
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 41.935

Lunes 18 de Diciembre de 2017

Página 1 de 13

Normas Generales

CVE 1320076

MINISTERIO DE ENERGÍA

Comisión Nacional de Energía

ESTABLECE METODOLOGÍA APLICABLE AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN A REALIZARSE CONFORME A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 87° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, Y DEJA SIN EFECTO LA RESOLUCIÓN CNE N° 384 EXENTA, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, DE 20 DE JULIO DE 2017

(Resolución)

Núm. 711 exenta.- Santiago, 12 de diciembre de 2017.

Vistos:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) El DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por la ley N° 20.936, en adelante e indistintamente la "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) La Ley N° 20.936, de 2016, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.936", especialmente lo establecido en sus artículos 87°, octavo y vigésimo transitorio;
- d) 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 adelante e indistintamente la "Ley N° 19.880", especialmente lo establecido en su artículo 61°;
- e) Lo señalado en la resolución exenta N° 18, de 10 de enero de 2017, modificada por las resoluciones exentas CNE N° 187, N° 440, N° 583, N° 623, de 18 de abril, 11 de agosto, 18 de octubre y 10 de noviembre respectivamente, todas de 2017, que Establece normas procedimentales estrictamente necesarias para el primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017;
- f) Lo indicado en la resolución exenta N° 384 de la Comisión Nacional de Energía, de 20 de julio de 2017, que Establece criterios y metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017, en adelante e indistintamente la "resolución exenta N° 384";
- g) Lo dispuesto en la resolución CNE N° 668, de 21 de noviembre de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, que declara Téngase por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por Interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales, y
- h) La resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- 1) Que, con fecha 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.936, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos;

CVE 1320076

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.

2) Que, la ley N° 20.936 citada precedentemente, reemplazó el Título III de la Ley General de Servicios Eléctricos por un nuevo Título III, denominado "De los Sistemas de Transmisión Eléctrica";

3) Que, el artículo octavo transitorio de la ley N° 20.936, establece en su inciso segundo que las normas contenidas en los artículos 87° y siguientes, relativas a la planificación de la transmisión entrarán en vigencia a partir del 1 de enero de 2017, aun cuando las normas que hacen referencia a la planificación energética no puedan ser aplicadas en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86° de la Ley;

4) Que, en particular, el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que, anualmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá cumplir con los objetivos y considerar los criterios señalados en el mismo artículo, contemplando las holguras o redundancias necesarias para incorporar dichos criterios;

5) Que, el artículo vigésimo transitorio de la ley N° 20.936 dispone que, dentro del plazo de un año contado desde su publicación en el Diario Oficial, se deberán dictar los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución;

6) Que, no obstante lo señalado en el numeral anterior, el mismo artículo vigésimo transitorio de la ley N° 20.936 dispone que, mientras los reglamentos no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán, en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones, a las disposiciones de la Ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión, las que tendrán una vigencia máxima de dieciocho meses contados desde la publicación de la ley N° 20.936 en el Diario Oficial, sin perjuicio de la eventual prórroga que pueda otorgarse de conformidad a lo dispuesto en el mismo artículo;

7) Que, a este efecto, la Comisión dictó la resolución exenta N° 384, a fin de establecer los criterios y metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017;

8) Que, luego de efectuados nuevos análisis y contando con nuevos antecedentes, como los resultados del Estudio "Recopilación de Experiencia para la Identificación de Metodologías de Expansión de Líneas de Transmisión, en el Marco del Proyecto de Ley de Transmisión", realizado por la Universidad de Colorado, Denver, esta Comisión ha estimado necesario dictar una nueva resolución en la cual se establezca la metodología aplicable al proceso de Planificación de la Transmisión en general y no únicamente al proceso correspondiente al año 2017, siendo necesario, además, dejar sin efecto la resolución exenta N° 384;

9) Que, a la fecha no se cuenta con la tasa de descuento a que hace referencia el artículo 118° y 119° de la Ley, ni con el reglamento que defina la metodología para determinar el ajuste por efecto de impuestos a la renta conforme al artículo 103° de la Ley, ambos necesarios para determinar el V.A.T.T. de las obras de expansión;

10) Que, como consecuencia de lo anterior, se debe fijar un régimen transitorio que rija estas materias para el proceso de planificación de la transmisión correspondiente al año 2017;

11) Que, en especial, esta Comisión utilizará para el cálculo de los correspondientes V.A.T.T. de las obras de ampliación los antecedentes preliminares del estudio de tasa de costo de capital, los cuales indican que la tasa de descuento resultaría en un valor cercano al límite inferior señalado en el artículo 118°. Adicionalmente, para el cálculo de los correspondientes V.A.T.T. de las obras nuevas, se utilizará como antecedente los valores adjudicados en los últimos tres procesos licitatorios de expansión de la transmisión nacional (troncal), de los cuales se deduce que la tasa de descuento implícita es en promedio 6,2% y con una mediana de 5,9%; y

