las líneas a considerar deben ser las de propiedad del concesionario y, además, las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados

VI. DESCUENTO DE COMPRA

Conforme la definición de las fórmulas de peaje desarrolladas en el punto IV anterior, se determina la cantidad de energía y potencia que la distribuidora deja de comprar al segmento generación - transporte por efecto de mantener clientes no regulados abastecidos por terceros que hacen uso del servicio de transporte en sus instalaciones de distribución. Este descuento de compra se efectúa en la subestación que alimenta al cliente conforme el punto anterior.

Los descuentos determinados en función de la energía consumida por el cliente (Q_e) y de la demanda máxima no coincidente del cliente (Q_p)⁷, se determinan según:

⁶ El decreto que fijará las tarifas de distribución para el cuatrienio noviembre 2008 - noviembre 2012, establece las mismas denominaciones para los parámetros señalados, las que además son las mismas establecidas en el decreto de tarifas de distribución que le precede.

⁷ El valor de Q_p en cada caso, se determina en consistencia con las condiciones que califican el consumo de potencia de los clientes en la estructura respectiva, y que son las que establezca el decreto de tarifas de distribución correspondiente.

1) Clientes con Peaje DX AT a)

Descuento compra de energía (DCE): Q_e
Descuento compra de potencia (DCP): $Q_p \times FNPPA$, para clientes presente en punta.
 $Q_p \times FNDPA$, para clientes parcialmente presentes en punta.

2) Clientes con Peaje DX AT b)

Descuento compra de energía (DCE): Q_e
Descuento compra de potencia (DCP): $Q_p \times FNPPA$

3) Clientes con Peaje DX BT a)

Descuento compra de energía (DCE): Q_e
Descuento compra de potencia (DCP): $Q_p \times FNPPB$, para clientes presente en punta.
 $Q_p \times FNDPB$, para clientes parcialmente presentes en punta.

4) Clientes con Peaje DX BT b)

Descuento compra de energía (DCE): Q_e
Descuento compra de potencia (DCP): $Q_p \times FNPPB$

CNE//..