



**INFORME N.º DFOE-AE-IF-15-2016**  
**23 de diciembre, 2016**

**DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA**

**ÁREA DE FISCALIZACIÓN DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE  
ENERGÍA**

**INFORME DE LA AUDITORÍA OPERATIVA ACERCA DE LA  
EFICACIA Y EFICIENCIA EN LA ASIGNACIÓN DE FUENTES DE  
ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

**2016**

## CONTENIDO

### Página nro.

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	
<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN ..... 1</b>
	ORIGEN DE LA AUDITORÍA ..... 1
	OBJETIVO DE LA AUDITORÍA ..... 1
	ALCANCE DE LA AUDITORÍA ..... 1
	LIMITACIONES QUE AFECTARON LA EJECUCIÓN DE LA AUDITORÍA ..... 1
	METODOLOGÍA APLICADA ..... 2
	COMUNICACIÓN PRELIMINAR DE LOS RESULTADOS DE LA AUDITORÍA ..... 2
	GENERALIDADES ACERCA DE LA AUDITORÍA ..... 3
<b>2</b>	<b>RESULTADOS ..... 6</b>
	AUSENCIA DE ANÁLISIS DE CONVENIENCIA Y OPORTUNIDAD DE TODOS LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN QUE CONFORMAN EL PEG ..... 6
	FALTAN CONTROLES DE RECTORÍA PARA CONFORMAR LA CARTERA ÓPTIMA DE PROYECTOS ..... 14
	ALTA VARIABILIDAD EN LA CAPACIDAD DISPONIBLE PARA GENERAR ELECTRICIDAD ..... 22
	PÉRDIDA DE PRECISIÓN EN LAS ESTIMACIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA ..... 31
<b>3</b>	<b>CONCLUSIONES ..... 35</b>
<b>4</b>	<b>DISPOSICIONES ..... 36</b>
 <b>GRÁFICOS</b>	
	GRÁFICO N.º 1 DESPACHO DEL DÍA DE DEMANDA MÁXIMA DE JULIO 2016 ..... 5
	GRÁFICO N.º 2 COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO EN C\$/KWH, PERIODO 2010-2017 ..... 9
	GRÁFICO N.º 3 COSTO DE INVERSIÓN UNITARIO DE LA POTENCIA INSTALADA (\$/KW) POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO, PERIODO 2010-2017 ..... 11
	GRÁFICO N.º 4 COSTO UNITARIO PROMEDIO ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (\$/MWH) POR PLANTA DE GENERACIÓN FORZADA DEL ICE Y DE DISTRIBUIDORAS, PERIODO 2010-2014 ..... 12
	GRÁFICO N.º 5 POTENCIA EFECTIVA EN RELACIÓN CON LA DEMANDA Y CAPACIDAD INSTALADA DEL SEN EN MOMENTOS DE DEMANDA MÁXIMA MENSUAL, PERIODO 2010-2014 ... 24
	GRÁFICO N.º 6 POTENCIA EFECTIVA EN RELACIÓN CON LA DEMANDA Y LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SEN EN MOMENTOS CRÍTICOS DEL CENCE, PERIODO 2010-2015 ..... 26

GRÁFICO N.º 7 POTENCIA NO DESPACHABLE E INDISPONIBLE POR FALTA DE RECURSO EN DEMANDA MÁXIMA MENSUAL Y MOMENTOS CRÍTICOS, PERIODO 2010-2015.....28

GRÁFICO N.º 8 DEMANDA DE ENERGÍA ANUAL REAL Y PROYECTADA SEGÚN PLAN DE EXPANSIÓN PARA EL PERIODO 2000-2015.....32

## **DIAGRAMA**

DIAGRAMA N.º 1 PLANIFICACIÓN DE PROYECTOS Y OPERACIÓN DEL SEN.....7

## **TABLAS**

TABLA N.º 1 PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA FIRME Y NO FIRME, AL 2014 Y 2016.....23

TABLA N.º 2 RELACION ENTRE PLANTAS DE ENERGIA NO FIRME Y PLANTAS TERMICAS, PERIODO 2010-2014 Y 2016.....221

TABLA N.º 3 DESVIACIONES ANUALES PROMEDIO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ESTIMADAS Y REALES, PARA LOS PEG ANTERIORES Y POSTERIORES AL 2008.....33

## **ANEXOS**

ANEXO N.º1 PLANTAS CON FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN DURANTE EL PERIODO 2010-2017..... 39

ANEXO N.º2 VALORACION DE OBSERVACIONES AL BORRADOR DEL INFORME.....41

**RESUMEN EJECUTIVO****¿Qué examinamos?**

Esta auditoría tuvo como objetivo determinar la eficacia y eficiencia de la asignación de las diferentes fuentes de energía que utiliza el país (hídrica, eólica, geotérmica y otras) en la generación eléctrica, para suplir la demanda nacional al mínimo costo. Para ello, se analizó la planificación de los proyectos de generación eléctrica del país y el proceso de operación del Sistema Eléctrico Nacional, a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). El período de análisis abarcó los años 2010 al 2015.

**¿Por qué es importante?**

El ICE tiene la responsabilidad de garantizar el equilibrio entre la capacidad de las plantas para generar electricidad y el consumo del país. Esta función es relevante, pues un faltante de plantas de generación coloca en riesgo las actividades de los sectores industrial, comercial y residencial, mientras que un exceso de inversión en plantas provocaría aumentos en el costo del servicio eléctrico. Por ello, es relevante analizar si la planificación y operación (asignación de la energía) del conjunto de plantas de generación eléctrica es eficaz y eficiente, permitiendo al usuario un servicio satisfactorio y al mínimo costo.

**¿Qué encontramos?**

El ICE estima el comportamiento futuro del consumo de energía eléctrica, con el fin de planificar el conjunto de proyectos que permitan la construcción de plantas de generación de energía eléctrica, necesarias para brindar el servicio en condiciones de calidad, cantidad, continuidad y al mínimo costo para los usuarios.

Sin embargo, las estimaciones de los últimos 8 años resultaron muy por encima de la demanda real de energía eléctrica, de forma que durante el periodo 2001-2008 la diferencia promedio entre lo estimado y lo real fue de 1,46%, pero tal diferencia en el periodo 2009-2015 pasó a ser del 13,84%, lo cual implica que el ICE planificó la entrada en operación de un número mayor de plantas de generación eléctrica en comparación con el comportamiento real de la demanda. Al respecto, es posible que la pérdida en la precisión de esas estimaciones esté influenciada por las variables económicas y demográficas utilizadas para pronosticar el consumo eléctrico que no se revisan desde el 2003, así como por cálculos basados en valores optimistas que no se encuentran suficientemente justificados.

