

**Ref.:** Aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

**SANTIAGO, 19 MAY 2016**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 425**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión";
- b) Lo señalado en el artículo 131° ter del D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por la Ley N° 20.805; en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.805;
- d) La Resolución Exenta N° 78, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión, que establece el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- e) La Resolución Exenta N° 268, de 29 de febrero de 2016, de la Comisión, que crea el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;

- f) La Resolución Exenta N° 328, de 13 de abril de 2016, de la Comisión, que aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley; y,
- g) La Resolución N° 1600, de 2008 de Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

- 1) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, el o los procesos de licitación se iniciarán con un informe preliminar de licitaciones fundado de la Comisión, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación;
- 2) Que, mediante Resolución Exenta N° 328, de 13 de abril de 2016, la Comisión aprobó el Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- 3) Que, las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se inscriban en el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que hace referencia el literal e) de vistos, podrán realizar observaciones de carácter

- técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días contados desde su publicación;
- 4) Que, a estos efectos, mediante Resolución Exenta N° 78, de 18 de febrero de 2015, la Comisión estableció el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
  - 5) Que, en virtud de lo ordenado en el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones señalado en el numeral 4) de los considerandos, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras, y los usuarios e instituciones interesadas, dentro del plazo y en la forma prescrita por dicho procedimiento, presentaron ante la Comisión sus observaciones de carácter técnico al Informe Preliminar de Licitaciones mencionado; y,
  - 6) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley y en el artículo 5° del procedimiento de observaciones individualizado en el literal d) de vistos, la Comisión deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubiesen formulado, mediante una publicación en el sitio web [www.cne.cl](http://www.cne.cl) y, adicionalmente, a través del envío a las casillas de correos electrónicos de las concesionarias de distribución, empresas generadoras y usuarios e instituciones interesadas, dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe de licitaciones.

**RESUELVO:**

**Artículo Primero.-** Aprueba respuesta a las observaciones realizadas al Informe Preliminar de Licitaciones en los siguientes términos:

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
1	SAESA	ANEXO 1	La construcción del porcentaje de asignación por barras considera valores históricos, pero se tiene la seguridad que SAESA va a tener retiros en la Barra Diego de Almagro 220kV.	Considerar en el informe o en la eventual Bases de Licitación, Energía referencial para la Barra Diego de Almagro 220 (1,5%)a prorrata del resto de las barras.	Se acoge la observación. Se adecuará la tabla del Anexo 1 del Informe Preliminar de Licitaciones.
2	SAESA	5. Necesidades de suministro a contratar	El cálculo de holguras considera la diferencia entre lo proyectado y lo contratado. Debido a la rigidez de los contratos del proceso 2006/01 del GRUPO SAESA no permite utilizar los contratos en su totalidad. En efecto, sólo Cuando se extingan los contratos del proceso 2016/01, desaparece esta distorsión y a partir del año 2020 las necesidades de suministro serán efectivamente la diferencia entre la demanda y lo contratado.	Considerar dentro de las holguras del Grupo SAESA una ineficiencia de los contratos del proceso 2006/01 del orden de los 12 GWh anuales para LUZ OSORNO, 20 GWh para FRONTEL y 50 GWh para SAESA (periodo 2016-2019).	Los niveles de sobrecontratación hasta 2019 permitirían absorber las variaciones de demanda y restricciones de los contratos como las señaladas en la observación. Por otro lado, las diferencias señaladas dependen del perfil de consumo mensual que exista en el futuro, y por lo tanto los volúmenes de ajuste indicados no son completamente anticipables.
3	Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo N°1 pág. N°3 y Capítulo N°7	En el proceso 2013/03-2 no fueron adjudicados 1.045 GWh/año de bloques horarios de energía por falta de ofertas, por lo que de acuerdo a lo estipulado en el artículo 135 Bis de la Ley Eléctrica, se requiere de la implementación de licitaciones de corto plazo para suplir dicha energía. El detalle de la energía no adjudicada es la siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 18:00 a 22:59: 440 GWh/año (Bloque C)</li> <li>• 23:00 a 07:59: 375 GWh/año (Bloque A)</li> <li>• 08:00 a 17:59: 230 GWh/año (Bloque B)</li> </ul>	Se propone complementar el capítulo n°5 del informe, considerando la energía no adjudicada en el proceso 2013/03-2, de acuerdo al tamaño de los bloques horarios sin adjudicar detallados en la presente observación. En el capítulo n°7 se debe proponer una licitación corta para resolver la situación de los bloques N°1 y N°2 de la licitación 2013/03-2.	El Informe considera un análisis agregado de la demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Los sub-bloques horarios no adjudicados en el proceso SIC 2013/03-2 llamado no representan un volumen de energía significativo respecto del total contratado de las empresas distribuidoras. En consecuencia, no se proyectan déficits horarios para las distribuidoras, por lo que dichos montos pueden ser suministrados a través del nivel de contratación existente (base más variable), ya que las distribuidoras pueden utilizar sus distintos contratos para abastecer sus necesidades horarias según lo requiera. Con todo, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 135° de la LGSE, la relicitación de los bloques no adjudicados es facultativa, por lo que no es mandatorio relicitar la misma magnitud en que dichos bloques hayan quedado desiertos.
4	Eléctrica Puntilla S.A.	Subcapítulo N°3.6 pág. N°21.	La estimación de crecimiento del PIB no recoge las últimas proyecciones, tales como la recientemente elaborada por el FMI ( <a href="http://www.imf.org/external/country/CHL/">http://www.imf.org/external/country/CHL/</a> ).	Estimar un crecimiento del PIB de 1,5% para el 2016 y 2,1% para el 2017 (en vez de 2,0% y 3,6%) y revisar a la baja el valor a utilizar desde el año 2018 en adelante.	Esta Comisión utilizó las proyecciones del PIB del Comité Consultivo del PIB tendencial, del Ministerio de Hacienda. Sin perjuicio de lo anterior, el PIB proyectado para los años 2016 y 2017 se ajustará en el Informe Final en base a las proyecciones del IPoM de Marzo de 2016, publicado por el Banco Central, utilizando el valor promedio del rango presentado. Lo anterior, considerando que esta información se encuentra más actualizada y que los valores proyectados por el Ministerio de Hacienda se encontraban fuera del rango entregado en dicho IPoM.
5	EléctricaPuntilla S.A.	Capítulo N°5 pág. N°34.	Se solicita no considerar el artículo 135° quáter (en el informe se hace referencia al artículo 145° quáter que no corresponde)	Reemplazar el año 2022 por el 2018 en el segundopárrafo del capítulo n°5 y eliminar “al	El mecanismo establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, reconoce los excedentes de suministro como energía