12) Que, de acuerdo a lo señalado en los considerandos anteriores, esta Comisión viene en establecer por la presente resolución la metodología aplicable al proceso de Planificación de la Transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Resuelvo:

Artículo primero: Establece metodología aplicable al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en los artículos 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

CAPÍTULO 1

OBJETO Y ALCANCE

Artículo 1°.- La presente resolución tiene por objeto establecer los criterios y metodología aplicable al proceso de Planificación Anual de la Transmisión a efectuarse de acuerdo a lo

dispuesto en los nuevos artículos 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, introducidos por la Ley N° 20.936.

CAPÍTULO 2

DEFINICIONES

Artículo 2°.- Para efectos de la aplicación de la presente resolución, se entenderá por:

- a) A.V.I.: Anualidad del Valor de Inversión;
- b) Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, a que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- c) Comisión: Comisión Nacional de Energía;
- d) C.O.M.A.: Costo de Operación, Mantenimiento y Administración;
- e) Escenario: Conjunto de centrales generadoras factibles de ser incorporadas al sistema eléctrico, considerando sus plazos de construcción y demanda eléctrica del sistema;
- f) Escenario Energético: De acuerdo a lo establecido en el decreto supremo N° 134, del Ministerio de Energía, de 14 de octubre de 2016, que Aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, corresponde al escenario que permite abastecer la o las proyecciones de demanda energética de forma eficiente de acuerdo, al menos, a las circunstancias actuales y tendencias previstas en materia de precios y costos relevantes para el sector, disponibilidad física de recursos energéticos, usos esperados de energía, prospectiva de cambios tecnológicos y las condicionantes ambientales y territoriales. Cada escenario deberá de considerar una oferta de energía para tales fines;
- g) GNL: Gas Natural Licuado;
- h) Ley o Ley General de Servicios Eléctricos: 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 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores o norma que la reemplace;
- i) Ministerio: Ministerio de Energía;
- j) Plan de Expansión: Resultado del Proceso de Planificación de la Transmisión, que podrá contener las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro;
- k) Planificación de la Transmisión o Proceso de Planificación: Proceso de planificación de la transmisión que debe realizar la Comisión Nacional de Energía, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley;
- l) Planificación Energética: Proceso de planificación energética de largo plazo que debe realizar el Ministerio de Energía, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 83° de la Ley;
- m) Sistema de Transmisión: Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de la Ley;
- n) Sistema de Transmisión Nacional: Es aquel que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del Sistema Eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas;
- o) Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo: son aquéllos que están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional;
- p) Sistemas de Transmisión Dedicados: son aquellos que están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al Sistema Eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al Sistema Eléctrico. Asimismo, pertenecerán a los sistemas de transmisión dedicada aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para lo que se señala en el inciso anterior, y adicionalmente se

verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema, de acuerdo a lo que determine el reglamento;

q) Sistemas de Transmisión Zonal: son aquéllos que están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión;

r) Sistema Eléctrico: conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica;

s) Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.

t) V.A.T.T.: Valor Anual de la Transmisión por Tramo;

u) V.I.: Valor de Inversión.

CAPÍTULO 3

OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 3°.- La Comisión deberá llevar a cabo anualmente un proceso de Planificación de la Transmisión, de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 91° y siguientes de la Ley.

Artículo 4°.- La Planificación de la Transmisión deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años, y contemplará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

Artículo 5°.- La Planificación de la Transmisión deberá considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico.

Por tanto, y a fin de dar cumplimiento a los objetivos señalados en el inciso anterior, la Planificación de la Transmisión deberá realizarse considerando lo siguiente:

a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costo o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;

b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;

c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en los distintos Escenarios Energéticos que defina el Ministerio en la Planificación Energética, en conformidad a lo señalado en el artículo 86° de la Ley; y

d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Artículo 6°.- El proceso de planificación deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados en el artículo anterior, las que serán determinadas en conformidad a lo señalado en el artículo 18° y 19° de la presente resolución.

Artículo 7°.- La Planificación de la Transmisión deberá considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, y en especial lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley.

CAPÍTULO 4

ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 8°.- La Comisión deberá considerar en el proceso de Planificación de la Transmisión la Planificación Energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio a que se refiere el artículo 83° de la Ley.

Artículo 9°.- La Planificación de la Transmisión deberá, asimismo, considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio del proceso, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.

Se entenderá que los objetivos de eficiencia energética a que hace referencia el inciso anterior, son aquellos que se encuentran contenidos en la Planificación Energética que desarrolla el Ministerio.