Además, no se analizó la conveniencia de incluir en la planificación 7 proyectos de empresas distribuidoras públicas y 4 de cooperativas de electrificación rural, por lo cual no existe certeza de que las plantas con entrada en operación en el período 2010-2017 y su secuencia, sean óptimas para el Sistema Eléctrico Nacional. Este análisis tendría que considerar características técnicas y económicas como por ejemplo: si utiliza agua, viento o la luz solar para generar y los costos de inversión, operación y mantenimiento; de modo que evite el riesgo de desplazar otros proyectos más beneficiosos.

Lo anterior, obedece a la falta de directrices de rectoría para asegurar el desarrollo del grupo óptimo de proyectos de generación, en cuanto a su rentabilidad, calidad, disponibilidad y precio. La emisión de estas directrices corresponde al Ministro de Ambiente y Energía, como rector del subsector energía, y permitirían reducir el riesgo de aceptar proyectos para la generación de

energía eléctrica con costos de inversión y operación mayores a los necesarios, con la consecuente afectación de la tarifa eléctrica y de la competitividad del país.

En este sentido, se alerta que los costos estimados de la energía de los proyectos de empresas distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural, son en su mayoría superiores a los promedios determinados por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA). Así, este promedio es de 7 centavos de dólar por kilowatt hora (c\$/kWh) para los hidroeléctricos y por ejemplo, la planta Balsa inferior de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL, S.A.) tiene un costo promedio de 35,9 c\$/kWh, la modernización de Río Macho del ICE de 11,7 c\$/kWh y Bijagua de Coopeguanacaste R.L. de 11,6 c\$/kWh. Además, el parámetro para las plantas eólicas es de 12 c\$/kWh, pero Valle Central de la CNFL, S.A tiene un costo de 18,4 c\$/kWh y los Santos de Coopesantos R.L. de 16,3 c\$/kWh.

También, existe una diferencia significativa en el costo unitario de operación y mantenimiento real entre las plantas de generación propiedad de las distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural. Por ejemplo, las plantas hidroeléctricas Río Segundo, Cote y Electriona de la CNFL, S.A. tienen un costo promedio por kWh de 93,6, 78,2 y 64,0, respectivamente, que contrastan con el costo de Chocosuelas I,II y III, Birris I, Birris III, Canaleta y Pocosol de 7,4, 10,7, 14,6, 14,7 y 16,3, en ese orden.

Además, se determinó que estos costos no incluyen el relativo a los servicios de regulación de frecuencia y de respaldo energético que el ICE proporciona a estas plantas para asegurar el suministro eléctrico continuo, en caso de que, por ejemplo, no haya agua o viento para que generen las plantas que utilizan este tipo de recurso. Para solventar lo indicado, el ICE solicitó a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos la aprobación de una tarifa que pueda cobrar a las empresas distribuidoras, y que dicha Autoridad se encuentra analizando.

Por otra parte, la capacidad de generación de energía eléctrica del país es casi el doble del consumo máximo de electricidad, comportamiento típico cuando esta capacidad se compone en un 77% por plantas de generación no firme, es decir, que se utilizan solo ante la presencia del recurso viento, agua o sol, pues no pueden almacenar el recurso de forma que genere al menos por 24 horas continuas. Esto originó momentos de exceso de capacidad no requerida para satisfacer la demanda nacional, hasta por 520 MW (70% más de la capacidad de la planta Reventazón, de 305,5 MW), así como momentos de escasez cuando no se alcanza niveles deseables de seguridad operativa, hasta por 130 MW.

Se tiende a duplicar capacidad de generación en la medida en que el sistema de generación eléctrica utilice plantas de generación no firme, pues se requieren otras plantas como las térmicas e hidroeléctricas con embalse que generen si las no firmes no cuentan con el recurso, como sería la falta de viento para una eólica.

### **¿Qué sigue?**

Se dispone al Rector del Subsector Energía establecer y aplicar las directrices para asegurar que los proyectos de generación eléctrica propuestos por el ICE, distribuidoras eléctricas y cooperativas de electrificación rural se sometan a un análisis que garantice la cartera óptima de proyectos; y al Presidente Ejecutivo del ICE, analizar las variables para estimar el consumo eléctrico y ajustar lo correspondiente para reducir las diferencias entre la demanda estimada y real. Al Regulador General de la ARESEP, resolver acerca de la metodología para el cobro de los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia.



**INFORME N.º DFOE-AE-IF-15-2016**

**DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA**

**ÁREA DE FISCALIZACIÓN DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE ENERGÍA**

**INFORME DE LA AUDITORÍA OPERATIVA ACERCA DE LA EFICACIA Y EFICIENCIA EN LA ASIGNACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

**1 INTRODUCCIÓN**

**ORIGEN DE LA AUDITORÍA**

- 1.1. La auditoría se realizó con fundamento en las competencias que le confieren a la Contraloría General los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, así como, los artículos 17, 21 y 37 de su Ley Orgánica n.º 7428.
- 1.2. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) tiene la responsabilidad de garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda de la electricidad. Esta función es relevante, pues un faltante de plantas de generación coloca en riesgo las actividades de los sectores industrial, comercial y residencial, mientras que un exceso de inversión en plantas provocaría aumentos en el costo del servicio; ambos escenarios tienen implicaciones desfavorables sobre la economía del país. Por ello, es relevante analizar si la planificación y operación de las fuentes que componen la matriz de energía eléctrica es eficaz y eficiente, y permite la satisfacción de la demanda al costo óptimo.

**OBJETIVO DE LA AUDITORÍA**

- 1.3. Determinar la eficacia y eficiencia de la asignación de las fuentes de energía que utiliza el país en la generación eléctrica, para suplir la demanda nacional de energía eléctrica al mínimo costo.

**ALCANCE DE LA AUDITORÍA**

- 1.4. La auditoría abarcó la planificación de la matriz de energía eléctrica y el proceso de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), realizados por el ICE en los años del 2010 al 2015. Además, los proyectos contenidos en el Plan de Expansión de la Generación 2014-2035, cuya fecha de entrada en operación se dio en el periodo 2015-2017.

**LIMITACIONES QUE AFECTARON LA EJECUCIÓN DE LA AUDITORÍA**

- 1.5. El ICE no suministró los resultados de la aplicación de los modelos de optimización denominados OPTGEN (Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales) y SDDP (Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red), los cuales utilizó como insumo para elaborar los planes de expansión 2010-2021 y 2012-2024, porque no los conservan. Por esta razón, en lugar de determinar si estos planes

concordaban con el plan de mínimo costo generado por los modelos, se analizó el indicador Orden de mérito económico, para determinar si las plantas y los proyectos se encontraban en alguno de los planes de expansión recomendados.

