

ANEXO 1

EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

1. ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

EMPRESA DISTRIBUIDORA	REGIÓN	PROVINCIAS	COMUNA
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE			
Empresa Eléctrica de Parinacota (Emelpar)	I	Parinacota	Putre
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica “SOCOROMA” Ltda (Coopersol)	I	Arica	Arica
Empresa Eléctrica de Arica (Emelari)	I	Arica	Arica, Camarones
Empresa Eléctrica de Iquique (Eliqsa)	I	Iquique	Iquique, Pica , Pozo Almonte, Huara
Empresa Eléctrica de Antofagasta (Elecda)	II	Antofagasta	Antofagasta, Mejillones, Sierra Gorda
		Loa	Calama
		Tocopilla	Tocopilla
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL			
Empresa Eléctrica de Antofagasta (Elecda)	II	Antofagasta	Taltal
Empresa Eléctrica de Atacama (Emelat)	III	Copiapó	Copiapó, Caldera y Tierra Amarilla
		Chañaral	Chañaral, Diego de Almagro y Vallenar
		Huasco	Alto del Carmen, Freirian y Huasco
Empresa Eléctrica EMEC S.A (1)	IV y V	Elqui	La Serena, Coquimbo, Andacollo, Vicuña, Paihuano, La Higuera,
		Limari	Ovalle, Punitaqui, Río Hurtado, Monte Patria, Combarbalá
		Choapa	Illapel, Los Vilos, Canela, Salamanca
		Petorca	Petorca, Cabildo, La Ligua, Papudo, Zapallar
		Valparaíso	Valparaíso, Puchuncavi y Juan Fernández
Cooperativa Eléctrica Limari Ltda (Elecoop)	IV	Limari	Ovalle, Combarbalá, Monte Patria y Punitaqui
Chilquinta Energía	V	Valparaíso	Valparaíso, Viña del Mar, Concón, Quilpue, Villa Alemana, Puchuncaví, Casablanca y Quintero
		Quillota	Calera, Hijuelas, La Cruz, Limache, Nogales, Olmué,
			Quillota
		Los Andes	Los Andes, Calle Larga, Rinconada, San Esteban
		San Felipe de Aconcagua	San Felipe, Catemu, Llay-Llay, Panquehue, Putaendo, Sta. María
		Petorca	Cabildo, La Ligua
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica (Conafe)	V y VII	San Antonio	San Antonio, Cartagena, El Tabo, Sto. Domingo, Algarrobo, El Quisco
		Valparaíso	Valparaíso, Viña del Mar
		Curicó	Curicó, Molina, Romeral, Teno, Rauco, Sagrada Familia
		Linares	Linares, San Javier, Villa Alegre, Colbún, Yervas Buenas
Empresa Eléctrica de Casablanca (Emelca)	RM y V	Talca	Río Claro
		Melipilla	Curacaví
		Valparaíso	Valparaíso, Casablanca
Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til	V y RM	San Antonio	Cartagena, Algarrobo
		Chacabuco	Tiltit
		San Felipe de Aconcagua	Llailay
Compañía Eléctrica del Litoral SA	V	San Antonio	Agarrobo, El Quisco, El Tabo

EMPRESA DISTRIBUIDORA	REGIÓN	PROVINCIAS	COMUNA
Compañía Eléctrica de Colina SA	RM	Chacabuco	Colina
Luz Andes SA	RM	Santiago	Lo Barnechea
Chilectra	RM	Santiago	Cerrillos, Cerro Navia, Estación Central, La Cisterna, La Florida, La Reina, Las Condes, Lo Prado, Macul, Maipú, P. Aguirre Cerda, Renca, Pudahuel, Qta. Normal, Sn. Joaquín, Peñalolén, Vitacura, San Ramón, Ñuñoa, La Granja, Recoleta, Independencia, Conchalí, San Miguel, Lo Espejo, Santiago, Providencia, Huechuraba, Quilicura, Lo Barnechea
		Chacabuco	Colina, Lampa, Til til
		Cordillera	Puente Alto, Pirque
		Maipo	San Bernardo, Buin, Calera de Tango
		Melipilla	Curacaví
		Talagante	Peñaflor
Compañía Eléctrica del Río Maipo SA (2)	RM	Santiago	El Bosque, La Pintana
		Cordillera	Puente Alto, San José de Maipo
		Maipo	Peñaflor, Isla de Maipo, Talagante, Padre Hurtado, El Monte
		Talagante	San Bernardo, Calera de Tango, Paine
		Melipilla	Curacaví
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	RM	Cordillera	Puente Alto
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule SA (Emelectric)	RM, V, VI, VII y VIII	Melipilla	Curacaví, Melipilla, María Pinto, San Pedro, Alhué
		Talagante	Talagante, El Monte, Isla de Maipo
		San Antonio	San Antonio, Santo Domingo, Cartagena
		Cachapoal	Las Cabras, Pichidegua
		Colchagua	Nancagua, Santa Cruz, Chépica, Chimbarongo, Lolol, Palmilla, Peralillo, Placilla, Pumanque
		Cardenal Caro	La Estrella, Litueche, Marchihue, Navidad, Paredones, Pichilemu
		Talca	Constitución, Curepto, Pelarco, Penciahue, San Clemente, Empedrado, Maule, Río Claro, San Rafael
		Curicó	Curicó, Licantén, Molina, Hualañé, Rauco, Sagrada Familia, Vichuquén
		Linares	Colbún, Longaví, Parral, Retiro, San Javier, Yerbases Buenas
		Cauquenes	Cauquenes, Chanco, Pelluhue
		Ñuble	Coihueco, Niquén, San Carlos, San Fabián, Pinto, Portezuelo, Ránquil, San Nicolás, Treguaco, Cobquecura, Coelemu, Ninhue, Quirihue, Chillán
		Concepción	Concepción
CGE Distribución (3)	RM, VI, VII, VIII y IX	Maipo	Buin, Paine
		Cordillera	Pirque
		Cachapoal	Rancagua, Cónico, Coltauco, Doñihue, Graneros, Las Cabras, Machalí, Malloa, Mostazal, Olivar, Peumo, Quinta de Tilcoco, Rengo, Requínoa, San Vicente, Codegua, Pichidegua
		Colchagua	Chimbarongo, San Fernando
		Talca	Talca, Maule, Penciahue
		Concepción	Concepción, Talcahuano, Coronel, Hualqui, Penco, Tomé, Florida, San Pedro de la Paz
		Biobío	Los Ángeles, Mulchén