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>debido a que el espíritu detrás de este artículo es resolver una situación de estrechez en un momento particular y de una distribuidora en particular de un sistema, resuelto gracias a los excedentes de otra distribuidora en el mismo sistema, por lo cual no se puede proyectar su uso en el mediano plazo (2018-2021), si se puede resolver con una licitación corta según lo contemplado en el artículo 135 quinquies, y así utilizar el 135° quáter para las condiciones excepcionales. Adicionalmente es importante notar que aún no existe el procedimiento mencionado en dicho artículo, lo cual dificultaría la correcta asignación de los traspasos. Adicionalmente es importante tener en cuenta que el reglamento de licitaciones del Decreto Supremo N°4 de 2008, no aplicaría para estos casos.</p>	<p>2021" al inicio del tercer párrafo.</p>	<p>comprometida y utilizable para abastecer los contratos existentes de ser requerido, debiendo para ello mantener las características esenciales del suministro contratado originalmente. En virtud de lo establecido en el artículo 131° de la Ley, la Comisión deberá diseñar, coordinar, y dirigir la realización de los procesos de licitación, por lo que es tarea de esta Comisión determinar las necesidades de suministro y el diseño óptimo de los bloques a licitar, considerando la conveniencia de utilizar este tipo de mecanismos para un mejor aprovechamiento del nivel de contratación existente. En este sentido, se estima que para efectos de la licitación de largo plazo, con inicio de suministro para el año 2022, las distribuidoras deben satisfacer su demanda con contratos propios, por lo que no se considerará la aplicación de traspasos de excedentes para dicha licitación. En el corto plazo, considerando el período del 2017 al 2021, se considerará el traspaso parcial de excedentes para aportar a satisfacer la demanda, sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del Informe Final. Cabe señalar, que en el Decreto Supremo N°4 de 2008, que aprueba el reglamento de licitaciones de suministro, se establece un procedimiento para la aplicación del mecanismo de traspaso de excedentes, el que se encuentra plenamente vigente. No obstante lo anterior, de acuerdo a lo dispuesto en el la ley 20.805, se encuentra en tramitación en Contraloría el reglamento en el que se establece el procedimiento actualizado a que se refiere el artículo 135 quáter. Finalmente se hace presente que dicho criterio es consistente con lo considerado en el Informe Final de Licitaciones 2015, y que en todo caso dicho procedimiento se ajusta plenamente a lo establecido en la Ley.</p>
6	Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo N°6 pág. N°37 a 40.	<p>Para la estimación de la oferta esperada de energía, no hay una distinción de la oferta de energía según bloques horarios, lo cual podría sub o sobreestimar la disponibilidad de energía para cubrir la futura demanda de energía regulada. Por ejemplo, puede hoy en día haber una oferta considerable de energía para el bloque diurno de energía, y viceversa en el caso</p>	<p>Se propone incorporar en el párrafo n° 3, cuando se habla de las centrales eólicas y solares: "En el caso de las centrales eólicas y solares, se utilizó la estadística existente de generación real horaria..." Adicionalmente, agregar en la tabla N° 16 el desglose horario de la oferta de energía disponible.</p>	<p>En vista de que el cálculo es referencial, no se considera necesario efectuar modificaciones a la metodología. En particular, considerando el propósito del ejercicio, no se hace necesario realizar una estimación de la energía generable por bloque, lo cual adicionalmente requeriría de supuestos sobre la generación horaria de centrales</p>

N°	Empresa o Ull <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			de los bloques de la tarde y noche.		térmicas, hidráulicas de embalse o serie y otros, cuyo despacho no se condice necesariamente con la disponibilidad de su insumo principal (como por ejemplo es el caso de las centrales solares y eólicas).
7	EléctricaPuntilla S.A.	Capítulo N°6 pág. N°39 – 40.	Se observa que en el análisis de la oferta y demanda de energía para determinar el margen de energía disponible del sistema, no se está tomando en consideración que la energía que requieren los clientes libres para sus actuales y futuros consumos también debe ser cubierta con la oferta de energía eficiente una vez que venzan sus contratos de suministro de energía respectivos.La observación anterior busca que a pesar de que este ejercicio sea meramente referencial, tenga un adecuado grado de validez, de modo que refleje apropiadamente la realidad de la oferta y demanda.	Se propone incluir un párrafo entre el segundo y tercer párrafo luego de la tabla N°16, el cual mencione lo siguiente:“Por otra parte, se tuvo en consideración que una vez finalizados los contratos entre generadores y clientes libres, esta demanda de energía debe ser suministrada y considerando las tasa de crecimiento de clientes libres del estudio “Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo”, con esta información se puede tener de forma complementaria un margen más estrecho de la oferta de suministro disponible para las empresas distribuidoras.”	Efectivamente el análisis se encuentra basado en la energía actualmente contratada y en la que se estima esté disponible por parte de los suministradores. En ese sentido, y si bien es correcto indicar que esta disponibilidad deberá responder a los requerimientos de clientes libres y regulados, los datos expuestos muestran, de manera referencial, la relación entre la energía que estaría disponible para ser contratada por cualquiera de estos dos segmentos y sus requerimientos, sobre los cuales los interesados pueden efectuar los análisis que estimen conveniente, considerando además que se trata de un ejercicio de carácter referencial.
8	ENDESA	1.- Corrección de la proyección de demanda de Coopelan.	Existe una incoherencia en la proyección de la demanda de Coopelan. Por una parte, en la tabla 1 (proyección informada por EEDD en subestación primaria) se presenta una proyección de esta empresa que parte en 107 GWh/año en 2016 y sostiene un crecimiento continuo hasta 2036. Sin embargo en Tabla 4, cuando se presenta la misma información anterior de las EEDD referida al sistema troncal, la proyección de Coopelan disminuye a la décima parte, esto es, su proyección parte desde 11 GWh/año el 2016. Lo anterior, en circunstancias que según la Tabla 7.2, Coopelan termina el 2015 con un consumo de 94 GWh/año. Por lo tanto, se debiera corregir la proyección de la demanda de Coopelan de la Tabla 4 y siguientes, de modo de que sus consumos definitivos anuales queden amplificadas por 10 respecto de los publicados en el informe.	s/i	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.
9	ENDESA	2.- Proyección del año 2016.	Consideramos que la proyección para el año 2016, debería ser menor que la proyectada en el informe atendiendo a lo siguiente:  En la Tabla 7.1 se indica que el consumo total del año 2015 para el SIC y SING es de 31.387 GWh a nivel de subestación primaria, cuyo crecimiento respecto de 2014 fue del 2,7%. Si se refiere este consumo al nivel Troncal utilizando los factores de expansión de pérdidas de cada empresa distribuidora (punto 3.2 del Informe), se obtiene un consumo total de 33.787 GWh para	s/i	Las proyecciones se basan en modelos econométricos, realizadas por la CNE o por las empresas distribuidoras, las que en este último caso fueron analizadas y aceptadas por la CNE. Estos modelos econométricos se encuentran explicados en el cuerpo del informe, al igual que los resultados obtenidos. Sobre la base de dichos resultados, se observa que el PIB no es la única variable explicativa de la demanda. No obstante lo anterior, se puede señalar que se ajustarán a la baja las tasas de proyecciones del PIB para los años 2016 y 2017 en base a los datos presentados en el

N°	Empresa o Ull <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>el 2015.</p> <p>Por otra parte, el consumo ya ajustado previsto para el año 2016, es de 35.100 GWh según tabla 11.1 y si se corrige Coopelan, este consumo total subiría a 35.199 GWh, lo que implicaría tasas de crecimiento de 3,9 % y 4,2% respectivamente respecto de 2015. Debido que el crecimiento del consumo tiene una fuerte dependencia causal con el crecimiento económico (PIB), existe una incoherencia al proyectar un crecimiento de la demanda cercano al 4% con un crecimiento de PIB proyectado para 2016 de un 2% según Tabla 8, en circunstancias que para un crecimiento del PIB similar del 2% en 2015, el crecimiento de la demanda fue de sólo un 2,7%, considerando que son años contiguos en que el consumo eléctrico sigue una tendencia similar. Ello considerando además que un crecimiento tendencial del 4% se registra para los años 2017 y siguientes, en los que el crecimiento anual del PIB previsto es del orden de 3,6% a 3,7% (Tabla 8).</p> <p>Se solicita a la CNE justificar el crecimiento y valor de la demanda proyectada para 2016, conforme a lo comentado precedentemente.</p>		<p>IPoM del Banco Central de Marzo 2016. Ver respuesta a observación N° 4.</p>
10	ENDESA	3.- Proyección desde los años 2024 al 2036.	<p>En Tabla 11.2, la tasa del crecimiento del consumo en el período 2024 a 2031 se sitúa en un valor del 3% cual significa un cambio significativo respecto del crecimiento del período anterior (2016-2023), que presenta con tasas anuales del 4% y superiores en algunos años. En la misma Tabla 11.2, se muestra que para el período final 2031 a 2036, el crecimiento retorna a tasas anuales del 4% y superiores. Ello no obstante que el crecimiento anual proyectado del PIB y de la población, que son la variables explicativas más importantes del crecimiento del consumo eléctrico, considera valores constantes e igual 3,7% y 0,7 %, respectivamente, durante todo el período 2018-2036, según se muestra en la Tabla N° 8 del Informe. Respecto de lo anterior, si bien se incluyen supuestos de ponderación de tasas de crecimiento anual desde el año 2023 en adelante (punto 3.6, página 24), cabe señalar que tanto las denominadas "Tasa Distribuidora" y "Tasa Sistémica" (tasas ponderadoras) no debieran modificar significativamente las tasas de crecimiento del consumo como se señaló precedentemente, salvo que exista</p>	s/i	<p>Se acoge la observación. En efecto, la Tabla 11.2 del informe contenía un error de transcripción en el período 2032-2036, con lo cual no resultaba consistente con señalado en la Tabla 11.1 y lo dispuesto en el archivo de antecedente "Cálculo Demanda Informe Preliminar Abr 16". Se modificará la Tabla 11.2 del informe en consistencia a lo señalado.</p>