- 1.6. No se suministró a la Contraloría General la información de los costos de inversión y operación de 12 plantas de generación privada ni del Parque Solar Miravalles del ICE. Por ello, el indicador Costo nivelado de la energía se calculó con base en los costos de los restantes 25 proyectos, con fecha de entrada en operación en los años 2010 al 2017.
- 1.7. No fueron aportados los datos sobre costos de operación de 23 plantas de generación privada, necesarios para calcular el indicador Razón del costo de operación y mantenimiento de la generación forzada y optimizable. Tampoco, la información acerca del tiempo en que 21 plantas de generación estuvieron indisponibles y no despachables por falta de recurso, solicitados para el cálculo del indicador denominado Disponibilidad y falta de recurso para la generación de energía en el año.
- 1.8. No fue posible medir con exactitud el indicador Costo ambiental de la inversión en capacidad instalada de la generación, pues la información suministrada no es confiable por lo siguiente: algunas empresas generadoras no indicaron los costos socioambientales de inversión asociados a cada proyecto de generación; algunos expedientes de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) proporcionados por la Secretaría Técnica Nacional Ambiental no especifican estos costos, y los costos brindados por las administraciones son distintos a los contenidos en la EIA respectiva.
- 1.9. No fue posible calcular el indicador denominado Abastecimiento de la demanda al costo óptimo estimado, porque el ICE no estima un costo promedio de generación óptimo para todo el SEN, solo el costo variable promedio anual de la generación optimizable. Además, el cálculo de este último costo presentó variaciones importantes durante el periodo de análisis, que dificultaron su comparación con el costo real.

## **METODOLOGÍA APLICADA**

- 1.10. Se aplicó el procedimiento de auditoría operativa establecido en el Manual General de Fiscalización Integral de la División de Fiscalización Operativa y Evaluativa del Órgano Contralor, emitido mediante Resolución n.º R-DC-13-2012 del 3 de febrero de 2012. Se desarrollaron indicadores para analizar la eficacia y eficiencia del ICE en la asignación de fuentes de energía para la generación de electricidad, utilizando información del ICE, distribuidoras públicas, cooperativas de electrificación rural y empresas privadas.
- 1.11. Se validaron los resultados de los indicadores con personal técnico y directivo del ICE, funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). También, se elaboró un estudio económico de los modelos de estimación de demanda utilizados por el ICE, y un análisis de política pública en materia de generación de energía eléctrica. Además, se contó con el criterio experto de un Ingeniero Eléctrico especialista en sistemas de potencia, contratado al efecto por la Contraloría General.

## **COMUNICACIÓN PRELIMINAR DE LOS RESULTADOS DE LA AUDITORÍA**

- 1.12. En reunión celebrada el 8 de noviembre de 2016 en el MINAE, se expusieron los resultados de la auditoría a la Ing. Irene Cañas Díaz, Viceministra de Energía, Ing. Ronny Rodríguez Chávez, Asistente del Despacho de Energía, señoras Oky Segura Elizondo, Asesora Legal del Viceministerio de Energía, y Virginia Cajiao Jiménez, Secretaria Sectorial del Ministerio de

Ambiente y Energía. El borrador del informe de la auditoría se entregó al Ministro de Ambiente y Energía mediante el oficio n.º DFOE-AE-0530(15628) del 30 de noviembre de 2016, con el fin de que remitieran observaciones a la Contraloría General.

- 1.13. También, en reunión celebrada el 14 de noviembre de 2016 en la ARESEP, se expusieron los resultados de la auditoría a los señores Juan Carlos Martínez Piva, Asesor del Despacho del Regulador General, Ricardo Matarrita Venegas, Director General de Estrategia y Mario Mora Quirós, Director de Energía. El borrador del informe de la auditoría se entregó al Regulador General mediante el oficio n.º DFOE-AE-0532(15635) del 30 de noviembre de 2016, con el fin de que remitieran observaciones al Órgano Contralor.
- 1.14. Además, el 15 de noviembre de 2016 se expusieron en el ICE los resultados de la auditoría al Ing. Carlos Obregón Quesada, Presidente Ejecutivo, Ing. Luis Pacheco Morgan, Gerente de Electricidad, Ing. Salvador López Alfaro, Director del Centro Nacional de Control de Energía, Ing. Javier Orozco Canossa, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Licda. Marianela Ramírez Leiva, Jefe de Planificación de la Expansión, y Lic. Manuel Adolfo Cortés Araya, Auditor Interno. El borrador del informe de la auditoría se entregó al Presidente Ejecutivo del ICE mediante el oficio n.º DFOE-AE-0531(15633) del 30 de noviembre de 2016, con el fin de que remitieran observaciones a la Contraloría General.
- 1.15. Mediante los oficios n.ºs 0060-626-2016 y DM-1142-2016 del 12 de diciembre de 2016, el Presidente Ejecutivo del ICE y el Ministro de Ambiente y Energía, respectivamente, plantearon observaciones al borrador del informe, cuyo detalle se incluye en el anexo n.º 2. Por su parte, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos no remitió observaciones al borrador del informe.

## **GENERALIDADES ACERCA DE LA AUDITORÍA**

- 1.16. En Costa Rica la cobertura de electrificación es del 99,3%<sup>1</sup> del territorio nacional, lo cual es determinante para el desarrollo del país y como garantía de calidad de vida de los habitantes. Es relevante mantener dicha cobertura junto con un servicio eléctrico de calidad, para satisfacer la demanda de forma segura, a un costo razonable y que impacte de forma positiva en la economía del país.
- 1.17. Este servicio se presta mediante el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y comprende las etapas de: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. La capacidad instalada para la generación fue de 3.242,5 MW, a julio de 2016. Esta capacidad se compone de plantas: hidroeléctricas (69,7%), térmicas (14,9%), eólicas (8,3%), geotérmicas (5,9%), de biomasa (1,2%) y la planta solar Miravalles (0,03%). El ICE es propietario del 71,5% (2.318,3 MW) de esta capacidad; el 16,9% (547,7 MW) lo generan privados (incluyendo los BOT<sup>2</sup>), bajo las Leyes n.º 7200 y n.º 7508; las empresas distribuidoras públicas<sup>3</sup> el 7,2% (235,2 MW) y las cooperativas de electrificación rural<sup>4</sup> el 4,4% (141,4 MW).

---

1 De acuerdo al índice de Cobertura Eléctrica 2015, publicado por el ICE en octubre de 2015.

2 Proyectos con capacidad instalada de generación mayor a 20 MW pero menor a 50 MW, construidos y operados por una entidad privada durante 20 años, en la mayoría de los casos, que luego pasarán a ser propiedad del ICE.

3 Las empresas distribuidoras públicas son: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. y la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago.

4 Las cooperativas de electrificación rural son: Coopeguanacaste R.L, Coopealfaroruz R.L, Coopesantos R.L, Coopesca R.L. y Conelectricas R.L.

