
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 41.548

Jueves 01 de Septiembre de 2016

Página 1 de 10

Normas Generales

CVE 1106540

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, CON MOTIVO DE LEY N° 20.928, QUE ESTABLECE MECANISMOS DE EQUIDAD EN LAS TARIFAS DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 9T.- Santiago, 25 de julio de 2016.

Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
3. Lo dispuesto en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, modificada por la ley N° 20.936, en adelante e indistintamente, la "Ley";
4. Lo dispuesto en la Ley N° 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos;
5. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 86, de 29 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo y sus modificaciones posteriores, en adelante el "Reglamento";
6. Lo establecido en el decreto supremo N° 14, de 14 de febrero de 2012, del Ministerio de Energía, que fija tarifas de sistema de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante "Decreto 14";
7. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio de Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, en adelante "Decreto 1T";
8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 2T, de 21 de marzo de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, en adelante "Decreto 2T";
9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 5T, de 29 de abril de 2016, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, en adelante "Decreto 5T";
10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 304, de fecha 6 de julio de 2016;
11. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 8T, de 11 de julio de 2016, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos;
12. Lo informado por la Comisión mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 325, de fecha 20 de julio de 2016; y
13. Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que el artículo primero transitorio de la Ley N° 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos, dispone que para la primera implementación de las medidas contenidas en el numeral 3) del artículo único de ese cuerpo legal, el Ministro de Energía

CVE 1106540

Director: Carlos Orellana Céspedes
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600

Email: consultas@diarioficial.cl

Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

deberá dictar bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República" un decreto de precios de nudo promedio.

2. Que, con ocasión de la fijación semestral de precios de nudo de corto plazo, la Comisión emitió el Informe Técnico correspondiente para la dictación del decreto de precio de nudo promedio del mes de mayo de 2016, el que fue remitido al Ministerio mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 304, de fecha 6 de julio de 2016, y que sirve de antecedente para la presente fijación tarifaria.

3. Que, con el fin de dar el debido cumplimiento al mandato del legislador, corresponde que esta Secretaría de Estado proceda a dictar un nuevo decreto de precios de nudo promedio, con ocasión de la entrada en vigencia de la ley N° 20.928.

4. Que, de conformidad a lo establecido en el inciso octavo del artículo 157° de la ley, las reliquidaciones entre empresas concesionarias deberán ser calculadas por las Direcciones de Peajes, en adelante e indistintamente "DP", de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC" respectivos, de manera coordinada; y

5. Que, la Comisión remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 325, de fecha 20 de julio de 2016, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio para cada empresa concesionaria de distribución, según lo establecido en la ley N° 20.928.

Decreto:

Fíjense los siguientes precios de nudo promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente, "clientes regulados" o "clientes", en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la ley. Estos precios regirán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

1 DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

1.1 Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia

Son aquellos precios que debe pagar una concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad a los artículos 131° y siguientes de la ley.

1.2 Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia de punta

Son aquellos precios fijados semestralmente conforme a lo establecido en el artículo 160° de la ley.

1.3 Consideraciones Generales

Para los efectos del presente decreto, el precio de nudo promedio corresponderá al promedio de los precios de nudo de largo plazo para los suministros, conforme a la modelación de los contratos de las concesionarias realizada por la Comisión contenida en el Informe Técnico Fijación de Precio de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande de mayo de 2016, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente.

En el caso que una concesionaria, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, tenga suministros sujetos a precio de nudo de corto plazo, el precio de nudo promedio se obtendrá considerando esos suministros con criterios similares a los contratos licitados, constituyéndose entonces como un contrato recogido en el cálculo del precio de nudo promedio.

La modelación de los contratos de suministro, elaborada por la Comisión con ocasión de la realización de su Informe Técnico Fijación de Precio de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande de mayo de 2016, consideró los índices disponibles al momento en que realizó el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las concesionarias a sus suministradores, de acuerdo a lo establecido en sus respectivos contratos.

