



mediante escritura pública, inscrita en el Conservador de Bienes Raíces competente. Tratándose de viviendas usadas, el subsidio no podrá aplicarse al pago del precio de una vivienda que se pretenda adquirir entre parientes por consanguinidad o afinidad, en línea recta hasta el segundo grado inclusive y en línea colateral hasta el cuarto grado inclusive, de acuerdo a lo señalado en la letra c) del artículo 35, del DS N° 1 (V. y U.), de 2011.

El precio de la compraventa corresponderá al señalado en la respectiva escritura de compraventa.

12. Los beneficiarios de subsidio a que se refiere esta resolución podrán aplicarlo a la adquisición de viviendas que formen parte de proyectos seleccionados conforme al DS. N° 116 (V. y U.), de 2014, de acuerdo a los precios máximos establecidos en el Resolvo 7, pudiendo aplicar los montos de subsidio dispuestos en este llamado, si resultan más convenientes.

Anótese, publíquese en el Diario Oficial y archívese.- Paulina Saball Astaburuaga, Ministra de Vivienda y Urbanismo.

Lo que transcribo para su conocimiento.- Jaime Romero Álvarez, Subsecretario de Vivienda y Urbanismo.

---



---

## Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones

---



---

(IdDO 1002658)

### MODIFICA DECRETO SUPREMO N° 74, DE 2009, DEL MINISTERIO DE TRANSPORTES Y TELECOMUNICACIONES, EN EL SENTIDO QUE INDICA

Núm. 160.- Santiago, 16 de septiembre de 2015.

Visto:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; los artículos 218, 219 y 220 del DFL N° 1, de 2007, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y Ministerio de Justicia, que fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado de la ley N° 18.290, de Tránsito; el artículo 21 de la ley N° 18.483; la ley N° 20.811; el decreto supremo N° 74, de 2009, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones; la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y demás normativa aplicable.

Considerando:

1.- Que en cumplimiento de lo dispuesto en el Título XIX de la ley N° 18.290, se dictó el decreto supremo N° 74, de 2009, que aprobó el reglamento que fija normas sobre reconocimiento como vehículos antiguos o históricos y sobre designación de instituciones que informen sobre la procedencia de otorgar tal reconocimiento.

2.- Que mediante la ley N° 20.811 se modificó el artículo 21 de la ley N° 18.483, agregando los incisos tercero y cuarto, nuevos, permitiendo por este último la importación de vehículos antiguos o históricos usados, de cincuenta años o más años, en los términos y conforme a las exigencias dispuestas en el citado Título XIX de la ley N° 18.290, de Tránsito, cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado fue fijado por el decreto con fuerza de ley N° 1, de 2009, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y del Ministerio de Justicia.

3.- Que atendidas las consideraciones expuestas, resulta necesario adecuar el decreto supremo N° 74, de 2009, a objeto de considerar el reconocimiento que como vehículo antiguo o histórico, usados, de cincuenta o más años, otorga este Ministerio a aquellos vehículos usados, importados al amparo de lo dispuesto en la ley N° 18.483.

Decreto:

**Artículo único:** Modifícase el decreto supremo N° 74, de 2009, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, en el siguiente sentido:

1.- En el artículo 1°, reemplázase su inciso primero por el siguiente: “El reconocimiento como vehículo antiguo o histórico a que se refieren los artículos 218 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 2007, de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y de Justicia, que fija el texto Refundido, Coordinado y Sistematizado de la ley 18.290, de Tránsito, y 21 inciso cuarto de la ley N° 18.483, sólo podrá declararse respecto de vehículos motorizados que se encuentren debidamente conservados o restaurados a su condición original. En el caso del artículo 218, citado,

los vehículos deberán tener cuarenta o más años de antigüedad, o que sin tenerlos, revistan un singular interés técnico o histórico; tratándose del artículo 21 referido, los vehículos que se deseen importar deberán tener 50 o más años de antigüedad.”.

2.- En el artículo 1, agrégase el siguiente inciso tercero: “En el caso de los vehículos a que se refiere el inciso cuarto del artículo 21 de la ley N° 18.483, y a efectos de obtener el reconocimiento como antiguo o histórico conforme lo dispone el artículo 2 siguiente, deberá tramitarse la respectiva destinación aduanera de régimen suspensivo. Solo una vez obtenida la resolución a que se refiere el artículo 2 citado y cumplidas las exigencias dispuestas por el Servicio Nacional de Aduanas, se podrá tramitar la respectiva declaración de importación.”.

3.- En el artículo 2°, intercálase a continuación de la palabra “propietario” en las tres ocasiones en las que aparece mencionada, la expresión “o el importador”.