EMPRESA DISTRIBUIDORA	REGIÓN	PROVINCIAS	COMUNA
		Ñuble	Chillán, San Carlos, Coelemu, Coihueco, San Nicolás
		Cautín	Temuco, Pitrufquén, Pucón, Villarrica, Padre Las Casas, Curarrehue, Freire, Lautaro, Loncoche, Castro, Chonchi, Dalcahue, Quellón, Curaco de Vélez, Puqueldón, Queilén, Quemchi, Quinchao
		Osorno	Osorno, Purranque, Puyehue, Puerto Octay, Río Negro, San Pablo
		Valdivia	Valdivia, Lanco, Panguipulli, La Unión, Los Lagos, Paillaco, Río Bueno, Corral, Lago Ranco, Máfil, Mariquina
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.	VII	Curicó	Curicó, Teno, Molina, Romeral
Empresa Eléctrica de Talca S.A. (Emetal)	VII	Talca	Talca, Curepto, Maule, Pelarco, Pencahue, Río Claro, San Clemente
		Linares	San Javier
		Curicó	Molina
Luzlinares	VII	Talca	Constitución
		Linares	Linares, Colbún, Longavi, San Javier, Villa Alegre, Yerbass Buenas
Distribuidora Parral S.A. (Luzparral)	VII y VIII	Linares	Longavi, Parral, Retiro, San Javier
		Ñuble	Ñiquén, San Carlos
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda (Copelec)	VIII	Ñuble	Chillán, Bulnes, Cobquecura, Coelemu, Coihueco, El Carmen, Ninhue, Pemuco, Pinto, Portezuelo, Quillón, Quirihue, Ránquil, San Carlos, San Fabián, San Ignacio, San Nicolás, Treguaco, Chillán Viejo, Ñiquén, Yungay
		Linares	Parral
		Concepción	Florida y Tomé
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda (Coelcha)	VIII	Concepción	Florida
		Biobío	Los Ángeles, Cabrero, Tucapel, Yumbel
		Ñuble	Pemuco, Quillón, Yungay
Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda. (Coopelan)	VIII	Biobío	Los Ángeles, Laja, Quilleco, Santa Bárbara
Empresa Eléctrica de la Frontera SA (Frontel)	VIII y IX	Concepción	Concepción, Lota, Coronel, Florida, Hualqui, Santa Juana
		Arauco	Arauco, Cañete, Curanilahue, Lebu, Los Álamos, Contulmo, Tirúa
		Ñuble	Bulnes, Yungay, El Carmen, Pemuco, Quillón, San Ignacio
		Biobío	Cabrero, Laja, Mulchén, Nacimiento, San Rosendo, Tucapel, Antuco, Negrete, Quilaco, Quilleco, Santa Bárbara, Yumbel, Los Ángeles
		Cautín	Temuco, Gorbea, Lautaro, Nueva Imperial, Carahue, Cunco, Freire, Galvarino, Melipeuco, Perquenco, Pitrufquén, Saavedra, Teodoro Schmidt, Toltén, Vilcún, Padre Las Casas
		Malleco	Angol, Collipulli, Curacautín, Victoria, Ercilla, Lonquimay, Los Sauces, Lumaco, Purén, Renaico, Traiguén, Quilaco
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica S.A (Codiner)	IX	Cautín	Lautaro, Loncoche, Nueva Imperial, Pitrufquén, Vilcún, Villarrica, Temuco, Perquenco, Cunco, Freire, Galvarino, Gorbea
		Malleco	Traiguén, Curacautín, Victoria
Cooperativa Eléctrica Paillaco (Socoepa)	X	Valdivia	Futroneo, La Unión, Los Lagos, Máfil, Paillaco, Panguipulli

EMPRESA DISTRIBUIDORA	REGIÓN	PROVINCIAS	COMUNA
Cooperativa Rural Eléctrica	X	Valdivia	La Unión, Lago Ranco, Río Bueno, Paillaco
Río Bueno Ltda (Cooprel)		Osorno	San Pablo
Compañía Eléctrica de	X	Valdivia	La Unión, Río Bueno
Osorno SA (Luzosorno)		Llanquihue	Frutillar
		Osorno	Osorno, Purranque, Río Negro, San Pablo, Puerto Octay
Sociedad Austral de Electricidad SA (Saesa)	IX y X	Cautín	Loncoche, Gorbea, Toltén, Villarrica
		Llanquihue	Puerto Montt, Calbuco, Frutillar, Llanquihue, Puerto Varas, Fresia, Los Muermos, Maullín
		Chiloé	Ancud, Castro, Chonchi, Dalcahue, Quellón, Curaco de Vélez, Puqueldón, Queilén, Quemchi, Quinchao
		Osorno	Osorno, Purranque, Puyehue, Puerto Octay, Río Negro, San Pablo
		Valdivia	Valdivia, Lanco, Panguipulli, La Unión, Los Lagos, Paillaco, Río Bueno, Corral, Lago Ranco, Máfil, Mariquina
SISTEMA DE AYSÉN			
Empresa Eléctrica de Aysén (Edelaysen)	XI	Palena	Chaitén, Futaleufú, Palena
		Aysén	Aysén, Cisnes
		Coihaique	Coyhaique
		Capitán Prat General	Cochrane
		Carrera	Chile Chico, Río Ibáñez
SISTEMA DE MAGALLANES			
Empresa Eléctrica de Magallanes (Edelmag)	XII	Magallanes	Punta Arenas
		Tierra del Fuego	Porvenir
		Última Esperanza	Puerto Natales

Fuente: Empresas Concesionarias de Distribución de Energía Eléctrica.

Elaboración: Comisión Nacional de Energía

(1) En el 2003, EMEC fue absorbida por CONAFE.

(2) Recientemente Cía. Eléctrica del Río Maipo fue adquirida por CGE Distribución

(3) En el 2003, CGE Distribución incorpora a la Sociedad Eléctrica Pirque SA.

2. COMPRAS Y VENTAS DE ENERGÍA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (1), AÑO 2005

EMPRESA DISTRIBUIDORA	REGIÓN DISTRIBUIDORA	COMPRAS (GWh)	VENTAS TOTALES (GWh)			N° DE CLIENTES REGULADOS	N° DE CLIENTES LIBRES
			CLIENTES REGULADOS	CLIENTES LIBRES	OTRAS DISTRIB.		
Emelari	I	219,0	186,9	14,3	0,0	57.923	1
Eliqsa	I	372,2	273,9	62,6	0,0	70.592	3
Elecda	II	687,2	536,8	92,5	0,0	131.100	3
Emelat	III	660,4	406,7	174,5	21,2	77.037	3
Chilquinta Energía	V	2.149,5	1.460,5	384,8	118,1	444.144	28
Conafe	III, IV, V y VII	1.760,0	1.385,5	231,1	1,7	383.238	16
Emelca	V	11,0	8,9	0,0	0,0	5.387	0
Litoral	V	65,7	56,7	0,0	0,6	40.518	0
Chilectra	RM	12.358,0	8.097,3	1.904,6	1.693,9	1.384.057	211
Colina	RM	50,6	47,5	0,0	0,0	18.316	0
Til-Til	V y RM	10,5	10,2	0,0	0,0	2.843	0
E.E. Puente Alto	RM	189,6	170,1	-	6,3	41.864	-
Luz Andes	RM	6,4	5,9	0,0	0,0	1.642	0
Emelectric	V, RM, VI, VII y VIII	885,8	685,5	92,4	8,6	203.539	6
CGE Distribución	RM, VI, VII, VIII y IX	5.821,1	4.139,5	1.193,4	5,4	1.046.479	111
Emelpar	I	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Coopersol	I	0,4	0,4	0,0	0,0	240	0
Coopelan	VIII	56,0	48,0	0,0	0,0	11.716	0
Frontel	VIII y IX	688,8	513,7	62,8	0,8	256.982	14
Saesa	IX y X	1.540,8	1.043,0	266,3	30,9	289.092	28
Edelayesen	XI	103,3	92,2	0,0	0,0	24.357	0
Edelmag	XII	201,9	188,8	0,0	0,0	47.812	0
Codiner	IX	47,0	39,9	0,0	0,0	9.562	0
Elecoop	IV	48,0	39,8	0,0	0,0	10.593	0
Energía de Casablanca	V y RM	38,0	34,3	0,0	0,4	3.171	0
Coop. Curicó	VII	72,2	61,5	3,3	0,0	7.324	0
Emetal	VII	79,0	66,6	0,0	0,0	19.966	0
Luzlinares	VII	70,4	60,9	0,0	0,0	19.082	0
Luzparral	VII y VIII	41,4	35,9	0,0	0,0	14.605	0
Copelec	VIII	101,8	82,5	0,0	0,0	33.688	0
Coelcha	VIII	28,2	23,0	0,0	0,0	9.398	0
Socoepa	X	23,7	19,8	0,0	0,0	4.931	0
Cooprel	X	26,5	19,6	0,0	0,0	4.955	0
Crell	X	37,6	30,8	0,0	0,0	8.544	0
Luzosorno	X	108,0	79,4	10,8	5,0	15.589	1
TOTAL NACIONAL		28.560,1	19.952,2	4.493,3	1.893,1	4.700.286,0	425,0

Fuente: Empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica.