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>algún supuesto en la modelación que implique un cambio “estructural” en la proyección, como pudiera ser alguna consideración de “desacople económico”, fenómeno ya considerado en el estudio de consultoría de referencia de la CNE (Mercados Energéticos), que señala que con el tiempo y según el avance tecnológico o la aplicación de políticas de eficiencia energética, se reduce el grado de causalidad entre el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda eléctrica. Adicionalmente, como se indicó, se observa que las tasa de crecimiento anual de los últimos años (2032 a 2036) de la Tabla 11.2 vuelven crecer sobre 4% como promedio total SIC y SING, lo cual consideramos que : i) dichas tasas no guardan relación con las tasas anuales obtenidas directamente de la proyección ajustada de los consumos (GWh) de la Tabla 11.1, la cual mantiene durante esos años una valor anual constante en torno a 3% total promedio y ii) consideramos que proyectar una modificación de tendencia del crecimiento del consumo en ese período no tiene un sustento estadístico significativo, toda vez que el poder predictivo de los modelos econométricos es válido para un período semejante al tamaño muestral, esto es, unos 10 años según el punto 3.5 del ITPL, lo que excluye dicho período. Respecto de lo anterior, se solicita a la CNE explicitar las razones de los cambios “estructurales” que se producen en las tasas de crecimiento de la demanda en los períodos 2024 a 2036, con una trayectoria que no concordaría con una tendencia de crecimiento anual constante de las variables explicativas PIB y población que se proyectan en la Tabla 8.</p>		
11	ENDESA	4.- Muestra Histórica para utilizar en la proyección.	<p>En relación con la muestra histórica utilizada en los modelos de proyección de la demanda de las EEDD, en el punto 3.5 se indica que se recabó información de esas empresas desde el año 2000 hasta el 2015, pero al parecer la información utilizada en el estudio es desde el año 2006 en adelante (Tablas 7.1 y 7.2). Como un mayor tamaño muestral permitiría, en general, obtener un mejor modelo predictivo, se consulta la razón que se tuvo para reducir dicha muestra a 10 años.</p>	s/i	De acuerdo a la calidad y trazabilidad de los datos históricos disponibles, se utilizaron los datos correspondientes al período 2006-2015 para tener una base simétrica y completa para las proyecciones, y de esta forma obtener una base histórica que permita una mejor calidad de ajuste en los modelos.
12	ENDESA	5.- Respecto de las Metodologías de Proyección descritas	<p>En la Tabla 9 y Anexo 3 del Informe se describen los modelos de proyección de la demanda de las empresas de distribución. En los casos de modelos econométricos, además de los coeficientes de las variables explicativas se incluye el valor del coeficiente de correlación R2 que mide la calidad del ajuste de la regresión. No</p>	s/i	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>obstante, consideramos que también deben incluirse en el informe resultados de otros estadísticos que miden la bondad de ajuste y de pronóstico del modelo utilizado, como son principalmente: Error Estándar de los coeficientes (Std. Error) y el Student (t-Student), los cuales miden aspectos asociados a la calidad de los coeficientes obtenidos y el test de Fischer y su probabilidad (F y Prob(F)) que miden la calidad de pronóstico del modelo econométrico utilizado.</p>		
13	ACERA	6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica	<p>Mediante carta CNE N°852 de fecha 21 de diciembre de 2015 dirigida a las empresas generadoras, la Comisión solicitó “informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2015 hasta 2035, considerando los contratos destinados a abastecer a clientes libres y clientes sometidos a regulación de precios, que hayan iniciado o inicien suministro en el período previamente indicado”. Según nuestros análisis, hemos detectado que existirían discrepancias entre la información de contratos entregada por la CNE en el Informe Preliminar de Licitaciones con la información que es de acceso público a través de las páginas de los CDECs y que esos organismos publican en cumplimiento de lo dispuesto en la letra r) del artículo 37 del DS291/2007 que aprueba Reglamento que establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los CDEC (DO 04-08-2008) . Para efectos de los análisis y referencia de los agentes del mercado, solicitamos a ustedes incluir la información de los contratos desglosados por empresa generadora y tipo de cliente como un anexo del informe, además del contraste realizado por la CNE con los datos disponibles en las páginas de los CDECs.</p>	<p>Incluir en un anexo del Informe la información detallada de contratos recibida como respuesta a la carta CNE N° 852 y el contraste realizado de esta información con la de acceso público que está alojada en las páginas de los CDECs.</p>	<p>En efecto, la información disponible por parte de los CDEC difiere de la señalada en el presente informe, la que, como se señaló, corresponde a la que fue puesta a disposición de la Comisión por parte de las empresas generadoras para el ejercicio referencial que se presenta. De un simple análisis es posible ver, por ejemplo, que en el caso del SIC para 2016 la energía que el CDEC respectivo muestra como contratada para los clientes libres es menor que la proyección de demanda para ese segmento, lo que contrasta con la información que dispone esta Comisión. Sin perjuicio de lo señalado, esta Comisión se encuentra trabajando con el fin de que la información que se encuentre disponible para los agentes respecto a este tema sea consistente.</p>
14	Central El Campesino S.A.	Capítulo 8, página 41	<p>A lo largo del documento se describe la metodología utilizada por la CNE para proyección de demanda, la cual muestra que a partir del año 2023 existe un déficit de energía respecto al bloque base. Sin embargo, el mismo análisis muestra que para el caso particular del año 2023 no existe un déficit de energía respecto a la energía contratada, no existiendo por lo tanto una necesidad real de realizar una licitación con inicio de suministro para ese año.</p> <p>Adicionalmente, si los resultados de la nueva proyección de demanda se comparan con la misma proyección realizada durante el año 2015, se aprecia que la actual demanda</p>	<p>En tabla N° 18 del capítulo 8, eliminar el proceso de licitación señalado con inicio de suministro en el año 2023</p>	<p>No se acoge la propuesta. Ver respuesta a observación N°43.</p> <p>Por otro lado, la tabla N°18 del capítulo 8 del Informe representa una estimación aproximada de los eventuales futuros procesos licitatorios que se deberían realizar, de acuerdo a los resultados de proyección de demanda y contratación existente. La licitación que finalmente se realice tendrá en consideración la información más actualizada respecto de eventuales montos no adjudicados en la licitación 2015/01 en curso, para efectos de determinar el monto definitivo a licitar.</p>

N°	Empresa o Ull <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>proyectada ha sufrido una disminución para los próximos años. Es así como un escenario de reducción de proyección de demanda regulada podría volver a suceder, ya sea durante este año y en los próximos años, por lo que considerar una licitación con fecha de inicio de suministro en el año 2023 puede llevar a que exista, tal como ya está mostrando para los años entre 2019-2022, una sobreoferta entre los contratos existentes. Así, bajo la conclusión entregada en las proyecciones, los suministradores verían un requerimiento de energía por parte de las distribuidoras menor que el bloque base (es decir que el consumo de las distribuidoras no alcance al 90% del volumen contratado) en forma constante durante la vigencia de los contratos, lo que podría ser percibido:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Por parte de los inversionistas y sus financistas, como una señal negativa: dado el nivel de contratación, la perspectiva de ingresos a través de los contratos de suministro con las Distribuidoras es mucho menor;</li> <li>2. Por parte de los potenciales suministradores, una tendencia a la sobrecontratación: con la finalidad de alcanzar un nivel óptimo sobre el bloque base y no sobre la energía total contratada, los oferentes tenderán a aumentar la energía ofertada, corriendo el riesgo que ante requerimientos mayores al bloque base, los suministradores deban comprar energía en el mercado spot, con los riesgos que esto puede implicar en las empresas y en consecuencia al sistema.</li> </ol> <p>Pueden existir varios escenarios de demanda regulada en los cuales se puede presentar lo señalado anteriormente. A modo de ejemplo, si durante el presente año se tiene un crecimiento similar al año 2015, es decir en torno al 2%, y el crecimiento entre los años 2017 al 2022 se da en torno al 3.6%, la necesidad de una licitación con inicio de suministro en 2023 no existiría ya a partir de la próxima proyección de demanda por parte de la CNE.</p> <p>Por otro lado, hay que tener en consideración que la Ley faculta a la CNE a realizar licitaciones de corto plazo, la cual entendemos que es un mecanismo más eficaz cuando existen incertezas respecto a un déficit de energía (producido por el hecho que solo se presenta la necesidad de contratación respecto al bloque base de la energía contratada, pero no respecto al total de la energía contratada). En particular, años</p>		