2 PRECIOS DE NUDO PROMEDIO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE LAS RESPECTIVAS CONCESIONARIAS

Precios de nudo promedio aplicables a clientes regulados

Para efectos de la determinación de los precios de nudo promedio a utilizar en las fórmulas tarifarias de las concesionarias, según se establece en el decreto 1T, se considerarán los precios que se presentan en la tabla subsiguiente, donde se indican los AR y los CD RGL correspondientes, para cada concesionaria, sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión y comunas en donde

		San Bernardo	SIC 3
		San Carlos	SIC 4
		San Fernando	SIC 4
		San Javier	SIC 4
		San José de Maipo	SIC 3
		San Nicolás	SIC 4
		San Pedro de La Paz	SIC 5
		San Rafael	SIC 4
		San Vicente de Tagua Tagua	SIC 4
		Talagante	SIC 3-4*
		Talca	SIC 4
		Talcahuano	SIC 5
		Temuco	SIC 5
		Teno	SIC 4
		Tomé	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villa Alegre	SIC 4
		Villarrica	SIC 5
		Yerbas Buenas	SIC 4
21	COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Bio Bío	SIC 4
		Angol	SIC 5
		Antuco	SIC 4
		Arauco	SIC 5
		Bulnes	SIC 4
		Cabrero	SIC 4
		Cañete	SIC 5
		Carahue	SIC 5
		Cholchol	SIC 5
		Collipulli	SIC 5
		Contulmo	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Cunco	SIC 5
		Curacautín	SIC 5
		Curanilahue	SIC 5
		El Carmen	SIC 4
		Ercilla	SIC 5
		Florida	SIC 4
		Freire	SIC 5
		Galvarino	SIC 5
		Gorbea	SIC 5
		Hualqui	SIC 4
		Laja	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Lebu	SIC 5
		Lonquimay	SIC 5
		Los Álamos	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5
		Los Sauces	SIC 5
		Lota	SIC 5
		Lumaco	SIC 5
		Melipeuco	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufquén	SIC 5
		Purén	SIC 5
		Quilaco	SIC 5
		Quilleco	SIC 4
		Quillón	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Renaico	SIC 5
		Saavedra	SIC 5
		San Ignacio	SIC 4
		San Rosendo	SIC 4
		Santa Bárbara	SIC 5
		Santa Juana	SIC 4
		Temuco	SIC 5
		Teodoro Schmidt	SIC 5
		Tirúa	SIC 5
		Toltén	SIC 5
		Tomé	SIC 4
		Traiguén	SIC 5
		Tucapel	SIC 4

		Victoria Vilcún Villarrica Yumbel Yungay	SIC 5 SIC 5 SIC 5 SIC 4 SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco y Loncoche Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 6 SIC 5
28	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento Nacimiento	SIC 4 SIC 5

* En el caso de las comunas que están asociadas a dos sectores de subtransmisión, la concesionaria deberá asignar el cliente al sistema que le corresponda de acuerdo la información que sustenta el proceso anual de "Ingresos de Explotación" entregado a la SEC.

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria fueron calculados de acuerdo a las fórmulas, parámetros y definiciones considerados en los Informes Técnicos de la Comisión.

