

Ref.: Aprueba respuesta a observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805.

SANTIAGO, 9 de abril de 2015

RESOLUCIÓN EXENTA N° 163

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 CNE N° 77, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión que crea el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, en el marco del proceso de licitación de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios;
- e) La Resolución Exenta CNE 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 N° 20.805;
- f) La Resolución Exenta CNE N° 79, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión que aprueba informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805; 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, 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 d) de vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días contados desde su publicación;
- 3) Que, mediante Resolución Exenta CNE N° 77, de 18 de febrero de 2015, la Comisión creó el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, en el marco del proceso de licitación ya referido;
- 4) Que, a este efecto mediante Resolución Exenta CNE 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, mediante Resolución Exenta CNE N° 79, de 18 de febrero de 2015, la Comisión aprobó el informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- 6) Que, en virtud de lo ordenado en el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones señalado en el considerando 4), 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
- 7) Que, el artículo 5° del procedimiento aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 78, individualizada en el considerando 4), dispone que dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe de licitaciones, 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 y adicionalmente mediante el envío a las casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados.

RESUELVO:

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

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 3.2 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal, Tabla N°4 (pág N°12)	En la Tabla N°4 sólo se desprende la proyección de demanda por cada Empresa Distribuidora y no queda explícita dicha proyección de la Demanda por Barra Troncal.	Se solicita incorporar una Tabla con la Proyección de Demanda por cada una de las Barras Troncales o Puntos de Compra, que permita identificar las tasas de crecimiento anuales por Barra y en forma geográfica.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 3.3 Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios, Tablas N°6.1 y 6.2 (págs. N°14 y 15 respectivamente)	En las Tabla N°6.1 y 6.2 sólo se desprenden la proyección de demanda por cada Empresa Distribuidora y su correspondiente tasa de crecimiento anual de la demanda.	Se solicita incorporar dos Tablas, una con la Proyección de Demanda por cada una de las Barras Troncales de clientes regulados y segunda con la correspondiente tasa de crecimiento anual por Barra.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 3.8	La proyección de demanda ajustada no incluye un análisis regional como el que se expuso en el capítulo 3.6 (Pág. 20).	Se solicita incluir una tabla similar a la tabla 10.2 (pág. 20) sobre la proyección de demanda eléctrica de clientes regulados por región con la comparación de las tasas de crecimiento históricas y la tasas proyectadas.	La proyección de demanda ajustada considera el promedio simple entre la tasa de crecimiento anual del modelo regional ajustado para la región donde se ubica la distribuidora, y la tasa de crecimiento anual del modelo sistémico correspondiente a la empresa distribuidora. En consecuencia, no se estima necesario incluir una tabla con la comparación solicitada.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 3.8 y 6	La proyección de la demanda expuesta en el punto 3.8 tiene antecedentes de las Distribuidoras y fundamentos econométricos por regiones.	Se sugiere elaborar un cuadro comparativo de las proyecciones energía demanda a nivel regional y de la energía ofertable a nivel regional (región donde inyecta la central).	El marco normativo de la Ley 20.018 y sus modificaciones, no consideran restricciones geográficas de la oferta de generación respecto de los contratos adjudicables en un sistema interconectado, dado el carácter comercial y no físico de los mismos, por lo que no se estima necesario realizar la comparación propuesta. Sin perjuicio de lo anterior, en el informe final se incluirá un detalle referencial de la descomposición por barra troncal de la proyección de demanda de las distribuidoras, de modo que los oferentes puedan considerar esta información en las respectivas evaluaciones de sus ofertas según estimen pertinente.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 3.8, Tabla N° 13.2, Pág. 26)	Las tasas de crecimiento de proyección de demanda de las empresas distribuidoras por el periodo 2015-2030 (Tabla N° 13.2), se contradicen con las tasas de crecimiento de proyección de demanda de clientes regulados informadas por la CNE en su último Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Octubre 2014 (ITD_Oct14).	Se solicita a la CNE indicar el motivo de utilizar diferentes metodologías para considerar tasas de crecimiento de la demanda proyectada aplicadas en el presente Informe Preliminar de Licitaciones y el ITD Oct14, dichas diferencias se muestran en la Tabla N°3 adjunta.	La proyección de demanda del Informe Preliminar de Licitaciones coincide en cuanto a metodología y valores a la considerada como antecedente para el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de Abril 2015. Respecto a las diferencias entre dicho informe y el Informe Técnico Definitivo de Octubre 2014, éstas corresponden a la actualización del cálculo del año anterior, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16° del Decreto Supremo N°86 de 2012, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento Para la Fijación de Precios de Nudo.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 3.8. Proyección de demandas ajustadas, Tablas N°13.1 y 13.2 (págs N°25 y 26)	En las Tablas N°13.1 y 13.2, sólo se desprende la proyección de la demanda por cada Empresa Distribuidora y su correspondiente tasa de crecimiento anual de la demanda ajustada por la CNE y en ningún caso, están referidas a las Barras Troncales o Puntos de Compra.	Se solicita incorporar 2 Tablas de la Proyección de Demanda por cada una de las Barras Troncales de clientes regulados y la correspondiente tasa de crecimiento anual por Barra.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 6.	La consideración de hidrología seca para determinar la energía ofertable de centrales hidráulicas es inconsistente con el criterio de usar estadística de los últimos 5 años para las centrales térmicas. Además, hay un sesgo a sobreestimar la energía ofertable de las centrales térmicas Diesel dado que en los últimos 5 años las centrales en base a motores y ciclos abiertos Diesel, tuvieron un despacho extraordinario, por estrechez del parque generador del sistema.	Se solicita usar una base estadística compatible para estimar la energía potencialmente entre tecnologías o usar un cálculo teórico en función simulaciones de mercado, ejemplo: aumentar la proyección de la demanda al doble, simular el despacho de las centrales y obtener la energía ofertable restando la participación de las centrales de falla.	Las centrales hidráulicas no disponen de su insumo principal de la misma forma que las centrales térmicas, ya que dependen principalmente de la hidrología. No se considera válido aumentar la proyección de demanda al doble para un cálculo referencial de energía disponible. Las "centrales de falla" no corresponden a centrales existentes, sino que responden a una herramienta utilizada para la modelación en determinados procesos tarifarios, que no fue considerada en el presente cálculo referencial. Como se explicita en el Informe de Licitaciones, el cálculo no representa un despacho esperado, por lo que no se acoge la solicitud respecto de las centrales Diesel.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 6.	Las proyecciones de la energía de parque térmico no incluyen el cierre o termino de operaciones de centrales que en el horizonte de proyección terminaran operaciones según lo indicado en sus respectivos Estudios de Impacto Ambiental.	Corregir el plan de obras con el "decommissioning" de las centrales según lo suscrito en el SEA (www.sea.gob.cl).	La información respecto del cierre de las distintas centrales declaradas en el SEA, no refleja necesariamente una fecha efectiva del cese de operaciones de las respectivas centrales, por lo que no se estima pertinente considerar dicha información a efectos de la proyección de generación disponible del sistema. Lo anterior en consideración del carácter referencial de la proyección presentada en el numeral 6 del Informe Preliminar de Licitaciones, la que en ningún caso es vinculante con la operación real del parque generador del sistema.
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica, Tabla N°17 Energía Disponible Anual (GWh) (pág N°32)	La Tabla N°17 del Informe Preliminar, está constituida mediante el archivo Excel denominado "Detalle energía disponible y contratada (Rev_1).xlsx" (Anexos): Considerar Factor de Planta Central Cerro Dominador (Abengoa) en 0,8617	Se solicita corregir Tabla N°17 Energía Disponible Anual (GWh) correspondiente a los cambios referidos en tabla N°1 adjunta (Abengoa y Total).	Se considerará un factor de planta adecuado al tipo de tecnología correspondiente a este proyecto. En consecuencia, se modificará la Tabla N° 17 Energía Anual (GWh)
Abengoa Energy Trading SpA	Capítulo 6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica, Tabla N°18 Energía contratada anual y margen (GWh) (pág N°33)	En virtud de las observaciones indicadas anteriormente en la Tabla N°17, se solicita corregir la Tabla N°18 que constituye finalmente el margen disponible (GWh/año)	Se solicita corregir Tabla N°18 Energía Contratada anual y margen (GWh) conforme a los cambios solicitados en la observación anterior, según tabla N°2 adjunta (Cerro Dominador de Abengoa y Total).	Se corregirá en consistencia con las modificaciones consideradas respecto de la respuesta anterior. En consecuencia, se modificará la Tabla N° 18 Energía Contratada Anual Margen (GWh)
Abengoa Energy Trading SpA	Planilla de "Detalle energía disponible y contratada Gx (Rev_1).xlsx", hoja "Detalle por empresa"	Se solicita especificar fórmula de cálculo de energía considerada para cada empresa en el punto energía disponible anual.	Indicar al pie de la tabla o en una hoja aparte, las fórmulas y consideraciones utilizadas para el cálculo de las energías disponibles.	Se incorporará la fórmula de cálculo para la energía disponible de generación en los archivos de respaldo del Informe Final de Licitaciones.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Abengoa Energy Trading SpA	Planilla de "Detalle energía disponible y contratada Gx (Rev_1).xlsx", hoja "Detalle térmicas"	Se solicita especificar a qué se refiere con el término "Indisponibilidad" e indicar diferencia con el factor de planta de una central.	Indicar al pie de la tabla, la referencia del significado de "Indisponibilidad".	Como se señala en el punto 6 del Informe, en el caso de las centrales térmicas se consideró la potencia máxima de las unidades afectada por la indisponibilidad programada y forzada de la estadística de 5 años para cada unidad publicada por los respectivos de los CDEC.
ACERA	Capítulo 3 – Proyecciones de demanda (Página 8)	El informe presenta la proyección del consumo en MWh/año. Hay otros aspectos técnicos importantes del análisis de proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución que estimamos que sería conveniente incluir.	<p>Nos referimos a los siguientes aspectos técnicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La proyección de demanda por barra troncal • Indicación (tabla o gráfica) que presente la estacionalidad mensual de la demanda a nivel agregado del sistema y por barra troncal • Indicación (tabla o gráfica) que presente la variación horaria, por barra y por mes, de la demanda <p>Estimamos que la caracterización de estos elementos podría contribuir como herramienta para una mejor modularización de la demanda, entendimiento y evaluación de riesgos (por parte de los generadores), y por consiguiente, eventualmente, una asignación económica más eficiente (como parte del resultado del proceso de licitación).</p> <p>Dado que uno de los elementos importantes de la licitación SIC 2013/03-2° llamado fue la incorporación de bloques horarios al diseño de la licitación, estimamos que sería conveniente que el Informe Preliminar de demanda provea de herramientas para mejorar el análisis y diseño bloques, y de esta manera permita determinar los segmentos de las oferta que permitan a los generadores acotar y gestionar, de una mejor forma, el riesgo de suministro.</p>	<p>El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.</p>
ACERA	Capítulo 3 – Proyecciones de demanda (Página 8)	Estimamos que sería conveniente que se complemente la información con una proyección de demanda máxima (MW/año).	En el mismo capítulo de las proyecciones de demanda, solicitamos incluir una proyección de demanda máxima en MW/año.	<p>El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar, lo anterior en consideración que la demanda de potencia no es relevante para determinar dichos suministros totales de energía a licitar.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado, un mayor detalle de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como demanda máxima de potencia en horas de punta y fuera de punta, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes.</p> <p>Cabe tener presente que de acuerdo a la normativa vigente, el Bloque de Suministro constituye el compromiso anual máximo de energía que asume el Proponente en su oferta, y que se incluirá en dicho Bloque la potencia activa que corresponda en cada caso. Asimismo, la normativa vigente establece que el total de la potencia que deberán facturar los suministradores se determinará sobre la base de la potencia efectivamente demandada y en la misma proporción en que se ha determinado facturar la energía activa.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
ACERA	Capítulo 3 – Proyecciones de demanda (Página 8)	La tasa de crecimiento tendencial agregada presentada en el Informe Preliminar, es mayor a la tasa de crecimiento tendencial presentada como conclusión del estudio realizado por Mercados Energéticos en diciembre de 2014 para la CNE (utilizado como antecedente en el Informe Preliminar desarrollado por la CNE). De acuerdo al informe publicado por Mercados Energéticos las ventas a clientes regulados crecerían a una tasa entre 2,6% y 2,9% anual, versus el 3,6% a 4,0% proyectado en el informe de la CNE. En este contexto, el informe de Mercados Energéticos indica que su proyección de demanda está alineada con los objetivos y metas planteadas en la Agenda de Energía elaborada por el Ministerio de Energía el 2014, la cual indica la intención de “fomentar el uso eficiente de la energía como un recurso energético, estableciendo una meta de ahorro de 20% al año 2025, considerando el crecimiento esperado en el consumo de energía del país para esa fecha. La implementación de la Agenda de Eficiencia Energética (EE) permitiría ahorrar al 2025 un total de 20.000 G Wh/año.”	Estimamos que sería conveniente revisar las tasas de crecimiento indicadas en el Informe Preliminar y, si no se hubiera hecho, incorporar las metas y objetivos del Estado en materia de eficiencia energética. De esta forma, podría resultar que las ventas a clientes regulados aumenten a una tasa entre 2,6% y 2,9% anual. Adicionalmente, consideramos que sería de suma utilidad se proyectara una banda inferior y una banda superior de demanda. En tal sentido, los bloques de suministro fijos que se liciten se podrían ajustar para cubrir la banda inferior, y el bloque de suministro variable permitiría cubrir la brecha entre la banda inferior y la banda superior. Esto daría mayor información a los oferentes respecto de la cantidad de energía que se les vaya a demandar efectivamente, lo que permite diseñar ofertas más ajustadas y más competitivas.	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 3,6% en el largo plazo, frente a tasas de crecimiento históricas de 5,9% 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.
ACERA	Capítulo 6	El análisis de oferta potencial en un eventual proceso de licitación considera todas las centrales del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, independiente del costo variable de las unidades.	Consideramos que sería conveniente distinguir entre la “oferta potencial” y la “oferta potencial competitiva.” La oferta potencial competitiva debería ser aquella oferta potencial que podría estar en condiciones suministrar de manera económicamente sustentable contratos a un precio menor o igual al precio techo objetivo que defina la CNE en el proceso de licitación.	El análisis mencionado no considera que el modelo de mercado eléctrico permite a empresas efectuar contratación independientemente de su capacidad instalada o costo variable de unidades que podrían disponer para contratación. Esto respondería a estrategias comerciales privadas, y dicha diferenciación entre "competitiva" o "no competitiva" puede ser efectuado por los agentes interesados de acuerdo a los criterios que estimen conveniente.