Elaboración: Comisión Nacional de Energía

(1) Las cifras de este cuadro son estimativas, pudiendo existir un margen de error por falta de información recopilada de empresas.

(2) Ventas totales a otras distribuidoras corresponde a ventas destinadas a clientes finales de otras empresas distribuidoras.

N/D: Información No disponible.

ANEXO 2

OPCIONES TARIFARIAS

1. CLIENTES CON SUMINISTROS DE PRECIO REGULADO

1.1 Suministros sujetos a regulación de precios

Las fórmulas tarifarias que se fijan en el decreto tarifario de distribución se aplican a los siguientes suministros de energía eléctrica, indicados en el N° 1 y el N° 2 del artículo 90° de la Ley y con las excepciones que indica el inciso segundo del mismo artículo del referido cuerpo legal:

1. Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;
2. Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;

A los suministros indicados en el punto 2 anterior, se les aplicarán las fórmulas tarifarias correspondientes al sector de distribución que se encuentre geográficamente más próximo al punto de suministro, y en las condiciones que se establecen el decreto de distribución y que se resumen en este Anexo.

1.2 Elección de opciones tarifarias

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones de tarifas que se describen más adelante con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución, estarán obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan.

Salvo acuerdo con las distribuidoras, la opción tarifaria contratada por el cliente regirá por 12 meses.

1.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

Son clientes en alta tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuyo voltaje es superior a 400 volts.

Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuyo voltaje es igual o inferior a 400 volts.

2. OPCIONES TARIFARIAS

2.1 Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía.

Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Se considerarán los siguientes casos:

Caso a:

- 1) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que se han definido horas de punta; y
- 2) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica más adelante, sea igual o inferior a dos.

Caso b:

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica más adelante, sea superior a dos.

2.1.1 BT1 Caso a

La tarifa BT1a comprenderá los siguientes cargos:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía base
- d) Cargo por energía adicional de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kWh de consumo base por su precio unitario.

El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

En el período 1º de mayo – 30 de septiembre, el consumo base será igual al límite de invierno del cliente, en caso de que al cliente se le aplique el cargo adicional de invierno. En caso contrario su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.

En el período 1º de octubre – 30 de abril, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se aplicará en cada mes del período 1º de mayo - 30 de septiembre,

en que el consumo del cliente exceda 250 kWh/mes, a cada kWh consumido al mes en exceso del límite de invierno del cliente.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 200 kWh, con un séptimo de la totalidad de la energía consumida en el período 1 de octubre - 30 de abril inmediatamente anterior, incrementada en 20%. Para aquellos clientes que se hubieren incorporado como tales después del 1º de octubre, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 250 kWh/mes entre el 1º de octubre y la fecha de energización del medidor.

El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande; facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

En la empresa LUZANDES no regirá el límite de 250 kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como un séptimo de la totalidad de la energía consumida en el período 1º de octubre - 30 de abril inmediatamente anterior, incrementada en 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que se incorporen después del 1º de octubre.

2.1.2 BT1 Caso b

La tarifa BT1b comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por potencia base
- e) Cargo por potencia de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo, y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se aplicará en todos los meses del año y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia base se aplicará en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

El cargo por potencia de invierno se aplicará sólo en los meses de invierno (mayo a septiembre inclusivos), y será igual al producto del consumo del mes de invierno respectivo por el precio unitario de potencia de invierno.»

2.2 Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por potencia contratada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario.

2.3 Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por demanda máxima

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes corresponderá al mayor de los dos valores siguientes:

- Cargo por demanda máxima determinada de acuerdo al procedimiento siguiente :

Se considera como demanda máxima de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima resulta de multiplicar la demanda máxima de facturación por el precio unitario correspondiente.

- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

2.4 Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción considera la existencia de las siguientes tres modalidades de medición para la demanda máxima:

- Tarifa BT4.1

Esta tarifa considera la medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia. Además comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta.
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

- Tarifa BT4.2

Esta tarifa considera la medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada. Además comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

-Tarifa BT4.3

Esta tarifa considera la medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia. Además comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
- e) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2 se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, al precio unitario correspondiente.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, al precio unitario correspondiente.

2.5 Tarifas de alta tensión

En alta tensión las tarifas AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

Sin perjuicio de lo anterior, a continuación se resumen las principales características de las tarifas de alta tensión.

- Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de la vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

- Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima del mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.

- Tarifa AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

AT4.1 Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

AT4.2 Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

AT4.3 Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

3.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas

A continuación se presentan las condiciones generales de aplicación de las tarifas, las que se consideran válidas sin perjuicio de las disposiciones que sobre estas materias se encuentran establecidas en el decreto N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Cuando la facturación está formada por fracciones de dos meses calendario, se debe estimar el consumo de energía del mes calendario en función de los avos correspondientes. Asimismo, para la determinación de la demanda máxima leída a facturar, se considerará como correspondiente a un mes calendario la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas como asimismo las opciones tarifarias contratadas por los clientes, regirán por 12 meses, y se entenderán renovados por un período similar, salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho período. No obstante, el cliente podrá disminuir dichos montos o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiendo con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada; de modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias.

Será obligación de la empresa concesionaria comunicar al cliente durante los tres últimos meses del período en que rija la tarifa y con frecuencia mensual, la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, el monto de la potencia contratada para aquellas opciones con contratación de potencia, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro. Al menos una de estas comunicaciones deberá anexarse o incluirse en la última boleta o factura a emitir con anterioridad a la fecha de término de vigencia de la opción tarifaria correspondiente. Estas obligaciones no serán exigibles en el caso de las opciones BT1.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo del cliente, o bien, provistos por éste. La empresa podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requeridos; en este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante Superintendencia, quien resolverá oyendo a las partes.

3.2 Definición de horas de punta

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el decreto de precios de nudo vigente.

3.3 Condiciones de clasificación de clientes para las tarifas BT1a y BT1b

Las empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta, deberán efectuar en el mes de marzo de cada año la clasificación de los clientes que reúnen los requisitos para optar a las opciones tarifarias BT1a y BT1b. Esta clasificación se efectuará determinando para cada cliente un Factor de Clasificación que relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores. Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

$$F_{\text{Clasificación}} = \text{Promedio (enero – febrero)}_{\text{año_actual}} / \text{Promedio (marzo – diciembre)}_{\text{año_anterior}}$$

Donde:

Año_actual : año en que se realiza la clasificación de los clientes;

Año_anterior : año inmediatamente anterior al que se realiza la clasificación.

Si el Factor de Clasificación resulta igual o inferior a 2, el cliente estará afecto a la opción BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción BT1b.

Para efectos de la clasificación, se utilizarán los meses en que efectivamente existan registros de consumo, siendo el consumo cero efectivamente leído, un registro válido en dicha clasificación.

La clasificación será anual y permanecerá vigente por periodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

Todo nuevo cliente que reúna los requisitos para optar a la tarifa BT1, podrá elegir libremente la opción tarifaria (BT1a ó BT1b) hasta que se efectúe su clasificación en el mes de marzo inmediatamente siguiente. En el caso en que a esa fecha no se cuente con al menos 12 meses de historia desde que ingresó como cliente, éste mantendrá su clasificación hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que será clasificado utilizando para el cálculo del factor de clasificación los meses disponibles con independencia del año de facturación.