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>como el año 2023, requieren un seguimiento, más que un llamado a licitación con antelación de 5 años, periodo en el cual las proyecciones pueden sufrir un cambio cuya consecuencia sea una sub-utilización de los contratos existentes. Finalmente, debemos destacar que uno de los propósitos fundamentales de los procesos de licitaciones es la competencia y de introducir nueva capacidad al sistema, lo cual no solo se logra con una mayor cantidad de licitaciones, sino también dando certezas de que la energía contratada será finalmente demanda, sin tener que correr riesgos de presentar sobreofertas para cumplir con proyecciones de los financistas más conservadoras (por ejemplo con demandas más deprimidas).</p>		
15	Grupo CGE	2.1 (pág. 4)	La razón social de EMELAT es Empresa Electrica Atacama S.A.	Donde dice "Empresa Electrica de Atacama S.A.", debe decir "Empresa Electrica Atacama S.A."	Se accede a lo solicitado.
16	Grupo CGE	3.2 (pág. 12)	La Tabla 3, que indica los factores de ajuste de inyección de energía (FAIE), no estaría considerando para el subsistema STx SING los FAIE informados por el CDEC SING en la última reliquidación de aplicación del DS 14 de fecha 29 de enero de 2016.	Corregir tabla conforme al "Anexo Tabla 3"	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.
17	Grupo CGE	3.3, (pág. 14)	La Tabla 5 que indica la proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados informada por empresas distribuidoras, a nivel troncal, presenta diferencias respecto del cálculo que resulta de la aplicación de los factores FEPE y FAIE sobre las proyecciones a nivel de subestación primaria que informaron las distribuidoras.	Corregir tabla conforme al "Anexo Tabla 5"	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.
18	Grupo CGE	3.4, (pág. 16)	La Tabla 6.1 que indica la proyección de demanda total regulada informada por empresas distribuidoras a nivel troncal, presentaría la duplicidad de la proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados. En el formato de información solicitado en la carta CNE N°828/2015, en la hoja "Demanda Regulados", nota (4), CNE indicó que la demanda de energía asociada al mes calendario respectivo "Considera exclusivamente energía destinada a clientes regulados, incorporando o descontando la demanda de clientes que cambian su condición de libres o regulados.". Así la información enviada por las distribuidoras consideró la incorporación de la demanda proyectada de los clientes que cambiarían su condición de libre a regulado.	Corregir tabla conforme al "Anexo Tabla 6.1"	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
19	Grupo CGE	3.4, (pág.17)	Conforme a la observación efectuada a la Tabla 6.1, la Tabla 6.2 debería ser recalculada.	Corregir tabla 6.2 conforme a observación técnica.	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado
20	Grupo CGE	3.6, (pág. 24)	En la Tabla 10.2 se presentan tasas de crecimiento sistémicas, para las cuales el informe no profundiza respecto de la metodología usada en su cálculo. Se esperaría que dichas tasas fueran del orden del promedio ponderado de las tasas de crecimiento de las distribuidoras, pero se observa que la sistémica es significativamente menor a éstas.	Se solicita incorporar respaldo de la metodología con la cual resultan las tasas de crecimiento sistémicas indicadas en la Tabla 10.2	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.
21	Grupo CGE	3.7, (pág. 27)	Siguiendo la metodología señalada en los puntos 3.1 a 3.6, no es posible reproducir los resultados que se indican en la Tabla 11.1 que presenta la proyección de demanda final de clientes regulados de empresas distribuidoras a nivel troncal. Particularmente, no se entiende por qué la proyección ajustada para las empresas del Grupo CGE no coincide con aquella presentada por ellas.	Se solicita incorporar respaldo de la metodología con la cual resulta la proyección de demanda de la Tabla 11.1	Los resultados de la tabla 11.1 nacen a partir de las tasas expuestas en la tabla 10.3, las que se construyen en base a la información entregada por las empresas distribuidoras y a proyecciones realizadas por la CNE. En particular, desde el año 2023, las tasas de cada empresa distribuidora se ponderan con las tasas sistémicas estimadas por la CNE de acuerdo al criterio explicado en el punto 3.6 del "Informe Final de Licitaciones".
22	Grupo CGE	3.7, (pág. 28)	Conforme a las observaciones efectuadas a las tablas que preceden la Tabla 11.1, La Tabla 11.2 debería ser recalculada.	Corregir Tabla 11.2 conforme a observación técnica	Ver respuesta observación N° 21.
23	Grupo CGE	4, (pág. 29)	La Tabla 12 no incluye el proceso de licitación CGED 2008/01-2do llamado	Corregir conforme a observación técnica	Se acoge la observación. Se adecuará la Tabla 12 del capítulo 4 del Informe Preliminar de Licitaciones.
24	Grupo CGE	4, (pág. 31)	Tabla 13.1: Considera solamente los bloques base de las energías contratadas por licitación. En el caso de CONAFE, suma además el bloque variable adjudicado a Colbún en el proceso SAE 2006-01. Además, el nivel de contratación de las empresas distribuidoras ELECDA-SIC, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL difiere de lo realmente contratado por dichas distribuidoras. Esto se presenta en lo volúmenes adjudicados en las licitaciones EMEL SIC - 2006 y EMEL SIC - 2006 - 2do llamado.	Esta tabla, para la distribuidora CONAFE, no debe considerar las energías adjudicadas a Colbún en el proceso SAE 2006-01 para el bloque variable.	Las licitaciones del proceso 2006 se realizaron bajo la normativa establecida en la Resolución Exenta N°704, la cual contemplaba la licitación de bloques de suministro base y variables. El bloque variable difiere de la componente variable del bloque de suministro, en cuanto el primero está asociado a las variaciones de demanda, mientras que la segunda tiene por finalidad absorber incrementos no esperados de la misma. Finalmente, y en consistencia con la normativa establecida en el numeral 5.3.2 de la Resolución Exenta N°704, las bases de la licitación SAESA 2006/01 indican en el numeral 3.1 que "el Bloque Variable se transformará en Bloque Base, bajo las mismas condiciones de los Bloques Base, a partir del tercer año". En consecuencia, dichos bloques variables deben ser considerados como parte del nivel de contratación base de la distribuidora. En cuanto a la consulta por los suministros contratados de los procesos EMEL-SIC 2006, ver respuesta a observación N° 25.
25	Grupo CGE	4, (pág. 32)	Tabla 13.2: El nivel de contratación de empresas distribuidoras ELECDA-SIC, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL difiere de lo	Para los contratos resultantes de los procesos de Licitación EMEL-SIC 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2,	Los montos de adjudicación de los contratos EMEL-SIC 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2 ya se encuentran