ACERA	Capítulo 6	El análisis de situación esperada considera oferta y demanda uninodal, por tanto no incluye restricciones producto del sistema de transmisión. Estas restricciones pueden afectar la percepción de riesgo suministro de los generadores y las condiciones de oferta económica en ciertas barras del sistema. Esto es especialmente importante dado que parte de la oferta de energía térmica estimada está disponible en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y la demanda de clientes regulados está localizada principalmente en el centro del SIC.	Estimamos que sería conveniente realizar una proyección de la oferta considerando las restricciones derivadas del sistema de transmisión. Para ello, al igual como se realiza en el cálculo de potencia de suficiencia, sería conveniente definir sistemas o subsistemas. En este contexto, para determinar la potencia que se transmite a través de las instalaciones del sistema de transmisión que interconectan dos subsistemas, en cada año del cálculo se recomienda determinar la condición de exportador o importador de cada subsistema. Se considera conveniente verificar que la oferta proyectada pueda transitar por las instalaciones del sistema de transmisión que corresponda. En caso que la oferta proyectada no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, la oferta proyectada debería ser reducida a la cantidad que sea posible transmitir sin la congestión identificada.	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.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
ACERA	Capítulo 7	<p>El Informe Preliminar indica que no se consideraron condiciones especiales de licitación.</p> <p>La interconexión SIC – SING es un hito que junto con modificar sustancialmente la arquitectura de los sistemas eléctricos en Chile, permite la apertura de nuevos mercados para las empresas generadoras.</p>	<p>En este contexto, estimamos que sería conveniente considerar la materialización de la interconexión SIC-SING como una condición especial de suministro toda vez que es definitoria en la posibilidad de suministrar, acotando riesgo comercial, a clientes regulados desde sistemas eléctricos que hoy están inconexos.</p> <p>De la misma forma, estimamos que sería conveniente considerar como condiciones especiales, todas aquellas situaciones de retraso en la puesta en servicio de instalaciones de transmisión troncal que son fundamentales para operación económica del sistema eléctrico.</p>	<p>Las condiciones especiales de la licitación a que se refiere el artículo 131 ter corresponden a características o situaciones particulares que sean necesarias considerar para efectos de diseñar los bloques de suministro a licitar, tales como requerimiento de licitaciones de corto plazo y condiciones que permitan resguardar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones. Adicionalmente, las disposiciones para la aplicación de las cláusulas de postergación de inicio de suministro corresponden a materias de las Bases de Licitación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, el Informe Final de Licitaciones en el capítulo 5 de "Necesidades de Suministro a Contratar", considera como supuesto la interconexión de los sistemas SIC-SING operativa a partir del año 2018.</p>
AES Gener S.A.	3.3 (pág. 13)	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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°49 de 2015. Los antecedentes de respaldo de dicha información, presentados por las empresas distribuidoras, se encuentran disponibles en el documento "Antecedentes Informe Preliminar.rar", publicado en el sitio web de la Comisión. 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.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
AES Gener S.A.	3.3 (pág. 13)	No es posible determinar con absoluta certeza que la energía informada como demanda histórica cumple con el requisito de ser efectivamente consumida sólo por clientes regulados, ya que se carece de los antecedentes necesarios para reconstruir lo informado por las empresas distribuidoras y confirmar que no corresponda a energía, por ejemplo, consumida por clientes libres. Por otro lado, detectamos inconsistencias en la información de las medidas primarias. Por ejemplo, Chilectra nos envió con fecha 13 de marzo de 2015 sus medidas mensuales en subestación primaria para los años 2011, 2012 y 2013, las cuales aparecen en la primera línea de la tabla siguiente. Llama la atención que no coincide con la información entregada al CDEC para los balances de transferencias, ni con la enviada a la CNE para la confección de la estadística histórica utilizada como antecedente de este Informe Preliminar, ya que al tratarse de datos de medidas en subestación primaria, no debieran haber diferencias entre ellas.	Incluir dentro de los antecedentes, todos los perfiles de medidores, de clientes regulados o libres, sistemas de medida, relaciones necesarias, etc, que permitan replicar de forma consistente y auditable los antecedentes de demanda históricos entregados por las distribuidoras. Adicionalmente incluir un certificado emitido por una institución no relacionada con las empresas distribuidoras que verifique que los antecedentes entregados no incluyen de ninguna manera, ya sea en volumen o en perfil de carga, a información relacionada con clientes libres, de forma de garantizar que la energía informada sólo corresponde al consumo de clientes regulados y que a su vez es única y consistente con la entregada a los diferentes organismos que la requieren.	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 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. 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. 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. Sin perjuicio de lo anterior, en futuros procesos de solicitud de información, se evaluará la incorporación de medidas adicionales de verificación de la información recibida.
AES Gener S.A.	3.7 (pág 21)	La aseveración que "las empresas no han presentado antecedentes suficientes que justifiquen dichas tasas de crecimiento" también aplica para la tasa del año 2015, por lo que no corresponde corregir la tasa de crecimiento del año 2015 con la información entregada por las distribuidoras ya que no constituye una fuente confiable de información, invalidando el procedimiento descrito y utilizado en los numerales i, ii y iii. Basta con observar que la tasa de crecimiento para los clientes regulados del SIC de enero 2015 en relación a enero 2014 fue de 3.5%, muy por debajo de la de 7.54% que se puede calcular a partir de los antecedentes entregados por la comisión, pero mucho más cercana a la de 2.3% que entregó el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" (Fuente: Datos CDEC-SIC, Estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo")	Se propone considerar la tasa de crecimiento real de enero real 2015 en relación a enero 2014, esto es 3,5% como la tasa de crecimiento para el 2015, o en su defecto utilizar la tasa de crecimiento obtenida para el 2015 del estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo", ya que cualquiera de las anteriores constituyen una mejor estimación que la enviada por las distribuidoras a partir de los antecedentes entregados.	La Comisión definió una banda de validez de las tasas de crecimiento para el primer año informadas por las empresas distribuidoras a partir del crecimiento histórico de las mismas, comparándola con la tasa de crecimiento proyectada por las empresas distribuidoras. Esta metodología busca reflejar, entre ciertos límites, los potenciales efectos que prevé la concesionaria, dado que ésta posee información actualizada que le permita proyectar de mejor manera su demanda a corto plazo, lo cual podría no ser recogido en la tasa de crecimiento promedio utilizada en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo". Cabe señalar que, en atención al artículo 131 de la Ley, las concesionarias deben informar sus proyecciones 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.
AES Gener S.A.	4 y 5 (págs. 27 a 31)	No es posible determinar como se consideró en el Nivel de contratación existente ni en las Necesidades de suministro a contratar los efectos de los bloques de suministro asociados a la RM 2288 y RE 239.	Solicitamos explicitar el tratamiento del suministro relacionado a la RM2288 y RE239, tanto en el Nivel de Contratación Base como en las Necesidades de suministro a contratar.	El nivel de contratación de CGE presentado en el Informe Final, considera el contrato asociado a Campanario vigente hasta el año 2017, a partir del cual se considera cubierto con el bloques de suministro N°3 adjudicado en la licitación SIC 2013/03-2° llamado, que inicia su suministro el año 2018.
AES Gener S.A.	4 y 5 (págs. 27 a 31)	No es posible determinar como se consideró en el Nivel de contratación existente ni en las Necesidades de suministro a contratar los efectos de los bloques horarios de suministro adjudicados y no adjudicados en el proceso de Licitación 2013-3 2° Llamado.	Solicitamos explicitar el tratamiento de los bloques horarios de la Licitación 2013-3 2° Llamado, tanto de los bloques adjudicados en el Nivel de Contratación Base como de los bloques no adjudicados en las Necesidades de suministro a contratar.	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. Lo anterior en consideración de que dado el largo plazo del horizonte de proyección de la demanda, un análisis a nivel horario presentaría un alto grado de incertidumbre. Adicionalmente, 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, ya que éstas pueden utilizar sus distintos contratos para abastecer sus necesidades horarias según lo requiera. No obstante lo anterior, las Bases de Licitación del próximo proceso determinarán si se realizarán licitaciones considerando bloques horarios de manera similar a los licitados en el proceso SIC 2013/03-2° llamado.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
AES Gener S.A.	6 (pág 31 a 33)	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.
AES Gener S.A.	6 (pág 31 a 33)	En el informe no es posible observar claramente cual es la Energía Disponible Estimada ni el Margen disponible del SIC y el SING por separado y debido a que actualmente se trata de sistemas independientes, es información importante de observar de forma particular para cada uno de los sistemas	Proponemos extender las tablas existentes de forma que muestren la información del SIC y SING por separado.	El Informe Final de Licitaciones en el capítulo 5 de "Necesidades de Suministro a Contratar", considera como supuesto la interconexión de los sistemas SIC-SING operativa a partir del año 2018. Sin perjuicio de ello, se presentarán los resultados obtenidos en los archivos anexos con el detalle correspondiente, distinguiendo el sistema en el cual se encuentran actualmente consideradas las respectivas centrales.
Agri Energía S.A.	Capítulo 3.7. y 3.8. (Páginas 21 a 25)	Las tasas de crecimiento de demanda utilizadas que fueron obtenidas en el estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" no consideran el potencial traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios en virtud de lo dispuesto en la modificación introducida en el artículo 147° de la ley general de servicios eléctricos, que fijó como nuevo límite hasta los 5.000 [kw] desde 2.000 [kw].	Se solicita agregar a las proyecciones de demanda el efecto del aumento de volumen de clientes sometidos a regulación de precios por el cambio del límite de potencia a 5 MW, incluyendo para estos fines lo informado por las empresas distribuidoras que se encuentra en este informe en la Tabla 5 del capítulo 3.3. (Página 13).	El estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" no considera el potencial traspaso de clientes sometidos a regulación de precios ya que éste fue realizado antes de que fuese promulgada la ley 20.805 que, entre otras materias, modificó el artículo 147° de la Ley. Sin perjuicio de lo anterior, el traspaso mencionado previamente fue incorporado en la proyección de demanda de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.3 del Informe Preliminar de Licitaciones. Lo anterior a partir de la información solicitada a las empresas concesionarias en la carta CNE N°49 del 2015, la cual fue íntegramente considerada en las proyecciones de demanda determinadas por la Comisión. Adicionalmente, cabe hacer presente 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. Dichas componentes son capaces de absorber mayores traspasos de clientes libres a regulados que los contemplados en la presente proyección de demanda.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Carlos Jorquera	2 (4)	<p>No se indica en la Metodología: Las proyecciones debieran contener los efectos de la implementación de la ley de eficiencia energética.</p> <p>La Ley señala: Las medidas propuestas en el documento buscan disminuir un 20% el consumo energético proyectado al 2025, lo cual equivale a dejar de construir una central termoeléctrica de 250 MW. Algunas de las propuestas del quinto eje de la Agenda- "Un sector eficiente que gestiona el consumo"- son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Eficiencia Energética como política de Estado: Generar una Ley de Eficiencia Energética 2.- Introducir medidas para masificar el desarrollo de proyectos de eficiencia energética 3.- Realizar medidas para promover la eficiencia energética en el sector vivienda y construcción 4.- Continuar con el programa masivo de reacondicionamiento térmico de viviendas <p>Para el Gobierno, la eficiencia energética es una política de Estado. Luego de meses de trabajo y de diálogos con más de 200 actores sociales de todo Chile, la Agenda de Energía y su objetivo fueron presentados: construir una política energética para el país.</p> <p>Fuente: - http://www.gob.cl/2014/07/07/comienza-campana-de-eficiencia-energetica-del-ministerio-de-energia/- Agenda de Energía</p>	<p>Capítulo 3.7</p> <p>La Comisión realiza el ajuste de proyección de demanda considerando los resultados esperados de la implementación de la Ley de Eficiencia Energética.</p> <p>Nota: esto implica ajustar las proyecciones de demanda en adelante en el informe.</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 3,5% en el largo plazo, frente a tasas de crecimiento históricas de 5,9% 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>
Carlos Jorquera	3.3 (13)	<p>Las cifras indicadas en la Tabla 5 deben ser castigadas si es que no hay un documento legal que respalde el hecho de que los clientes libres entre 2-5MW van a pasar a ser clientes regulados el año 2019.</p> <p>Como sustento de la observación, hoy existen dos factores para pensar que las cifras propuestas por las distribuidoras pueden ser menores</p> <ol style="list-style-type: none"> a) la interconexión SIC-SING abre la puerta a nuevos oferentes. b) para los nuevos actores y empresas generadoras de menor tamaño, este es un segmento de mercado interesante para competir con proyectos de menor tamaño (fotovoltaico, eólico de menor a 20 MW). <p>Por lo tanto para el año 2019 se espera que exista competencia en este segmento de mercado.</p>	<p>Capítulo 3.3</p> <p>Multiplicar el Total indicado en la Tabla 5 por un factor de 50% (Total Ajustado). Luego incluir este Total Ajustado en el pronóstico de demanda.</p> <p>Nota: esto implica ajustar las proyecciones de demanda en adelante en el informe.</p>	<p>En consideración a la actual tendencia de cambios en la condición de clientes libres a clientes regulados, según se observa a partir de la información que esta Comisión solicita periódicamente a las empresas eléctricas en virtud de los distintos procesos tarifarios que debe desarrollar, se estima razonable considerar como traspaso potencial de clientes libres a regulados los valores informados por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49 de 2015. Lo anterior con el fin de resguardar el abastecimiento de los clientes sometidos a regulación de precios, en atención a lo indicado en el artículo 131° bis de la Ley.</p>
Carlos Jorquera	3.5(16-17)	<p>Las estadísticas 2007 - 2014 mostradas en las Tablas 7.1 y 7.2 incluyen sólo cifras agregadas en monto anual. Un mayor detalle permite dimensionar de mejor manera el riesgo al momento de elaborar una oferta económica.</p>	<p>Capítulo 3.5A continuación de la Tabla 7.2, incluir perfiles de demanda horaria por empresa para un diatípico para cada mes:- día típico para un día hábil (lunes hasta viernes)- día típico para un día festivo o de fin de semana (sábado, domingo y festivos)</p>	<p>El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Carlos Jorquera	7 (33)	Este capítulo no se refiere a la interconexión SIC-SING y tampoco a la fecha de entrada en operación de las ampliaciones y obras nuevas en transmisión. Este hecho genera una incertidumbre y transfiere un riesgo para el generador en el escenario de estrechez de transferencia de potencia (riesgo nodal). En la última Licitación del año 2014, se aprecia que el riesgo nodal fue predominante en que los proyectos que realizaron ofertas, estuvieran principalmente ubicados cerca de los centros de consumo.	Capítulo 7 La interconexión SIC-SING supone una condición especial de operación del sistema y abre espacio a nueva oferta de generación de la zona norte del país. Se propone tratar este tema de interconexión en conjunto con el de expansión del sistema de transmisión troncal, identificar las fechas de entrada en operación de las obras y dejar indicado en las Bases de Licitación como argumento de postergación de la fecha de inicio del contrato de suministro el hecho que la infraestructura de transmisión no está lista y que además esto no genere un costo para el generador.	Las condiciones especiales de la licitación a que se refiere el artículo 131 ter corresponden a características o situaciones particulares que sean necesarias considerar para efectos de diseñar los bloques de suministro a licitar, tales como requerimiento de licitaciones de corto plazo y condiciones que permitan resguardar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones. Adicionalmente, las disposiciones para la aplicación de las cláusulas de postergación de inicio de suministro corresponden a materias de las Bases de Licitación. Sin perjuicio de lo anterior, el Informe Final de Licitaciones en el capítulo 5 de "Necesidades de Suministro a Contratar", considera como supuesto la interconexión de los sistemas SIC-SING operativa a partir del año 2018.