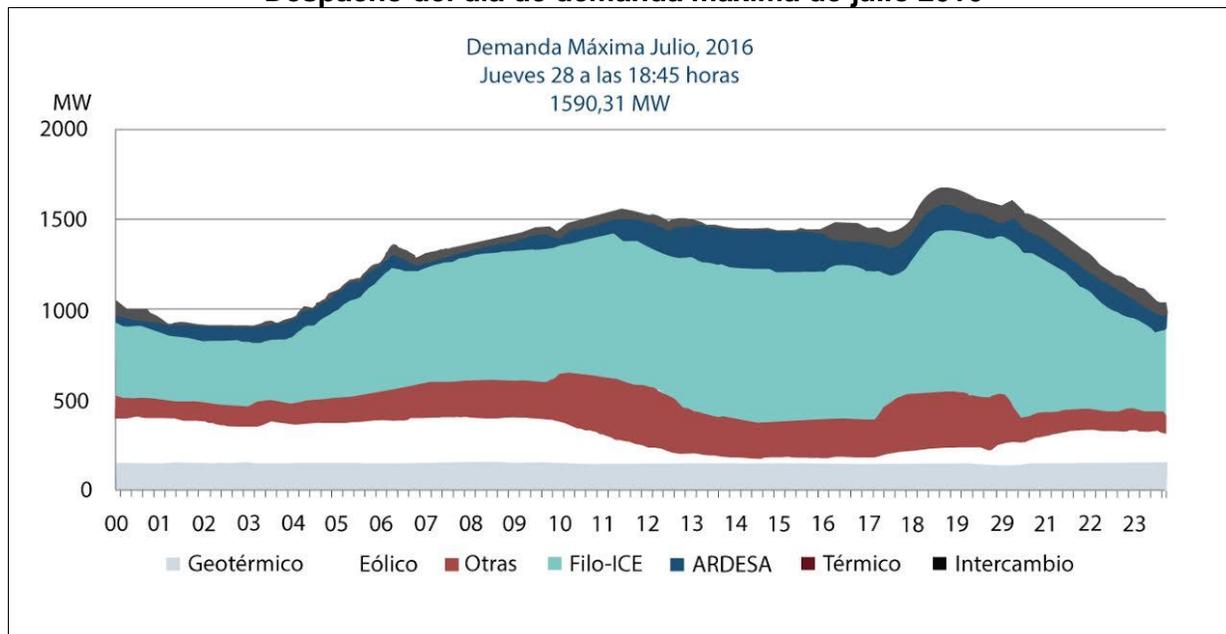
- 1.18. Las características tecnológicas y constructivas de las plantas de generación determinan si la energía que brindan es firme o no firme. La energía firme se produce cuando la planta tiene capacidad de almacenar combustible o cuenta con un reservorio energético (el calor de la tierra o el agua en un embalse), lo cual garantiza que puede trabajar a su capacidad máxima de potencia, por un periodo de operación continuo superior a 24 horas. Esta energía firme se obtiene de las plantas hidroeléctricas Arenal, Dengo, Pirrís, Cachí y Reventazón, de las plantas geotérmicas y térmicas de combustibles fósiles, todas del ICE, así como, de las plantas de biomasa<sup>5</sup>.
- 1.19. Por su parte, la energía no firme puede causar variaciones importantes de potencia y el recurso para generarla puede resultar insuficiente en algunos momentos para atender la demanda eléctrica de forma segura. Ejemplo de ellas son las plantas hidroeléctricas a filo de agua pues no cuentan con embalse de almacenamiento o este no permite almacenar suficiente agua para generar a máxima capacidad durante más de 24 horas continuas. También, las plantas eólicas que dependen de la presencia y fuerza del viento, y las solares.
- 1.20. En el 2015, con la capacidad instalada total (firme y no firme) se generó 10.714 GWh de energía eléctrica, se importó 172 GWh y exportó 280 GWh, para un consumo nacional total de 10.607 GWh. Esta generación correspondió en un 99% a fuentes renovables y el 1% restante con plantas térmicas. A julio de 2016 se ha generado 6.188 GWh de energía eléctrica, se ha importado 233 GWh y el consumo nacional ha sido de 6.421 GWh.
- 1.21. Le corresponde al ICE la planificación y operación integrada del SEN, con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica bajo los parámetros de calidad, oportunidad y eficiencia requeridos por los clientes. Para ello, el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE)<sup>6</sup> se encarga de establecer la estrategia de optimización de los recursos energéticos de forma diaria.
- 1.22. La estrategia de cita consiste en despachar: primero, las plantas geotérmicas por sus características técnicas y de firmeza al producir todo el año; segundo, toda la generación forzada cuyo despacho es obligatorio; tercero, la generación optimizable del ICE que inicia con las plantas hidroeléctricas de filo de agua, luego las hidroeléctricas con embalse y después, las térmicas con combustibles fósiles de menor a mayor costo; y cuarto, los intercambios en el Mercado Eléctrico Regional (MER), ya sean importaciones que sustituyan generación térmica propia o exportaciones para aprovechar los excedentes de energía hidroeléctrica; tal como se ilustra en el gráfico n° 1.

---

<sup>5</sup> La producción de energía de las plantas de biomasa es muy constante mientras haya disponibilidad de bagazo; por ello, fundamentados en los registros históricos, el CENCE la considera energía firme durante el periodo de zafra. Correo electrónico del CENCE, 11 de octubre de 2014.

<sup>6</sup> Es el operador del sistema, es decir, la unidad técnica que tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del Sistema eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional. (Art 3 de la norma AR-NT-POASEN-2014 de ARESEP).

**Gráfico n.º 1**  
**Despacho del día de demanda máxima de julio 2016**



Otras: generación producida por distribuidoras públicas, cooperativas de electrificación rural y empresas privadas.  
**Fuente:** Informe mensual julio 2016 del Centro Nacional de Control de Energía del ICE.

- 1.23. La generación forzada es aquella que por razones técnicas o contractuales debe ser considerada siempre en el despacho nacional y su uso no depende de una estrategia para cubrir la demanda al menor costo. Es decir, existe la obligación por parte del CENCE de recibir toda la energía que generen las plantas de fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa y solar) e hidroeléctricas de filo de agua pertenecientes a los generadores privados, distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural<sup>7</sup>.
- 1.24. La generación optimizable es la producida con plantas hidroeléctricas (de filo de agua y con embalse) y térmicas del ICE, cuya generación se proyecta mediante algoritmos de optimización energética, con el objetivo de minimizar el costo operativo del SEN.
- 1.25. Por su parte, el sistema de generación del ICE debe mantener los estándares de cobertura, calidad, seguridad y acceso al servicio eléctrico, lo que implica una fuerte inversión anual para financiar el desarrollo actual y futuro. Así también, este sistema presta los servicios auxiliares de: reservas de regulación de frecuencia y energía de respaldo que las plantas de generación no firme requieren, con el fin de asegurar el suministro eléctrico continuo.
- 1.26. Además, corresponde al ICE mediante la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico, elaborar la planificación integrada de la matriz de energía eléctrica del país. Como resultado, emite el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (PEG), con el fin de garantizar a futuro el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad.