Artículo 10°.- En la Planificación de la Transmisión, la Comisión podrá considerar la información contenida en los procesos tarifarios que ésta lleva a cabo, en los sistemas de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72°-8 de la Ley, entre otras fuentes, que le permitan cumplir con los objetivos señalados en el artículo 87° de la Ley. En caso de que la información provenga de otras fuentes, la Comisión deberá individualizarla en el Informe Técnico Preliminar que fija el Plan Anual de Expansión.

Artículo 11°.- En especial, para efectuar la Planificación de la Transmisión, la Comisión deberá considerar, al menos, los siguientes antecedentes:

1. Proyección de precios de combustibles: corresponderá a la proyección de precios de los combustibles GNL, Carbón y Crudo WTI, para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación. Para estos efectos, se utilizarán para los primeros diez años del horizonte de análisis las proyecciones efectuadas en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo que lleva a cabo la Comisión, correspondiente al primer semestre de cada año. Para los siguientes años, se realizará un ejercicio de extensión de dichos precios, manteniendo la tasa de crecimiento del último dato disponible en dicho proceso de fijación de precios.

2. Proyección de demanda de clientes libres: corresponderá a la previsión de la demanda de energía eléctrica para los clientes libres del Sistema Eléctrico Nacional, para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación. Para estos efectos, se utilizará para los primeros diez años del horizonte de análisis la información contenida en el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo que lleva a cabo la Comisión, correspondiente al primer semestre de cada año. Para los siguientes años, se realizará un ejercicio de extensión de dicha información, utilizando la tasa de proyección de demanda contenida en los respectivos escenarios de la Planificación Energética de largo plazo escogidos por esta Comisión, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5 del presente artículo.

3. Proyección de demanda de clientes regulados: corresponderá a la previsión de la demanda de energía eléctrica para los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación. Para estos efectos, se utilizará para los primeros diez años del horizonte de análisis la información contenida en el Informe Final de Licitaciones más reciente respecto de la fecha de inicio del proceso de planificación al que hace referencia el artículo 131° ter de la Ley. Para los siguientes años, se realizará un ejercicio de extensión de dicha información, utilizando la tasa de proyección de demanda contenida en los respectivos escenarios de la Planificación Energética de largo plazo escogidos por esta Comisión, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5 del presente artículo.

4. Plan de obra de generación y transmisión: se conformará por las obras de generación y de transmisión que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley. Se incluyen también las obras de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que hayan sido decretadas en algún proceso de planificación de transmisión anterior. Por último, se considerarán aquellos proyectos de generación que se encuentren comprometidos, esto es, que hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres, en contratos de largo plazo, que se hayan acreditado ante la Comisión al inicio del proceso de Planificación.

5. Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión: corresponderá a los escenarios que se obtengan para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación, utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética. La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios

intermedios contenidos en la Planificación Energética, ajustándolos proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido según lo dispuesto en los numerales 2 y 3 precedentes, respecto de la determinada en la Planificación Energética. Adicionalmente, se determinará la ubicación de las centrales de generación que se establezcan en los respectivos Escenarios Energéticos antes mencionados, mediante la distribución en las distintas barras del Sistema Eléctrico de acuerdo a la información disponible de los proyectos en estudio y criterios de factibilidad técnica y posible materialización, los montos globales de generación, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectados en las propias barras de media tensión.

6. Modelamiento de la demanda: corresponderá a la representación de los perfiles de demanda de energía eléctrica de cada barra del sistema mediante la caracterización de, al menos, 16 bloques horarios, con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización de las redes de transmisión. Para estos efectos, se considerará la información histórica de los retiros de energía horarias de cada barra del sistema.

7. Modelamiento de las unidades solares y eólicas: corresponderá a la representación de los perfiles de inyección de las unidades de generación solares y eólicas mediante la caracterización de, al menos, 16 bloques horarios, con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización de las redes de transmisión. Para estos efectos, se considerará la información de radiación solar y datos de viento de acuerdo al Explorador de Energía Solar y Energía Eólica de la Universidad de Chile, desarrollado para el Ministerio de Energía, junto con la información recogida de los perfiles de generación de centrales existentes.

8. Parámetros y variables del Sistema Eléctrico Nacional: corresponderán a los parámetros y características técnicas de las instalaciones de transmisión a modelar en el Proceso de Planificación, las que se obtendrán del Sistema de Información Pública que mantiene el Coordinador, según lo establece el artículo 72°-8 de la Ley.

9. Costo de Falla de Corta Duración: valor del Costo de Falla de Corta Duración (CFCD) que haya sido fijado por la Comisión, en US\$/kWh.

10. Costo de Falla de Larga Duración: valor del Costo de Falla de Larga Duración (CFLD) que haya sido fijado por la Comisión, en US\$/kWh.

11. Tasas de falla de instalaciones de transmisión: corresponderán a las tasas de falla que provoquen energía no suministrada de los elementos de rama de transformación o de línea, de acuerdo a la información que la Comisión disponga, tales como, la proporcionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la contenida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente y en Informe del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) respecto de la confiabilidad de los sistemas de alta tensión, entre otros.

En caso de que la información necesaria para efectuar la Planificación de la Transmisión no esté disponible para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso, la Comisión podrá complementar los antecedentes mediante la realización de proyecciones o ajustes de dicha información.

Artículo 12°.- La Planificación de la Transmisión deberá considerar la propuesta de expansión de la transmisión presentada por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en el artículo 91° de la Ley. Asimismo, deberá considerar los proyectos de expansión de la transmisión que hayan sido presentados a la Comisión por los promotores de proyectos a que se refiere la disposición legal antes referida, en tiempo y forma, de acuerdo al procedimiento definido al efecto.

Artículo 13°.- La Comisión utilizará la información y antecedentes señalados en el presente Capítulo que estén disponibles al momento de inicio de la Planificación de la Transmisión, pudiendo ser actualizados durante el desarrollo de la misma, de acuerdo al estado de avance de los procesos de los cuales se obtiene dicha información y antecedentes.

Se entenderá, para efectos de la presente resolución, que el proceso de Planificación se inicia con la entrega por parte del Coordinador de su propuesta de expansión para los distintos segmentos.

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA APLICABLE AL PROCESO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 14°.- Para dar cumplimiento a los objetivos y criterios generales de la Planificación de la Transmisión señalados en el artículo 87° de la Ley y en la presente resolución, la Comisión

deberá aplicar la metodología que se describe en los artículos siguientes, cuyo proceso deberá dar como resultado el Plan de Expansión Anual de la Transmisión respectivo.

En el Proceso de Planificación, la Comisión deberá utilizar la información y los antecedentes descritos en el Capítulo 4 de la presente resolución.

Artículo 15°.- El Proceso de Planificación de la Transmisión, deberá considerar la realización de las siguientes etapas de análisis:

- a) Análisis Preliminar.
- b) Análisis de Suficiencia.
- c) Análisis de Seguridad y Resiliencia.
- d) Análisis de Mercado Eléctrico Común.
- e) Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión.
- f) Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión.

Artículo 16°.- Descripción del Proceso de Planificación de la Transmisión.- El proceso de planificación se iniciará con una etapa de Análisis Preliminar, la cual tiene por objeto: a) revisar la totalidad de los antecedentes disponibles y determinar en base a aquéllos la información que se utilizará en el proceso de planificación; b) efectuar un diagnóstico del sistema con el objeto de detectar eventuales necesidades de expansión; c) determinar preliminarmente los proyectos propuestos por el Coordinador y promotores que deberán someterse al Análisis de Suficiencia; y d) determinar los proyectos propuestos por el Coordinador y promotores que, por su naturaleza, deberán someterse directamente al Análisis de Seguridad y Resiliencia.

Posteriormente, y en base al resultado de la etapa anterior, se procederá a realizar un Análisis de Suficiencia, a fin de determinar las necesidades de expansión de los sistemas de transmisión que se requieren para reducir posibles congestiones o desabastecimientos de la demanda.

Concluido el análisis anterior, se deberá efectuar un Análisis de Seguridad y Resiliencia mediante la simulación de ciertas contingencias y/o eventualidades, de manera de determinar las necesidades de transmisión que permitan otorgar el nivel de seguridad necesario para el abastecimiento de la demanda de clientes finales, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y a lo dispuesto en el literal a) del artículo 87° de la Ley.

Considerando las necesidades de expansión que se han determinado en las etapas anteriores, se efectuará un Análisis de Mercado Común, cuya finalidad será medir que dichas expansiones promuevan las condiciones de oferta y faciliten la competencia, permitiendo el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y el suministro a mínimo precio.

Efectuados los análisis anteriores, se procederá a realizar un Análisis Técnico Económico de los proyectos, con la finalidad de determinar la conveniencia en términos económicos de la incorporación de los proyectos bajo análisis al Plan de Expansión.

Aquellos proyectos que resulten finalmente propuestos conformarán el Plan de Expansión Anual de la transmisión que se contendrá el Informe Técnico Preliminar a que se refiere el inciso cuarto del artículo 91° de la Ley.

Artículo 17°.- Análisis Preliminar.- Esta etapa consiste en revisar los antecedentes referidos en el Capítulo 4 de la presente resolución, y determinar la información que será utilizada para efectuar la Planificación de la Transmisión.