Carlos Jorquera	7 (33)	Este capítulo no se refiere a la siguiente propuesta: Incluir en las Bases de Licitación el Atributo de Generación Nueva. El diseño apropiado de las Bases de Licitación de una combinación de Generación Nueva y de Proyectos Existentes, permitirán alcanzar los objetivos introducidos por la Ley N°20.805 a la LGSE, que pretende entre otras cosas la reducción de precios de la energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado energético, con el objeto de dotar al mercado de mayor competencia, facilitar el ingreso de nuevos actores y lograr una mayor diversificación en el uso de tecnologías, incluyendo las ERNC Estando vigente la Ley 20.805, el proceso de licitaciones 2015 o los futuros pueden incorporar criterios adicionales de adjudicación además del precio ofertado.	Incluir en las bases de licitación un sistema que permita a la Generación Nueva (construcción de nuevos proyectos) competir entre ellos de acuerdo a su costo de desarrollo más otros atributos; y en forma paralela y separada que la Generación Vieja (proyectos en operación y que les vencen los contratos o plantas ya amortizadas) compitan entre ellos.	Una vez definida la proyección de demanda definitiva en el Informe Final de Licitaciones, le corresponderá a la Comisión, a través de la publicación de las Bases de Licitación, determinar y diseñar los bloques de suministro a licitar para abastecer los consumos de los clientes regulados al menor costo de suministro y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Sin perjuicio de lo anterior, una descripción general de las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones. Las condiciones especiales de la licitación a que se refiere el artículo 131 ter corresponden a características o situaciones particulares que sean necesarias considerar para efectos de diseñar los bloques de suministro a licitar, tales como requerimiento de licitaciones de corto plazo y condiciones que permitan resguardar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones.
CHILECTRA	3.3 Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios (pág. 13)	Los valores de proyección de demanda de clientes libres a traspasarse al mercado regulado indicados en la Tabla 5 no corresponden a lo informado por Chilectra.	Corregir valores de acuerdo a lo informado por Chilectra en respuesta a la Carta CNE N°49.	Se acoge la observación.
CHILECTRA	3.6 Antecedentes de evolución proyectada de demanda de clientes regulados (pág. 20)	La demanda en la Tabla 10.1 está desplazada en dos años respecto a la Tabla 8 del Resumen Ejecutivo del Consultor (la demanda 2015 de la Tabla 10.1 corresponde a la demanda 2013 de la Tabla 8 del Consultor). Sin embargo las tasas de crecimiento de la tabla 10.2 son consistentes con la información del consultor.	Corregir Tabla 10.1	Se acoge la observación.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
CHILECTRA	3.7 Ajustes en las proyecciones de demanda	Las proyecciones de demanda enviadas por Chilectra se desestiman de manera arbitraria y son reemplazadas por los resultados de un modelo de proyección de demanda elaborado por un consultor externo. No existe certeza que dicho modelo sea suficientemente confiable, puesto que al comparar la demanda proyectada por el modelo para el año 2014 con la demanda real de dicho año, la desviación para el SIC supera los 3.000 GWh. Lo anterior se desprende de la información de la Tabla N° 8, donde se muestra una proyección de demanda del SIC para el año 2014 de 27.015 GWh. Sin embargo, en la tabla 7.2 se muestra el valor real del 2014 de 30.572 GWh. Esta diferencia de casi un 12% pone en entredicho la confiabilidad de los resultados.	Considerar la proyección de demanda enviada por Chilectra, o en subsidio, realizar los ajustes y correcciones que sean necesarios para que los resultados del modelo de proyección posean mayor confiabilidad.	El estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" considera las ventas de electricidad realizadas exclusivamente a clientes regulados según lo informado a la SEC por las empresas concesionarias de distribución en el proceso de "Ingresos de Explotación". Estos valores no incluyen consumos propios ni hurtos, lo que explica la diferencia entre las demandas a nivel de subestación primaria presentadas en el Informe de Licitaciones y las ventas a clientes regulados presentados en el estudio realizado por el consultor. En efecto, las diferencias entre las compras a nivel de subestaciones primarias obtenidas a partir de la información de "Costos de Explotación", y las ventas a clientes regulados obtenidas a partir de la información de "Ingresos de Explotación", corresponde al orden de magnitud mencionado por la empresa distribuidora en su observación. Cabe señalar que esta Comisión no utilizó los niveles de demanda proyectada en el estudio antes mencionado, sino que utilizó las tasas de crecimiento resultantes, considerando que las componentes de consumos propios y hurtos se mantienen proporcionalmente constantes en todo el horizonte de proyección.
Chilquinta Energía	3.8 Proyecciones de demanda ajustadas (pag. 24)	Tasas de crecimiento ajustadas al PIB no consideran que los consumos medios de los clientes de la empresa están lejos de estándares de países desarrollados. Se justifica que tasas de largo plazo se ajusten al PIB, no así las del mediano plazo.	Considerar tasas de crecimiento presentadas por la empresa, al menos los primeros 5 años.	A partir del año 2016, se utilizan las tasas de crecimiento resultantes del estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo", el cual establece que el PIB es una variable altamente significativa para explicar la proyección de demanda. Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo al procedimiento de ajuste de demanda establecido en el numeral 3.7 del Informe Preliminar, se recoge la tasa de crecimiento propuesta por Chilquinta para el año 2015, reconociendo así el nivel de demanda base utilizado en los años siguientes.
Codiner	Pag. 25	Demandas proyectadas no corresponde a las necesidades de la empresa	Pag. 22. La CNE considera en la proyección el PIB Regional y el crecimiento de la población de la IX Región. En relación al PIB, se puede señalar que Codiner distribuye energía en la zona rural de la región, que es donde mayoritariamente se trasladan e instalan nuevas industrias. En cuanto a la población, si bien no hay un crecimiento considerable, si lo hay en la demanda de energía que esta hace, más aun en el área agrícola.	En consideración al comportamiento particular de los consumos de las distribuidoras que suministran a clientes en zonas de concesión principalmente rurales, reflejado en una mayor volatilidad en sus tasas de crecimiento dado su tamaño comparativamente menor, así como una mayor sensibilidad a condiciones climatológicas dado su perfil de clientes, se estima pertinente considerar un criterio especial de proyección de demanda para dichas distribuidoras. Este tratamiento se establece en el numeral 3.8 del Informe Final de Licitaciones, el que aplicará a las distribuidoras contenidas en las áreas típicas 5 y 6 definidas en el decreto vigente que fija el Valor Agregado de Distribución.
Codiner	Pag. 21	Antecedentes suficientes que justifiquen la tasa de crecimiento	Se solicita a la CNE que indique que otros antecedentes necesita para justificar la tasa de crecimiento informadas y canales de envío de esta información.	Ver respuesta anterior.
Codiner	Pag. 21 (punto i)	Se descuenta año 2010	Pag. 16 Tabla 7.2 justifica considerar año 2010 para proyección de Codiner, a partir de ese año con un creciente real cercano al 10% anual.	Ver respuesta anterior.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
COLBÚN S.A.	2.1 Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras (página 4)	La mayoría de las concesionarias de distribución no entrega las memorias de cálculo del método que usaron para estimar las tasas de crecimiento que aplican. Tampoco se entrega la estadística utilizada para ello.	Que la Comisión solicite a las concesionarias de distribución que entreguen toda la información de respaldo que permita reproducir los cálculos descritos someramente en la hoja titulada "Ficha de Proyección" de las planillas Excel tituladas como "Proyecciones de Energía_Dx.xls" que fueron adjuntadas en la carpeta denominada "Respuestas Dx carta CNE N°49.rar" descargable del link "Antecedentes" de la página de internet de la Comisión asociada al Proceso de Licitación 2015. Se propone que la información de respaldo que se solicite a las concesionarias de distribución incluya, entre otro elementos, la estadística de consumos a nivel de Subestación Primaria de Distribución referida al Troncal (equivalente a la facturada total), los modelos usados y sus parámetros.	En el archivo "Respuestas Dx carta CNE N°49.rar" disponible en los Antecedentes del Informe Preliminar, se encuentran todos los antecedentes recibidos por parte de las empresas distribuidoras. De acuerdo a lo señalado en el punto 3.7 del Informe Preliminar, la proyección de demanda total de clientes regulados de empresas distribuidoras obtenidas del análisis de la información enviada en respuesta a la Carta CNE N°49, ha sido ajustada por cuanto las tasas de crecimiento informadas no se condicen con los resultados que dispone esta Comisión y dado que no han presentado antecedentes suficientes que justifiquen dichas tasas de crecimiento. Mayores antecedentes del Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" utilizado para la elaboración de las proyecciones de consumo, se encuentran disponibles en la sección de estudios del sitio web de la Comisión. (http://www.cne.cl/estudios/estudios)
COLBÚN S.A.	3.1 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria (páginas 8 y 9)	Se observan en el Informe tasas de crecimiento provenientes de las estimaciones de las concesionarias de distribución que difieren de las tasas registradas en los últimos años, especialmente para el año 2015 que globalmente alcanza un 5,83%, tasa que difiere en gran medida con la expectativa de crecimiento del PIB de 2,5% para 2015.	Que en la Tabla 1 titulada "Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas concesionarias de distribución, a nivel de subestación primaria, en respuesta a Carta CNE N° 49 de 2015, la Comisión utilice la tasa promedio del período 2009-2014 para todas las concesionarias de distribución.	La tabla 1 del Informe de Licitaciones, contenida en el numeral 3.1 de "proyecciones de empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias", presenta la información de proyecciones de demanda informadas por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49 de 2015. Sin perjuicio de lo anterior, las proyecciones de demanda utilizadas para efectos de la determinación de las necesidades de suministro a licitar, son las presentadas en el numeral 3.8, que incorpora la revisión de dichas proyecciones y los ajustes correspondientes según lo señalado en los numerales 3.5 a 3.7 de dicho informe, considerando para ello las tasas promedio históricas del período 2007 a 2014.
COLBÚN S.A.	3.2 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal (página 12)	No existen en el Informe antecedentes que respalden los cálculos presentados en la Tabla 4. Proyección de demanda de clientes regulados de empresas de distribución a nivel troncal.	Que se incorporen a los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 el detalle de los cálculos efectuados para obtener los resultados exhibidos en la Tabla 4. Proyección de demanda de clientes regulados de empresas de distribución a nivel troncal del capítulo 3.2. del Informe.	Los parámetros de factores de expansión de pérdidas de subtransmisión, de transmisión adicional, y de ajustes de inyección, se encuentra establecidos en el numeral 3.2 del Informe Preliminar de Licitaciones. La aplicación de dichos factores para efectos de la referenciación de la demanda a nivel troncal, utiliza la metodología establecida en el Decreto Supremo N°14 de 2012, y se incorpora en forma agregada en el archivo "Cálculo Proyecciones Demanda Dx.xlsx". Sin perjuicio de lo anterior, se incluirá en el Informe Final los antecedentes que respaldan la información presentada en la tabla 4 del Informe Preliminar.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
COLBÚN S.A.	3.3 Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios (página 13)	No existen en el Informe antecedentes que respalden los traspasos de clientes libres a régimen de clientes sometidos a regulación de precios supuestos para el vencimiento de sus respectivos contratos.	Que para la elaboración del capítulo 3.3. del Informe se solicite a las concesionarias de distribución copias de todos sus contratos con clientes libres para verificar los montos considerados por esas concesionarias en las proyecciones de demanda y las fechas de término de tales contratos, y con esa información a la vista, se realice un análisis económico de la conveniencia del traspaso de dichos clientes libres al régimen regulado ya que no es razonable suponer que por el sólo hecho de terminarse un contrato de suministro éstos opten por cambiarse régimen.	La Comisión solicitó en cartas CNE N°422, 433, y 424 , todas de 01 de septiembre de 2014, información relativa a los contratos de suministros de clientes libres de las empresas distribuidoras. Dicha información fue analizada y contrastada con la recibida en respuesta a la carta CNE N°49 de 2015, estimando que esta última se ajusta al potencial traspaso de clientes libres a clientes regulados en virtud de lo dispuesto en el artículo 147° de la Ley y el artículo 1° transitorio de la ley 20.805. En consecuencia, considerando la actual tendencia de cambios en la condición de clientes libres a regulados según se observa a partir de la información que esta Comisión solicita periódicamente a las empresas eléctricas en virtud de los distintos procesos tarifarios que debe desarrollar, se estima razonable considerar como traspaso potencial de clientes libres a regulados a partir del año 2019, los valores informados por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49 de 2015. Lo anterior con el fin de resguardar el abastecimiento de los clientes sometidos a regulación de precios, en atención a lo indicado en el artículo 131° bis de la Ley.
COLBÚN S.A.	3.4 Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal (página 14)	No existen antecedentes en el Informe que respalden los cálculos presentados en la Tabla 6.1. Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal,	Que se incorpore a los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 el detalle de los cálculos efectuados para obtener los resultados exhibidos en la Tabla 6.1 Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal del capítulo 3.4. del Informe.	Se incluirán en el Informe Final los antecedentes que respaldan la información presentada en la tabla 6.1 del Informe Preliminar.
COLBÚN S.A.	3.4 Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal (página 15)	No existe correlación ni coherencia entre las tasas de crecimiento de las concesionarias de distribución que se utilizan en el Informe y las tasas de crecimiento económico esperado.	Utilizar en la Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal del capítulo 3.4. del Informe la tasa de crecimiento promedio del período 2009-2014 para todas las concesionarias de distribución.	La tabla 6.2 del numeral 3.4 del Informe Preliminar, presenta las tasas de crecimiento resultantes de la información entregada por las empresas distribuidoras. Por otra parte, la relación entre crecimiento económico y el consumo eléctrico fue analizado en el estudio "Análisis de consulta eléctrico en el corto, mediano y largo plazo", contratado por la Comisión. Para efectos de la proyección de demanda final utilizada para el cálculo de las necesidades de suministro, se utilizó el mecanismo detallado en los numerales 3.6 y 3.7 del Informe, lo cual considera las tasas de crecimiento históricas para el período 2007 a 2014 de las concesionarias de distribución y los resultados del estudio antes mencionado.
COLBÚN S.A.	3.6 Antecedentes de evolución proyectada de clientes regulados (página 19)	No están disponibles en los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 las ecuaciones de los modelos utilizados para calcular la proyección de demanda detallada en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" publicado en la página de internet de la Comisión.	Que se incorporen a los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 las ecuaciones y los parámetros de ajuste de cada modelo utilizado en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" que sirvió de antecedente para la proyección de demanda de clientes regulados del capítulo 3.6. del Informe	Los antecedentes del Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" utilizado para la elaboración de las proyecciones de demanda, se encuentran disponibles en la sección de estudios del sitio web de la Comisión. (http://www.cne.cl/estudios/estudios)
COLBÚN S.A.	3.6 Antecedentes de evolución proyectada de clientes regulados (página 20)	La Tabla 10.1 Proyección de demanda eléctrica de clientes regulados por región al año 2022 del Informe no corresponde a la entregada en los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 dado que aparentemente están desplazados los años.	Que se incorporen a los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 los antecedentes que respaldan los cálculos efectuados para obtener los resultados exhibidos en la Tabla 10.1. del capítulo 3.6 del Informe.	Los antecedentes que respaldan la información presentada en la tabla 10.1 del Informe Preliminar, corresponden a los antecedentes del Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" utilizado para la elaboración de las proyecciones de demanda, que se encuentran disponibles en la sección de estudios del sitio web de la Comisión (http://www.cne.cl/estudios/estudios)