4.- En inciso tercero del artículo 2° y en el inciso primero del artículo 3, reemplázase la expresión “artículo 221 de la ley 18.290” por la siguiente: “artículo 219 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 2007, de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y de Justicia, que fija el texto Refundido, Coordinado y Sistematizado de la ley 18.290, de Tránsito”.

5.- En el artículo 4°, intercálase entre la palabra “propietario” y el punto seguido (.), la expresión “o el importador”.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- MICHELLE BACHELET JERIA, Presidenta de la República.- Andrés Gómez-Lobo Echenique, Ministro de Transportes y Telecomunicaciones.

Lo que transcribo para su conocimiento.- Saluda a Ud., Juan Gregorio Flores Ferrando, Jefe División Administración y Finanzas (S).

---



---

## Ministerio de Energía

---



---

(IdDO 1002968)

### 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

Núm. 1T.- Santiago, 5 de febrero 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, en adelante e indistintamente, la “Ley”, especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;

4. 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”;

5. 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”;

6. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio 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”;

7. 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”;

8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 17T, de 30 de octubre de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, en adelante “Decreto 17T”;

9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 24T, de 16 de diciembre de 2015, 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;



COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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 Bio	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	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
		Yumbel	SIC 4
		Yungay	SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 6
		Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 5
28	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4
		Nacimiento	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 el Informe Técnico de la Comisión.

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sup>base</sup> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	57,252	6.878,36	-11,262	-11,262	55,586	7.053,21
2	ELIQSA	SING	57,310	6.898,69	-11,336	-11,336	55,571	7.074,05
3	SING	ELECDA SING	55,628	6.591,36	-10,487	-10,487	54,702	6.758,91
20	COOPERSOL	SING	36,025	5.674,95	8,841	8,841	54,015	5.819,21
3	ELECDA SIC	SIC 1	50,054	6.373,60	-14,190	-14,190	45,894	6.543,46
4	EMELAT	SIC 1	51,804	6.630,58	-10,015	-10,015	51,866	6.807,28
6	CHILQUINTA	SIC 2	62,524	6.363,16	0,333	0,333	72,647	6.530,13
7	CONAFE	SIC 1	71,048	6.039,49	-10,937	-10,937	70,696	6.200,44
7	CONAFE	SIC 2	71,048	6.039,49	-10,917	-10,917	70,131	6.197,97
8	EMELCA	SIC 2	70,689	6.316,88	-8,163	-8,163	72,517	6.482,63
9	LITORAL	SIC 2	62,479	6.344,82	0,542	0,542	72,810	6.511,31
10	CHILECTRA	SIC 2	47,742	5.940,78	8,872	8,872	66,040	6.096,67
10	CHILECTRA	SIC 3	47,742	5.940,78	8,771	8,771	61,684	6.022,64
12	COLINA	SIC 3	48,203	5.962,44	9,043	9,043	64,078	7.551,53
13	TILTIL	SIC 2	48,801	5.897,34	8,900	8,900	67,334	6.202,27
13	TILTIL	SIC 3	48,801	5.897,34	9,133	9,133	65,349	7.986,58
14	EEPA	SIC 3	43,850	5.796,35	8,771	8,771	57,742	5.876,22
15	LUZANDES	SIC 3	47,315	5.905,99	9,415	9,415	65,751	9.557,38
17	EMELECTRIC	SIC 2	51,320	5.913,46	8,872	8,872	69,706	6.068,63
17	EMELECTRIC	SIC 3	51,320	5.913,46	8,771	8,771	65,309	5.994,95
17	EMELECTRIC	SIC 4	51,320	5.913,46	9,001	9,001	71,089	6.124,22
17	EMELECTRIC	SIC 5	51,320	5.913,46	8,941	8,941	69,530	6.100,74
18	CGED	SIC 3	73,198	6.129,35	-13,568	-13,568	65,130	6.213,81
18	CGED	SIC 4	73,198	6.129,35	-13,924	-13,924	70,905	6.347,80
18	CGED	SIC 5	73,198	6.129,35	-13,831	-13,831	69,348	6.323,47
21	COPELAN	SIC 4	48,472	5.640,37	7,161	7,161	66,288	5.841,39
21	COPELAN	SIC 5	48,472	5.640,37	7,113	7,113	64,761	5.819,00
22	FRONTEL	SIC 4	46,171	5.925,71	9,001	9,001	65,736	6.136,90
22	FRONTEL	SIC 5	46,171	5.925,71	8,941	8,941	64,213	6.113,38
23	SAESA	SIC 5	52,928	6.433,85	8,941	8,941	71,190	6.637,61
23	SAESA	SIC 6	52,928	6.433,85	8,867	8,867	71,978	6.630,74
26	CODINER	SIC 5	50,049	6.341,02	6,726	6,726	66,003	6.541,84
28	EDECSA	SIC 2	63,551	6.198,87	-0,841	-0,841	72,526	6.361,53
28	EDECSA	SIC 3	63,551	6.198,87	-0,832	-0,832	68,095	6.284,29
29	CEC	SIC 4	47,006	5.992,32	9,001	9,001	66,604	6.205,89
30	EMETAL	SIC 4	49,286	5.786,67	9,001	9,001	68,974	5.992,91
31	LUZLINARES	SIC 4	66,380	6.736,55	-7,032	-7,032	70,710	6.976,64
32	LUZPARRAL	SIC 4	69,011	6.740,15	-11,256	-11,256	69,221	6.980,37
33	COPELEC	SIC 4	46,191	5.742,40	9,001	9,001	65,757	5.947,06
34	COELCHA	SIC 4	53,027	5.538,68	2,432	2,432	66,438	5.845,27
34	COELCHA	SIC 5	53,027	5.538,68	2,411	2,411	64,777	5.725,37
35	SOCOPEPA	SIC 6	47,704	6.609,76	8,865	8,865	66,107	6.761,92
36	COOPREL	SIC 6	53,233	6.456,54	8,865	8,865	71,767	6.605,17
39	LUZOSORNO	SIC 6	58,336	6.291,77	7,612	7,612	76,926	7.283,29
40	CRELL	SIC 6	58,173	6.298,69	8,966	8,966	77,810	7.075,49
42	ENELSA	SIC 1	43,299	6.257,94	8,894	8,894	62,084	6.460,09