N°	Empresa o Ull <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>realmente contratado por dichas distribuidoras. Esto se presenta en lo volúmenes adjudicados en las licitaciones EMEL SIC - 2006 y EMEL SIC - 2006 - 2do llamado.</p>	<p>CNE distribuye la energía contratada por el conjunto de las empresas ELECDA-SIC, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL, utilizando factores de prorrata referenciales que corresponden a montos estimados, señalados en los respectivos contratos. Estos factores deben ser reemplazados por factores de prorrata de consumos reales (ver Anexo Tabla 13.2).</p> <p>Para el caso del proceso de Licitación EMEL-SIC 2006/01, adjudicado al generador ENDESA, los montos de energía contratada corresponden al 50% de la energía consumida en el año 2009 por las empresas ELECDA-SIC, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL, el cual en la actualidad ya se encuentra determinado para cada empresa y que en su totalidad alcanza el monto de 875,452 GWh. Por otra parte para el proceso de Licitación EMEL-SIC 2006/01-2, adjudicado al generador AES Gener, los montos de energía contratada corresponden a los consumos del año 2011 de las empresas ELECDA-SIC, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL descontado el 50% del consumo real del año 2009, el cual en la actualidad ya se encuentra determinado para cada empresa y que en su totalidad alcanza el monto de 1.047 GWh. Se solicita corregir esta situación ya que altera el nivel de contratación de cada empresa y por ende no refleja las verdaderas necesidades de estas distribuidoras.</p>	<p>actualizados a los valores propuestos en esta observación, según consta en el detalle de los antecedentes de respaldo del Informe Preliminar de Licitaciones.</p>
26	Grupo CGE	Anexo 3, (pág. 59)	<p>Anexo 3. Parámetros Proyección Demanda en Empresas Distribuidoras. Ciertos valores no son coincidentes con los parámetros presentados en el informe de proyección de demanda enviado por las distribuidoras del Grupo CGE.</p>	<p>Aproximación a decimales debiese corregirse en el PIB Regional a Charrúa 220 (6820,61), Diego de Almagro 220 (4,34) y en Maitencillo 220 (25,78) y en la Dummy Tendencia para Diego de Almagro 220 (238,36)</p>	<p>Se acoge la observación.</p>
27	Colbún S.A.	Capítulo 3.3 (pág. 14)	<p>Se estable en el informe que Conafe y Chilectra han informado el potencial traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados, a partir del año 2019. Asimismo, se establece en el informe que CGE Distribución ha informado el potencial traspaso de clientes no sometidos a precios regulados a partir del año 2016. Sin embargo, no constan en el informe ni</p>	<p>Solicitar a Conafe, Chilectra y CGE Distribución que proporcionen los antecedentes fehacientes donde consten los traspasos de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados, a partir de los años 2019 y 2016 respectivamente.</p>	<p>El Informe Preliminar de Licitaciones considera los potenciales traspasos de clientes libres a clientes regulados informados por las empresas distribuidoras acompañando los antecedentes respectivos, de acuerdo a lo solicitado en la carta CNE N°828 de 2015. Dichos antecedentes pueden ser solicitados a través del mecanismo establecido en la ley</p>

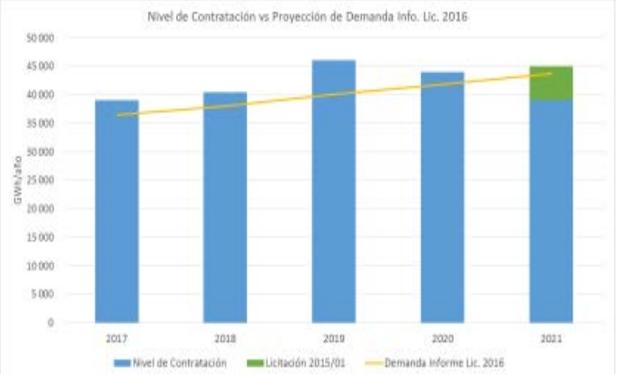
N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			en los archivos de respaldo, los antecedentes fehacientes que acrediten el traspaso de dichos clientes de régimen libre a régimen regulado.	Incorporar tales antecedentes en el informe.	20.285. Cabe señalar que, en atención al artículo 131 de la Ley, las concesionarias de distribución deben informar sus proyecciones de demanda de forma documentada, detallada y justificada. La entrega de información errónea, incompleta o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos, dará lugar a sanciones de acuerdo a la ley 18.410. Sin perjuicio de lo anterior, la información señalada corresponde a estimaciones efectuadas por las empresas distribuidoras que consideran dentro de sus análisis, la potencia conectada y los antecedentes respecto a la vigencia de los contratos de suministro de los potenciales clientes libres que podrían traspasarse. Adicionalmente, para el período 2016-2019, dichos traspasos corresponden a modificaciones en las potencias conectadas informadas a las empresas distribuidoras.
28	Colbún S.A.	Capítulo 3.6 (pág. 20)	Para que haya consistencia entre las cifras de demanda proyectada, las proyecciones entregadas por el grupo CGE, Luz Parral y Luz Linares debieran actualizarse con los parámetros de crecimiento del PIB considerados por la CNE.	Actualizar las proyecciones del grupo CGE, Luz Parral y Luz Linares con parámetros consistentes con aquellos considerados en la "tabla 8 – Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas" del presente informe.	Se acoge parcialmente la observación. Cabe precisar que la actualización únicamente corresponde aplicarse a las proyecciones del grupo CGE, dado que Luz Linares y Luz Parral utiliza modelos de proyección que dependen de PIB sectoriales, los que no tienen el mismo comportamiento que el PIB nacional, por lo que el ajuste propuesto no se condice con las variables utilizadas por estas empresas, además, el modelo presenta metodologías propias para la proyección de las variables explicativas utilizadas, las que fueron aceptadas por la CNE.
29	Colbún S.A.	Capítulo 3.6 (pág. 21)	El crecimiento proyectado para el año 2017 no es consistente con la información publicada por el Banco Central en el IPoM de marzo.	Actualizar la tasa de crecimiento del año 2017 con el valor medio del rango proyectado por el Banco Central en el IPoM de marzo de 2016.	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.
30	Colbún S.A.	Capítulo 3.6 (pág. 21)	El IPoM de marzo del Banco Central es de fecha posterior a la actualización de crecimiento de 2% para el 2016 presentada por el Ministerio de Hacienda. Se sugiere actualizar al valor del IPoM ya que es una estimación más reciente.	Actualizar la tasa de crecimiento del año 2016 con el valor medio del rango proyectado por el Banco Central en el IPoM de marzo de 2016.	Se acoge la observación. Se modificará informe en consistencia a lo señalado.
31	Colbún S.A.	Capítulo 3.7 (pág. 28)	En tabla 11.2, las tasas de crecimiento a partir del año 2032 presentan variaciones que no son explicadas en el informe.	Corregir las tasas de crecimiento en tabla 11.2 a partir del año 2032 para todas las empresas distribuidoras o, en su defecto, proporcionar la información que fundamente y explique las variaciones indicadas.	Ver respuesta a observación N°10.