COD	Concesionaria	Sector STX	comuna	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe mayo (\$/kWh)	CD RGL ^{base} (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	*	48,316	6.633,95	-5,523	-5,389	52,266	0,732	0,732	52,998	6.802,59
2	ELIQSA	SING	Iquique	48,865	6.763,34	-6,095	-5,961	52,254	-2,289	-2,289	49,965	6.935,26
2	ELIQSA	SING	Pica	48,865	6.763,34	-6,095	-5,961	52,254	-4,572	-4,572	47,682	6.935,26
2	ELIQSA	SING	Pozo Almonte	48,865	6.763,34	-6,095	-5,961	52,254	-2,289	-2,289	49,965	6.935,26
2	ELIQSA	SING	*	48,865	6.763,34	-6,095	-5,961	52,254	0,732	0,732	52,986	6.935,26
3-SING	ELECDA SING	SING	Mejillones	47,46	6.470,73	-5,448	-5,315	51,466	-30,88	-30,88	20,586	6.635,22
3-SING	ELECDA SING	SING	Tocopilla	47,46	6.470,73	-5,448	-5,315	51,466	-16,726	-16,726	34,74	6.635,22
3-SING	ELECDA SING	SING	*	47,46	6.470,73	-5,448	-5,315	51,466	0,721	0,721	52,187	6.635,22
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	Taltal	48,005	6.392,91	-3,212	-3,077	54,788	-9,588	-9,588	45,2	6.563,28
4	EMELAT	SIC 1	Chañaral	48,348	6.340,45	0,145	0,279	58,496	-2,562	-2,562	55,934	6.509,42
4	EMELAT	SIC 1	Copiapó	48,348	6.340,45	0,145	0,279	58,496	-2,562	-2,562	55,934	6.509,42
4	EMELAT	SIC 1	Diego de Almagro	48,348	6.340,45	0,145	0,279	58,496	-10,237	-10,237	48,259	6.509,42
4	EMELAT	SIC 1	Huasco	48,348	6.340,45	0,145	0,279	58,496	-19,011	-19,011	39,485	6.509,42
4	EMELAT	SIC 1	*	48,348	6.340,45	0,145	0,279	58,496	0,819	0,819	59,315	6.509,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	Concón	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-2,957	-2,957	64,552	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	Llailay	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-5,907	-5,907	61,602	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	Los Andes	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-2,957	-2,957	64,552	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	Puchuncaví	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-16,033	-16,033	51,476	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	Quillota	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-16,033	-16,033	51,476	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	Quintero	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-5,907	-5,907	61,602	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	San Esteban	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	-2,957	-2,957	64,552	6.404,85
6	CHILQUINTA	SIC 2	*	60,631	6.241,08	-2,669	-2,535	67,509	0,945	0,945	68,454	6.404,85
7	CONAFE	SIC 1	Canela	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	-5,768	-5,768	60,156	5.993,90
7	CONAFE	SIC 1	La Higuera	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	-5,768	-5,768	60,156	5.993,90
7	CONAFE	SIC 1	Los Vilos	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	-5,768	-5,768	60,156	5.993,90
7	CONAFE	SIC 1	Monte Patria	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	-2,887	-2,887	63,037	5.993,90
7	CONAFE	SIC 1	Ovalle	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	-2,887	-2,887	63,037	5.993,90
7	CONAFE	SIC 1	Puchuncaví	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	-15,657	-15,657	50,267	5.993,90
7	CONAFE	SIC 1	*	63,98	5.838,31	-8,472	-8,338	65,924	0,923	0,923	66,847	5.993,90
7	CONAFE	SIC 2	*	63,98	5.838,31	-8,457	-8,323	65,152	0,912	0,912	66,064	5.991,51
8	EMELCA	SIC 2	*	70,027	6.257,31	-12,374	-12,24	67,431	0,944	0,944	68,375	6.421,50
9	LITORAL	SIC 2	*	60,669	6.192,04	-2,613	-2,479	67,604	0,946	0,946	68,55	6.354,52
10	CHILECTRA	SIC 2	Tiitil	45,959	5.874,87	7,689	7,823	62,834	-2,752	-2,752	60,082	6.029,03
10	CHILECTRA	SIC 3	Renca	45,959	5.874,87	7,601	7,734	58,679	-2,57	-2,57	56,109	5.955,83
10	CHILECTRA	SIC 3	Tiitil	45,959	5.874,87	7,601	7,734	58,679	-2,57	-2,57	56,109	5.955,83
10	CHILECTRA	SIC 3	*	45,959	5.874,87	7,601	7,734	58,679	0,822	0,822	59,501	5.955,83
12	EEC	SIC 3	*	46,115	5.884,42	7,837	7,974	60,662	0,849	0,849	61,511	7.372,57
13	TIL-TIL	SIC 2	Llailay	45,436	5.780,48	7,71	7,845	62,472	-5,466	-5,466	57,006	6.059,22
13	TIL-TIL	SIC 2	Tiitil	45,436	5.780,48	7,71	7,845	62,472	-2,736	-2,736	59,736	6.059,22
13	TIL-TIL	SIC 3	Llailay	45,436	5.780,48	7,915	8,053	60,551	-5,298	-5,298	55,253	7.735,04
13	TIL-TIL	SIC 3	Tiitil	45,436	5.780,48	7,915	8,053	60,551	-2,652	-2,652	57,899	7.735,04
14	EEPA	SIC 3	*	41,616	5.719,84	7,601	7,734	54,28	0,76	0,76	55,04	5.798,66
15	LUZ ANDES	SIC 3	*	45,62	5.838,45	8,159	8,302	62,621	0,877	0,877	63,498	9.252,33
17	EMELECTRIC	SIC 4	Colbún	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-20,752	-20,752	43,101	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	Constitución	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-2,797	-2,797	61,056	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	La Estrella	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-11,174	-11,174	52,679	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	Las Cabras	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-5,587	-5,587	58,266	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	Litueche	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-11,174	-11,174	52,679	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	Pichidegua	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-5,587	-5,587	58,266	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	Ránquil	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-5,587	-5,587	58,266	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	San Clemente	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-15,165	-15,165	48,688	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 4	Yerbas Buenas	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	-2,797	-2,797	61,056	5.931,96