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- 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 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<sup>base</sup> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, 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 será aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR.

**2.2 Indexación de precios de nudo promedio en subestaciones de generación transporte**

Los precios de nudo promedio de energía y potencia fijados mediante el presente decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de cualquiera de los contratos de suministro modelados conforme lo establecido en el Informe Técnico, el cual da origen a los cálculos de dichos precios.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son los contenidos en dicho Informe Técnico.

**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****4.1 Mecanismo 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 del factor  $AR_i^{base}$  del precio traspasado al cliente final, establecido en el número 2.1 del presente decreto, considerando lo siguiente:

- 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  $AR_i^{base}$  correspondiente, señalado en el número 2.1 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, 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 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.

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 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 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 final del artículo 133° de la ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones 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 déficit 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 la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 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 la letra h) del número 4.1 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, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficit de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la ley.



#### 4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación 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, tómesese 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.

---



---

### Ministerio del Medio Ambiente

---



---

#### Superintendencia del Medio Ambiente

(IdDO 1002972)

#### INSTRUCCIÓN DE CARÁCTER GENERAL SOBRE SUSTITUCIÓN DEL TERCER Y CUARTO REPORTE TRIMESTRAL AÑO 2015 ESTABLECIDOS EN NORMA DE EMISIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DS 13/2011

(Resolución)

Núm. 177 exenta.- Santiago, 25 de febrero de 2016.

Vistos:

Conforme con lo dispuesto en el artículo segundo de la ley N° 20.417, que establece la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente (en adelante, LOSMA); en la Ley N° 19.880, que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; en la Ley N° 19.300, Sobre Bases Generales del Medio Ambiente; en el decreto con fuerza de ley N° 3, del año 2010, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que Fija la Planta de la Superintendencia del Medio Ambiente; en el decreto N° 76, de 10 de octubre de 2014, del Ministerio del Medio Ambiente, que Nombra Superintendente del Medio Ambiente; en el decreto supremo N° 30, de 11 de febrero de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente, que Aprueba Reglamento sobre Programas de Cumplimiento, Autodenuncia y Planes de Reparación; en el decreto supremo N° 13 de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (en adelante, D.S. 13/2011); en la resolución exenta N° 374, de 7 de mayo de 2015, de la Superintendencia del Medio Ambiente; en la resolución exenta N° 332, de 20 de abril de 2015, de la Superintendencia del Medio Ambiente; y en la resolución N° 1.600, de 30 de octubre de 2008, de la Contraloría General de la República, que Fija Normas sobre Exención del Trámite de Toma de Razón.

Considerando:

1. Que, la letra e) del artículo 3 de la LOSMA, faculta a esta Superintendencia a requerir, a los sujetos sometidos a su fiscalización, la información y datos que sean necesarios para el cumplimiento de sus funciones, concediendo a los requeridos un plazo razonable, considerando las circunstancias que rodean la producción de dicha información, el volumen de la información, la complejidad de su generación o producción, la ubicación geográfica del proyecto, entre otras consideraciones, que hagan que el plazo concedido sea proporcional al requerimiento de la Superintendencia.