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
32	Colbún S.A.	Capítulo 4 (pág. 33)	En el informe se considera que el contrato correspondiente a Campanario con CGE Distribución, se encuentra cubierto por la Licitación 2013-3 2do llamado a partir del año 2018 a través de la adjudicación del bloque N°3. No obstante, el resuelvo sexto de la Resolución Exenta 2288 de la SEC, si bien establece que las medidas adoptadas por la Superintendencia, en dicha resolución, tienen un carácter transitorio, ellas de mantendrán vigente hasta que se verifiquen 2 hechos excluyentes, a saber, (i) que se resuelva la situación material del incumplimiento de Campanario Generación S.A. de las obligaciones derivadas de los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia del CDEC-SIC, o (ii) que entren en vigor nuevos contratos de suministro una vez terminados o resueltos los contratos existentes, según la normativa vigente. Por lo tanto, al no haberse resuelto la situación material de incumplimiento de Campanario Generación S.A., ni haberse puesto término al contrato de suministro, este contrato se debe considerar como vigente en la modelación de energía contratada. Además, cabe destacar que en las bases de la Licitación 2013/03-2do llamado no se menciona que el objeto de dicha licitación es cubrir el suministro del contrato de Campanario, a diferencia de la Licitación 2012-1, donde explícitamente se menciona que dicha licitación se debió a la quiebra de Campanario Generación S.A.	El contrato con Campanario se debe considerar vigente hasta su fecha de término, es decir hasta diciembre del 2023.	Conforme a lo acordado entre las empresas Campanario Generación S.A. y CGE Distribución S.A. mediante transacción extrajudicial, de fecha 25 de abril de 2012, suscrita ante el notario público de Santiago, Alberto Mozo Aguilar, bajo el repertorio N° 3.100/2012, el contrato de suministro de energía eléctrica, suscrito entre ambas partes, se terminará anticipadamente, siempre que se cumpla la condición de que se dé inicio al suministro de energía bajos nuevos contratos adjudicados de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por otro lado, el nivel de contratación de CGE presentado en el Informe, considera el contrato asociado a Campanario vigente hasta el año 2017, a partir del cual se considera cubierto con el bloque de suministro N°3 adjudicado en la licitación SIC 2013/03-2° llamado, que inicia su suministro el año 2018. En virtud de lo anterior, y dando cumplimiento a la condición indicada en la transacción antes mencionada, el contrato termina su vigencia a contar de enero de 2018, esto es, cuando se inicia el suministro adjudicado en el Bloque de Suministro N°3 de la licitación SIC 2013/03-2° llamado, lo que es consistente con lo señalado en el Resolución SEC N° 2288, de 2011.
33	Colbún S.A.	No Aplica	Se sugiere incluir en el informe un análisis de los bloques horarios que han quedado parcialmente desiertos en los últimos procesos de licitación, con tal de identificar aquellos volúmenes que deban ser licitados para completar la curva de consumo en 24 horas de los clientes regulados.	Incorporar un capítulo donde se analice el desbalance horario producido por las adjudicaciones parcialmente desiertas con el objeto de recomendar los volúmenes que se deban licitar para subsanar dicha situación.	Ver respuesta a observación N°3.
34	Empresa Nacional del Petróleo	Capítulo N°3 Proyecciones de Demanda Apartado 3.6 Metodología de ajuste de previsión de demanda (Página 24)	En la página mencionada se definen fórmulas de ajuste para las tasas de crecimiento calculadas para la demanda distribuidoras, las que se ponderan con la tasa de crecimiento del sistema completo con las tasas sistémicas (SIC y SING juntos). Sin embargo, no se indica de donde se obtienen los factores 0,5 para el período 2024-2036. Esto se realiza a pesar de que las tasas obtenidas para las distribuidoras mediante los modelos econométricos tienen medidas de bondad de ajuste R2 altas (ej.: Chilectra – 0,93; Chilquinta – 0,98; Saesa – 0,97; Frontel – 0,94; etc.).	Considerar la tasa de crecimiento de demanda para el período 2023-2036 obtenida de los modelos econométricos particulares de cada distribuidora, en los casos en que el factor R <sup>2</sup> Ajustado sea mayor a 0,9. (Apartado 3.6 Metodología de ajuste de previsión de demanda, Página 24)	En los modelos econométricos de cada empresa distribuidora se consideró una muestra histórica de 10 años, por lo cual la proyección de dichos modelos se estima que resulta adecuada para los siguientes 10 años, es decir hasta el año 2024. En vista de lo anterior es que se utiliza un modelo sistémico para el largo plazo, el que considera el comportamiento de todos los clientes regulados, presentando una mayor representatividad que un modelo por distribuidora a partir del décimo año de proyección. Adicionalmente, el año 2023 se utiliza como transición con el fin de que el cambio de modelo se realice paulatinamente. Finalmente, se considera que la tasa de

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
					largo plazo debe recoger ambas tendencias, tanto la tasa sistémica como la tasa particular de cada distribuidora, estableciendo el promedio como una ponderación que incluye adecuadamente ambas tendencias.
35	AES Gener S.A.	3.3 (pág. 14)	En la estimación de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios, la cual fue informada sólo por algunas de las distribuidoras, no es posible determinar que proporción corresponde a crecimiento y cuál a vencimiento de contratos. De la misma forma, no se aprecia que se hayan considerado otras fuentes que podrían aportar a esta estimación, como los vencimientos de contratos de clientes libres con generadores que estén dentro de los parámetros contemplados en la ley.	Incluir los antecedentes necesarios que respalden la información de todas las distribuidoras involucradas en el Informe, y que esta desglose las proporciones correspondientes a crecimiento, vencimiento de contratos y otros, así como también el desglose de la información proveniente de generadores.	El Informe Preliminar de Licitaciones considera los traspasos potenciales de clientes libres a clientes regulados informados por las empresas distribuidoras, de acuerdo a lo solicitado en la carta CNE N°828 de 2015. Los antecedentes de respaldo de dicha información, presentados por las empresas distribuidoras, se encuentran disponibles en forma agregada en el documento "Antecedentes Informe Preliminar.rar", publicado en el sitio web de la Comisión. Adicionalmente, dichos antecedentes pueden ser solicitados a través del mecanismo establecido en la ley 20.285. Cabe señalar que, en atención al artículo 131 de la Ley, las concesionarias de distribución deben informar sus proyecciones de demanda de forma documentada, detallada y justificada. La entrega de información errónea, incompleta o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos, dará lugar a sanciones de acuerdo a la Ley 18.410. Adicionalmente, se observa que los contratos existentes, así como también los bloques de suministro a licitar en las próximas licitaciones, consideran una componente variable destinada a abastecer aumentos no previstos de demanda. Se estima que dichas componentes son capaces de absorber eventuales mayores traspasos de clientes libres a regulados que los considerados en la presente proyección de demanda, sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del Informe Final. Por último, cabe tener presente que debido al carácter periódico de la revisión de las proyecciones de demanda de clientes sometidos a regulación de precios, en virtud de lo dispuesto en la Ley 20.805, es posible actualizar las proyecciones de demanda en materia de traspasos de clientes libres a regulados en los futuros Informes de Licitaciones que anualmente esta Comisión debe elaborar.
36	AES Gener S.A.	3.5 (pág. 18)		Incluir dentro de los antecedentes, todos los perfiles de medidores, de clientes regulados o	En respuesta a lo solicitado en cartas CNE N°238 y N°239 de 2013, y cartas CNE N°17 y N°19 de 2015, las empresas

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			<p>No es posible determinar con absoluta certeza que la energía de demanda histórica cumple con el requisito de ser efectivamente consumida por los clientes regulados, ya que se carece de los antecedentes necesarios para ello, lo informado por las empresas distribuidoras y confirmar que la energía, por ejemplo, consumida por clientes libres. La información correspondiente a la evolución histórica de la demanda de clientes regulados presenta algunas diferencias en relación a la tabla 7.2 del Informe de Chilectra que presenta la misma información así como también con la información entregada por el CDEC para los balances de transferencias. Por ejemplo para el caso del año 2012 la energía del Informe 2016 presenta una diferencia de 455 GWh, por sobre lo del Informe del año 2015, a su vez, en el año 2014 presenta una diferencia de 20 GWh, sobre lo informado al CDEC. Lo anterior también se puede observar en otros años.</p>	<p>medida, relaciones necesarias, replicar de forma consistente y los antecedentes de demanda históricos de las distribuidoras. Adicionalmente emitido por una institución no correspondiente a las empresas distribuidoras que entregados no en la misma manera, ya sea en volumen o a información relacionada con la forma de garantizar que la información sólo corresponde al consumo de los clientes regulados y que a su vez es única y consistente con la entregada a los diferentes organismos que la requieren. Considerando que se trata de la misma información, entregada por la misma empresa, y en la cual se basan las proyecciones futuras, se espera un mayor nivel de consistencia en ella. Por ello se solicita justificar dichas diferencias, explicando el origen de ellas y el impacto en el informe.</p>	<p>distribuidoras entregaron la información histórica de consumos destinados a clientes regulados para el período 2007 a 2014, agrupados por puntos de conexión. Lo anterior en virtud de lo establecido en el artículo 15 del Decreto Supremo N°86 de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo.</p> <p>Cabe señalar, que de acuerdo a la normativa vigente, la entrega de información falsa, manifiestamente errónea, o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos, dará lugar a sanciones de acuerdo a la Ley N°18.410.</p> <p>En consecuencia, una vez recibida y revisada la información señalada anteriormente, esta Comisión consideró válida la información entregada por las empresas distribuidoras para la determinación de la demanda histórica en el Informe Preliminar de Licitaciones.</p>
37	AES Gener S.A.	4 (pág. 31 y 32)	<p>En las Tablas 13.1 y 13.2 no aparecen los niveles de contratación de EEC, Luz Andes y Tilttil, que posteriormente son usados para determinar las Necesidades de Suministro.</p>	<p>Se solicita incluir los niveles de contratación de EEC, Luz Andes y Tilttil en las tablas 13.1 y 13.2</p>	<p>Los volúmenes de energía contratada para las empresas EEC, Luz Andes y Tilttil, están considerados dentro del nivel de contratación de Chilectra. Lo anterior en virtud del mandato de suministro acordado entre dichas empresas, en conformidad con el artículo 2° del Reglamento de Licitaciones vigente.</p>
38	AES Gener S.A.	5 (pág. 35)	<p>Las Necesidades de Suministro que aparecen para Chilectra en la tabla 15.1, no corresponden a los valores que se obtendrían aplicando la operación descrita en el tercer párrafo de este numeral utilizando los datos presentados en las tablas 11.1, 13.1</p>	<p>Se sugiere revisar los antecedentes de las tablas 13.1 y 13.2 en lo que dice relación con la agregación de la energía contratada para Luz Andes, Tilttil y EEC en la energía de Chilectra, de tal forma de que el</p>	<p>La diferencia indicada se produce debido a que en el caso de las necesidades de corto plazo (Tabla 15.1) se consideró la demanda conjunta de Chilectra, EEC, Luz Andes y Tilttil, para efectos de compararla con la contratación de Chilectra</p>