17	EMELECTRIC	SIC 2	*	45,497	5.727,82	7,689	7,823	62,36	0,873	0,873	63,233	5.878,12
17	EMELECTRIC	SIC 3	*	45,497	5.727,82	7,601	7,734	58,211	0,815	0,815	59,026	5.806,75
17	EMELECTRIC	SIC 4	*	45,497	5.727,82	7,8	7,936	63,853	0,894	0,894	64,747	5.931,96
17	EMELECTRIC	SIC 5	*	45,497	5.727,82	7,748	7,883	62,356	0,873	0,873	63,229	5.909,22
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	San José de Maipo	68,618	5.908,09	-12,53	-12,397	61,5	-5,381	-5,381	56,119	5.989,50
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Las Cabras	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-5,882	-5,882	61,346	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Machalí	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Mostazal	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-5,882	-5,882	61,346	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Olivar	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Pichidegua	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-5,882	-5,882	61,346	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Pirque	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Requínoa	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	San Fernando	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Teno	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Yerbas Buenas	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	-2,945	-2,945	64,283	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	Coronel	68,618	5.908,09	-12,773	-12,637	65,71	-15,606	-15,606	50,104	6.095,20
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	Lautaro	68,618	5.908,09	-12,773	-12,637	65,71	-2,878	-2,878	62,832	6.095,20
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	*	68,618	5.908,09	-12,53	-12,397	61,5	0,861	0,861	62,361	5.989,50
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	*	68,618	5.908,09	-12,858	-12,722	67,228	0,941	0,941	68,169	6.118,65
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	*	68,618	5.908,09	-12,773	-12,637	65,71	0,92	0,92	66,63	6.095,20
20	COOPERSOL	SING	Putre	32,245	5.623,94	7,662	7,796	49,041	-2,148	-2,148	46,893	5.766,90
21	COOPELAN	SIC 4	Quilleco	44,21	5.647,88	7,8	7,936	62,515	-5,47	-5,47	57,045	5.849,17
21	COOPELAN	SIC 4	Santa Bárbara	44,21	5.647,88	7,8	7,936	62,515	-10,94	-10,94	51,575	5.849,17
21	COOPELAN	SIC 5	Laja	44,21	5.647,88	7,748	7,883	61,028	-2,673	-2,673	58,355	5.826,75
21	COOPELAN	SIC 4	*	44,21	5.647,88	7,8	7,936	62,515	0,875	0,875	63,39	5.849,17
22	FRONTEL	SIC 4	Alto Biobío	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	-30,389	-30,389	30,389	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 4	Antuco	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	-21,272	-21,272	39,506	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 4	Cabrero	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	-5,318	-5,318	55,46	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 4	Laja	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	-2,662	-2,662	58,116	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 4	Quilleco	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	-5,318	-5,318	55,46	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 4	Ránquil	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	-5,318	-5,318	55,46	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 5	Arauco	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-2,597	-2,597	56,705	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Collipulli	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-2,597	-2,597	56,705	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Coronel	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-14,084	-14,084	45,218	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Lautaro	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-2,597	-2,597	56,705	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Lebu	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-2,597	-2,597	56,705	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Lonquimay	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-10,378	-10,378	48,924	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Melipeuco	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-2,597	-2,597	56,705	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Nacimiento	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-2,597	-2,597	56,705	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Quilaco	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-29,651	-29,651	29,651	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Renaico	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-5,189	-5,189	54,113	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 5	Santa Bárbara	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	-10,378	-10,378	48,924	6.095,34
22	FRONTEL	SIC 4	*	42,539	5.908,23	7,8	7,936	60,778	0,851	0,851	61,629	6.118,80
22	FRONTEL	SIC 5	*	42,539	5.908,23	7,748	7,883	59,302	0,83	0,83	60,132	6.095,34
23	SAESA	SIC 6	Dalcahue	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-2,873	-2,873	62,731	6.601,38
23	SAESA	SIC 6	Panguipulli	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-2,873	-2,873	62,731	6.601,38
23	SAESA	SIC 6	Puerto Montt	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-2,873	-2,873	62,731	6.601,38
23	SAESA	SIC 6	Puerto Octay	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-2,873	-2,873	62,731	6.601,38
23	SAESA	SIC 6	Puyehue	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-5,74	-5,74	59,864	6.601,38
23	SAESA	SIC 6	Río Bueno	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-2,873	-2,873	62,731	6.601,38
23	SAESA	SIC 6	Valdivia	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	-2,873	-2,873	62,731	6.601,38
23	SAESA	SIC 5	*	47,95	6.403,55	7,748	7,883	64,889	0,908	0,908	65,797	6.606,35
23	SAESA	SIC 6	*	47,95	6.403,55	7,685	7,819	65,604	0,918	0,918	66,522	6.601,38
26	CODINER	SIC 5	Lautaro	44,21	6.338,34	7,748	7,883	61,028	-2,673	-2,673	58,355	6.539,08
26	CODINER	SIC 5	*	44,21	6.338,34	7,748	7,883	61,028	0,854	0,854	61,882	6.539,08
28	EDECSA	SIC 2	*	62,988	6.138,22	-5,152	-5,018	67,441	0,944	0,944	68,385	6.299,29
28	EDECSA	SIC 3	*	62,988	6.138,22	-5,093	-4,96	63,234	0,885	0,885	64,119	6.222,80
29	CEC	SIC 4	Teno	44,109	5.897,38	7,8	7,936	62,41	-2,734	-2,734	59,676	6.107,56
29	CEC	SIC 4	*	44,109	5.897,38	7,8	7,936	62,41	0,874	0,874	63,284	6.107,56
30	EMETAL	SIC 4	Colbún	45,426	5.694,67	7,8	7,936	63,779	-20,728	-20,728	43,051	5.897,63
30	EMETAL	SIC 4	Constitución	45,426	5.694,67	7,8	7,936	63,779	-2,794	-2,794	60,985	5.897,63
30	EMETAL	SIC 4	San Clemente	45,426	5.694,67	7,8	7,936	63,779	-15,148	-15,148	48,631	5.897,63
30	EMETAL	SIC 4	Yerbas Buenas	45,426	5.694,67	7,8	7,936	63,779	-2,794	-2,794	60,985	5.897,63
30	EMETAL	SIC 4	*	45,426	5.694,67	7,8	7,936	63,779	0,893	0,893	64,672	5.897,63
31	LUZLINARES	SIC 4	Colbún	59,384	5.937,69	-3,826	-3,689	66,663	-21,665	-21,665	44,998	6.149,31
31	LUZLINARES	SIC 4	Constitución	59,384	5.937,69	-3,826	-3,689	66,663	-2,92	-2,92	63,743	6.149,31
31	LUZLINARES	SIC 4	Yerbas Buenas	59,384	5.937,69	-3,826	-3,689	66,663	-2,92	-2,92	63,743	6.149,31
31	LUZLINARES	SIC 4	*	59,384	5.937,69	-3,826	-3,689	66,663	0,933	0,933	67,596	6.149,31
32	LUZPARRAL	SIC 4	*	60,762	5.734,09	-6,127	-5,99	65,794	0,921	0,921	66,715	5.938,45
33	COPELEC	SIC 4	Ránquil	42,46	5.692,49	7,8	7,936	60,696	-5,311	-5,311	55,385	5.895,37
33	COPELEC	SIC 4	*	42,46	5.692,49	7,8	7,936	60,696	0,85	0,85	61,546	5.895,37