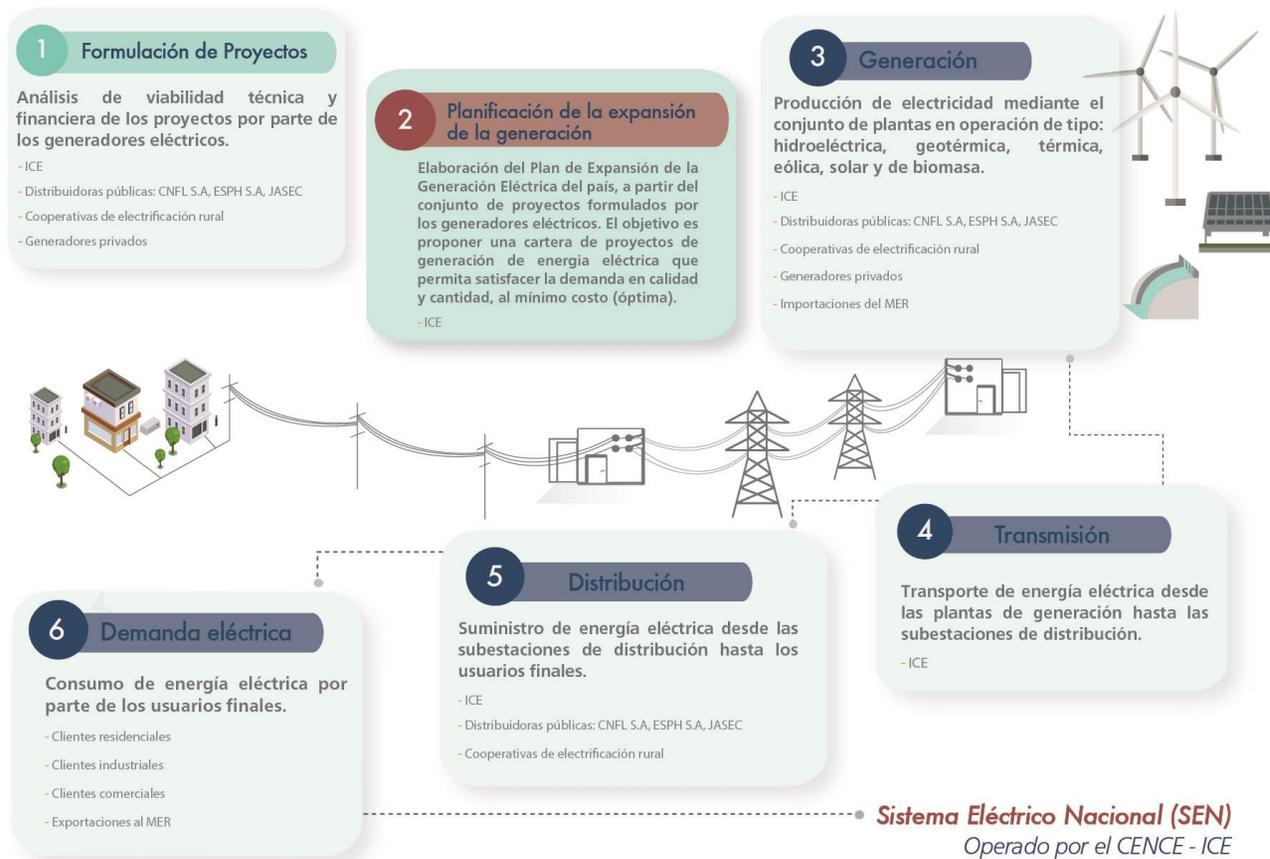
<sup>7</sup> Así establecido en la resolución RJD-036-2013 de la ARESEP.

## 2 RESULTADOS

### **AUSENCIA DE ANÁLISIS DE CONVENIENCIA Y OPORTUNIDAD DE TODOS LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN QUE CONFORMAN EL PEG**

- 2.1. La planificación del SEN se debe regir por criterios de calidad, confiabilidad y seguridad operativa, que orienten la conformación de una matriz de energía eléctrica diversificada, capaz de satisfacer la demanda al mínimo costo. Lo anterior, de conformidad con los artículos: 2 de la Ley de Creación del ICE, n.º 449; 8 del Reglamento sectorial de servicios eléctricos, Decreto Ejecutivo n.º 29847-MP-MINAE-MEIC; 20 y 22 de la norma AR-NT-POASEN-2014 de la ARESEP y el apartado 9.6 del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2014-2035.
- 2.2. De esta forma, la búsqueda de la eficiencia es un propósito esencial al planificar la expansión de la matriz de energía eléctrica, por cuanto las decisiones sobre los proyectos de generación inciden en el costo de la electricidad de todos los sectores de consumo. Así, dentro del SEN, cada proyecto tiene costos de inversión y operación que les son propios, así como, costos asociados a la seguridad, respaldo energético, transporte y operación de todo el sistema.
- 2.3. El proceso de planificación que efectúa el ICE deriva en un Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (PEG), el cual, contiene las estrategias de desarrollo eléctrico mediante el denominado Plan de expansión recomendado, que constituye la ruta propuesta a seguir en el corto, mediano y largo plazo. El proceso de formulación de ese plan y la operación del SEN, se muestra en el diagrama n.º 1.

## Diagrama n.º 1 Planificación de proyectos y operación del SEN



Fuente: Elaboración propia.

- 2.4. Los proyectos de generación eléctrica son formulados por la administración de cada generador eléctrico, a saber: ICE, distribuidoras públicas, cooperativas de electrificación rural y generadores privados, los cuales se detallan en el anexo n.º 1. El cumplimiento de los criterios de eficiencia de los proyectos corresponde a cada generador eléctrico, el cual debe asegurar la rentabilidad de las inversiones propuestas.
- 2.5. En el proceso de planificación, el ICE reúne las propuestas de proyectos de generación y los incluye en los programas de simulación OPTGEN<sup>8</sup> y SDDP<sup>9</sup>, para obtener el plan de mínimo costo, cuya información se somete a un análisis de confiabilidad. Seguidamente, valora elementos como: acceso a créditos, cantidad de ofertas de generación privada, riesgos de cancelación de proyectos e incertidumbre de las proyecciones de demanda. Todo ello, como base para la toma de decisiones de inversión<sup>10</sup>.

8 Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales.

9 Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red.

10 Así indicado por el ICE mediante el oficio 0830-93-2015 del 8 de agosto de 2015, Anexo A. Procedimiento para elaborar el Plan de Expansión de la Generación, Planificación y Desarrollo Eléctrico – ICE.

- 2.6. Al respecto, la Contraloría General determinó que el ICE en su planificación no determina la conveniencia y oportunidad para el SEN de desarrollar los proyectos de generación propuestos por las distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural<sup>11</sup>. De esta manera, no se analizaron sus características técnicas y económicas como: tecnología a utilizar, tipo de fuente, firmeza, operación del sistema y servicios auxiliares de respaldo energético y regulación de frecuencia; tampoco, la forma en que estos afectan la selección de los demás proyectos propuestos para su desarrollo.
- 2.7. A criterio del ICE, la planificación y desarrollo de estos proyectos responde a decisiones corporativas ya tomadas por los generadores, acorde con las potestades que les han sido otorgadas por ley. No obstante, si no se analiza su conveniencia y oportunidad para el SEN, no se puede garantizar la satisfacción de la demanda al mínimo costo.
- 2.8. En esta condición se encuentran las plantas Pocosol de Coneléctricas R.L., Eólico Valle Central de la CNFL, S.A., Cubujuquí de Coopelesca R.L. y Tacares de la ESPH S.A que entraron en operación durante el periodo 2010-2015. También, los proyectos: rehabilitación de Ventanas de la CNFL, S.A. (11,2 MW), Bijagua de Coopeguanacaste R.L. (18 MW) y Los Negros II de la ESPH S.A. (28 MW).
- 2.9. Es así como, en los años 2014-2017 se contaba con una base fija de proyectos que condicionó las decisiones de planificación del periodo 2018 – 2035. Por ello, no existe certeza de que las plantas a desarrollar y su secuencia en el tiempo son las más convenientes para el SEN, o si se están desplazando otros proyectos más beneficiosos desde la perspectiva técnica y económica.
- 2.10. En relación con la incertidumbre que existe acerca de la razonabilidad de la conformación de la matriz de energía eléctrica, la Contraloría General analizó el indicador Costo nivelado de la energía<sup>12</sup>, que muestra la tendencia del costo estimado de producción por kilowatt hora de los diferentes proyectos de generación. Ello, mediante la relación entre los costos estimados de inversión y operación con la energía que se estima generar, durante la vida útil de la planta, actualizados a una tasa de descuento del 10%.<sup>13</sup>
- 2.11. En este análisis se utilizó una tarifa de referencia de 7,1 centavos de dólar por kilowatt hora (c\$/kWh), definida como el promedio ponderado de las tarifas para el servicio de generación que presta el ICE a las distribuidoras (incluyendo ICE distribución), aplicables a los periodos de punta, valle y nocturno, vigentes a setiembre de 2015<sup>14</sup>. Además, rangos típicos de costos recopilados por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) en el documento Renewable Power Generation Costs in 2012, de: 3,2 a 7 c\$/kWh para las plantas hidroeléctricas con una potencia menor o igual a 20 MW y de 3 a 6 c\$/kWh para las mayores a 20 MW, de 5 a 9 c\$/kWh para las geotérmicas y de 8 a 12 c\$/kWh para las plantas eólicas ubicadas en tierra.

---

11 De acuerdo con lo indicado en el oficio n.º 0610-227-2015 del 2 de diciembre de 2015.

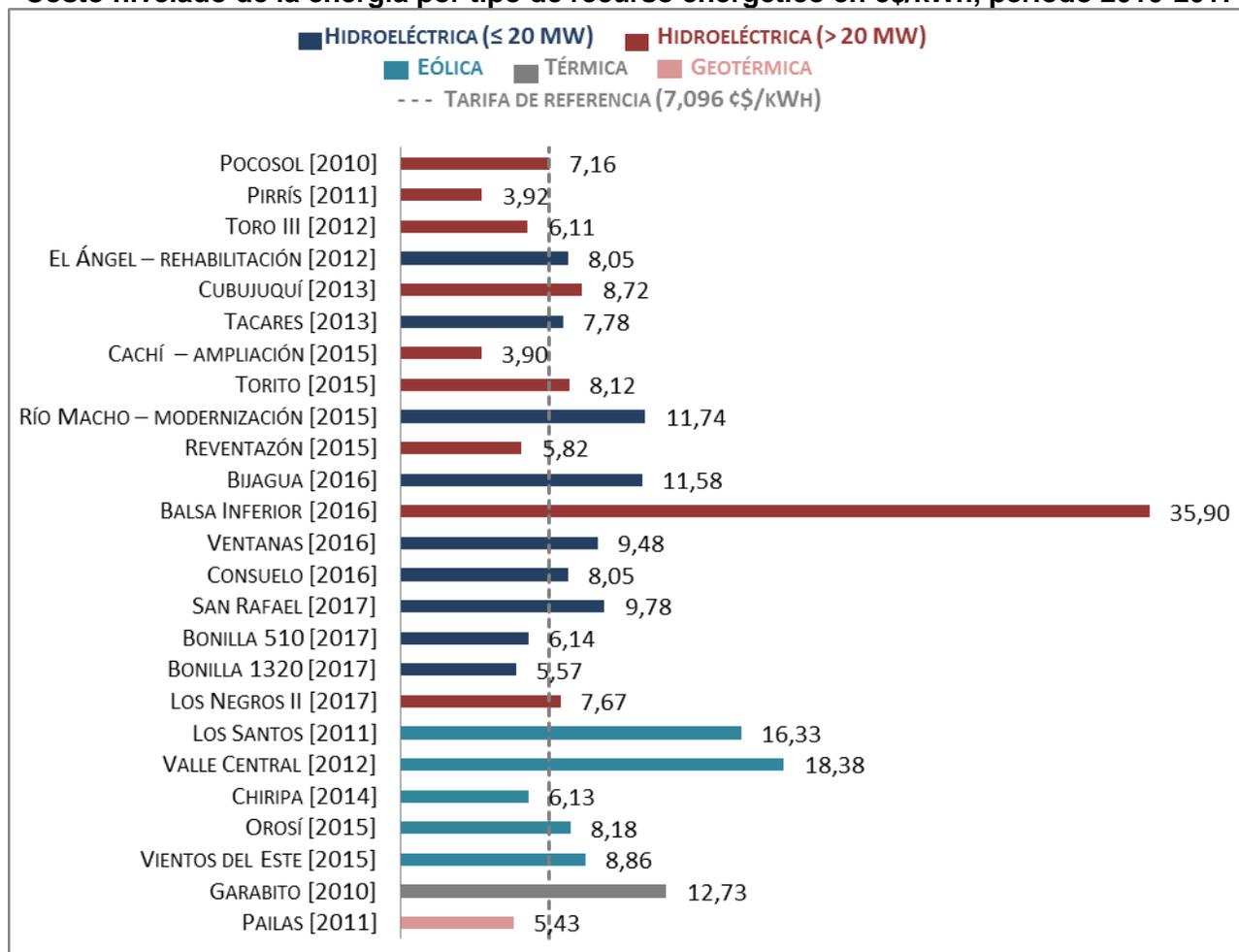
12 Utilizado por La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés), organización intergubernamental para promover la adopción y uso sostenible de la energía renovable en el mundo. Fundada en 2009, con sede en Abu Dabi. Indicador aplicado en casos de estudio como El costo nivelado de la energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos.