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			y 13.2. Extrañamente, la aplicación de la operación descrita si resulta en los valores de la tabla 15.2 a partir de los datos de las tablas 11.1, 13.1 y 13.2.	cálculo realizado sea replicable con los datos contenidos en el informe.	(que incluye el mandato de suministro mencionado en la respuesta 37 anterior). Se adecuarán las tablas del capítulo 5 para una mayor consistencia entre ellas y las Tablas 13.1 y 13.2.
39	AES Gener S.A.	6 (pág 37 a 40)	De los antecedentes entregados, se puede observar que no se están considerando las restricciones de transmisión, si no que se considera una modelación uninodal y conjunta de ambos sistemas. Las restricciones de transmisión son relevantes dada la particular distribución geográfica de las distribuidoras y generadoras, debido a que se podrían producir situaciones de desequilibrio quedando desabastecidas algunas zonas geográficas, lo cual no se puede descartar con los antecedentes entregados con los que se desarrolló el informe.	Proponemos que la energía disponible sea obtenida a partir de la utilización de modelos independientes por sistema y que por lo menos consideren las restricciones en el sistema de transmisión, de tal forma de mejorar la estimación de dicha cantidad.	El cálculo efectuado no responde a un despacho esperado, sino que a una comparación simple entre energía que podría ser entregada al sistema en forma individual por cada uno de los generadores y la energía que actualmente se encuentra contratada, razón por la cual no se considera necesario efectuar la modificación propuesta.
40	AES Gener S.A.	6 (pág. 41)	Se utiliza el término "capacidad de generación eficiente" sin determinar su significado	Incorporar una definición del término "capacidad de generación eficiente"	Se precisará que la capacidad de generación eficiente tiene una connotación económica.
41	AES Gener S.A.	8 (pág 41)	En la tabla N°18, en la primera fila de la tabla se indica un volumen a licitar de 2.500 GWh a partir del año 2023. Sin embargo al hacer la simple resta de los valores de la tabla 15.2 (15.101 GWh) con la energía que se podría adjudicar en la Licitación 2015-01 para el año 2023, es decir 13.750 GWh, se obtienen 1.300 GWh, lo que es diferente de los 2.500 GWh sugeridos. Es más, de mantenerse esto así, se estaría sugiriendo la sobrecontratación de energía en dicha posible licitación, como en las posibles licitaciones subsiguientes.	Se solicita corregir la cantidad de energía a licitar a partir del año 2023 a 1.300 GWh. De esta forma toda la tabla es consistente con una adjudicación del 100% de la Licitación 2015/01	No se acoge la propuesta. Los montos determinados en la Tabla N°18 del capítulo 8, consideran que para el caso de licitaciones de largo plazo se debe considerar sólo las componentes base del nivel de contratación. Por lo tanto, la diferencia a analizar corresponde a las necesidades de largo plazo en relación a la componente base de la licitación 2015/01, que corresponde a 12.500 GWh y no a los 13.750 GWh sugeridos.
42	AES Gener S.A.	5 (pág. 34)	Se señala que para el "periodo comprendido entre los años 2017 al 2021, ambos inclusive, se consideran las componentes variables como parte del nivel de contratación de las empresas distribuidoras". Lo que se contradice con lo indicado en el artículo 19 del Decreto 4 que aprueba el Reglamento sobre Licitaciones de Suministro para clientes regulados, el que señala que la componente variable de los bloques de suministro adjudicados "tiene por finalidad absorber incrementos no esperados en la demanda de energía", ya que al ser considerados de la forma que el Informe señala implicaría que la componente variable se estaría usando para absorber incrementos <b>esperados</b> de la demanda.	Se solicita corregir la contradicción señalada y con ello la cantidad de energía contratada considerada para el periodo entre los años 2017 al 2021. Lo anterior también implica corregir las Necesidades de Suministro detalladas en el punto 5.	Se estima que para efectos de la licitación de largo plazo, con inicio de suministro en un plazo mayor o igual a 5 años, las empresas distribuidoras deben satisfacer su demanda con contratos propios, por lo que no se consideran las holguras procedentes de las componentes variables ni el uso de traspasos de excedentes entre distribuidoras. En el corto plazo, es decir un período inferior a 5 años, se considera el uso de las componentes variables y el traspaso de excedentes para aportar a satisfacer la demanda de clientes regulados, sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del informe. Lo anterior en consideración que las variaciones de demanda en el corto plazo ya no pueden ser anticipadas por el régimen general de licitaciones de largo plazo.

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA																								
43	AES Gener S.A.	5 (pág. 36)	<p>En la tabla 15.1 se aprecia que entre los años 2016 y 2021 las distribuidoras tienen más energía contratada que la demanda esperada, en particular la situación es más grave en el año 2019 ya que existen 6766 GWh de excedentes en el SIC, el equivalente al bloque de suministro 1 y 2 de la licitación 2015/01 y a un 15% de la demanda proyectada. La situación anterior presenta un evidente problema para todos los Suministradores ya que no entregarán la energía planificada, si no que una cantidad sustancialmente menor. Observamos que de adjudicarse completamente la Licitación 2015/01, y de acuerdo a los antecedentes presentados en éste Informe Preliminar de Licitaciones, para el año 2021 se tendrían aproximadamente 2400 GWh de energía contratada por sobre la demanda esperada.</p> <p>En el gráfico siguiente se aprecia la situación descrita:</p>  <table border="1"> <caption>Nivel de Contratación vs Proyección de Demanda Info. Lic. 2016</caption> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Nivel de Contratación (GWh/año)</th> <th>Licitación 2015/01 (GWh/año)</th> <th>Demanda Informe Lic. 2016 (GWh/año)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2017</td> <td>~38,000</td> <td>0</td> <td>~38,000</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>~40,000</td> <td>0</td> <td>~40,000</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>~46,000</td> <td>0</td> <td>~40,000</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>~43,000</td> <td>0</td> <td>~43,000</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>~44,000</td> <td>~2,400</td> <td>~41,600</td> </tr> </tbody> </table>	Año	Nivel de Contratación (GWh/año)	Licitación 2015/01 (GWh/año)	Demanda Informe Lic. 2016 (GWh/año)	2017	~38,000	0	~38,000	2018	~40,000	0	~40,000	2019	~46,000	0	~40,000	2020	~43,000	0	~43,000	2021	~44,000	~2,400	~41,600	<p>Aunque no es posible remediar la situación particular del 2019, si es posible evitar que se profundice el problema. Para ello es necesario reducir la energía licitada en la Licitación 2015/01. En particular solicitamos que la suma de la energía licitada de los Bloques de Suministro N°1 y 2 de la Licitación 2015/01 se ajuste de tal forma que sólo se licite la energía necesaria para cubrir exactamente las Necesidades de Suministro con la componente base de los Bloques de Suministro Licitados, dejando la componente variable para las variaciones inesperadas.</p>	<p>Con el fin de evitar una posible situación de sobrecontratación a partir del año 2021 en adelante, y en consecuencia de la proyección de demanda definitiva que se obtenga en el Informe Final de Licitaciones, la Comisión evaluará la posibilidad de reducir el volumen de energía licitado en el proceso 2015/01 actualmente en curso.</p>
Año	Nivel de Contratación (GWh/año)	Licitación 2015/01 (GWh/año)	Demanda Informe Lic. 2016 (GWh/año)																										
2017	~38,000	0	~38,000																										
2018	~40,000	0	~40,000																										
2019	~46,000	0	~40,000																										
2020	~43,000	0	~43,000																										
2021	~44,000	~2,400	~41,600																										