34	COELCHA	SIC 4	Alto Biobío	49,599	5.596,04	3,951	4,087	64,366	-32,183	-32,183	32,183	5.869,58
34	COELCHA	SIC 4	Cabrero	49,599	5.596,04	3,951	4,087	64,366	-5,632	-5,632	58,734	5.869,58
34	COELCHA	SIC 4	Quilleco	49,599	5.596,04	3,951	4,087	64,366	-5,632	-5,632	58,734	5.869,58
34	COELCHA	SIC 5	Nacimiento	49,599	5.596,04	3,918	4,054	62,777	-2,75	-2,75	60,027	5.783,79
34	COELCHA	SIC 4	*	49,599	5.596,04	3,951	4,087	64,366	0,901	0,901	65,267	5.869,58
35	SOCOPEA	SIC 6	Panguipulli	43,737	6.403,55	7,683	7,817	60,856	-2,665	-2,665	58,191	6.550,96
35	SOCOPEA	SIC 6	*	43,737	6.403,55	7,683	7,817	60,856	0,852	0,852	61,708	6.550,96
36	COOPREL	SIC 6	Río Bueno	48,848	6.229,89	7,683	7,817	66,089	-2,895	-2,895	63,194	6.373,30
36	COOPREL	SIC 6	*	48,848	6.229,89	7,683	7,817	66,089	0,925	0,925	67,014	6.373,30
39	LUZ OSORNO	SIC 6	Puerto Octay	50,401	6.257,51	7,817	7,953	68,86	-3,016	-3,016	65,844	7.194,03
39	LUZ OSORNO	SIC 6	Puyehue	50,401	6.257,51	7,817	7,953	68,86	-6,025	-6,025	62,835	7.194,03
39	LUZ OSORNO	SIC 6	Río Bueno	50,401	6.257,51	7,817	7,953	68,86	-3,016	-3,016	65,844	7.194,03
39	LUZ OSORNO	SIC 6	*	50,401	6.257,51	7,817	7,953	68,86	0,964	0,964	69,824	7.194,03
40	CRELL	SIC 6	Puerto Montt	55,932	6.222,93	7,779	7,915	74,265	-3,253	-3,253	71,012	6.937,73
40	CRELL	SIC 6	*	55,932	6.222,93	7,779	7,915	74,265	1,04	1,04	75,305	6.937,73
42	ENELSA	SIC 1	Monte Patria	38,622	6.102,21	7,737	7,871	56,319	-2,467	-2,467	53,852	6.465,98
42	ENELSA	SIC 1	Ovalle	38,622	6.102,21	7,737	7,871	56,319	-2,467	-2,467	53,852	6.465,98
42	ENELSA	SIC 1	*	38,622	6.102,21	7,737	7,871	56,319	0,788	0,788	57,107	6.465,98

* Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que son suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de subtransmisión indicado.

Donde:

Pe: Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pe mayo: Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, establecido en el decreto supremo N° 8T, de 11 de julio de 2016, del Ministerio de Energía, en [\$/kWh].

Pp: Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

CD RGL: Cargo o descuento a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria por comuna, resultante de la aplicación del numeral 3) del artículo único de la ley N° 20.928 y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones entre concesionarias, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor CD RGL corresponde a un descuento cuando su valor sea negativo y a un cargo cuando su valor sea positivo.

CD RGL^{base}: Cargo o descuento a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria por comuna, resultante de la aplicación del numeral 3) del artículo único de la Ley N° 20.928 sin considerar los cargos de reliquidaciones entre concesionarias, en [\$/kWh].

AR: Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del artículo 157° de la ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones entre concesionarias que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

AR^{base}: Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones entre concesionarias, en [\$/kWh].

PNEP: Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].

PNPP: Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes]. Los valores del PNPP son iguales a los del precio de nudo de potencia a nivel troncal (PNPT), para los efectos de las fórmulas tarifarias establecidas en el decreto 1T.

Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de Saesa, no serán aplicables los cargos correspondientes a los parámetros AR y CD RGL.

3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

4 RELIQUIDACIONES ENTRE CONCESIONARIAS

4.1 Mecanismos de reliquidación de las DP

Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, determinarán las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157° de la ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberán reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación de los factores AR^{base} y $CD RGL^{base}$ del precio traspasado al cliente final, establecido en el número 2 del presente decreto, considerando lo siguiente:

4.1.1 Reliquidación entre concesionarias del AR^{base} .

a) Para cada concesionaria y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de clientes regulados, deberán calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del factor AR^{base} correspondiente, señalado en el número 2 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFAR = \sum_{i=1}^{NSN} (AR_i^{base} \times [(EFACTAT_i - EINYAT_i) \times PEAT + (EFACTBT_i - EINYBT_i) \times PEAT \times PEBT])$$

Donde:

MFAR: Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [\$].

AR_i^{base} : Ajuste o recargo base del sector de nudo asociado a sistema subtransmisión "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones entre concesionarias, en [\$/kWh].

$EFACTAT_i$: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

$EINYAT_i$: Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

$EFACTBT_i$: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

$EINYBT_i$: Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

PEAT: Factor de expansión de pérdida de energía en alta tensión, indicado en el 7.6 del artículo primero del decreto 1T.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 1T.