13 Se usó una tasa de descuento del 10% para que los resultados sean comparables con los rangos típicos y promedio calculados por IRENA, en el documento Renewable Power Generation Costs in 2012.

14 Alcance n.º 73, La Gaceta n.º 187 del 25 de setiembre de 2015.

- 2.12. Es así como en las plantas de generación que entraron a operar durante el periodo 2010-2015, se evidenciaron diferencias significativas entre los costos de inversión y operación estimados y costos superiores a los rangos recopilados por IRENA, a pesar de que utilizan el mismo recurso energético para generar (agua, viento, combustible fósil y geotermia). Esta misma condición se presenta en las plantas de generación por ingresar al sistema en el periodo 2016-2017.
- 2.13. Los resultados del cálculo de este indicador corresponden a 25 plantas y proyectos de generación eléctrica en Costa Rica<sup>15</sup>, agrupados por el tipo de recurso que les permite generar la energía, lo cual se muestra en el gráfico n.º 2.

**Gráfico n.º 2**  
**Costo nivelado de la energía por tipo de recurso energético en c\$/kWh, periodo 2010-2017**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del ICE, distribuidoras públicas, cooperativas de electrificación rural y generadores privados.

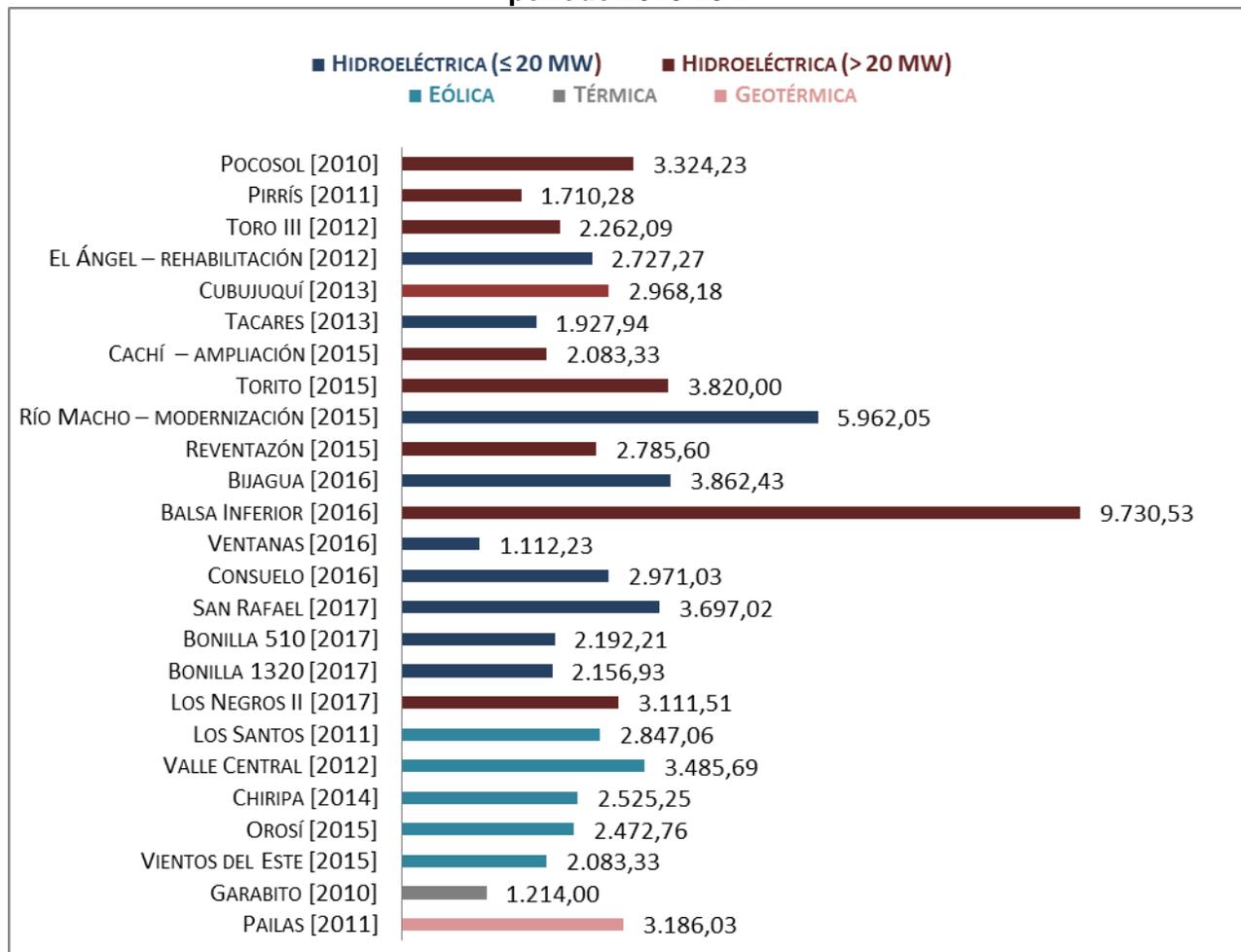
<sup>15</sup> El alcance establece 38 proyectos, pero no brindaron los datos de 12 proyectos propiedad de generadores privados ni del Parque Solar Miravalles del ICE.

- 2.14. El gráfico muestra la predominancia de plantas y proyectos hidroeléctricos. De estos, resultaron con un costo nivelado competitivo 3 plantas del ICE (Cachí ampliación, Pirrís y Reventazón), Toro III del ICE y JASEC, así como 2 proyectos de generadores privados (Bonilla 1320 y Bonilla 510). Ello implica que sus costos se aproximan a la tarifa de referencia de 7,1 c\$/kWh y a los rangos típicos recopilados por IRENA de 3 a 7 c\$/kW.
- 2.15. Además, se determinó que 5 plantas y proyectos hidroeléctricos tienen un costo nivelado de la energía que supera el referente de la IRENA, en una magnitud entre el 10% y 30%. También, otros hidroeléctricos superan el referente entre un 35% y 68%, donde destaca la planta hidroeléctrica Balsa Inferior cuyo costo nivelado de la energía está muy apartado de los rangos típicos de los proyectos rentables.
- 2.16. También, el indicador permitió determinar que resultaron competitivos 3 de las 5 plantas y proyectos eólicos analizados, estos son: Chiripa, Orosí y Vientos del Este. Sin embargo, no son competitivos Eólico Valle Central de la CNFL, S.A. y Los Santos de Coopesantos R.L., cuyos costos nivelados de la energía de 18,38 y 16,33 c\$/kWh están muy por encima del rango utilizado de 7,09 y 12 c\$/kWh. Ello, a pesar de que este tipo de generación es cada vez más competitiva y los mejores proyectos a nivel mundial alcanzan consistentemente los 5 c\$/kWh sin financiamiento<sup>16</sup>.
- 2.17. Por su parte, la Contraloría General calculó el costo de inversión unitario de la potencia instalada para los mismos proyectos, cuyo resultado revela que aquellos con inversión inicial alta presentan un costo nivelado alto. Este es el caso de las plantas Balsa Inferior y Valle Central, ambas de la CNFL, S.A., que tienen el costo más alto de su respectiva categorización. Lo anterior, se muestra en el gráfico n.º3.