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
COLBÚN S.A.	3.7 Ajustes en las proyecciones de demanda (página 26)	En la Tabla 13.2 Tasas de crecimiento de proyección de demanda de empresas distribuidoras, período 2015-2030 del Informe se omitió el año 2015.	Completar la Tabla 13.2. del capítulo 3.7 del Informe con la información relativa al año 2015.	Las tasas de crecimiento presentadas en la tabla 13.2 corresponden a las resultantes de las proyecciones de demanda presentadas en la tabla 13.1. La tasas de crecimiento del año 2015, corresponden al resultado de la aplicación del mecanismo de ajuste establecido en el numeral 3.6, por lo que dichas tasas se incorporarán en ese numeral en el Informe Final.
COLBÚN S.A.	3.7 Ajustes en las proyecciones de demanda (página 21)	De la lectura del capítulo 3.7 se concluye que el criterio utilizado en el Informe para determinar la tasa de crecimiento del año 2015 lleva a suponer tasas de crecimiento que están, para varias concesionarias de distribución, por sobre las tasas de crecimiento históricas de esas mismas concesionarias de distribución, cuestión que no es coherente con las proyecciones de crecimiento económico para dicho año. Lo anterior tomando en consideración la correlación observable entre crecimiento económico y consumo de energía eléctrica. Tal falta de coherencia se debe a que la desviación estándar, usada como banda aceptable respecto de la tasa promedio, es en algunos casos es muy alta, obteniéndose como global una tasa de 5,55%.	Que se utilice la tasa promedio de crecimiento del período 2009-2014 para determinar las tasas de crecimiento de las concesionarias de distribución en el capítulo 3.7 del Informe con el objeto de suponer tasas de crecimiento más cercanas al crecimiento económico esperado para el año 2015, con lo que se obtendría una tasa global de crecimiento de 4,29%.	El criterio utilizado para la definición de la tasa del primer año tiene como objetivo considerar la proyección de demanda de la empresa distribuidora, debido a que es ésta la que tiene la información más actualizada en el corto plazo. Dicha tasa de crecimiento informada debe estar dentro de un rango esperado, el cual se construye a partir de las tasas de crecimiento históricas de la empresa. Este rango esperado fue definido por la Comisión como una desviación estándar respecto a las tasas históricas del período 2007 a 2014, debido a que este estadístico representa la dispersión esperada de una muestra. Sin perjuicio de lo anterior, en este procedimiento se eliminó de la muestra las tasas asociadas al año 2010 para reducir el efecto distorsionador del terremoto ocurrido en dicho año.
COLBÚN S.A.	3.7 Ajustes en las proyecciones de demanda (página 22)	No están disponibles en los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 las ecuaciones de los modelos utilizados para calcular la proyección de demanda detallada en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" publicado en la página de internet de la Comisión.	Que se incorpore a los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015 las ecuaciones y los parámetros de ajuste de los modelos utilizados en el estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" que sirvió de antecedente para la proyección de demanda del capítulo 3.7. del Informe.	Los antecedentes del Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" utilizado para la elaboración de las proyecciones de demanda, se encuentran disponibles en la sección de estudios del sitio web de la Comisión (http://www.cne.cl/estudios/estudios)
COLBÚN S.A.	4 Nivel de Contratación existente (página 28)	Para calcular la contratación que cada concesionaria de distribución tiene actualmente, producto de las licitaciones ya efectuadas, inexplicablemente el Informe considera como componente base, los montos asociados a los Contratos Variables de la licitación SAESA 2006/01. Los contratos por Bloque Variable de la licitación SAESA 2006/01 sólo sirven como antecedentes para calcular bloques variables para efectos de calcular la contratación actual de las concesionarias de distribución, ya que, al igual que las componentes variables de los bloques de suministro de las últimas licitaciones, cumplen la función absorber incrementos no esperados en la demanda de energía.	Que se calcule en el capítulo 4 del Informe correctamente la contratación actual de las concesionarias de distribución utilizando para tales efectos componentes distintos a los contratos por Bloque Variable de la licitación SAESA 2006/01.	Las licitaciones del proceso 2006 se realizaron bajo la normativa establecida en la Resolución Exenta N°704, la que dispuso un mecanismo especial de despacho de los bloques adjudicados bajo dicha resolución, durante al menos los primeros 2 años, correspondiente al despacho en primer lugar de los bloques base en su totalidad, y el posterior despacho de los bloques 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.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
COLBÚN S.A.	5 Necesidades de suministro a contratar (página 31)	<p>Para la contabilización de las necesidades sistémicas de suministro, el Informe considera la aplicación del mecanismo de traspaso de excedentes de energía entre concesionarias de distribución contemplado en el artículo 135° quarter de la Ley General de Servicios Eléctricos. Lo anterior, lleva a concluir una sub-estimación de las necesidades sistémicas de suministro al descontarse del total de las concesionarias deficitarias, los montos agregados de las concesionarias excedentarias. El efecto de esta operación es especialmente notorio para los años 2015-2020. El mecanismo de traspaso de excedentes debe aplicarse por concesionaria, esto es, para calcular las necesidades sistémicas no deben descontarse los excedentes que puedan tener algunas concesionarias. Asimismo, la aplicación del artículo 135° quarter no es directa sino que facultativa puesto que éste dispone que "las distribuidoras que dispongan excedentes de suministro contratado podrán convenir", razón por la cual su aplicación está condicionada a que efectivamente existan concesionarias excedentarias y que éstas acepten traspasar sus excedentes. Por ello, este mecanismo de traspaso no debiera presuponerse <i>ex ante</i> ya que en el análisis no podría tenerse certeza de los déficit o excedentes que se generarán.</p>	<p>Que se corrijan las necesidades de suministro sistémicas del capítulo 5 del Informe considerando sólo aquellas concesionarias de distribución que presenten déficit, sin descontar aquellas concesionarias que dispongan de excedentes.</p>	<p>El mecanismo establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, reconoce los excedentes de suministro como energía comprometida 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, evaluando la conveniencia de utilizar este tipo de mecanismos para mejor aprovechar el 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 2021, las distribuidoras debieran apuntar a 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 periodo del 2016 al 2020, 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 periodo, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del Informe Final.</p>
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 31)	<p>El Informe proporciona los siguientes cálculos: (a) un cálculo de la Energía Disponible Estimada que cada empresa generadora podría aportar al sistema eléctrico en el horizonte de análisis, considerando el parque generador actualmente en operación y aquel considerado como en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N° 75, de fecha 13 de febrero de 2014 de la Comisión; y (b) Adicionalmente, en base a información que la CNE solicitó a las empresas generadoras mediante Carta CNE N°62 de fecha 6 de febrero de 2015, el Informe contiene los niveles de contratación que actualmente tendría cada una de las empresas participantes del mercado mayorista en virtud de los contratos suscritos con sus clientes. A su vez, en los antecedentes descargables de la página de internet del Proceso de Licitación 2015, su publica una planilla Excel titulada "Detalle energía disponible y contratada Gx" que contiene las estimaciones a que se refieren las letras (a) y (b) anteriores a nivel desagregado por empresa generadora y año, información que podría afectar el desenvolvimiento de la libre competencia en el mercado de generación en tanto sea interpretada por sus actores como una señal del Regulador sobre las condiciones de mercado, generando distorsiones en los futuros procesos de licitación de suministro.</p>	<p>Que el capítulo 6 del Informe tome en consideración, para efectos de determinar estimaciones de los niveles de contratación y márgenes de energía disponible del parque generador, las disposiciones del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del año 2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de libre competencia, con el objeto de evitar dar señales que podrían interferir en la libre interacción de la oferta y demanda en este mercado.</p>	<p>En concordancia con lo establecido en el artículo 131° ter de la Ley, el Informe Preliminar de Licitaciones de la Comisión debe contener aspectos técnicos del análisis de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el periodo relevante. En este sentido, el referido Informe presenta una estimación del potencial de oferta de energía eléctrica disponible en el sistema, a partir de las diferencias entre la estimación del potencial total de generación de energía y el total de suministro ya contratado en el sistema. Dicha estimación ha sido elaborada sobre la base de información proporcionada por las empresas de generación, en virtud de sus respuestas a la solicitud de información de carta N°62 de 6 de febrero de 2015. Cabe señalar que la estimación de oferta potencial de energía contenida en el Informe es referencial, y no representa señal alguna respecto de la capacidad individual de las empresas para contratar su suministro con clientes libres o regulados.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 31)	El Informe utiliza la potencia máxima de las centrales térmicas, afectada por la disponibilidad promedio de 5 años, para estimar la energía disponible. Sin embargo, la medida de disponibilidad no necesariamente refleja la operación real que dichas centrales tendrían, habida cuenta de sus costos de operación. Además, el horizonte de tiempo utilizado para determinar la disponibilidad (5 años) es muy bajo en relación al horizonte de evaluación de una central térmica. En particular, se observan elevados los factores de planta de las centrales a carbón. Por otro lado, la oferta disponible para centrales a GNL dependerá de la disponibilidad de GNL que se contrate para cada caso. Por último, el informe considera como oferta disponible las centrales diésel, las cuales son unidades de respaldo que normalmente no contratan su generación.	Que se reemplace en el capítulo 6 del Informe el criterio de disponibilidad promedio de 5 años para estimar la energía disponible por otro que refleje adecuadamente la operación real proyectable a las centrales térmicas considerando sus costos de operación. Para el caso de las centrales a carbón se propone bajar el factor de carga a 85%. Adicionalmente, se propone eliminar dentro de la oferta disponible las centrales a diésel. Por último se debe analizar caso a caso las centrales a GNL para determinar la oferta disponible.	El criterio utilizado es referencial, y el objeto del cálculo es comparar energía que estaría disponible para ser despachada en caso de ser requerida, en consistencia con la consideración de la energía total contratada.
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 31)	El informe utiliza los valores considerados por el CDEC para el cálculo de la potencia firme para estimar la energía disponible de las centrales de generación eólica. Sin embargo, dichos valores podrían estar sobreestimados ya que no consideran ningún factor que refleje la real producción ni la pérdida de eficiencia de los aerogeneradores u otros factores que tienden a reducir la producción de energía eólica.	Que se reemplace en el capítulo 6 del Informe el criterio de utilizar los valores considerados por el CDEC para el cálculo de la potencia firme para estimar la energía disponible de las centrales de generación eólica por otro que refleje adecuadamente su operación real proyectable considerando las pérdidas de eficiencia de los aerogeneradores y otros que reduzcan la producción de energía.	El valor considerado para el cálculo de la potencia firme por parte del CDEC si considera factores que reflejan la posible producción real tanto para plantas eólicas. Esto es posible verificarlo calculando los factores de planta en virtud de la información publicada.
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 31)	Para la estimación de la energía disponible, el Informe considera todas las centrales generadoras en operación y aquellas en construcción, aun cuando éstas sean ineficientes. Adicionalmente, no se considera ninguna variable económica para reflejar de mejor forma la operación real que tendría el sistema eléctrico para cubrir las necesidades de suministro calculadas.	Que se incluya en el capítulo 6 del Informe, una simulación de la operación futura del sistema eléctrico considerando el despacho económico óptimo de cada una de las centrales generadoras para determinar el costo de la suficiencia en los distintos escenarios.	El cálculo señalado es sólo referencial, y considera la demanda total contratada y la energía posible que sería generada por cada año, bajo ciertos supuestos. En ese sentido, se debe considerar que no toda la energía contratada correspondería necesariamente a un retiro efectivo esperado, como tampoco la generación disponible responde a un despacho esperado.
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 32)	El Informe utiliza la estadística real de producción para estimar la energía disponible de las centrales de generación solar, sin utilizar ningún factor de penalización que refleje la pérdida de eficiencia de los módulos u otros factores que tienden a reducir la producción de energía solar.	Que se utilice algún criterio de penalización o pérdida de eficiencia en el capítulo 6 del Informe a las estadísticas reales de producción de las centrales solares para estimar su energía disponible considerando la pérdida de eficiencia de los módulos y otros factores que normalmente reducen la producción de energía eléctrica de las centrales solares.	Se estimada adecuada la representación de las centrales solares, en vista de que los factores utilizados son consistentes con los valores esperados respecto de este tipo de tecnología, y teniendo en vista además la falta de estadística real de largo plazo que permita reflejar lo solicitado en la observación.
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 32)	En el cálculo de suficiencia, el Informe no considera las pérdidas de transmisión del sistema de transmisión troncal, las que pueden llegar a 2.000 GWh anuales en los próximos años.	Que se consideren en el cálculo de suficiencia del capítulo 6 del Informe las pérdidas del sistema de transmisión troncal.	La previsión de demanda considera suministro a contratar por la empresa distribuidora, lo que incluye las pérdidas de transmisión. Por otra parte, las centrales reciben su remuneración por la potencia inyectada en las barras de inyección, que es lo considerado en el cálculo referencial.
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 33)	A pesar de que se menciona someramente, el cálculo de la disponibilidad que se hace en el Informe no refleja las distintas políticas comerciales que pueden tener definidas las distintas empresas generadoras, cuestión que lleva a sobreestimar la disponibilidad real de energía de los sistemas eléctricos.	Que se considere en el cálculo de la disponibilidad de energía de las empresas generadoras del capítulo 6 del Informe, algún factor de reducción de disponibilidad con el objeto de que refleje un criterio general de contratación representativo de las distintas empresas generadoras.	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.
COLBÚN S.A.	6 Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (página 33)	El Informe no considera en los compromisos de suministro actuales de las empresas generadoras que los contratos con clientes libres cuyo término está dentro del horizonte de estudio, deberán necesariamente recontratarse con algunas de las mismas empresas generadoras cuya disponibilidad se calculó anteriormente. Es decir, el Informe se estructura en el supuesto que una vez terminados los actuales contratos con clientes libres, éstos desaparecen del sistema eléctrico, dejando a las empresas generadoras con mayores disponibilidades de las que realmente tendrán.	Que se considere en el cálculo de la disponibilidad de energía de las empresas generadoras en el capítulo 6 del Informe, un tercer ítem que agrupe los consumos proyectados de los clientes libres cuyos contratos van terminando en el horizonte de estudio, de manera de reflejar la real disponibilidad de los sistemas eléctricos.	En el cálculo referencial explicitado, se considera como "margen disponible" la energía que, de acuerdo a la información disponible a la fecha de emisión del informe, no ha sido contratada; pudiendo ser esta destinada a clientes libres o regulados. Dado que se trata de un cálculo referencial, no se estima necesario efectuar la diferenciación propuesta.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
COOPELAN	Pág. 25	Corregir la proyección de demanda ajustadas para los años 2015, 2016 y 2017, manteniendo las proyecciones de consumo informada para estos años. Esto se fundamentan principalmente: 1) Alta tasa de crecimiento en construcción de viviendas en nuestra zona de concesión, con tasas de crecimiento en los dos ultimo años (2013 y 2014) en promedio de 9,06%; 2) La ruralidad de nuestra zona de concesión, que suma al aumento de la sequia se debe proyectar una aumento en los consumos para los años 2015 y 2016.	Indicado en hoja "Proyección demanda"	En consideración al comportamiento particular de los consumos de las distribuidoras que suministran a clientes en zonas de concesión principalmente rurales, reflejado en una mayor volatilidad en sus tasas de crecimiento dado su tamaño comparativamente menor, así como una mayor sensibilidad a condiciones climatológicas dado su perfil de clientes, se estima pertinente considerar un criterio especial de proyección de demanda para dichas distribuidoras. Este tratamiento se establece en el numeral 3.8 del Informe Final de Licitaciones, el que aplicará a las distribuidoras contenidas en las áreas típicas 5 y 6 definidas en el decreto vigente que fija el Valor Agregado de Distribución.
COOPELAN	Pág. 26	Corregir la proyección de la tasa de crecimiento ajustadas para los años 2015, 2016 y 2017, manteniendo las proyecciones de consumo informada para estos años. Esto se fundamentan principalmente: 1) Alta tasa de crecimiento en construcción de viviendas en nuestra zona de concesión, con tasas de crecimiento en los dos ultimo años (2013 y 2014) en promedio de 9,06%; 2) La ruralidad de nuestra zona de concesión, que suma al aumento de la sequia se debe proyectar una aumento en los consumos para los años 2015 y 2016.	Indicado en hoja "Proyección demanda"	Ver respuesta anterior.
Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo n°3 pág n°10 a 12	Se solicita realizar la referenciación de la energía demandada por las distribuidoras y la potencialmente ofrecida por los generadores a las barras troncales, considerando las pérdidas y restricciones de transmisión por los diversos sistemas de transmisión. Lo anterior es necesario para poder realizar balances por zona entre la potencial oferta de generación y los requisitos de energía de las distribuidoras en el sistema troncal.	Se debe modificar el sub-capitulo 3.3, en el cual a partir de las mediciones existentes en las Subestaciones Primarias de Distribución ("SPD") y mediciones en las subestaciones troncales se determine las pérdidas y congestiones de transmisión para referenciar la energía a barra troncales.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, en el Informe Final se incorporará una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras. Por otro lado, el marco normativo aplicable a las licitaciones de suministro, a que se refiere el artículo 131 y siguientes de la Ley, no considera restricciones geográficas de la oferta de generación respecto de los contratos adjudicables en un sistema interconectado, dado el carácter comercial y no físico de dichos contratos, por lo que no se estima pertinente realizar el análisis a nivel de generación propuesto en esta oportunidad.
Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo n°3 pág n°10 a 12	Se solicita realizar la referenciación de la energía demandada por las distribuidoras y la potencialmente ofrecida por los generadores a las barras troncales, considerando las pérdidas y restricciones de transmisión por los diversos sistemas de transmisión. Lo anterior es necesario para poder realizar balances por zona entre la potencial oferta de generación y los requisitos de energía de las distribuidoras en el sistema troncal.	Se debe modificar el sub-capitulo 3.3, en el cual a partir de las mediciones existentes en las Subestaciones Primarias de Distribución ("SPD") y mediciones en las subestaciones troncales se determine las pérdidas y congestiones de transmisión para referenciar la energía a barra troncales.	La referenciación desde las Subestaciones Primarias a los Puntos de Compra en el sistema de transmisión troncal, tal como se indica en el numeral 3.2 del Informe, se ha realizado considerando pérdidas reales, calculadas a partir de los Factores de Ajustes de Inyección de Energía (FAIE), que corresponde a la razón entre las inyecciones efectivas registradas al ingreso de cada subsistema de subtransmisión y los retiros efectivos realizados dentro de cada subsistema de subtransmisión, registradas por el CDEC. Se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo n°5 pág n°31	<p>Se solicita no considerar el artículo 135° quáter 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 en el largo plazo como usual esta condición excepcional. Adicionalmente es importante notar que aún no existe el procedimiento mencionado en dicho artículo, lo cual dificultaría la correcta asignación de los traspasos.</p>	<p>La propuesta es eliminar el último párrafo del capítulo n°6 y reemplazarlo por el siguiente: "Asimismo, para efectos de la contabilización agregada de las necesidades de suministro sistémicas, sólo se sumarán las empresas que cuenten con déficit de forma separada para cada sistema de transmisión, de esta forma los excedentes de contratación con que cuenten otras distribuidoras se podrán utilizar para casos excepcionales de mayor demanda real a la proyectada, de acuerdo al mecanismo mencionado en el artículo 135° quáter." Adicionalmente debido a la modificación de este párrafo se deben modificar las tablas relacionadas a las necesidades de suministro.</p>	<p>El mecanismo establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, reconoce los excedentes de suministro como energía 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, evaluando la conveniencia de utilizar este tipo de mecanismos para mejor aprovechar el 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 2021, las distribuidoras debieran apuntar a 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 periodo del 2016 al 2020, 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 periodo, 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 artículo segundo transitorio de la ley 20.805, dentro de los 90 días de su publicación se debe dictar un reglamento en el que se establecerá el procedimiento actualizado a que se refiere el artículo 135 quáter.</p>
Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo n°6 pág 31-33	<p>Para lo anterior se solicita referenciar la proyección de necesidades de energía de acuerdo a las pérdidas de transmisión reales, de los últimos años, en vez de los decretos tarifarios, los cuales pueden prestarse para discrepancias de interpretación, entorpeciendo la estimación de la demanda y posterior desarrollo de los contratos.</p>	<p>Se debe realizar una modificación similar en el capítulo n°6, para poder representar la oferta potencial de energía en el sistema troncal de cada sistema, incluyendo pérdidas y restricciones de transmisión.</p>	<p>El marco normativo aplicable a las licitaciones de suministro, a que se refiere el artículo 131 y siguientes de la Ley, no considera restricciones geográficas de la oferta de generación respecto de los contratos adjudicables en un sistema interconectado, dado el carácter comercial y no físico de los mismos. Sin perjuicio de lo anterior, en el informe final se incluirá un detalle referencial de la descomposición por barra troncal de la proyección de demanda de las distribuidoras, de modo que los oferentes puedan considerar esta información en las respectivas evaluaciones de sus ofertas según estimen pertinente. Cabe señalar que, de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.2 del Informe Preliminar de Licitaciones, la referenciación a las subestaciones troncales que resulten Puntos de suministro o compra se ha realizado considerando pérdidas reales.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo n°6 pág n°31 y 32	<p>Para la estimación de la oferta esperada de energía se solicita:(i) No considerar a las centrales térmicas cuyo costo variable de operación sea mayor al último precio reservado que se haya dado a conocer de acuerdo a lo mencionado en el artículo 135° de la ley. Adicionalmente se debe tener en cuenta que las centrales térmicas cuyo combustible sea petróleo o alguno de sus derivados, cumplen el rol de dar respaldo al sistema eléctrico y no deberían ser incluidas como un suministro confiable y continuo para los retiros de los clientes regulados, debido a que su principal producto es la venta de potencia firme y no energía eléctrica. (ii) No considerar en el corto-mediano plazo a centrales térmicas a Gas Natural o GNL, las cuales no cuenten con un suministro estable de su combustible. (iii) Realizar un desglose de la oferta de energía en la tabla n°17 de la página 32, de acuerdo a los horarios de los sub-bloques de demanda de la última licitación de suministro, para determinar la oferta de energía de forma horaria en un día tipo. (iv) Para las centrales hidráulicas además de la variable hidrológica, se debe considerar la estacionalidad en su generación, restricción que disminuiría aún más su potencial oferta de suministro. (v) Finalmente se debe incluir una mención de que este ejercicio es meramente referencial, debido a que no incluye las consideraciones sobre la estrategia de contratación de las empresas generadoras, la cual depende de la aversión/propensión al riesgo de los accionistas de cada empresa, debido a que cada empresa cuenta con una política de contratación que sigue reglas más o menos flexibles en función de las consideraciones estratégicas de los directores de cada firma.</p>	<p>Se propone incluir al final del segundo párrafo, luego del punto a parte (que ahora será punto seguido) lo siguiente: ".....". Se debe tener en cuenta que este ejercicio es meramente referencial, debido a que no incluye las consideraciones sobre la estrategia de contratación de las empresas generadoras, la cual depende de la aversión/propensión al riesgo de los accionistas de cada empresa." Se propone modificar el tercer párrafo a partir del primer punto seguido por lo siguiente (en negrita y cursiva las inserciones)"... De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó el valor mínimo entre: (a) la generación promedio esperada en el horizonte analizado, correspondiente una hidrología seca, considerando como tal el año de la estadística hidrológica más cercano al 90% de probabilidad de excedencia y (b) doce veces la generación promedio mensual de las estadística, del mes que cuente con la menor generación, de esta forma de manera referencial se puede obtener una aproximación de lo que estaría dispuesto a contratar una central hidráulica de generación. En el caso de las centrales térmicas a Carbón y Gas, centrales con despacho de base, se consideró la potencia máxima de las unidades, afectada por la indisponibilidad programada y forzada de la estadística de 5 años para cada unidad, publicada por los respectivos CDEC, adicionalmente se tiene en consideración para el corto plazo la disponibilidad de combustible principal para estas centrales térmicas. Respecto a otras centrales térmicas, con despacho de punta, estas no son consideradas en la oferta de energía, debido a que su costo variable de operación resulta mayor al último precio máximo de la última licitación de suministro de energía para distribuidoras. En el caso de las centrales eólicas, se utilizó la información correspondiente a lo considerado por el CDEC-SIC para el cálculo preliminar de potencia firme 2015, concentrándose su oferta de generación en los respectivos bloques horarios de generación; mientras que en el caso de las centrales solares, se utilizó la estadística existente de generación real, separándose por bloque horario al igual que las centrales eólicas. Cabe señalar que para el caso de las centrales cuya información estadística resultaba insuficiente para efectuar una estimación adecuada, se aproximó su disponibilidad o hidrología, según corresponda, con centrales similares en términos de ubicación y/o tamaño. Éste cálculo se muestra con resolución anual, separando por bloques horarios de acuerdo a los bloques ofrecidos en la última licitación de suministro, en la siguiente tabla total del parque generador considerado.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación, en términos de señalar que el cálculo indicado es referencial, y no responde necesariamente a energía que un agente pudiera considerar como esperada para cubrir su contratación. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario señalar que incluso aquellas centrales con altos costos variables de operación corresponden a oferta real despachable para suministrar a la demanda en caso que sea requerida, independientemente de la estrategia comercial de contratación del propietario. En vista de que el cálculo es referencial, no se considera necesario efectuar modificaciones a la metodología de cálculo.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Eléctrica Puntilla S.A.	Capítulo n°6 pág n°32 y 33	Se solicita complementar la información mostrada en la tabla n°18, incorporando los siguientes antecedentes o supuestos: (i) A pesar que los requerimientos contractuales de los clientes libres con empresas generadoras, cuenten con fecha de término, esta demanda de energía por parte de los clientes libres debe ser considerada al momento de determinar el "Margen disponible" de energía. (ii) Se debe realizar un supuesto del crecimiento de la demanda de los clientes libres, para ser considerado al momento de determinar el "Margen disponible" de energía, debido a que estos suministros al igual que los suministros de clientes regulados requieren firmar contratos con empresas de generación.	Se propone incluir un párrafo entre el segundo y tercer párrafo luego de la tabla N°17, 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."	En el cálculo referencial explicitado, se considera como "margen disponible" la energía que, de acuerdo a la información disponible a la fecha de emisión del informe, no ha sido contratada; pudiendo ser esta destinada a clientes libres o regulados. Dado que se trata de un cálculo referencial, no se estima necesario efectuar la diferenciación propuesta.
EMELARI ELIQSA ELECDA EMELAT CONAFE CGE DISTRIBUCIÓN	5	Las empresas EMELECTRIC y EMETAL no presentaron proyecciones de demanda, toda vez que éstas a contar el 1 de noviembre de 2014 fueron absorbidas en su totalidad por CGE DISTRIBUCIÓN. Por lo anterior, los consumos proyectados asociados a dichas empresas fueron incorporados en la proyección de CGE DISTRIBUCIÓN.	En el punto 2.1. Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras, párrafo 3, donde dice "Las proyecciones de las empresas CGE Distribución, Emelectric y Emetal" debe decir "Las proyecciones de la empresa CGE DISTRIBUCIÓN".	Se acoge observación.
EMELARI ELIQSA ELECDA EMELAT CONAFE CGE DISTRIBUCIÓN	13		En el punto 3.3 Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios, párrafo 4, donde dice: "Por otro lado, las empresas CGE Distribución, Emelectric, Conafe y Eliqsa" debe decir: "las empresas CGE DISTRIBUCIÓN, Conafe y Eliqsa".	Se acoge observación.
EMELARIELIQS AELECDAEMEL ATCONAFECGE DISTRIBUCIÓN	27	Tabla 14: Se considera proceso de licitación CGED 2012/03-2 cuyo contrato no se encuentra vigente, el cual no es consistente con el párrafo que antecede a la tabla.	En el punto 4. Nivel de contratación, párrafo 2, dice que se detallan las licitaciones de suministro desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos de suministro se encuentran vigentes a la fecha, solicitamos modificar por lo siguiente: "En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y los contratos de suministro resultante de dichos procesos de licitación".	Se acoge la observación.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
EMELARI ELIQSA ELECDA EMELAT CONAFE CGE DISTRIBUCIÓN	28	Tabla 15: El nivel de contratación de empresas distribuidoras pertenecientes al Grupo CGE difiere de lo realmente contratado por dichas distribuidoras.	<p>Para los procesos de Licitación EMEL-SIC 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2, CNE utiliza valores de energía adjudicada que corresponden a los montos estimados en los respectivos contratos resultantes, los cuales deben ser reemplazados por montos de consumos reales.</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 y su valor es 875,452 GWh.</p> <p>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, cuyo valor resulta en 1.047 GWh.</p> <p>Se solicita corregir esta situación ya que altera el nivel de contratación y por ende no refleja las verdaderas necesidades de las empresas distribuidoras.</p>	Se acoge la observación.
EMELARI ELIQSA ELECDA EMELAT CONAFE CGE DISTRIBUCIÓN	General	Las tasas de crecimiento determinadas por CNE no parecen representativas de los incrementos de consumos esperados para EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE y CGE DISTRIBUCIÓN, al contrastarlas con las registradas en los últimos años. De ser así, las necesidades de contratación calculadas en el Informe Preliminar no garantizarían la cobertura total de los futuros requerimientos de suministro para los clientes sometidos a regulación de precios de las mencionadas distribuidoras.		Las tasas de crecimiento presentadas en el Informe Preliminar de Licitaciones, se sustentan en el estudio "Análisis del consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo", el que considera la información histórica de las empresas distribuidoras y los criterios estadísticos señalados en dicho estudio. La Comisión estima que los resultados así obtenidos son coherentes y fundamentados, constituyendo una fuente válida de información para efectos de las proyecciones de demanda que este servicio debe determinar.
EMELARI ELIQSA ELECDA EMELAT CONAFE CGE DISTRIBUCIÓN	General	Se reitera lo señalado en respuesta a la carta CNE N° 49/2015, mediante las cartas GRYME-083/2015 de CGE DISTRIBUCIÓN, GC/35/2015 de CONAFE y EMELAT y GC/34/2015 de ELECDA, ELIQSA y EMELARI, todas de fecha 6 de febrero de 2015, respecto al carácter preliminar de las proyecciones de demanda cuyo despacho a CNE fue comunicado en ellas y a que dichas distribuidoras conjuntamente se encontraban gestionando la contratación de la elaboración de un modelo de proyección de demanda -la cual se materializó con fecha 23 de febrero de 2015-, el que permitirá validar en forma justificada la información presentada. Dicho modelo se encontrará disponible dentro de los próximos días, por lo que, de ser necesario, en un breve plazo le haremos llegar una nueva versión de las proyecciones de demanda de mis representadas y sus respectivas necesidades de contratación de suministro. Asimismo, en la medida que surjan, le presentaremos nuevas observaciones fundadas al Informe Preliminar.		De acuerdo a los antecedentes proporcionados por CGE Distribución, se verificó que los resultados de las proyecciones de las tasas de crecimiento presentadas son similares a las calculadas por esta Comisión. No obstante, se analizó que los modelos de proyección entregados por las empresas del Grupo CGE no presentan resultados que evidencien un mejor ajuste y predicción que el modelo de proyección contenido en el Informe Preliminar de Licitaciones que justifique un cambio de modelo. Asimismo, el modelo de la empresa distribuidora se encuentra sustentado en una ventana de datos históricos de sólo 4 años, con resolución de datos anual de sus variables explicativas, respecto de la ventana de largo plazo que proyectan (16 años). Adicionalmente, no se presentan fundamentos suficientes respecto de las proyecciones de las variables explicativas que permiten estimar el consumo eléctrico para el largo plazo. Cabe señalar que las proyecciones utilizadas por esta Comisión para el Informe Preliminar de Licitaciones se basan en un Estudio en el que se testearon diferentes modelos. La elección se realizó en base al ajuste del modelo a los datos, significancia individual de las variables y razonabilidad de los parámetros del modelo.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
EMELARIELIQS AELECDAMMEL ATCONAFECGE DISTRIBUCIÓN			Se presentan diferencias en el detalle de nivel de contratación para los procesos de licitación SIC 2013/01, SIC 2013/03-2° llamado y EMEL-SING 2008/01. Agradeceremos revisar las energías contratadas para las empresas relacionadas con los procesos de licitación mencionados anteriormente. Ver detalle de energía contratada en hojas anexas.	Se acoge la observación para los procesos SIC 2013/01 y EMEL-SING 2008/01. No se encontraron diferencias relevantes para el proceso SIC 2013/03-2° llamado.
ENAP Refinerías S.A.	Capítulo 3 (página 21)	a) Para el primer periodo modificar el criterio para definir el crecimiento. Explicar el criterio utilizado para definir sólo un año de empalme.	Ubicación dentro del informe: Capítulo 3, página 21.	La Comisión estima que las tasas de crecimiento de largo plazo que mejor representan el comportamiento futuro de la demanda corresponden a las establecidas en el estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo". Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo al procedimiento de ajuste de demanda establecido en el numeral 3.7 del Informe Preliminar, se recoge la tasa de crecimiento propuesta por Chilquinta para el año 2015, reconociendo así el nivel de demanda base utilizado en los años siguientes.
ENAP Refinerías S.A.	Capítulo 4 (página 28)	Solicitamos se precise si en la verificación del nivel de contratación se incluye tanto los consumos de los clientes sometidos a regulación de precio, abastecido desde la distribuidora, como aquellos clientes libres dentro del área de concesión, los cuales abastece la empresa distribuidora vía acuerdos de suministros con los generadores. Si bien este volumen adicional no es materia de las licitaciones, permite tener claridad del volumen total a abastecer por el segmento.	Ubicación dentro del informe: Capítulo 4, página 28.	En virtud de lo establecido en el artículo 131 de la Ley, los procesos de licitación no pueden incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios, como tampoco se podrán incluir posteriormente en la ejecución de los contratos resultantes. En consecuencia, el nivel de contratación presentado en el numeral 4 del Informe Preliminar, no considera contratos de clientes libres.
ENAP Refinerías S.A.	Capítulo 6 (página 31 a 33)	a) Si bien a las turbinas se les asocia un valor de energía firme con la misma metodología que a las otras centrales térmicas, se debe tener presente que estas unidades han sido incorporadas al sistema para operación de respaldo o generación intermitente y no deberían aportar a la oferta base como se ha modelado y menos aún de una manera tan sostenida en el tiempo. La señal para la inversión de este tipo de respaldo es dada, aunque parcialmente, por el pago de la potencia de punta y se estima no adecuado incorporarla en la proyección de oferta base.	Ubicación dentro del informe: Capítulo 6, página 31 a 33.	Aquellas centrales con altos costos variables de operación corresponden a oferta real despachable para suministrar a la demanda en caso que sea requerida, independientemente de la estrategia comercial de contratación del propietario. En vista de que el cálculo es referencial, no se considera necesario efectuar modificaciones a la metodología de cálculo.
ENDESA	Criterio de Proyección para el año 2015.	En el punto 3.7, páginas 21 y 22, la CNE presenta el criterio para dicha proyección. Al respecto comentamos lo siguiente: a. No se explicita la razón por la cual se elige el periodo 2007 -2014 como base para la proyección del 2015. Ello podría atribuirse a que el año 2006, si bien no es considerado por el consultor como año pivot (cambio estructural del sistema estadísticamente significativo) es un año a partir del cual, según el mismo análisis del consultor, se produce un cambio en la pendiente de los consumos, que podría justificar separar la serie elegida de una serie que considere años anteriores al año 2007. O bien, el periodo considerado sólo se ajusta la disponibilidad de datos. Se solicita a la CNE aclarar la razón de elegir el periodo 2007 – 2015 como representativo para proyectar los consumos del año 2015.		La selección del periodo de la serie histórica responde a criterios de calidad de la información, así como también a consideraciones respecto del comportamiento tendencial de la demanda observada a partir del año 2007, de acuerdo a lo señalado en el estudio de "Análisis de la demanda de corto, mediano y largo plazo".