NSN: Cantidad de sectores de subtransmisión de la concesionaria.

Cuando la energía facturada o la lectura de inyecciones, esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo que en cada caso corresponda.

b) La valorización de dicho monto (MFAR) se denominará, para cada concesionaria, Valorización del Ajuste (VA) o bien Valorización del Recargo (VR), según lo siguiente:

$$VA = |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0$$

$$VR = MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0$$

c) Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, deberán validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR de los sistemas eléctricos, obtenidos según la letra anterior, deberán determinar la valorización total de ajustes de los sistemas (VTAS) y la valorización total de recargos de los sistemas (VTRS), según corresponda.

d) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.

e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar

entre concesionarias por las DP. Asimismo, deberán informar a estas últimas los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezcan las DP.

f) Las respectivas DP deberán contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación entre concesionarias, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúen.

g) Las respectivas DP deberán informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.

h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, las DP deberán informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

4.1.2 Reliquidación entre concesionarias del CD RGL^{base}.

a) Para cada concesionaria y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de clientes regulados, deberán calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del factor CD RGL^{base} correspondiente, señalado en el número 2 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFCD\ RGL = \sum_{i=1}^{NSN} \left(\sum_{j=1}^{NC} (CD\ RGL_{ij}^{base} \times [(EFACTAT_{ij} - EINYAT_{ij}) \times PEAT + (EFACTBT_{ij} - EINYBT_{ij}) \times PEAT \times PEBT]) \right)$$

Donde:

MFCD RGL: Monto facturado por la concesionaria por cargo o descuento, en [\$].

CD RGL_j^{base}: Cargo o descuento a nivel base del sector de nudo asociado al sistema subtransmisión "i" y comuna "j" de la empresa concesionaria, establecido en el numeral 3) del artículo único de la ley N° 20.928, sin considerar los cargos de reliquidaciones entre concesionarias, en [\$/kWh].

EFACTAT_j: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" y la comuna "j" de la concesionaria, en [kWh].

EINYAT_j: Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" y la comuna "j" de la concesionaria, en [kWh].

EFACTBT_j: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" y la comuna "j" de la concesionaria, en [kWh].

EINYBT_j: Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" y la comuna "j" de la concesionaria, en [kWh].

PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 1T.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 1T.

NC: Cantidad de comunas de la concesionaria.

NSN: Cantidad de sectores de subtransmisión de la concesionaria.

Cuando la energía facturada o la lectura de inyecciones, esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o descuentos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o descuento que en cada caso corresponda.

b) La valorización de dicho monto (MFCD RGL) se denominará, para cada concesionaria, Valorización del Cargo (VC) o bien Valorización del Descuento (VD), según lo siguiente:

$$VC = MFCD\ RGL, \text{ si } CD\ RGL \geq 0$$

$$VD = |MFCD\ RGL|, \text{ si } CD\ RGL < 0$$

c) Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, deberán validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VC y VD de las comunas, obtenidos según la letra anterior, deberán determinar la valorización total de descuentos de las comunas (VTDC) y la valorización total de cargos de las comunas (VTCC), según corresponda.

d) La VTCC deberá ser transferida a las concesionarias con descuentos a prorrata de sus respectivos VD. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado cargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VC.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTCC sea superior a la de la VTDC, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican cargos, será igual a la VTDC.

e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por las DP. Asimismo, deberán informar a estas últimas los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezcan las DP.

f) Las respectivas DP deberán contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones entre concesionarias posteriores que mensualmente efectúen.

g) Las respectivas DP deberán informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.

h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, las DP deberán informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

4.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

En virtud de lo establecido en el inciso penúltimo del artículo 133° de la ley, la Comisión determinará los excedentes o déficits de recaudación producto de las reliquidaciones entre concesionarias realizadas conforme el número 4.1 del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficits de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere las letras h) de los numerales 4.1.1 y 4.1.2 precedentes, incorporando a su vez las reliquidaciones entre concesionarias a que dé origen los literales d) de los numerales 4.1.1 y 4.1.2 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en las letras h) de los numerales 4.1.1 y 4.1.2 del presente decreto, valorizados a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio semestral, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficits de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período.

4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación entre concesionarias a que hace referencia el número 4.1 del presente decreto por parte de las DP de los CDEC respectivos, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen las DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este número 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía