



Personas que Indica; en la ley N° 20.422, que establece Normas sobre Igualdad de Oportunidades e Inclusión Social de Personas con Discapacidad; en la ley 20.405, que crea el Instituto de Derechos Humanos; en la ley N° 20.129, que establece un Sistema Nacional de Aseguramiento de la Calidad de la Educación Superior; en la ley N° 20.798, de Presupuestos del Sector Público año 2015; en el decreto N° 263, de 2013, del Ministerio de Educación y en la resolución N° 1.600, del año 2008, de la Contraloría General de la República;

Decreto:

**Artículo único:** Modifícase el decreto supremo N° 97, de 2013, modificado por los decretos N° 167, de 2014, y 108, de 2015, todos del Ministerio de Educación, que reglamenta el Programa de Becas de Educación Superior, de la siguiente manera:

- 1) Reemplázase el inciso segundo del artículo 13 por el siguiente:  
“El procedimiento de recolección de antecedentes y de calificación de la situación socioeconómica del “FUAS” se fijará mediante el correspondiente acto administrativo.”
- 2) Sustitúyase en el artículo 18 el numeral 7 por el siguiente texto:  
“En aquellos casos que el Ministerio de Educación requiera que el estudiante presente documentos que acrediten su situación socioeconómica, se entenderá que la postulación finaliza con la presentación de los antecedentes socioeconómicos que respaldan lo declarado en el FUAS, los cuales deben ser presentados en la Institución de Educación Superior donde se encuentre matriculado el postulante.”

Anótese, tómese razón y publíquese.- JOSÉ ANTONIO GÓMEZ URRUTIA, Vicepresidente de la República.- Valentina Karina Quiroga Canahuate, Ministra de Educación (S).- Rodrigo Valdés Pulido, Ministro de Hacienda.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atentamente a Ud., Vivien Villagrán Acuña, Subsecretaria de Educación (S).

---



---

## Ministerio de Energía

---



---

(IdDO 979917)

### 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. 21T.- Santiago, 6 de noviembre de 2015.

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, 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° 14T, de 30 de abril de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, en adelante “decreto 14T”;

9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 16T, de 7 de agosto 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;

10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en sus oficios CNE Of. Ord. N° 497, de fecha 30 de octubre de 2015, y CNE Of. Ord. N° 561, de fecha 3 de diciembre de 2015; y

11. Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la Ley, corresponde fijar por decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, los precios promedio que las concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las “concesionarias”, deben traspasar a sus clientes regulados;

2. Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes de la ley, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172° de la Ley;

3. Que con fecha 30 de abril de 2015, el Ministerio de Energía dictó el decreto 14T, de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la Ley, resultando procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra a) de la Ley;

4. Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero 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, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 497, de fecha 30 de octubre de 2015, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio para cada empresa concesionaria de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, el que fue modificado mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 561, de fecha 3 de diciembre de 2015.

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 se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1 de mayo de 2015, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

#### 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, en los meses de abril y octubre de cada año, 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, 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.





COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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	55,798	6.093,62	-15,630	-15,580	49,693	6.248,52
2	ELIQSA	SING	56,549	6.176,96	-16,277	-16,227	49,813	6.333,98
3	SING	ELECDA SING	54,889	5.901,05	-16,823	-16,773	47,572	6.051,05
20	COOPERSOL	SING	35,426	5.500,82	4,987	5,037	49,509	5.640,65
3	ELECDA	SIC 1	47,116	4.803,63	-17,669	-17,453	39,531	4.931,65
4	EMELAT	SIC 1	49,490	4.945,35	-12,426	-12,210	47,211	5.077,14
6	CHILQUINTA	SIC 2	57,123	5.751,09	0,417	0,632	67,488	5.902,00
7	CONAFE	SIC 1	54,669	5.141,95	1,099	1,315	66,051	5.278,98
7	CONAFE	SIC 2	54,669	5.141,95	1,097	1,313	65,655	5.276,87
8	EMELCA	SIC 2	64,223	5.739,59	-7,001	-6,786	67,345	5.890,20
9	LITORAL	SIC 2	54,255	5.658,83	3,429	3,645	67,563	5.807,32
10	CHILECTRA	SIC 2	43,641	5.319,44	8,153	8,368	61,410	5.459,02
10	CHILECTRA	SIC 3	43,641	5.319,44	8,060	8,273	56,979	5.392,74
12	COLINA	SIC 3	43,886	5.334,77	8,310	8,529	59,001	6.895,75
13	TILTIL	SIC 2	44,009	5.262,49	8,175	8,392	61,961	5.534,90
13	TILTIL	SIC 3	44,009	5.262,49	8,393	8,614	59,721	7.317,05
14	EEPA	SIC 3	40,501	5.203,41	8,060	8,273	53,799	5.275,11
15	LUZANDES	SIC 3	43,335	5.288,95	8,652	8,880	60,831	8.885,74
17	EMELECTRIC	SIC 2	49,348	5.287,57	7,418	7,633	66,523	5.426,32
17	EMELECTRIC	SIC 3	49,348	5.287,57	7,334	7,546	62,033	5.360,43
17	EMELECTRIC	SIC 4	49,348	5.287,57	7,526	7,744	67,679	5.476,02
17	EMELECTRIC	SIC 5	49,348	5.287,57	7,476	7,692	66,155	5.455,03
18	CGED	SIC 3	66,157	5.445,26	-12,304	-12,091	59,422	5.520,30
18	CGED	SIC 4	66,157	5.445,26	-12,626	-12,408	64,999	5.639,33
18	CGED	SIC 5	66,157	5.445,26	-12,542	-12,325	63,494	5.617,71
21	COPELAN	SIC 4	46,351	4.948,81	3,225	3,444	60,263	5.125,19
21	COPELAN	SIC 5	46,351	4.948,81	3,204	3,421	58,789	5.105,54
22	FRONTEL	SIC 4	43,849	5.258,66	6,161	6,379	60,598	5.446,08
22	FRONTEL	SIC 5	43,849	5.258,66	6,120	6,337	59,122	5.425,20
23	SAESA	SIC 5	48,173	5.768,81	8,216	8,433	65,683	5.951,51
23	SAESA	SIC 6	48,173	5.768,81	8,148	8,363	66,730	5.957,31
26	CODINER	SIC 5	45,277	5.756,05	5,515	5,732	59,991	5.938,34
28	EDECSA	SIC 2	58,144	5.623,13	-0,758	-0,543	67,360	5.770,68
28	EDECSA	SIC 3	58,144	5.623,13	-0,750	-0,537	62,860	5.700,62
29	CEC	SIC 4	46,270	5.359,91	8,271	8,489	65,224	5.550,94
30	EMETAL	SIC 4	48,056	5.175,57	8,271	8,489	67,081	5.360,03
31	LUZLINARES	SIC 4	57,956	5.707,22	-4,237	-4,019	64,864	5.910,63
32	LUZPARRAL	SIC 4	63,527	6.289,15	-11,560	-11,342	63,331	6.513,30
33	COPELEC	SIC 4	43,219	5.101,85	6,891	7,109	60,673	5.283,68
34	COELCHA	SIC 4	53,135	4.738,89	-3,832	-3,614	60,361	4.986,05
34	COELCHA	SIC 5	53,135	4.738,89	-3,802	-3,585	58,802	4.900,10
35	SOCOPEA	SIC 6	43,920	5.924,93	8,146	8,361	61,737	6.061,32
36	COOPREL	SIC 6	48,633	5.763,28	8,146	8,361	66,562	5.895,95
39	LUZOSORNO	SIC 6	51,550	5.656,56	7,293	7,512	69,768	6.624,53
40	CRELL	SIC 6	57,531	5.427,10	2,319	2,537	70,704	6.161,93
42	ENELSA	SIC 1	40,553	5.581,46	8,174	8,390	58,678	5.769,24

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<sup>base</sup> 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<sup>base</sup> correspondiente, señalado en el número 2.1 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

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

Donde:

- MFAR : Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [\$/].  
AR<sub>i</sub><sup>base</sup> : 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<sub>i</sub> : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].  
EINYAT<sub>i</sub> : 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<sub>i</sub> : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].
- EINYBT<sub>i</sub> : 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 esta 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 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 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 déficits 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.

### Superintendencia de Electricidad y Combustibles

#### (Resoluciones)

(IdDO 980411)

#### APRUEBA PROTOCOLOS DE ANÁLISIS Y/O ENSAYOS PARA LOS PRODUCTOS DE COMBUSTIBLES QUE SE INDICA

Núm. 11.012 exenta.- Santiago, 12 de noviembre de 2015.

Visto:

Lo dispuesto en la ley N° 18.410; el decreto supremo N° 298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento para la certificación de productos eléctricos y de combustibles; y la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón.

Considerando:

1° Que mediante la resolución exenta N° 431, de fecha 23.08.2010, del Ministerio de Energía, se estableció, entre otros, que los productos de combustibles que se indican a continuación, para su comercialización en el país, deben contar con su respectivo certificado de aprobación de seguridad y eficiencia energética, si correspondiere, otorgado por Organismos de Certificación autorizados por esta Superintendencia:

- Secadoras de ropa que utilizan combustibles gaseosos.

2° Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 3°, N° 14, de la ley N° 18.410, corresponde a esta Superintendencia establecer las pruebas y ensayos, señalados en los protocolos, que deben realizar los laboratorios o entidades de control de seguridad y calidad, para otorgar los Certificados de Aprobación a los productos, máquinas e instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales eléctricos, de gas y de combustibles líquidos que cumplan con las especificaciones de seguridad, eficiencia energética y/o calidad establecidas y no constituyan peligro para las personas o cosas.

3° Que en la tramitación de los presentes protocolos de análisis y/o ensayos se ha dado cumplimiento a lo dispuesto en el decreto supremo N° 77, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Resuelvo:

1° Apruébanse los Protocolos de Análisis y/o Ensayos que se indican en la Tabla 1, para ser utilizados por los Organismos de Certificación y Laboratorios de Ensayos, en la certificación y ensayo de los productos de combustibles en cuestión.