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
ENDESA	De las necesidades de suministro a contratar.	<p>En el punto 5, Tabla 16 del ITP, la CNE presenta para cada empresa y en total, una proyección de las necesidades de suministro futuro la que obtiene de la diferencia entre los consumos contratados de las EEDD que se presentan en la Tabla 15 y las proyecciones ajustadas de la CNE de la Tabla 13.1 del ITP. Al respecto, la Comisión indica que la información presentada en la Tabla 15 corresponde al nivel contratado sólo de los bloques base y las componentes base de los bloques de suministro, sin incluir en ella las correspondientes componentes variables, que representan holguras en las necesidades de suministro a contratar. En relación con lo anterior, en el Informe Definitivo (ITD) de Licitaciones, la CNE incluirá además una proyección de los procesos de licitación que deberán efectuarse durante los próximos cuatro años en la cual, entendemos, debería incluirse también las componentes variables contratadas para los efectos de determinar las necesidades de suministro a contratar en cada sistema. Se solicita a la CNE aclarar cómo considerará las componentes variables en la proyección de los procesos de licitación en el Informe Final (ITD). Entendemos que el total de los consumos a contratar que se incluye en la última fila de la tabla 16, es de tipo informativo y supone traspasos "automáticos" entre distribuidores excedentarios y deficitarios con el simple acuerdo de ambos, como lo disponen los contratos suscritos en las últimas licitaciones adjudicadas (según bases) y actualmente la Ley 20.805 de 2015 que modifica el proceso de licitaciones. Sin embargo hay que tener presente que los contratos suscritos en las licitaciones anteriores requieren, además, contar con el acuerdo de los suministradores para efectuar dichos los traspasos. Por tal razón, las necesidades de suministro a contratar deben determinarse caso a caso, teniendo en cuenta la observación antes indicada.</p>		<p>De acuerdo a lo establecido en los contratos de suministro, éstos se deben someter en todo momento a la normativa vigente. Las disposiciones establecidas en el artículo 135° quáter de la Ley, se encuentran plenamente vigentes, siendo aplicables a todos los contratos de suministro, por lo tanto no corresponde hacer ninguna diferencia en esta materia entre los distintos contratos existentes. Sin perjuicio de lo anterior, se estima que para efectos de la licitación de largo plazo, con inicio de suministro para el año 2021, las distribuidoras debieran apuntar a satisfacer su demanda con contratos propios, por lo que no se considerará el uso de las componentes variables ni la aplicación de traspasos de excedentes para dicha licitación. En el corto plazo, considerando el período del 2016 al 2020, se considerará el uso de las componentes variables y 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.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
ENDESA	Mayor Explicación de los Antecedentes incluidos en los Análisis	<p>El informe presenta, como lo dispone la normativa eléctrica, las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público, la situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica y, las condiciones especiales de licitación, que en este caso no las hay. La Ley dispone que las observaciones que se realicen al informe deben ser de carácter técnico. En el caso de las proyecciones de demanda, la CNE considera y analiza las que informaron las propias empresas de distribución (EEDD) para el horizonte solicitado y posteriormente realiza un ajuste de estas proyecciones teniendo como respaldo el estudio Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo, efectuado para la Comisión por el consultor Mercados Energéticos Consultores, en diciembre de 2014, donde se incluye un análisis completo de esta materia para el SIC, SING y Sistemas Medianos. Respecto de esto último, la CNE extrae antecedentes y resultados de ese estudio, citándolo siempre a nivel general pero no indicando en forma precisa de qué parte, página y tabla extrae la información utilizada en este ITP. A modo de ejemplo, para proyectar los consumos a partir de los modelos econométricos resultantes de esa consultoría, la CNE no indica si la proyección de las variables exógenas (ejemplo, población y PIB) las realiza con antecedentes propios (proyección propia) o extractados de ese estudio o una combinación de ambos. Y si utiliza las del informe, no señala de qué parte o tabla es obtenida dicha información. Siguiendo con el ejemplo, para proyectar la variable independiente "crecimiento económico" (PIB) no sabemos si la Comisión utiliza las tasas de crecimiento del caso base de la Tabla 10 del Resumen Ejecutivo, o utiliza otra basadas en otros criterios. De lo señalado anteriormente, consideramos que para poder realizar observaciones con una mayor profundidad de orden técnico, la CNE debería explicitar con más detalle los supuestos y los datos utilizados en el análisis de esas proyecciones, por lo que se solicita a la Comisión que, ya sea en el texto o en un anexo aparte, incluya explícitamente, entre otros antecedentes, los datos y resultados extractados del informe del consultor antes mencionado. O bien que haga referencia explícita del cuerpo y tabla del estudio de donde ellos fueron obtenidos.</p>		<p>Se aclarará las referencias al estudio señalado en el Informe Final. Respecto a las proyecciones de las variables exógenas consideradas en el Informe Preliminar, éstas corresponden a las señaladas en el estudio "Análisis de Consumo Eléctrico de Corto, Mediano y Largo Plazo"</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
ENDESA		<p>Cuando la CNE describe el criterio de proyección 2015, en el punto iii. señala que: Si la tasa presentada por las empresas distribuidoras se ubica dentro del rango correspondiente a la tasa estimada por la Comisión en el paso ii., más la desviación estándar correspondiente de la empresa distribuidora calculada en el paso i., se mantiene el valor de la empresa distribuidora. En caso contrario, este valor se establece como la suma entre la tasa estimada de la Comisión en el paso ii., más la desviación estándar correspondiente a cada empresa. Al respecto, esto sería aplicable sólo para tasas mayores a la tasa estimada por la CNE, pero de la redacción no se infiere cómo aplicar el criterio en el caso en que la tasa es menor a la calculada por la CNE. De hecho, al reproducir los cálculos con el criterio de la Comisión, encontramos 4 empresas con tasas menores que los de la CNE, a las cuales se les mantuvo su tasa de crecimiento informada. Lo anterior, entonces, se deduce que el concepto de este criterio sería definir una banda de tasas, cuyos bordes son la Tasa calculada por la CNE más la desviación estándar (σ) como límite superior y la tasa de la CNE menos dicha desviación estándar, como límite inferior. Dentro de esta banda se mantiene la tasa calculada por la empresa de distribución $[(T)_{CNE} - \sigma \leq T_{CNE} \leq (T)_{CNE} + \sigma]$. Se propone aclarar dicha esta etapa del criterio de proyección 2015.</p>		<p>Se acoge la observación. Se aclarará la redacción en el numeral 3.7 del Informe Final.</p>
ENDESA		<p>a. No es claro qué se entiende explícitamente por modelo sistémico. ¿Corresponde al modelo de proyección de los consumos regulados totales de cada sistema representado, para el caso del SIC, por el modelo seleccionado incluido en la página 98 del Anexo IX del estudio de consultoría y, para el caso del SING, por el modelo que se muestra en la página 99 del mismo anexo.?</p>		<p>El modelo sistémico corresponde al modelo basado en variables explicativas sistémicas, como población y PIB agregados de los sistemas respectivos.</p>
ENDESA		<p>b. Cuando se señala que en las regiones del SING (Arica, Parinacota, Tarapacá y Antofagasta) se ha modificado la variable explicativa por la variable del modelo sistémico. ¿Ello significa que se escoge de los modelos regionales seleccionados (pág. 101 a 128 del Anexo X) aquellos que contienen las variables explicativas de la Tabla 11 del ITP?. Sin embargo, para la Región I (Tarapacá) y Región III (Atacama) en las que no se divide en el Anexo 10 modelos seleccionados con las variables de la Tabla 11 ¿Cuál modelo regional se considera?</p>		<p>El modelo regional ajustado para las regiones I y III corresponde al modelo sistémico de clientes regulados del SING y SIC respectivamente, es decir, la variable explicativa para la primera región es la población sistémica, y para la tercera región corresponde al PIB y población sistémicas. Lo anterior se aclarará en el Informe Final de Licitaciones.</p>
ENDESA		<p>c. Por otra parte, cómo debe entenderse en la Tabla 12 la aplicación de los modelos allí indicados para los efectos de promediar las tasas de crecimiento. Por ejemplo cuando para Emelari se indica que los modelos a utilizar son en ambos casos el SING, se refiere al modelo que proyecta los consumos de todo el SING (Población de todas las regiones del SING) o distingue Población de la Región I como variable para el modelo regional y Población de todas las regiones del SING como variable para el modelo sistémico.</p>		<p>En el caso de las distribuidoras del SING efectivamente se utilizó el mismo modelo de proyección, con la distinción de que el modelo sistémico incorpora las consideraciones de eficiencia energética señaladas. Lo anterior debido a que la Comisión determinó no utilizar el modelo regional por las razones expuestas en la página 23 del Informe Final de Licitaciones. Adicionalmente, al testear los modelos regionales para dichas regiones, basados en las variables explicativas de población y/o PIB regional, se obtuvieron resultados de tasas de crecimiento muy alejadas respecto de los antecedentes de demanda histórica y expectativas estimadas de crecimiento para dichas regiones.</p>
ENDESA		<p>d. Finalmente no se expone explícitamente cuáles son las tasas de crecimiento resultantes de cada modelo presentado en la Tabla 12, ni se indica con precisión en qué parte ni en que Tabla del estudio del consultor se pueden observar o extraer dichas tasas en los casos que ellas estén contenidas en ese estudio.</p>		<p>Las tasas de crecimiento resultantes obtenidas a partir del promedio de los modelos presentados en la tabla 12, corresponden a las presentadas en la tabla 13.2 del Informe Final de Licitaciones, incorporando el ajuste presentado en el numeral 3.8 del Informe Final de Licitaciones.</p>

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
ENDESA		Por la razones expuestas, se solicita a la Comisión que se explique con un mayor detalle los modelos utilizados en la Tabla 12 del ITP para promediar las tasas de crecimiento y su relación con los modelos de la Tabla 11 y en forma más precisa con los modelos y resultados del estudio del consultor.		Ver respuestas anteriores. Adicionalmente se aclarará la redacción del procedimiento en el Informe Final de Licitaciones.
FirstSolar		Dado que uno de los elementos más exitosos de la licitación SIC 2013/03-2° llamado (celebrada en Diciembre 2014) fue el diseño de bloques horarios, este informe debiera aspirar a proveer de herramientas para definir el diseño de estos bloques y para determinar los segmentos de las ofertas.		El informe de licitaciones considera 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. Una vez definida la proyección de demanda definitiva le corresponderá a la Comisión determinar y diseñar los bloques de suministro a licitar en las bases correspondientes para abastecer los consumos de los clientes regulados al menor costo de suministro y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Por tanto, corresponderá establecer en las Bases de Licitación del próximo proceso si se realizarán licitaciones considerando bloques horarios de manera similar a los licitados en el proceso SIC 2013/03-2° llamado.
FirstSolar		El informe entrega dos aproximaciones para estimar en forma agregada la demanda futura en términos de energía y la contrasta con la oferta disponible. Sin embargo, este análisis no toma en cuenta la disponibilidad real de las distintas fuentes de generación ni tampoco realiza un balance de potencia respecto de la capacidad instalada y capacidad demandada. Otra oportunidad de mejora está en que este informe estime la proyección de demanda a nivel de cada barra del troncal, la estacionalidad mensual de esta demanda y su variación horaria, de modo de obtener un balance más preciso frente a la disponibilidad de los medios de generación.		La disponibilidad de las fuentes de generación fue considerada según lo criterios señalados en el numeral 6 del Informe Preliminar de Licitaciones. Dicho Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar, lo anterior en consideración que la demanda de potencia no es relevante para determinar dichos suministros totales de energía a licitar. Sin perjuicio de lo señalado, un mayor detalle de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como demanda máxima de potencia en horas de punta y fuera de punta, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Adicionalmente, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.
FirstSolar		Finalmente, y en lo que concierne a las condiciones especiales necesarias para el éxito de la licitación, falta ser más claro respecto de los efectos esperados de la interconexión SIC – SING en la factibilidad del balance presentado por el informe, y dar a conocer alguna propuesta que permita favorecer la oferta de generación nueva por sobre la oferta de generación antigua como parte de la política para incorporar a nuevos actores al mercado.		Las condiciones especiales de la licitación a que se refiere el artículo 131 ter corresponden a características o situaciones particulares que sean necesarias considerar para efectos de diseñar los bloques de suministro a licitar, tales como requerimiento de licitaciones de corto plazo y condiciones que permitan resguardar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones. Adicionalmente, el diseño de los bloques de suministro y el mecanismo de evaluación de las ofertas, corresponden a materias de las Bases de Licitación.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Hidromaule	3.1 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	No se incluye la proyección de necesidades de demanda máxima.	En Capítulo 3. Incluir estimación de la demanda máxima desagregada por barra y de acuerdo a los perfiles horarios estimados.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar, lo anterior en consideración que la demanda de potencia no es relevante para determinar dichos suministros totales de energía a licitar. Sin perjuicio de lo señalado, un mayor detalle de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como demanda máxima de potencia en horas de punta y fuera de punta, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Cabe tener presente que de acuerdo a la normativa vigente, el Bloque de Suministro constituye el compromiso anual máximo de energía que asume el Proponente en su oferta, y que se incluirá en dicho Bloque la potencia activa que corresponda en cada caso. Asimismo, la normativa vigente establece que el total de la potencia que deberán facturar los suministradores se determinará sobre la base de la potencia efectivamente demandada y en la misma proporción en que se ha determinado facturar la energía activa.
Hidromaule	3.1 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria.	Las proyecciones no incluyen la información de perfiles horarios y diarios. Esta información resulta relevante para evaluar riesgos, dependiendo de las características de los bloques que sean definidos en la futura licitación.	En Capítulo 3. Incluir estimación de perfiles horarios y diarios por mes para cada empresa distribuidora por subestación primaria.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.
Hidromaule	4. Nivel de contratación existente	Se menciona considerar dentro del análisis el último proceso licitatorio SIC 2013/03 – 2do llamado, sin embargo no se menciona y no se incluye un detalle <u>horario</u> del nivel de contratación de empresas distribuidoras. Lo anterior, considerando que en el último proceso licitatorio mencionado se han adjudicado bloques para distintos horarios de un día, quedando alguno de estos desiertos. Esto implica que a ciertas horas del día, las empresas distribuidoras tendrán un menor nivel de contratación, respecto a la demanda horaria requerida.	En Capítulo 4. Incluir estimación del nivel de contratación horario por empresa distribuidora de acuerdo a los perfiles horarios estimados.	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. Lo anterior en consideración de que dado el largo plazo del horizonte de proyección de la demanda, un análisis a nivel horario presentaría un alto grado de incertidumbre. Adicionalmente, 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, ya que éstas pueden utilizar sus distintos contratos para abastecer sus necesidades horarias según lo requiera. No obstante lo anterior, las Bases de Licitación del próximo proceso determinarán si se realizarán licitaciones considerando bloques horarios de manera similar a los licitados en el proceso SIC 2013/03-2° llamado.
Hidromaule	5. Necesidades de suministro a contratar	De la mano con la anterior observación, es necesario incluir en este capítulo el resultado el análisis del nivel de contratación horario para determinar así las necesidades de suministro horario por empresa distribuidora.	En Capítulo 5. Incluir estimación de las necesidades de contrataciones horarias por empresa distribuidora de acuerdo al nivel de contratación horario determinado en el capítulo 4.	Ver respuesta anterior.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Hidromaule	6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica	La metodología utilizada para determinar la “Energía Disponible Estimada” es muy limitada, y no incluye elementos que son relevantes en el análisis de suficiencia.	En Capítulo 6.	El ejercicio presentado en el numeral 6 del Informe Preliminar de Licitaciones no corresponde al despacho esperado del parque generador, sino a una proyección referencial de la energía total disponible en el sistema, la que en ningún caso es vinculante con la operación real del parque generador del sistema. Esta metodología referencial se considera suficiente para cumplir los objetivos establecidos en el artículo 131 ter de la Ley.
Hidromaule	7. Condiciones especiales de la licitación	El informe no incluye “condiciones especiales” de la licitación, y al no existir Reglamento, no existe una definición de cuáles pueden ser consideradas “condiciones especiales” en una licitación. Por ejemplo: la interconexión SIC-SING, cambio en los plazos de puesta en servicio de obras de transmisión troncal.	En Capítulo 7. Incluir una definición de “condiciones especiales de una licitación”.	Las condiciones especiales de la licitación a que se refiere el artículo 131 ter corresponden a características o situaciones particulares que sean necesarias considerar para efectos de diseñar los bloques de suministro a licitar, tales como requerimiento de licitaciones de corto plazo y condiciones que permitan resguardar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones.
Inversiones y Servicios SunEdison Chile Limitada	3. Proyecciones de demanda (pág. 13)	No se incluye detalle del cálculo de las estimaciones para la demanda en el año 2019 en adelante, en el que se modifica el límite de 2MW a 5MW de los clientes regulados.	Incluir el detalle del cálculo de traspaso de clientes libres a regulados a partir del año 2019 por distribuidora (Incluir en capítulo 3)	El traspaso en la condición de clientes libres a clientes regulados, fue incorporado en la proyección de demanda de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.3 del Informe Preliminar de Licitaciones. Lo anterior a partir de la información solicitada a las empresas concesionarias en la carta CNE N°49 del 2015, la cual fue íntegramente considerada en las proyecciones de demanda determinadas por la Comisión.
Inversiones y Servicios SunEdison Chile Limitada	3. Proyecciones de demanda (pág. 14, 15, 16)	No se incluye una proyección de demanda en MW	Incluir una proyección de demanda en MW (Incluir en capítulo 3)	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Lo anterior en consideración que la demanda de potencia no es relevante en esta instancia para determinar dichos montos de energía a licitar. Sin perjuicio de lo señalado, un mayor detalle de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como demanda máxima de potencia en horas de punta y fuera de punta, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Cabe tener presente que de acuerdo a la normativa vigente, el Bloque de Suministro constituye el compromiso anual máximo de energía que asume el Proponente en su oferta, y que se incluirá en dicho Bloque la potencia activa que corresponda en cada caso. Asimismo, la normativa vigente establece que el total de la potencia que deberán facturar el suministrador se determinará sobre la base de la potencia efectivamente demandada y en la misma proporción en que se ha determinado facturar la energía activa.
Inversiones y Servicios SunEdison Chile Limitada	3. Proyecciones de demanda (pág. 9)	No se incluye proyección de demanda por barra troncal, estacionalidad mensual ni variación horaria, por barra y por mes, de la demanda.	Incluir una descripción más detallada de la demanda que permita una mejor evaluación y entendimiento de los riesgos por parte de los generadores (incluir en capítulo 3)	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Inversiones y Servicios SunEdison Chile Limitada	6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica (pág. 31)	Análisis de oferta y demanda no se desagrega por barras, omitiendo la topología del sistema y las posibles restricciones de transmisión	Incluir un análisis de oferta y demanda detallado a nivel nodal, considerando los nodos de generación y retiros del SIC y SING (Incluir en capítulo 6)	<p>El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el Informe Final se incorporará una desagregación referencial por punto de compra, así como también una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.</p> <p>Por otro lado, el marco normativo aplicable a las licitaciones de suministro, a que se refiere el artículo 131 y siguientes de la Ley, no consideran restricciones geográficas de la oferta de generación respecto de los contratos adjudicables en un sistema interconectado, dado el carácter comercial y no físico de dichos contratos, por lo que no se estima necesario realizar la comparación propuesta en esta oportunidad.</p>
Luzlinares	3.7. Ajustes en las proyecciones de demanda, punto iii (pag. 21)	Es posible comprobar estadísticamente que utilizar dos desviaciones estándar (el lugar de una) está dentro de los intervalos de confianza pertinente (95%)	Utilizar como rango válido para considerar la tasa de la empresa, a la tasa estimada por la Comisión, más dos desviaciones estándar.	La desviación estándar representa la variación esperada de una muestra respecto de su promedio. La banda de tasas de crecimiento establecida en el numeral 3.6 del Informe Preliminar de Licitaciones, considera un margen de tolerancia correspondiente a una desviación estándar en torno al promedio de los datos históricos de cada empresa distribuidora. Dicho margen no pretende contener el 95% del intervalo de confianza, en cuyo caso perdería sentido como filtro estadístico de tasas de crecimiento alejadas del promedio, sino por el contrario, permite identificar las tasas de crecimiento que escapan a dicha banda, ajustándolas para así obtener una proyección dentro de la dispersión esperada de la muestra.
Luzlinares	3.8 Proyecciones de demanda ajustadas (pag. 24)	La población no es la variable que explica la demanda rural, especialmente en la zona, con gran desarrollo de los consumos agrícolas.	Considerar tasas de crecimiento presentadas por las empresas, especialmente para los primeros 5 años de proyección.	En consideración al comportamiento particular de los consumos de las distribuidoras que suministran a clientes en zonas de concesión principalmente rurales, reflejado en una mayor volatilidad en sus tasas de crecimiento dado su tamaño comparativamente menor, así como una mayor sensibilidad a condiciones climatológicas dado su perfil de clientes, se estima pertinente considerar un criterio especial de proyección de demanda para dichas distribuidoras. Este tratamiento se establece en el numeral 3.8 del Informe Final de Licitaciones, el que aplicará a las distribuidoras contenidas en las áreas típicas 5 y 6 definidas en el decreto vigente que fija el Valor Agregado de Distribución.
Parque Eólico El Arrayán SpA	2.1 Metodología y tasa tendenciales de las empresas distribuidoras	No se aplican criterios comunes de cálculo de las proyecciones de demanda.	Se propone homogenizar y recalcular los valores de estimación de demanda mediante una metodología única que minimice el error en la proyección.	Dada las distintas características de las empresas distribuidoras existentes a lo largo del país, esta Comisión ha estimado pertinente utilizar criterios que permitan recoger en cierta medida la diversidad en sus perfiles de consumo en el corto plazo. A su vez, se consideró la aplicación homogénea de los resultados del estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" encargado por este servicio, el cual fundamenta la metodología y supuestos utilizados para la determinación de las tasas de crecimiento.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Parque Eólico El Arrayán SpA	Efectos extratendenciales por cambios en condición de Clientes	Existe un traspaso de clientes libres y regulados en su totalidad entre 2-5MW	El traspaso de cliente libres a regulados no se llevara en su totalidad como lo exponen las empresas distribuidoras se propone realizar un ajuste anual creciente para simular la migración de contrato.	En consideración a la actual tendencia de cambios en la condición de clientes libres a regulados según se observa a partir de la información que esta Comisión solicita periódicamente a las empresas eléctricas en virtud de los distintos procesos tarifarios que debe desarrollar, se estima razonable considerar como traspaso potencial de clientes libres a regulados a partir del año 2019, los valores informados por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49 de 2015. Lo anterior con el fin de resguardar el abastecimiento de los clientes sometidos a regulación de precios, en atención a lo indicado en el artículo 131° bis de la Ley.
Parque Eólico El Arrayán SpA		Precios referidos a barras que podrían cambiar	Mantener esquema actual de factores de modulación fijados en la licitación manteniendo la oferta a la barra de referencia.	De acuerdo a la ley, el reglamento debe establecer la forma de determinar el precio en los distintos puntos de compra a partir del precio de energía ofrecido en el punto de oferta, por lo que no corresponde a materia del informe de licitaciones.
SAESA	-	* La empresa no realiza observaciones formales, entregando nuevas proyecciones de demanda y adjuntando un informe de respaldo.	-	De acuerdo a los antecedentes proporcionados por SAESA, se analizó que los modelos de proyección entregados no presentan resultados que evidencien un mejor ajuste y predicción que el modelo de proyección contenido en el Informe Preliminar de Licitaciones, que justifique un cambio de modelo. Adicionalmente, no se presentan fundamentos suficientes respecto de las proyecciones de las variables explicativas que permiten estimar el consumo eléctrico para el largo plazo, el cual a su vez se proyecta sólo para 4 años hasta el 2019, período insuficiente para efecto de la proyección de demanda que se debe determinar. Cabe señalar que las proyecciones utilizadas por esta Comisión para el Informe Preliminar de Licitaciones se basan en un Estudio en el que se testearon diferentes modelos. La elección se realizó en base al ajuste del modelo a los datos, significancia individual de las variables y razonabilidad de los parámetros del modelo.
Termoeléctrica Los Espinos	3.1 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	No se incluye la proyección de necesidades de demanda máxima en ningún punto de transmisión troncal.	En Capítulo 3. Incluir estimación de la demanda máxima desagregada por barra y de acuerdo a los perfiles horarios estimados.	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar, lo anterior en consideración que la demanda de potencia no es relevante para determinar dichos suministros totales de energía a licitar. Sin perjuicio de lo señalado, un mayor detalle de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como demanda máxima de potencia en horas de punta y fuera de punta, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Cabe tener presente que de acuerdo a la normativa vigente, el Bloque de Suministro constituye el compromiso anual máximo de energía que asume el Proponente en su oferta, y que se incluirá en dicho Bloque la potencia activa que corresponda en cada caso. Asimismo, la normativa vigente establece que el total de la potencia que deberán facturar los suministradores se determinará sobre la base de la potencia efectivamente demandada y en la misma proporción en que se ha determinado facturar la energía activa.