Considerando los antecedentes señalados, la Comisión identificará los proyectos que, por su naturaleza, se requieren por seguridad y no tienen directa relación con las necesidades de abastecimiento de la demanda y, por lo tanto, no deben sujetarse el Análisis de Suficiencia, debiendo someterse directamente al Análisis de Seguridad y Resiliencia.

Asimismo, la Comisión, utilizando un modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos, obtendrá un diagnóstico de los sistemas de transmisión para todo el horizonte de estudio definido que detecte las eventuales necesidades de expansión del sistema de transmisión que serán resueltas en las siguientes etapas de análisis.

Artículo 18°.- Análisis de Suficiencia.- Esta etapa consiste en identificar las necesidades de obras de transmisión que permitan incorporar oferta que mejora los costos de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional y/o que permitan cumplir con el abastecimiento de la demanda, ante los distintos escenarios de oferta y demanda.

Para efectuar este análisis se utilizarán simulaciones de despacho económico que muestren las proyecciones de los flujos esperados por las instalaciones de transmisión con el objeto de determinar las necesidades de expansión que permitan cumplir con el abastecimiento de la demanda.

Para la determinación de las necesidades de expansión que permita incorporar la oferta que mejore los costos de operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional, se utilizarán las mismas simulaciones para revisar las proyecciones de flujos esperados y las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, con la finalidad de disminuir los desacoples del Sistema Eléctrico, los costos operaciones del mismo, la disminución de los ingresos tarifarios, pérdidas técnicas, vertimientos esperados de energía renovable, entre otros.

De acuerdo a las necesidades de expansión que resulten del análisis antes expuesto, la Comisión podrá determinar lo siguiente:

a) Someter proyectos directamente a la etapa de Análisis Técnico Económico. Pasarán directamente a la etapa de evaluación económica los equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, siempre que, calculado los respectivos plazos constructivos se exceda en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes (criterio de holgura).

b) Someter proyectos a los análisis de las siguientes etapas. Se someterán a los análisis posteriores, aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda. Asimismo, se someterán a las siguientes etapas, los proyectos que mejoren los costos de operación y falla del sistema, siempre y cuando presenten beneficios de costos de operación y falla del sistema respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios (criterio de holgura).

c) Posponer proyectos y no continuar con su análisis. Se pospondrán aquellos proyectos que no cumplan con lo establecido en los literales a) o b) precedentes.

Artículo 19°.- Análisis de Seguridad y Resiliencia.- Esta etapa tiene por objetivo determinar las necesidades de expansión de transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, de acuerdo a las exigencias establecidas en la normativa técnica vigente y a lo dispuesto en el literal a) del artículo 87° de la Ley.

En esta etapa se distingue un análisis de seguridad y otro de resiliencia:

a) Análisis de Seguridad

En la presente etapa de análisis, se determinarán las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan otorgar las redundancias necesarias, de acuerdo a lo que se señala en los incisos siguientes.

Para efectos de analizar las instalaciones de transmisión nacional, se determinarán las necesidades de transmisión que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión. En caso de concluirse que el proyecto analizado no resulta necesario por cuanto no cumple con lo señalado anteriormente éste no será incluido en el Plan de Expansión, pudiendo ser pospuesto para futuros procesos de Planificación de la Transmisión.

Para efectos del análisis de seguridad de las instalaciones de transmisión zonal, la Comisión determinará las necesidades de expansión que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda si ante la salida intempestiva de la rama de la instalación de transmisión bajo análisis, ya sea ésta una línea o un equipo de transformación, se genera energía no suministrada. Se cuantificará la ENS para cada caso y se evaluará a CFCD, con lo cual se obtendrá un monto representativo del efecto de salida intempestiva de la instalación respectiva bajo análisis, la que posteriormente corresponderá verificar su conveniencia en la etapa de Análisis Técnico Económico.

Para cuantificar la ENS antes indicada, se determinará una curva de demanda promedio base utilizando los registros horarios de los retiros de energía. Con lo anterior, se le aplicará la tasa de crecimiento de la demanda, para efectos de cuantificar en el tiempo su evolución. En el caso de instalaciones de equipamientos de transformación zonal, se utilizarán los tiempos de indisponibilidad de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se considerarán las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales como, transformadores, interruptores, desconectores, transformadores de potencia o de corriente, tales que provoquen la salida intempestiva de la rama o generen cortocircuitos en ella, de acuerdo a la información que la Comisión disponga. Para el caso de proyectos de líneas de transmisión zonal, se utilizarán

registros históricos de fallas o salidas intempestivas de la línea bajo análisis, con el fin de obtener los tiempos de indisponibilidad total y la correspondiente ENS.

b) Análisis de Resiliencia

En la presente etapa de análisis se determinarán las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, que permitan el abastecimiento de la demanda y que no degraden las condiciones normales de operación técnicas y económicas del sistema eléctrico.