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
44	AES Gener S.A.	3.6 (pág. 21)	<p>El crecimiento del PIB agregado del 2015 fue 2.07%. De acuerdo al FMI, la proyección del crecimiento del PIB agregado de Chile sería de 1.5% y 2.1% para el 2016 y el 2017 respectivamente, muy por debajo de las expectativas de la tabla 8.</p> <p>Fuente: Regional Economic Outlook: Western Hemisphere, abril 2016 – IMF (<a href="http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf">http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf</a>)</p>	<p>Se solicita considerar una versión más actualizada y ajustada de las proyecciones del crecimiento del PIB de tal forma de acercarse mejor a la realidad y evitar sobreestimaciones de la demanda proyectada.</p>	<p>Ver respuesta a observación N° 4.</p>
45	AES Gener S.A.	4 (pág. 33)	<p>Se indica que "se considera que el contrato correspondiente a la empresa generadora Campanario con CGE Distribución, se encuentra cubierto a partir del año 2018 a través de la adjudicación del bloque N°3 de dicha licitación (Licitación SIC2013/03 2° Llamado)". Sin embargo, en las Bases de la Licitación 2013/03 2° Llamado se indica que ésta incluye energía de las Licitaciones SIC 2013/03 y SIC 2013/02, y en ninguna parte señalan que incluye la energía de la Licitación para CGE Distribución 2013/02. De la misma forma, tampoco indican las Bases de las mencionadas Licitaciones SIC 2013/03 y SIC2013/02 que se incluya la energía licitada en el proceso para CGE Distribución. Por lo tanto no es posible determinar con certeza que dicha energía haya sido incluida y adjudicada en la Licitación 2013/03 2° Llamado.</p>	<p>Incluir en el Informe como un Anexo, los antecedentes y documentos legales y notariales que respaldan la aseveración incluida en el informe y que justifican la inclusión de la energía suministrada por el contrato de Campanario Generación S.A. en la energía licitada y adjudicada en el Bloque de Suministro N°3 de la Licitación 2013/03 2° Llamado. Lo anterior, de la misma forma en que fueron incluidos en las Bases de Licitación de Suministro para CGE Distribución 2013/02 los Oficios SEC, Resoluciones, cartas y la Transacción Extrajudicial que define las condiciones para la resolución y término anticipado del Contrato de Suministro entre CGE Distribución y Campanario Generación S.A, lo cuales también deberían haber sido incluidos en la Licitación 2013/03 2° Llamado y en los Informes de Licitación hasta que se finiquite dicho Contrato.</p>	<p>Ver respuesta a observación N°32.</p>
46	AES Gener S.A.	3.5 (pág. 18)	<p>Si bien en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" se señala que el efecto de las políticas de eficiencia energética aplicadas fueron de poco impacto, se define que existe un buen potencial para la aplicación de políticas efectivas. En el Informe Preliminar de Licitaciones no es posible determinar si se considera la aplicación de futuras políticas que apunten a cumplir dicho potencial o se ha hecho en base a la continuación de las actuales políticas de eficiencia energética.</p>	<p>Se solicita aclarar y definir como se considera en las proyecciones futuras el efecto de políticas de eficiencia energética, ya sea las actuales u otras orientadas a alcanzar cierto grado del potencial estimado.</p>	<p>Las proyecciones de demanda establecidas contemplan tanto efectos de crecimiento económico como de eficiencia energética, según se puede constatar en la consideración de tasas de crecimiento del orden de 3,1% en el largo plazo, frente a tasas de crecimiento históricas de 4,3% en el SIC y 4,8% en el SING, según lo señalado en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo". Por otro lado, no es posible considerar el efecto adicional que tendría el futuro proyecto de Ley de Eficiencia Energética, dado que éste no se encuentra aún formalizado.</p>
47	AES Gener S.A.	3.6 (pág. 20)	<p>No queda claro el efecto en la proyección de demanda de la instalación de Paneles Fotovoltaicos en consumos regulados</p>	<p>Se solicita explicitar el efecto en la demanda de la penetración de instalaciones acogidas a la Ley de</p>	<p>Debido a que la generación atribuida a la ley 20.571 actualmente no tiene un efecto significativo en la demanda global regulada, y que adicionalmente no existen</p>

N°	Empresa o UII <sup>1</sup>	CAPÍTULO OBSERVADO (N° de página)	OBSERVACIONES TÉCNICA	PROPUESTA	RESPUESTA
			residenciales y comerciales como resultado de la ley de "Net Billing".	"Net Billing" y como fueron manejados en términos de la regresiones y las proyecciones.	antecedentes fundados respecto del impacto de ahorro por netbilling en los consumos futuros, no es posible considerar dicho impacto en las modelaciones realizadas en este proceso.
48	AES Gener S.A.	3.5 (pág. 18)	No queda claro cual es el efecto de la política de cambio de hora. Hasta el año 2014 las estadísticas energéticas consideran años en que se realizó el cambio de hora, pero el año 2015 no se realizó dicha medida. No es explícito en el informe cual fue el manejo que se le dio a la situación anterior al momento de realizar las regresiones que determinan los modelos de proyección de demanda.	Se solicita aclarar y explicitar como se maneja el efecto de la política de cambio de hora, en la consideración de las estadísticas para la regresión de años con cambio y sin cambio de hora.	Ver respuesta a observación N° 49.
49	AES Gener S.A.	3.6 (pág. 20)	Por otra parte, en el Informe de Monitoreo de Indicadores de enero 2016, se señala un ahorro de 1% en el consumo de energía por la extensión del horario de verano. No queda claro si la pérdida de este ahorro fue considerado en las proyecciones de demanda, y en caso de haberlo considerado, no se comunica la forma en que lo fue.	Se solicita dejar claro y explícitamente el tratamiento de los ahorros (o la pérdida de ellos) por las políticas de eficiencia energética en las proyecciones de demanda	El estudio "Impacto del cambio de hora sobre los consumos residenciales" realizado por el Ministerio de Energía, estimó los ahorros en consumo de energía para el año 2015 debido a la política de cambio de hora. La metodología utilizada no permite extrapolar los resultados de dicho estudio a los modelos de proyección de cada distribuidora realizados por la CNE, debido a que el estudio mencionado utilizó una muestra acotada de alimentadores a nivel país, y además, se consideró solamente el efecto para clientes regulados residenciales BT1a. En consecuencia, no es posible incorporar debidamente el efecto del cambio horario para la totalidad de clientes regulados sin incurrir en supuestos adicionales que no se pueden respaldar técnicamente con los antecedentes disponibles, respecto de la metodología utilizada por la CNE para las proyecciones de demanda.
50	AES Gener S.A.	3.6 (pág. 20)	No queda claro el efecto en la demanda de las políticas de gestión de demanda a través de tarifas diferenciadas implementados por las distribuidoras, como por ejemplo el caso de la Tarifa Flex de Chilectra.	Se solicita explicitar el manejo y el efecto que tales políticas tienen sobre la demanda de energía.	La implementación de las tarifas flexibles busca modificar el compartimiento de consumo horario, pero no apuntan necesariamente a disminuir el consumo energético total. En consecuencia, no se consideró el efecto de esta opción tarifaria en el análisis.

<sup>1</sup>: Usuarios e Instituciones Interesadas

**Artículo Segundo.-** Notifíquese la presente resolución mediante envío a las respectivas casillas de correo electrónico de las empresas de distribución de electricidad, empresas generadoras y usuarios e instituciones interesadas.

**Artículo Tercero.-** Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

**Anótese y Notifíquese.**



**ANDRÉS ROMERO CELEDÓN**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR/ISD/MOC/CLA/FCP/LCE/IGV/gav  
**Distribución**  
- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE  
- Depto. Jurídico CNE  
- Depto. Regulación Económica CNE  
- Depto. Eléctrico CNE  
- Oficina de Partes CNE