Empresa o UII ¹	Capítulo Observado	Observación Técnica	Propuesta	Respuesta
Termoeléctrica Los Espinos	3.1 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	No se indica la metodología a utilizar para referenciar los consumos desde SSEE primarias a los nudos troncales que se adicionen o eliminen de las actuales SSEE troncales.	En Capítulo 3.	De acuerdo a la normativa vigente, para efectos de la facturación, los Puntos de Suministro o Compra corresponderán a todas aquellas barras o nudos contenidos en el decreto de precios de nudo de corto plazo vigente al momento de la facturación, desde los cuales se abastece la distribuidora, y que sean resultantes de la aplicación de lo dispuesto en el decreto vigente que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación. En consecuencia, la metodología de referenciación de energía desde subestaciones primarias a los nuevos puntos de suministro o compra, se realizará en conformidad a lo establecido en el decreto de subtransmisión vigente al momento de facturación.
Termoeléctrica Los Espinos	3.1 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria.	Las proyecciones de energía no incluyen la información de perfiles horarios, diarios y/o mensuales para determinar la estacionalidad de los requerimientos. Además, no se indica la distribución por barra troncal de los bloques bases y del posible margen adicional.	En Capítulo 3. Indicar los perfiles horarios, diarios y/o mensuales de los requerimientos de energía en nudos troncales	El Informe considera un análisis agregado de las proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras, con el fin de determinar los suministros totales de energía que se requieren licitar. Mayores detalles de las características del suministro a licitar en cada Bloque de Suministro que se defina, tales como desagregación mensual, por punto de compra o demanda máxima de potencia, estarán incorporadas en las Bases de licitación correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporará en el Informe Final una desagregación referencial mensual y horaria, a partir del consumo real de las empresas distribuidoras.
Termoeléctrica Los Espinos	3.2 Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal.	En las proyecciones de este punto, se han utilizado los factores de expansión de pérdidas de energía (FEPE) y los factores de ajustes de inyecciones de energía (FAIE) del actual decreto de Subtransmisión (STx), DS14. Como es sabido, ya se encuentra en proceso de la misma comisión el nuevo estudio de STx para el cuatrienio 2015-2018. Sin embargo, en el informe preliminar no se deja explícito si el DS14, actualmente vigente, será el que acompañará por todo el proceso de licitación o será el nuevo decreto el que entrara en vigencia. Este punto es relevante en el caso de futuras reliquidaciones y/o cambios en la topología del sistema troncal.	En Capítulo 3.	De acuerdo a lo establecido en los contratos de suministro, éstos se deben someter en todo momento a la normativa vigente. En consecuencia, las condiciones y disposiciones del segmento de subtransmisión que apliquen tanto al proceso de licitación como a la ejecución de los contratos resultantes, serán las establecidas en el decreto vigente que fije las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación.
Termoeléctrica Los Espinos	6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica	La metodología utilizada para determinar la "Energía Disponible Estimada" no incluye elementos que son relevantes en el análisis de suficiencia, tales como tipo de tecnología, proyectos futuros de generación y/o limitantes por congestiones. Particularmente, la energía solar fotovoltaica podría inducir a errores graves en cálculos de energía disponible, dado que por su naturaleza no están disponible las 24 horas del día.	En Capítulo 6.	El ejercicio realizado no corresponde al despacho esperado del parque generador, sino a una proyección referencial de la energía total disponible en el sistema, por lo tanto algunos elementos tales como las restricciones de transmisión, o proyectos futuros cuyo desarrollo efectivo es incierto, no son considerados. Para el caso de centrales solares, se considera el factor de planta estimado para este tipo de tecnologías según los criterios señalados en el numeral 6 del Informe Preliminar de Licitaciones.
Termoeléctrica Los Espinos	7. Condiciones especiales de la licitación	El informe no incluye situaciones especiales de la licitación, y al no existir Reglamento, no existe una definición de cuáles pueden ser consideradas "condiciones especiales". Por ejemplo: la interconexión SIC-SING, cambio en los plazos de puesta en servicio de obras de transmisión troncal, Servicios Complementarios, Decretos de Subtransmisión y Transmisión Troncal, son ejemplos de situaciones especiales.	En Capítulo 7. Se solicita incluir una definición de "condiciones especiales" en el informe definitivo de licitaciones.	Las condiciones especiales de la licitación a que se refiere el artículo 131 ter corresponden a características o situaciones particulares que sean necesarias considerar para efectos de diseñar los bloques de suministro a licitar, tales como requerimiento de licitaciones de corto plazo y condiciones que permitan resguardar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. Las condiciones especiales para el próximo proceso de licitación se encuentran contenidas en el capítulo 7 del Informe Final de Licitaciones.

¹ UII: Usuarios e Instituciones Interesadas

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

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

Anótese, Publíquese y Notifíquese.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