2. Que, la letra j) del artículo 35 de la LOSMA, prescribe que corresponderá exclusivamente a esta Superintendencia el ejercicio de la potestad sancionadora respecto del incumplimiento de los requerimientos de información, que en el ejercicio de las atribuciones que le confiere la ley, dirija a los sujetos fiscalizados.

3. Que, el artículo 12 del DS 13/2011 establece que los titulares de las fuentes emisoras presentarán a la Superintendencia un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente, durante un año calendario, señalando que dentro del contenido de estos reportes deben expresarse las horas de encendido, en régimen y detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla, entre otros aspectos.

4. Que, la circular N° 1/2015 del Ministerio del Medio Ambiente, publicada en el Diario Oficial el 12 de febrero de 2015, que interpreta administrativamente el DS 13/2011, define las horas de funcionamiento como “Corresponde a aquel período de tiempo en el cual la unidad quema combustible e incluye las horas de encendido, horas de operación en régimen y horas de apagado”.

5. Que, la circular precitada, define horas de operación en régimen como “Corresponde al estado de funcionamiento de una unidad, cuando la unidad está en servicio y se encuentra en las condiciones técnicas declaradas por el titular, de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE o los respectivos CDEC, según corresponda. No comprende las horas de encendido ni horas de apagado”.

6. Que, la circular además, conceptualiza horas de encendido como “Corresponde a aquel período de tiempo que se inicia con la primera carga de combustible y finaliza cuando la fuente alcanza condiciones técnicas de operación, que le permiten operar en régimen. Las horas de encendido varían entre las fuentes dependiendo de la tecnología y del combustible que se utilice. Es de responsabilidad del titular declarar las condiciones técnicas de operación de cada unidad a la SMA, de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE o los respectivos CDEC, según corresponda. ,

7. Que, a su vez, la circular dispone como horas de apagado “Corresponde a aquel período de tiempo desde que finaliza el estado de régimen y finaliza el consumo de combustible. Durante este período la unidad de generación eléctrica deja de operar en régimen, logrando condiciones técnicas que permiten su detención. Es de responsabilidad del titular declarar las condiciones técnicas de operación de cada unidad a la SMA, de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE o los respectivos CDEC, según corresponda”.

8. Que, la circular establece que falla “Corresponde a un desperfecto intempestivo en un equipo de control de emisiones o un equipo del proceso que provoca un aumento de las emisiones. El titular de una unidad de generación eléctrica deberá informar el tiempo transcurrido desde el momento de inicio de la falla hasta la superación de la misma. No se considerará como falla cuando sea proveniente del CEMS; en este caso se deberá dar aviso inmediato a la SMA. Los datos tomados durante el período que dure la falla del CEMS deben ser sustituidos de acuerdo a lo señalado en el punto 5 de esta circular “Procedimientos de sustitución de datos”.

9. Que, por último, lo prescrito en Instrucción de Carácter General sobre Reportes Trimestrales Establecidos en Norma de Emisión de Centrales Termoeléctricas contenida en resolución exenta N° 163 de 27 de marzo de 2014.

10. Que, en virtud de lo anteriormente expuesto, para poder determinar el cumplimiento de la Norma de Emisión DS 13/2011, esta Superintendencia permitirá realizar una nueva carga del tercer y cuarto reporte trimestral, correspondiente al año 2015, para aquellos titulares que cumplieron con la carga del reporte trimestral para los periodos del tercer y cuarto trimestre del año 2015, pero requieran revisar los reportes para corregir inconsistencias en la información entregada.

Resuelvo:

I. Destinatarios. Se aplicará la presente instrucción de carácter general a los titulares de fuentes afectas a la Norma de Emisión de Centrales Termoeléctricas, contenida en el decreto supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.

II. Forma y Modo de Presentación. Para todos aquellos titulares que cumplieron con la carga del reporte trimestral para los periodos del tercer y cuarto trimestre del año 2015, pero requieran revisar los reportes para corregir inconsistencias en la información entregada, se habilitará la opción de efectuar una segunda carga en el Sistema de Información de Centrales Termoeléctricas. Al respecto, cabe señalar que para tal efecto se deberá utilizar la versión N° 2 de las planillas de datos disponibles en el sitio web de la Superintendencia.

En caso de existir modificaciones en los datos, se deberá actualizar el informe ejecutivo de análisis y conclusiones y cargar nuevamente en el Sistema de información. Asimismo, se deberá considerar que de acuerdo a la operatividad del Sistema de