En particular, en esta etapa se analizará, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del sistema eléctrico frente a las siguientes contingencias: (i) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles, (iii) atraso de entrada en operación de una central de generación hidráulica y (iv) hidrologías extremas.

Para estos efectos, se comparará el comportamiento del sistema eléctrico en una condición base que contemple la contingencia respectiva sin los proyectos de expansión considerados en las etapas previas, respecto al comportamiento del sistema frente a la misma contingencia con los proyectos de expansión considerados.

En caso de que el sistema de transmisión, incorporados los proyectos de expansión que resulten de las etapas anteriores, no aseguren el abastecimiento de la demanda o degrade la operación técnica y económica del sistema, la Comisión podrá proponer nuevos proyectos de expansión de transmisión o efectuar modificaciones a los ya considerados.

Artículo 20°.- Análisis de Mercado Eléctrico Común.- Esta etapa tiene por objeto determinar las necesidades de expansión que promuevan las condiciones de oferta y faciliten la competencia, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y del suministro a mínimo precio, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87° letra b) de la Ley, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores, en cuanto reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema.

Para este análisis se realizará una comparación entre el escenario con expansión y sin expansión que ha resultado de las etapas anteriores, realizando simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras.

Con los resultados de las simulaciones, la Comisión calculará un indicador representativo de los niveles de diferencia o congestión que existen entre las inyecciones y retiros de energía en el sistema, calculando precios equivalentes de cada uno de éstos, en función de la valorización de la producción esperada para cada central de generación y el consumo esperado de cada retiro. Para estos efectos, se podrá considerar agrupaciones de unidades de generación, en base a criterios, tales como, propiedad o ubicación en el sistema, con el fin de representar el precio equivalente de producción de aquellas agrupaciones. Basándose en el precio equivalente para cada barra de retiro, se comparará respecto del precio de cada unidad de generación o agrupación de éstas, según corresponda, en valor absoluto, valorizándose esta diferencia con el nivel de consumo esperado de la barra, luego de lo cual se obtendrá el valor promedio de todas las comparaciones, conformándose el indicador para cada barra de retiro del sistema.

La comparación de tales indicadores determinará la contribución de las expansiones de transmisión propuestas para la conformación del mercado eléctrico común. Se entenderá que cumple con el objetivo del presente análisis, cuando los indicadores que incluyen la condición con expansión de transmisión propuesta sean menores que los indicadores determinados bajo la condición sin expansión de transmisión. En caso de no cumplirse con el objetivo de esta etapa, la Comisión podrá proponer nuevos proyectos de expansión de transmisión o efectuar modificaciones a los ya considerados.

Artículo 21°.- Etapa de Análisis Técnico Económico de los Proyectos.- Esta etapa tiene por objeto determinar la conveniencia económica de las necesidades de expansión que han resultado de las etapas de análisis anteriores.

Esta etapa está compuesta de dos sub etapas:

a) Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

En esta sub etapa se efectúan los estudios de factibilidad y valorización de todos los proyectos que han resultado de las etapas anteriores. Dicho estudio tiene por finalidad determinar una estimación de los Valores de Inversión (V.I.) y una estimación de C.O.M.A. de cada uno de dichos proyectos, en base a diversos elementos tales como, identificación del estado actual de las instalaciones que se intervienen, información de variables medioambientales y territoriales

proporcionada por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, cubicación de mano de obra, herramientas y maquinarias, cuantificación de las obras asociadas a instalaciones de faenas, estimación de plazos constructivos, estimación de los costos indirectos propios de cada proyecto, entre otros.

De los proyectos señalados en el párrafo anterior, no pasarán a la siguiente sub etapa de evaluación económica, y serán incorporados directamente al Plan de Expansión, aquellos proyectos que hayan resultado de la etapa de Análisis de Suficiencia a que hace referencia en el literal a) del artículo 18° y aquellos proyectos de transmisión nacional que han resultado de la etapa de Análisis de Seguridad señalados en la letra a) del artículo 19°.

b) Sub Etapa de Evaluación Económica de Proyectos

Se someterán a evaluación económica aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan resultado de las etapas anteriores, excluyendo los señalados en el párrafo final del literal precedente.