3.4 Precios a aplicar para la potencia contratada y la demanda leída

Las tarifas BT2 y AT2 de potencia contratada, como asimismo las tarifas BT3 y AT3 de demanda leída, serán aplicadas, en lo que se refiere al cargo por potencia, según el grado de utilización de la potencia en horas de punta y de acuerdo a los criterios de calificación de la potencia establecidos en el decreto, considerando las siguientes dos posibles calificaciones alternativas para la potencia, estos son: «presente en punta», o bien «parcialmente presente en punta».

La empresa será quien califique al consumo del cliente como «presente en punta» o «parcialmente presente en punta». Cuando la empresa califique al consumo del cliente como «presente en punta» deberá informarle por escrito las razones que tuvo para ello. No obstante, el cliente podrá reclamar ante la Superintendencia, aportando antecedentes y medidas de consumo en horas de punta efectuadas directamente y en conjunto con la empresa, o por un organismo autorizado por la Superintendencia contratado por el cliente, durante al menos 30 días seguidos del período de punta. La Superintendencia oyendo a las partes, resolverá fundadamente sobre la materia. En caso que la resolución sea favorable al cliente el costo de las mediciones será de cargo de la empresa quien, en este mismo caso, no podrá recalificar el consumo del cliente, salvo autorización expresa de la Superintendencia, una vez aportados los antecedentes que respalden dicha recalificación.

3.5 Determinación de la potencia contratada

En las opciones tarifarias que incluyen cargo por potencia contratada, la magnitud de ésta será establecida por el cliente. En este caso la empresa distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes, el que será de cargo del cliente.

Alternativamente, y con la excepción de la contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.1 y AT4.1, la potencia contratada se podrá establecer mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos apropiados calificados por la Superintendencia, cuando la empresa lo estime conveniente. El costo de la medición será de cargo de la empresa. Cuando la potencia contratada no sea establecida por el cliente y no se mida la demanda máxima, la potencia contratada se determinará como sigue:

A la potencia conectada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo con los criterios establecidos en el respectivo decreto. Se entenderá como carga conectada en motores y artefactos la potencia nominal de placa.

En las opciones tarifarias horarias BT4.1, AT4.1, la empresa podrá exigir que el cliente instale un reloj que asegure que el monto de potencia contratada en horas de punta no sea sobrepasado en dichas horas.

En el caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de éste el limitador de potencia, en la eventualidad que la empresa lo exija.

3.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

En esta materia, el decreto vigente establece las condiciones para determinar la clasificación de los clientes, conforme al tipo de redes de alta y baja tensión que se utilizan para darle suministro, según se trate de redes que califiquen, de acuerdo a una serie de condiciones establecidas en el mismo decreto, como redes aéreas o subterráneas.

De esta forma, los clientes de alta tensión pueden ser calificados como alimentado por redes de alta tensión subterráneas, si a la fecha de entrada en vigencia del decreto cumplía cualquiera de las tres

condiciones que indica el decreto. Si ninguna de las tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

Para los clientes de baja tensión, la clasificación considera tanto la característica de la red de alta tensión como la de baja tensión, de forma que se considerarán tres casos de aplicación de la tarifa subterránea según la clasificación del cliente BT:

- Caso 1: Red de Baja Tensión Aérea y Red de Alta Tensión Subterránea
- Caso 2: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Aérea.
- Caso 3: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Subterránea

Aquellos clientes de baja tensión que no clasifican en alguno de los tres casos indicados les serán aplicables las tarifas aéreas.

4. FÓRMULAS TARIFARIAS

A continuación se indican las fórmulas para obtener los precios unitarios en las distintas opciones tarifarias.

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía Base	\$/kWh	$\text{PEBT} \times \text{PEAT} \times \text{Pe} + \frac{\text{PPBT} \times \text{PPAT} \times \text{Pp}}{\text{NHUNB}} + \frac{\text{CDBT}}{\text{NHUDB}}$
Energía adicional de invierno	\$/kWh	$\text{PEBT} \times \text{PEAT} \times \text{Pe} + \frac{2,4 \times \text{PPBT} \times \text{PPAT} \times \text{Pp}}{\text{NHUNI}} + \frac{2,4 \times \text{CDBT}}{\text{NHUDI}}$

b) Tarifa BT1b

Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	$\text{PEBT} \times \text{PEAT} \times \text{Pe}$
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(\text{Pp} - \text{PNPT}) \times \text{PPBT} \times \text{PPAT}}{\text{NHUNB}} + \frac{\text{CDBT}}{\text{NHUDV}}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{2,4 \times \text{PPBT} \times \text{PPAT} \times \text{PNPT}}{\text{NHUNI}}$

4.2 Tarifa BT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

4.3 Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

4.4 TARIFA BT4**4.4.1 Tarifa BT4.1**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT – FDFPB x (CDBT-PMPBTxCDAT)

4.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT – FDFPB x (CDBT-PMPBTx CDAT)

4.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT – FDFPB x (CDBT-PMPBTx CDAT)

4.5 TARIFA AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPA x PPAT x Pp + FDDPA x CDAT

4.6 TARIFA AT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPA x PPAT x Pp + FDDPA x CDAT

4.7 TARIFA AT4**4.7.1 Tarifa AT4.1**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT

4.7.2 Tarifa AT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT

4.7.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	FDPPA x CDAT
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDPPA x CDAT

4.8 Definición de términos

4.8.1 Precios de nudo

Pe : Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.

Pp : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.

PNPT : Precio de nudo de potencia en nivel troncal. Se expresa en \$/kW/mes

Estos precios, corresponderán a los que para estos efectos se establecen en el decreto de precios de nudo vigente, y conforme a los sectores de nudo definidos en el decreto señalado.

4.8.2 Cargo único por uso de sistema troncal

CU : Cargo único por concepto de uso del sistema troncal, al que se refieren los Artículos 71°-30, 96° y 105° de la Ley. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

La aplicación de este cargo está sujeta a lo dispuesto en el Artículo 3° transitorio de la Ley 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de marzo de 2004.

4.8.3 Costos de distribución

CDAT : Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

CDBT : Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT, respectivamente, se calcularán de la siguiente forma:

$$CDAT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDATo \cdot \left[\frac{(IA1 \cdot B + OA1) \cdot IPC+}{IPC_o} + \frac{(IA2 \cdot B + OA2) \cdot IPMN}{IPMNo} + \frac{IA3 \cdot B \cdot IPCu}{IPC_uo} + \frac{IA4 \cdot B \cdot D}{Do} \right]$$

$$CDBT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDBTo \cdot \left[\frac{(IB1 \cdot B + OB1) \cdot IPC}{IPCo} + \frac{(IB2 \cdot B + OB2) \cdot IPMN}{IPMN} + \frac{IB3 \cdot B \cdot IPCu}{IPCuo} + \frac{IB4 \cdot B \cdot D}{Do} \right]$$

El decreto respectivo establece los valores a considerar en los factores FSTCD (factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados) para cada empresa concesionaria y sector de distribución; los factores FVAD (factor de corrección por reasignación de cargos fijos de cliente con medidor de energía) para cada empresa concesionaria; los valores de los parámetros CDATo, CDBTo, IA1, IA2, IA3, IA4, OA1, OA2, IB1, IB2, IB3, IB4, OB1 y OB2 para cada Area Típica; y el valor del factor B (factor de corrección por aporte de terceros), se especifica para cada empresa concesionaria.

Asimismo, las condiciones de determinación de los valores de IPMN, IPC, IPCu y D, así como los valores de IPMNo, IPCo, IPCuo y Do se señalan en el mismo decreto.

Finalmente, los valores de CDAT y CDBT deberán ser multiplicados, según los períodos que corresponda (año), por los factores de economías de escala correspondientes, que se señalan en dicho decreto.

4.8.4 Cargos fijos

- CFES : Cargo fijo sectorizado cliente con medidor de energía. Se expresa \$/cliente
 CFDS : Cargo fijo sectorizado cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente
 CFHS : Cargo fijo sectorizado con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente

Donde,

$$\text{Medidor de energía: } CFES = FSTCF \cdot FCFE \cdot CFEo \cdot \left(\frac{CFE1 \cdot IPC}{IPCo} + \frac{CFE2 \cdot IPMN}{IPMNo} \right)$$

$$\text{Medidor de demanda: } CFDS = FSTCF \cdot CFDo \cdot \left(\frac{CFD1 \cdot IPC}{IPCo} + \frac{CFD2 \cdot IPMN}{IPMNo} \right)$$

$$\text{Medidor horario: } CFHS = FSTCF \cdot CFHo \cdot \left(\frac{CFH1 \cdot IPC}{IPCo} + \frac{CFH2 \cdot IPMN}{IPMNo} \right)$$

El decreto respectivo establece los valores de los parámetros CFEo, CFDo y CFHo para cada Area Típica; los factores FSTCF (factor de asignación de costos fijos sectorizados) para cada empresa concesionaria y sector de distribución; los factores FCFE (factor de reasignación de cargos fijos de cliente con medidor de energía) para cada empresa concesionaria; y los factores CFE1, CFE2, CFD1, CFD2, CFH1 y CFH2.

Asimismo, las condiciones de determinación de los valores de IPMN e IPC, así como los valores de IPMNo e IPCo, se señalan en el mismo decreto.

Finalmente, los valores de CFES, CFDS y CFHS deberán ser multiplicados, según los períodos que corresponda (año), por los factores de economías de escala correspondientes, que se señalan en dicho decreto.

4.8.5 Horas de uso y factores de coincidencia

- NHUNB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.
- NHADB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.
- NHUNI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema
- NHADI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.
- NHADV : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1b.
- 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.
- 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.
- FDFPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

Estos valores se especifican para cada empresa concesionaria en el decreto respectivo.

4.8.6 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

El respectivo decreto especifica los valores de los diferentes factores de expansión de pérdidas, para cada área típica.

4.8.7 Tarifas subterráneas

Las empresas concesionarias que a la fecha de entrada en vigencia del decreto tengan clientes con suministro subterráneo conforme la condición de aplicación y criterios de clasificación establecidos en el mismo decreto, deberán multiplicar los factores FSTCD de todos sus clientes por los factores que se señalan en el mismo decreto, y en las áreas típicas que allí se indican, según el tipo de alimentación que los clientes reciben conforme los criterios de clasificación establecidos.

4.9 Definición de los parámetros y valores base

El decreto establece la definición para los parámetros indexadores D, IPC, IPMN e IPCu. Asimismo, se establecen los valores bases (Do, IPCo, IPMNo e IPCuo) a considerar en la respectivas fórmulas de indexación.

Las empresas deberán aplicar dichos índices en las condiciones establecidas en el artículo 114° de la Ley.

5. OTRAS CONSIDERACIONES

En la boleta o factura deberá indicarse el nombre de la subestación primaria de distribución desde la cual el cliente se encuentra abastecido. Para estos efectos se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece al cliente es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión. Las líneas a considerar son 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. Las empresas concesionarias deberán mantener una base de datos actualizada que identifique a cada cliente en su zona de concesión con la subestación primaria de distribución que lo abastece.

En la factura o boleta se identificará separadamente la glosa de los cargos aplicados, su facturación y la suma total facturada, así como los demás cargos que la reglamentación vigente establezca.

Las tarifas del decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Las tarifas a que dé lugar la aplicación de las fórmulas tarifarias anteriores deberán aplicarse conforme a lo dispuesto en la ley N° 19.489 del 28 de diciembre de 1996, referida a las reliquidaciones producto de los retrasos que se produzcan en la publicación o tramitación de un nuevo proceso tarifario.

ANEXO 3

EFECTO DE LOS
CAMBIOS
INTRODUCIDOS
POR LA LEY
CORTA II SOBRE
LOS CLIENTES
REGULADOS DE
DISTRIBUCIÓN.

1. SITUACIÓN VIGENTE HASTA MAYO/2005: ANTES DE LA LEY CORTA II

La Ley especifica, en su artículo 90º, que el suministro a usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts (KW), ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución, o que se conecten a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria mediante líneas propias o de terceros, son sujetos a tarifas o precios regulados, salvo que:

- Se trate de un servicio por menos de doce meses;
- Se trate de calidades especiales de servicio a las que se refiere la Ley (Art. 79º) y Reglamento.
- La potencia conectada del usuario final sea superior a 500 KW, en cuyo caso tendrá derecho a optar entre un régimen de tarifa regulada o uno de precio libre, por un periodo mínimo de 4 años de permanencia en el régimen elegido.

Como se indicó en el capítulo 4, para efectos de tarificación la Comisión ha clasificado a los usuarios finales regulados en dos grupos, según se conecten a la línea de distribución de baja tensión (BT) o alta tensión (AT). Asimismo, dentro de cada grupo, y de acuerdo al tipo de medición de la energía y modalidad para la medición de potencia que lleven, existen los siguientes tipos de usuarios finales:

- Residenciales (BT1) a los que solo se les mide la energía consumida mensualmente, cuya potencia conectada sea inferior a 10 KW, e instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición;
- Clientes con potencia contratada (BT2 y AT2) a los que se les mide la energía y establecen el pago por un monto fijo de potencia. La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado;
- Clientes con demanda máxima leída (BT3 y AT3) a los que se les mide la energía y la demanda máxima consumida mensualmente, entendiéndose por demanda máxima leída del mes el más alto valor de las demandas integradas de energía en periodos sucesivos de 15 minutos; y
- Clientes con medición horaria (BT4 y AT4), con medidor simple de energía y factura por la demanda máxima contratada o leída cuando quiera que ella ocurra, y otra por la demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En la Tabla 1 se presenta el número y consumo promedio mensual, para el año 2005, de estos tipos de usuarios para todas las empresas distribuidoras en conjunto.

TABLA 1: CONSUMO MEDIO POR TIPO DE USUARIO REGULADO (AÑO 2005)

Tipo de usuario regulado	Número de usuarios regulados	Consumo Mensual (MWh)	Consumo Medio Mensual (MWh / Usuarios)
BT1	4.485.117	737.193	0,16
BT2	38.336	81.416	2,12
BT3	39.211	144.209	3,68
BT4	15.290	58.951	3,86
AT2	14.692	16.270	1,11
AT3	9.753	106.160	10,89
AT4	17.694	488.651	27,62

Fuente: Información de las empresas concesionarias.

Los usuarios finales con potencia conectada superior a 2.000 KW, o inferior o igual a 2.000 KW con alguna de las salvedades indicadas, que hayan optado por un régimen de tarifa libre, deben negociar libremente con las empresas suministradoras el precio, cantidad y condiciones de calidad de servicio para el suministro de energía y la cantidad de potencia máxima que necesiten. Las empresas suministradoras deben facilitar a los CDEC las condiciones físicas y de precio pactadas en estos contratos libres.

En el artículo 96°, la Ley indica que en aquellos sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a los 1.500 KW de capacidad instalada de generación, se distinguen dos niveles de precios regulados:

- Los precios a nivel de generación y transporte de la energía (que incluyen las pérdidas por transmisión), los cuales se denominan «precios nudo» y se definen para cada una de las subestaciones de generación y transporte desde las cuales se efectúa el suministro. El precio nudo tiene dos componentes: el precio nudo de la energía y el precio nudo de la potencia de punta;
- Los precios a nivel de distribución. Estos precios se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución (incluidos los costos por el transporte de la electricidad hasta dichas instalaciones, principalmente provenientes de la subtransmisión^{57,58}), un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal, tal como se estipula en el Artículo 71°-30 de la misma Ley.

A los usuarios finales con tarifas reguladas, que se encuentren o conecten dentro de una zona de concesión de distribución, les son aplicados los precios a nivel de distribución.

El precio de nudo de la potencia y la energía, debe ser calculado semestralmente por la Comisión (Art. 104° de la Ley) y fijado por el Ministro de Economía (Art. 103° de la Ley).

Para el cálculo del precio nudo de la energía del SIC, por ejemplo, la Comisión utiliza un modelo multinodal y multiembalse, debido a la presencia de varios embalses con capacidad de regulación anual (Lago Laja) y mensual (Laguna del Maule). Este modelo calcula directamente el precio de energía a nivel de cada nudo o barra de salida del sistema de transmisión troncal (es decir, considerando las pérdidas transporte).⁵⁹

En general, el precio nudo de la energía corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de operación y racionamiento (o falla)⁶⁰ proyectados para cada barra del sistema de generación y transporte⁶¹, operado al mínimo costo, para un período de entre 24 y 48 meses.⁶²

57. La Ley Corta I, establece el uso de peajes de subtransmisión, fijados mediante un proceso formal de tarificación conforme lo indica el Art. 71°-36 de la Ley. Sin embargo, mientras no termine ese primer proceso se seguirá aplicando el régimen en conformidad a las disposiciones modificadas de la Ley. Es decir, el cargo de subtransmisión se considera como un recargo aditivo para la potencia y multiplicativo para la energía aplicable al precio nudo calculado a nivel de la salida del sistema de transmisión troncal.

58. En general, dado que las distribuidoras se conectan a los sistemas de subtransmisión en más de un punto, se ha calculado, considerando los precios de nudo de cada uno de esos puntos asociados a una o varias barras troncales, un único “precio de nudo equivalente” para cada concesionaria. Así, todos los clientes regulados de la distribuidora ven y enfrentan un mismo nivel de precios de nudo a la entrada del sistema de distribución.

59. En general, la Comisión debe calcular precios de nudo en todos los sistemas de más de 1.500 KW de capacidad instalada de generación.

60. El costo de racionamiento corresponde, en el caso de los clientes industriales, al costo que deben incurrir para generar un KW de energía por su cuenta propia en caso de desabastecimiento y corte de energía.

61. Es decir, considerando las pérdidas por transporte en el sistema troncal.

62. En el caso del SIC se toman 48 meses; en los demás sistemas eléctricos el precio de nudo se calcula con el promedio de costos marginales de los siguientes 24 meses.

El precio nudo de la potencia (en punta) corresponde al costo marginal de incrementar en un MW la capacidad instalada del sistema eléctrico, considerando las unidades más económicas de generación determinadas para suministrar potencia adicional en las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Este costo marginal es determinado en un nudo específico del sistema de transmisión troncal y es corregido por un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico (MRT) del sistema eléctrico. Para referir este precio de la potencia a otros nudos del sistema de transmisión troncal se utilizan los denominados factores de «penalización» o modulación, que consideran las pérdidas marginales de potencia en horas de punta del sistema de transmisión y el nivel de saturación de las líneas⁶³.

Los precios nudo así calculados deben ser comparados con el promedio de los precios de los contratos libremente pactados (antiguo Art. 101° de la Ley).⁶⁴

Para comparar los precios de nudo con los precios de los contratos libres, en la práctica, se calcula un precio monómico de energía para los contratos libres⁶⁵ y se lo compara con un precio monómico teórico de energía que resulta de calcular los ingresos por la misma cantidad de energía y potencia vendida a clientes no regulados, en los últimos cuatro meses, valorizados a los precios nudo calculados por la Comisión, determinados en los mismos puntos de suministro a los clientes libres.

De esta manera, si existieran N clientes libres con contratos vigentes ($i = 1, \dots, N$) al momento del cálculo del precio nudo, cuyos precios⁶⁶ y consumos físicos de energía ($P_{i,t}^{l,e}$ y $Q_{i,t}^{l,e}$ respectivamente) y de potencia ($P_{i,t}^{l,p}$ y $Q_{i,t}^{l,p}$) de los últimos cuatro meses ($t = 1, \dots, 4$) declarados por las respectivas empresas suministradoras ante la Comisión, el precio monómico de energía para clientes libres se calcularía de la siguiente manera:

$$P_m^l = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^4 (P_{i,t}^{l,e} Q_{i,t}^{l,e} + P_{i,t}^{l,p} Q_{i,t}^{l,p})}{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^4 Q_{i,t}^{l,e}}$$

Utilizando los precios de la energía ($P^{C,e}$) y potencia ($P^{C,p}$) obtenidos por la Comisión⁶⁷ se calcula un precio de la energía y potencia teórico para cada uno de los clientes libres (es decir, se calcula $P^{C,e}$ y $P^{C,p}$, $i = 1, \dots, N$), añadiéndoles a los precios del modelo un recargo por el uso del sistema de subtransmisión desde el sistema troncal hasta la ubicación real del cliente. Es necesario incorporar este recargo mientras no existan peajes por subtransmisión, que conforme a la Ley Corta I deben ser fijados por la autoridad. Así, con estos precios teóricos se calcula el siguiente precio monómico:

-
63. En estricto rigor, dentro del sistema eléctrico pueden existir varios subsistemas en cada uno de los cuales existe una subestación en la cual se determinará el precio básico de potencia de punta. Cada subsistema tendrá sus propios factores de penalización y MRT.
64. Esta medida ha sido justificada porque el precio de la energía de los contratos libres contiene información sobre el desenvolvimiento futuro del mercado eléctrico esperado por los mismos participantes. Por otro lado, los clientes libres han sido capaces de generar competencia en precios entre las empresas suministradoras al licitar sus contratos de abastecimiento. Por este motivo se ha preferido que sea la proyección matemática del precio nudo obtenida por la Comisión la que sea ajustada con la información de precios de mercado de los clientes libres.
65. Para calcular el precio monómico se determina el cociente entre el ingreso total, por energía y potencia vendida a clientes libres, en los últimos cuatro meses anteriores a la fijación, dividido por el total de energía vendida a los mismos clientes en el mismo periodo de tiempo.
66. Notar que tanto el precio de la energía como el precio de la potencia fijados en el contrato pueden estar indexados y variar en el tiempo en base al precio nudo calculado por la Comisión.
67. En realidad el modelo matemático permite obtener varios precios, uno para cada nudo o subestación de salida del sistema de transmisión troncal.

$$P_m^C = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^4 (P_{it}^{C,e} Q_{it}^{l,e} + P_{it}^{C,p} Q_{it}^{l,p})}{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^4 Q_{it}^{l,e}}$$

De esta manera, si P^C se encuentra dentro de una banda del 5% alrededor del precio monómico de energía de los contratos libres P^l ,⁶⁸ los precios de nudo determinados previamente son aceptados y fijados. Si en cambio P^C se encuentra fuera, por arriba o debajo, de la banda del 5% alrededor de P^l , el precio nudo de la energía calculado originalmente por el modelo ($P^{C,e}$) se ajusta hasta que P^C quede en el límite superior o inferior de la banda, respectivamente, luego de lo cual los precios de nudo determinados son aceptados y fijados (antiguo Art. 101° de la Ley). Este ejercicio se realiza de manera independiente para cada uno de los sistemas eléctricos con potencia instalada de generación mayor a 1.500 KW, siempre y cuando posean suministros a clientes libres.

Una vez fijados, estos precios de nudo se mantienen para los siguientes seis meses, salvo que la respectiva fórmula de indexación, de acuerdo a los índices de precios más relevantes para la generación de energía (precio del diesel, carbón, gas natural, etc.) y precio de la potencia de punta, experimente variaciones superiores al 10%, dentro del período de fijación.

El precio de nudo fijado de esta manera es el que las distribuidoras deben pagar a las generadoras por la energía y potencia consumida en todo momento. Por su parte, las distribuidoras licitan sus contratos de abastecimiento a largo plazo (bloques de energía y potencia destinados a los clientes sometidos a regulación de precios) pudiendo ser adjudicadas tanto a generadoras como a otras distribuidoras, considerando como precio el determinado por la Comisión.

2. SITUACIÓN VIGENTE A PARTIR DE MAYO/2005: PROMULGACIÓN DE LEY CORTA II

La Ley N°. 20.018 (Ley Corta II) de mayo de 2005 introdujo una serie de cambios a la Ley. En primer lugar, estableció la obligación de las distribuidoras de asegurarse, mediante contratos con la o las empresas suministradoras, el abastecimiento del consumo proyectado de energía de sus consumidores regulados para, al menos, los siguientes 3 años. Esta obligación ya existía a nivel reglamentario. La Ley establece además que la manera en que dichos contratos deben ser adjudicados es mediante licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes por el suministro de energía requerido (Art. 79°-1 y siguientes de la Ley). Los precios que se determinen en estos contratos deberán ser traspasados a los consumidores regulados de forma directa, en sustitución del precio nudo de la energía calculado por la Comisión (Art. 96°-bis y siguientes de la Ley).

De esta manera se establece, por un lado, un mecanismo de mercado que asegura un abastecimiento continuo a las distribuidoras para sus clientes regulados y, por otro lado, permite que la competencia entre generadoras fije el precio de la energía para los consumidores regulados.

68. Es decir, comprobar que $P_m^C \in [0,95 P_m^l, 1,05 P_m^l]$.

En segundo lugar, la Ley Corta II estableció una nueva manera en que los precios calculados por la Comisión deben ser comparados con los precios libres (Art. 101° y siguientes de la Ley). Además, estableció nuevos límites para la banda en torno al precio monómico de energía de clientes libres, modificando la amplitud de la banda. De este modo, se da una mayor flexibilidad para el ajuste en caso de que las discrepancias entre el precio monómico calculado con los precios determinados por la Comisión y el determinado con los contratos libres y licitados lleguen a diferir demasiado.

En tercer lugar, la Ley Corta II estableció la posibilidad de que las generadoras, en forma directa o a través de las empresas distribuidoras, convengan con los consumidores finales regulados, de manera no discriminatoria y transparente, aumentos o reducciones temporales de sus consumos ofreciéndoles incentivos para hacerlo (Art. 90°-bis de la Ley). Con ello, se introduce un mecanismo que disminuye la probabilidad de ocurrencia de falla en épocas de sequía extrema en el sistema, ya que abre la posibilidad de que las generadoras ofrezcan directamente incentivos monetarios por reducción de consumo a los consumidores regulados.

A continuación se analiza de manera más detallada las mencionadas modificaciones introducidas a la Ley.

2.1 Licitaciones de Energía

a) Precio de suministro a distribuidoras

La Ley establece que las concesionarias de distribución liciten de manera individual o conjunta sus necesidades de suministro (Art. 79°-1 de la Ley). Las bases de estas licitaciones deben ser elaboradas por las mismas concesionarias, pero deben ser primeramente aprobadas por la Comisión. La Ley establece que estas bases deberán especificar, al menos, los puntos del sistema eléctrico en el cual las oferentes deben entregar el suministro de energía a la distribuidora, la cantidad de energía para clientes regulados que se está licitando y el periodo de duración del contrato (Art. 79°-2 de la Ley), el que no puede ser superior a quince años (Art. 79°-3 de la Ley).

La Ley establece que las generadoras, o en general cualquier comercializadora de energía, deberán ofrecer el abastecimiento de las cantidades de energía y potencia máxima solicitadas por las distribuidoras, cuyas exigencias de seguridad y calidad del servicio deben ser homogéneas y no discriminatorias para las oferentes, prohibiéndose la presentación de ofertas con calidades especiales y el ofrecimiento de regalías o beneficios adicionales al suministro (Art. 79°-3 de la Ley).

El precio de la potencia de los contratos licitados será igual al precio nudo de la potencia fijado por la Comisión, que esté publicado y vigente al momento de la realización de la licitación. Este precio se mantendrá fijo por todo el periodo de duración del contrato de abastecimiento.

El contrato de abastecimiento debe adjudicarse a la o las empresas suministradoras que ofrezcan abastecer a la distribuidora al menor precio de la energía (Art. 79°-4 de la Ley), el cual también se mantendrá fijo durante la vigencia del respectivo contrato.

Tanto el precio de la potencia como el de la energía deberán ser indexados, para que su valor no varíe en términos reales durante la duración del contrato.⁶⁹

Cabe señalar que el total de energía que las suministradoras pueden facturar a las distribuidoras mensualmente debe ser igual a la energía efectivamente demandada o consumida por éstas durante el periodo de facturación.

Existe un precio máximo de la energía en cada subasta, que viene dado por el equivalente al límite superior de la banda definida en el Art. 101º-ter de la Ley, incrementado en un 20% (Art. 79º-5 de la Ley). En caso de que una licitación fuera declarada desierta al momento de la apertura de las ofertas de suministro, la concesionaria deberá convocar a una nueva licitación, pudiendo el Consejo Directivo de la Comisión autorizar que el límite superior de la banda se incremente adicionalmente hasta en un 15%, para el cálculo de un nuevo precio máximo.

b) Precio a traspasar a clientes finales

Como una misma área de concesión con consumidores regulados puede ser abastecida desde varios puntos o nudos del sistema de transmisión troncal el precio que finalmente debe trasladarse a los consumidores por sus consumos es el promedio de los precios de los contratos licitados en los puntos o nudos de compra que abastecen una zona de concesión, ponderados por la energía suministrada desde cada uno de estos nudos (Art. 96º-ter de la Ley).

La Ley establece que en el caso de que el precio medio calculado para una zona de concesión sobrepase en más de un 5% al promedio ponderado (por la energía suministrada) de los precios medios de todas las áreas de concesión en conjunto, el primero deberá ajustarse a la baja y el precio del resto de las zonas de concesión deben ajustarse al alza⁷⁰, de tal manera que se elimine el exceso del 5%. Como cada distribuidora deberá respetar el precio fijado en el contrato licitado, van a existir reliquidaciones por diferenciales de precios entre concesionarias, que serán calculadas por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo (Art. 96º-ter de la Ley).

2.2 Nuevo sistema de ajuste para el Precio Nudo

La Comisión deberá seguir calculando semestralmente los precios de nudo de energía y potencia, debido a que el primero sirve como referencia para calcular el precio máximo de las ofertas de energía en las licitaciones (Arts. 79º-5 y 101º-bis de la Ley), y el segundo sirve para fijar el precio de la potencia máxima contratada en las licitaciones para todo el periodo que dure el contrato de abastecimiento licitado (Art. 79º-3 de la Ley).

En el cálculo del precio nudo de la energía y potencia la Comisión debe seguir un proceso de comparación de precios monómicos similar al que se efectuaba antes del cambio a la Ley, ya discutido en la sección anterior. En esta comparación, sin embargo, ahora se deberá añadir en el cálculo de precios monómicos de energía no sólo la energía y potencia consumida por los clientes libres sino

69. La indexación de los precios de la energía es definida por el proponente, en su propuesta, de acuerdo al tipo de tecnología e insumos que utilice para generar.