Para efectos de la evaluación económica de los proyectos, la Comisión deberá considerar lo siguiente:

i. La tasa de actualización, que corresponderá a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.530. En caso de que dicho Ministerio no fije la tasa mencionada, ésta deberá ser calculada por la Comisión. Esta tasa de actualización será utilizada para efectos de calcular el valor presente de los flujos esperados de costos, ingresos o beneficios.

ii. Para cada uno de los proyectos de expansión se determinará el valor anual de transmisión por tramos (V.A.T.T.), considerando la suma del A.V.I. de la obra, su C.O.M.A. y el ajuste por efecto de impuesto a la renta. Para el caso de obras de ampliación, el correspondiente A.V.I. se determinará considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento establecida en las últimas bases técnicas y administrativas definitivas publicadas asociadas a la licitación del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley. Tratándose de obras nuevas, el correspondiente A.V.I. se determinará considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento resultante de considerar la tasa de descuento establecida en las últimas bases técnicas y administrativas definitivas publicadas asociadas a la licitación del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, pero sin aplicar la limitación de que ésta no pueda ser inferior a un 7% ni superior a un 10%.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión zonal recomendados de acuerdo a la letra a) del artículo 19°, se comparará el V.A.T.T. del o los proyectos que permitan responder ante la salida intempestiva de la rama correspondiente, incorporando la inversión desde su ingreso en operación esperada con la ENS respectiva, ambas a valor presente y considerando como plazo máximo el horizonte de planificación del proceso respectivo. Serán propuestos al presente plan de expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión zonal que hayan presentado beneficios netos positivos.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión que hayan resultado recomendados en el Análisis de Seguridad y Resiliencia de acuerdo al literal b) del artículo 19°, la Comisión podrá considerar lo siguiente:

a) Incluirlos en el Plan de Expansión por cuanto se requieran para el cumplimiento de la normativa vigente;

b) Proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos de comparar el V.A.T.T. del o los proyectos analizados que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda respecto de la valorización de la ENS, ambos llevados a valor presente, y considerando como periodo de evaluación aquel definido como horizonte de planificación del proceso respectivo.

c) Proponer en el Plan de Expansión aquellos proyectos o necesidades de expansión de transmisión que hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios, de acuerdo al criterio de holgura por incertidumbre de los planes de generación descrito en el literal b) del artículo 18°. Para estos efectos se considerará el V.A.T.T. de los proyectos analizados, a lo cual se le sumarán los costos de operación y falla del sistema como resultado del proceso de simulación para cada uno de los escenarios definidos, junto con las perpetuidades correspondientes. Para efectos de la determinación de las perpetuidades se deberán considerar los flujos futuros más allá del horizonte de análisis, utilizando para ello una

perpetuidad de los V.A.T.T. ya determinados y una perpetuidad del promedio de los últimos tres años del horizonte de análisis de los costos de operación y falla del sistema. Luego se compararán los costos totales anteriores con los costos del caso base respectivo, que no considera los proyectos de expansión, determinándose así los beneficios netos para cada escenario y caso analizado.

En el caso de aquellos proyectos recomendados por el inciso tercero del artículo 18°, se aplicará la misma metodología descrita en el literal c) precedente.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión que hayan resultado recomendados en el Análisis de Mercado Eléctrico Común de acuerdo al artículo 20°, se utilizará la misma metodología establecida en el inciso anterior.

Adicionalmente, en esta etapa se podrán evaluar proyectos que contemplen infraestructura que presten múltiples servicios al sistema eléctrico y que otorguen al sistema nuevas funcionalidades y capacidades, en la medida que esta infraestructura permita optimizar el uso de los recursos disponibles de transporte y generación de electricidad. Su evaluación técnica económica deberá considerar los múltiples beneficios sistémicos, tales como, su aporte a la potencia de suficiencia del sistema y/o beneficios operacionales. Tratándose de la cuantificación de la potencia de suficiencia, la Comisión podrá considerar inyecciones y retiros esperados, la estimación de la potencia inicial y de la potencia de suficiencia preliminar en consistencia con el resto del sistema eléctrico, entre otros elementos.

Artículo 22°.- Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión.- Concluida la etapa de evaluación económica, se procederá a conformar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión según el resultado de las etapas anteriores.

CAPÍTULO 6

EXPANSIÓN DE INSTALACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEDICADA

Artículo 23°.- La Comisión podrá considerar en la Planificación de la Transmisión, la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permita dar cumplimiento con los objetivos señalados en el artículo 87° de la Ley.

Artículo 24°.- Las expansiones de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de obras de expansión no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y deberán considerar los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá que no se degrada el desempeño de las instalaciones existentes, cuando se considere en el diseño de las expansiones propuestas la máxima exigencia que resulte de comparar la normativa técnica vigente y la condición operacional de la instalación dedicada que se interviene.