70. A prorrata y de manera proporcional a la energía suministrada para clientes regulados.

también la potencia y energía consumida por los clientes regulados que fueron suministrados bajo contratos vigentes, licitados en el marco de la Ley Corta II (Art. 101°-bis de la Ley). Para tal efecto, las empresas de generación y transporte deben entregar a la Comisión, el 31 de marzo y 30 de septiembre de cada año, la información correspondiente a la energía, potencia, punto de suministro y precios medios correspondientes a sus clientes libres y regulados con contratos de suministro vigentes, de los últimos 4 meses (Art. 101° de la Ley).

El precio monómico P^l , calculado ahora con la información recabada de los clientes libres y de los contratos licitados por las distribuidoras para sus clientes regulados, pasa a denominarse **«precio medio de mercado»**. El precio monómico P^c pasa a denominarse ahora **«precio medio teórico»**. Para efecto del cálculo de ambos precios monómicos, a las distribuidoras se les da el mismo trato que a un cliente libre.

Alrededor del precio medio de mercado se construye una banda de precios como se explica más adelante. En caso de que el precio medio teórico se encuentre dentro de la banda de precios de mercado, los precios calculados por la Comisión serán aceptados como precios de nudo. Caso contrario, el precio de la energía calculado por el modelo de la Comisión se multiplica por un coeficiente único de modo que el precio medio teórico alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado (Art. 101°-bis de la Ley).

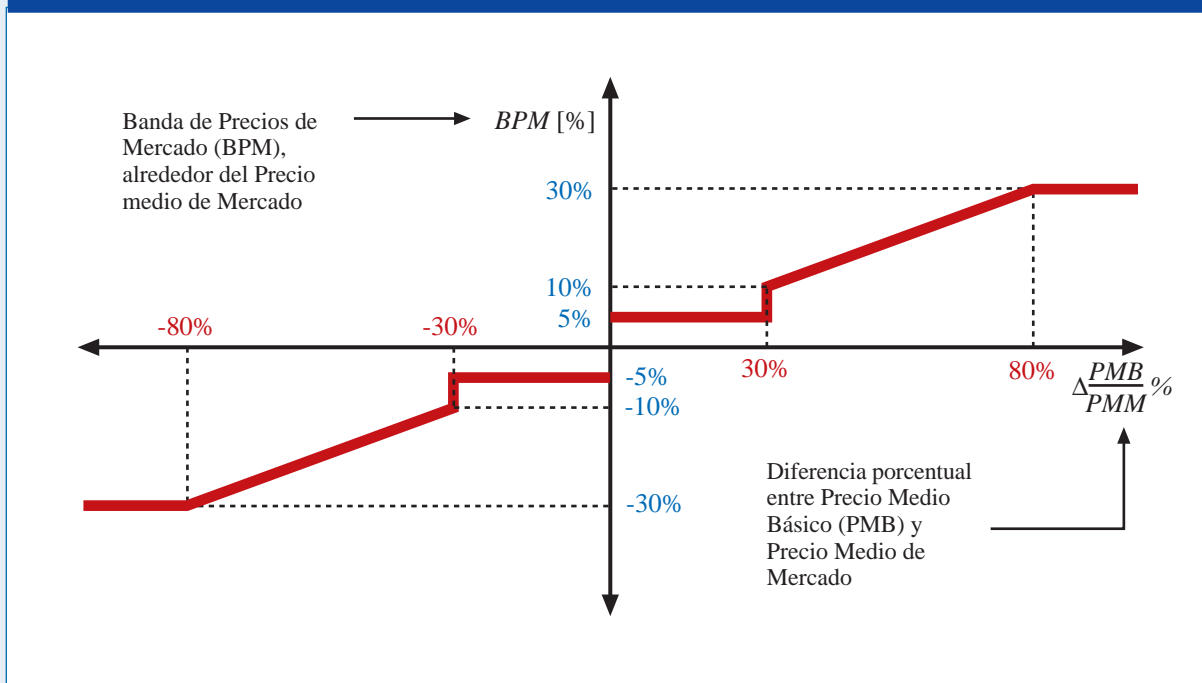
Para el cálculo de la banda alrededor del precio medio de mercado se sigue el siguiente procedimiento. En primer lugar se calcula un precio monómico, denominado **«precio medio básico»**, referido a un nudo particular del sistema de transmisión troncal⁷¹. Para dicho nudo, se observa el precio de la energía ($P^{c,e}$) y el precio de la potencia ($P^{c,p}$) calculado por el modelo de la Comisión y se obtiene el precio monómico como:

$$P_m^B = P_{c,e} + \frac{P^{c,p}}{\left(\frac{8760}{12}\right) f_c}$$

donde f_c corresponde al factor de carga del sistema eléctrico (para el SIC es de 0.744).

71. En el proceso de fijación de precio nudo de Octubre de 2005 se utilizó el nudo de Quillota.

GRÁFICO 1: CÁLCULO DE LA BANDA ALREDEDOR DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO



Se compara el precio medio básico (PMB) con el precio medio de mercado (PMM), tomando como base el último. Si la diferencia entre ambos precios es menor al 30%, la amplitud de la banda de precios será igual al 5% alrededor del precio medio de mercado. Si la diferencia entre ambos precios se encuentra entre el 30% y el 80%, la amplitud de la banda es igual a 2/5 de la diferencia porcentual entre ambos, menos un 2%⁷². Si la diferencia entre ambos precios es mayor al 80%, la amplitud de la banda es igual al 30% del precio medio de mercado.

En el Gráfico 1 se aprecia la forma en que se construye la banda alrededor del precio medio de mercado (eje de las ordenadas «y»), en función de la diferencia porcentual entre el precio medio básico y de mercado (eje de las abscisas «x»); notar que la diferencia puede ser tanto positiva como negativa).

2.3 Incentivos por reducción o aumento de consumo

Mediante el Artículo 90°-bis, la Ley permite a los generadores de energía eléctrica convenir con los consumidores sujetos a regulación de precios, cuya potencia conectada se encuentre entre 500 KW y 2.000 KW, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, que los generadores pueden imputar (descontar o añadir respectivamente) a los suministros comprometidos en sus contratos informados al CDEC. Asimismo, los generadores pueden ofrecer o convenir con los consumidores, cuya potencia conectada sea menor a 500 KW, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de

72. Así, por ejemplo, si la diferencia entre los dos precios es de 30%, la amplitud de la banda es de 10%, y si la diferencia es de 80%, la amplitud de la banda es de 30%.

distribución, reducciones o aumentos temporales de consumo, que también puede imputar a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

El mismo artículo señala que estas ofertas deben formularse en términos no discriminatorios y transparentes, debiendo precisar el periodo por el cual se ofrecen, las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán por las reducciones o aumentos de consumo. El mecanismo no podrá contener condiciones que graven, multen o perjudiquen a los consumidores, es decir, solamente podrán ofrecerse premios o incentivos tanto por los aumentos como por las disminuciones del consumo. Si las ofertas se formulan a través de empresas distribuidoras, éstas deberán transmitirlos a sus consumidores en la forma y plazo especificado por la Comisión, sin que puedan añadirle o quitarle ningún elemento a los establecidos por el generador.

Una vez formulada la oferta, ya sea de forma directa o a través de una distribuidora, se entiende que fue aceptada tácitamente por parte de los usuarios destinatarios, por la sola reducción o aumento del consumo, según sea la oferta realizada. Los generadores están en la obligación de cumplir y pagar los incentivos y demás condiciones ofrecidas por el periodo señalado en la oferta. Los costos relacionados con implementar este sistema de incentivos deberán ser asumidos por el generador respectivo.

De esta manera, la Ley permite flexibilizar el sistema de precios en el corto plazo al permitir que los generadores compensen monetariamente a los consumidores por aumentos o reducciones de su consumo.