Para el caso de eventuales daños producidos por la intervención de instalaciones dedicadas existentes se deberán considerar los costos asociados para el titular de las mismas. Para estos efectos, en caso de aquellos eventuales daños en la instancia constructiva del proyecto, sean estos por pérdida de abastecimiento de la demanda y/o limitación en la producción de la generación, se considerará en la propia valorización de la obra de expansión propuesta los seguros respectivos, los cuales serán de cargo y responsabilidad del Adjudicatario de cada proyecto.

Del mismo modo, en el caso del tratamiento de los costos asociados a la intervención de las propias instalaciones dedicadas, correspondiente a la incorporación de elementos adicionales, se incorporarán en las respectivas valorizaciones de la obra de expansión propuesta a través de costos directos de materiales, maquinarias o mano de obra necesarios que eviten la degradar del desempeño o que eviten desconexiones e interrupciones de suministro de estas instalaciones, cuando corresponda.

Artículo 25°.- Las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

CAPÍTULO 7

INCORPORACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN PARA POLOS DE DESARROLLO

Artículo 26°.- En caso que corresponda, la Comisión considerará en la Planificación de la Transmisión los polos de desarrollo que hayan sido identificados en la Planificación Energética, de acuerdo a lo establecido en el artículo 85° de la Ley.

La Comisión podrá incorporar en la planificación de la transmisión, como sistemas de transmisión para polos de desarrollo, líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, pudiendo modificar sus características técnicas, como trazado, nivel de tensión o capacidad de transporte en magnitudes mayores a las previstas originalmente.

Para dichos efectos, las soluciones de transmisión para polos de desarrollo que se incorporen en la planificación de la transmisión, deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de dichas instalaciones justifique técnica y económicamente su construcción;
- b) Que la capacidad máxima de generación esperada, que hará uso de dichas instalaciones, para el primer año de operación, sea mayor o igual al veinticinco por ciento de su capacidad, caucionando su materialización futura;
- c) Que la solución de transmisión sea económicamente eficiente para el Sistema Eléctrico, y
- d) Que la solución de transmisión sea coherente con los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes.

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

Artículo primero transitorio.- Para efectos de lo establecido en el artículo 7° de la presente resolución, y conforme lo dispuesto en el inciso segundo del artículo octavo transitorio de la Ley N° 20.936, la Planificación Energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio será considerada por la Comisión solo en caso de que el respectivo decreto a que se refiere el artículo 86° de la Ley se encuentre dictado con una anticipación no inferior a 60 días, contados desde la fecha dispuesta en la resolución exenta N° 18 de la Comisión, de 10 de enero de 2017, para la emisión del Informe Técnico Preliminar con el Plan de Expansión Anual de la Transmisión.

Artículo segundo transitorio.- Sin perjuicio lo dispuesto en el literal ii. de la letra b) del artículo 21° de la presente resolución, si al momento de emitir el informe técnico preliminar con el plan de expansión anual de la transmisión no se encuentren publicadas las bases técnicas y administrativas definitivas asociadas a la licitación del Estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, y adicionalmente no se encuentre regulada la metodología para la determinación del ajuste por efecto de impuestos a la renta a que se refiere el artículo 103° de la Ley, el V.A.T.T. de las alternativas de expansión para efectos de la etapa de análisis técnico económico, se determinará considerando la suma de un intervalo de valores posibles de A.V.I. de la obra y el C.O.M.A. de la obra.

Dependiendo del tipo de obra, se procederá conforme lo siguiente:

a) Para el caso de las obras de ampliación, el correspondiente intervalo de valores de A.V.I. se determinará utilizando el V.I. estimado de la obra de ampliación, la vida útil de cada tipo de instalación y un intervalo de tasas de descuento comprendido entre el 8% y 10%. Dicho intervalo corresponde a tasas que incorporan conjuntamente los efectos tanto de la tasa de descuento como también los ajustes por efectos de impuestos a la renta.

b) Por su parte, para el caso de obras nuevas, el correspondiente intervalo de valores de A.V.I. se determinará utilizando el V.I. estimado de la obra nueva, la vida útil de cada tipo de instalación y un intervalo de tasas de descuento comprendido entre el 5% y 7%. Dicho intervalo corresponde a tasas que incorporan conjuntamente los efectos tanto de la tasa de descuento como también los ajustes por efectos de impuestos a la renta.

Artículo segundo: Déjase sin efecto la resolución exenta CNE N° 384 de la Comisión Nacional de Energía, de 20 de julio de 2017, que establece criterios y metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936, correspondiente al año 2017.

Artículo tercero: La presente resolución deberá estar disponible a más tarde el día hábil siguiente al de su publicación en el Diario Oficial, en forma permanente y gratuita para todos los interesados en formato Portable Document Format (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl.

Anótese y publíquese en el Diario Oficial.- Andrés Romero Celedón, Secretario Ejecutivo, Comisión Nacional de Energía.