---

16 Así indicado por IRENA en el documento denominado Renewable Power Generation Costs in 2014, p.13.

**Gráfico n.º 3**  
**Costo de inversión unitario de la potencia instalada (\$/kW) por tipo de recurso energético, periodo 2010-2017**



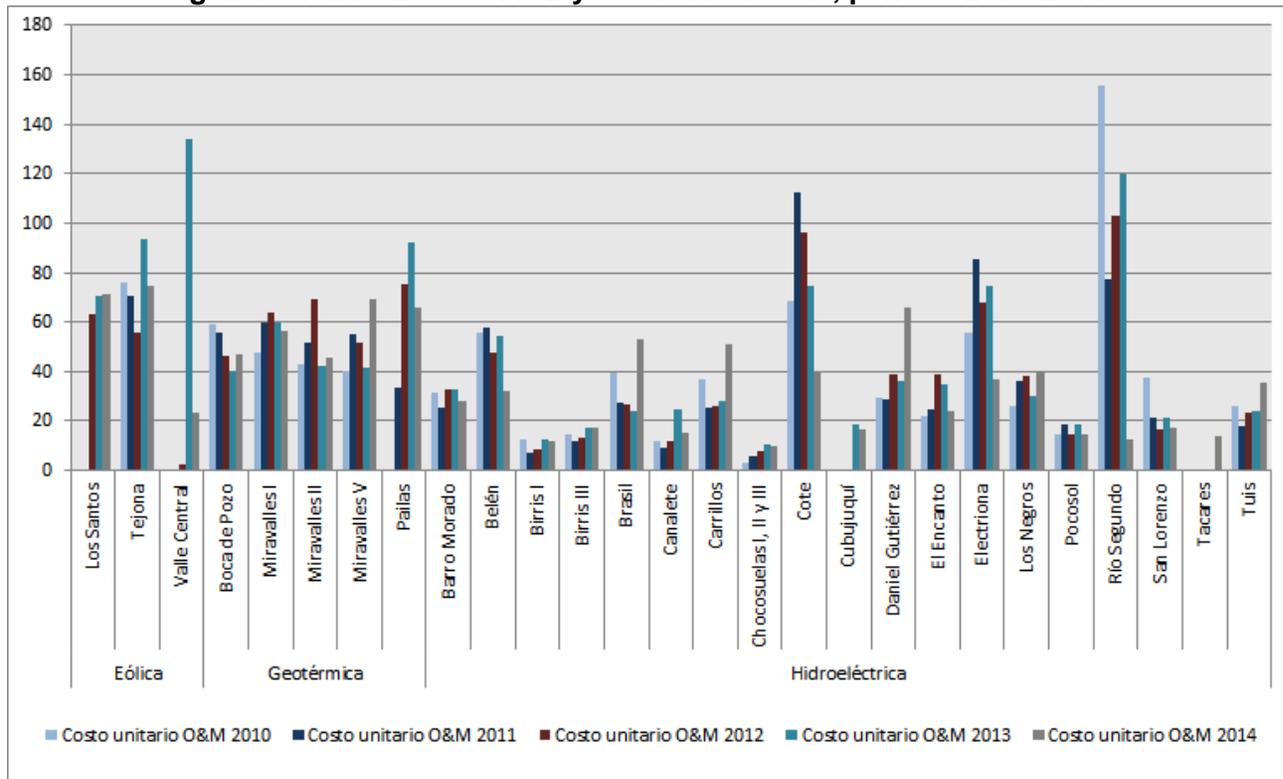
**Fuente:** Elaboración propia con datos del ICE, distribuidoras públicas, cooperativas de electrificación rural y generadores privados.

2.18. Al respecto, el reporte de IRENA Renewable Power Generation Costs in 2014, muestra los rangos típicos y los promedios ponderados de los costos de inversión unitarios por kilowatt. En el caso de Costa Rica, corresponde compararse con la sección denominada *Rest of the World* (resto del mundo), donde se muestra un promedio de 2.100 \$/kW para los proyectos eólicos en tierra (*Wind onshore*). Al respecto, se determinó que las plantas Valle Central de la CNFL, S.A. y Los Santos de Coopesantos R.L. tienen costos de inversión más altos por el orden de 3.485,7 y 2.847,1 \$/kW, respectivamente.

2.19. También, el costo de inversión unitario de la potencia instalada por kilowatt de algunas plantas y proyectos hidroeléctricos es mayor al promedio internacional de 2.000 \$/kW dado por IRENA. Así, Balsa Inferior tiene costos de instalación de 9.730 \$/kW y la modernización de Río Macho de 5.962,05 \$/kW, ambos muy por encima del promedio de cita. Luego, con costos entre los 3.862,43 y 2.968,18 \$/kW están las plantas: Bijagua (Coopeguanacaste R.L.), Torito (Privado-BOT), San Rafael (Privado), Pocosol (Coneléctricas R.L.), Los Negros II (ESPH S.A.), Consuelo (Privado) y Cubujuquí (Coopelesca R.L.).

2.20. Por otra parte, existe una diferencia significativa en los costos de operación y mantenimiento reales entre las plantas de generación forzada<sup>17</sup> del ICE, distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural, durante el periodo 2010-2014. El ICE utilizaba las plantas hidroeléctricas Cacao, Avance, Los Lotes y Puerto Escondido, cada una con un costo unitario promedio anual de operación y mantenimiento muy alto en el despacho nacional, pero salieron de operación, la primera en el 2011 y el resto en 2015. Los costos de operación y mantenimiento se visualiza en el gráfico n.º 4.

**Gráfico n.º 4**  
**Costo unitario promedio anual de operación y mantenimiento (\$/MWh) por planta de generación forzada del ICE y de distribuidoras, periodo 2010-2014**



No incluye: plantas hidroeléctricas Anonos, Nuestro Amo y Ventanas de la CNFL S.A ni Cacao del ICE, porque salieron de servicio en el 2011; tampoco las plantas Avance, Los Lotes y Puerto Escondido del ICE, las cuales salieron de operación en el 2015. El Parque Solar Miravalles no se incluye porque su costo unitario de O&M es muy alto y distorsiona el gráfico (579 \$/MWh en promedio durante el periodo).

**Fuente:** Elaboración propia con datos del ICE, distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural.

2.21. Este gráfico evidencia que las plantas hidroeléctricas presentan un costo menor al de otras fuentes de energía; excepto Río Segundo, Cote y Electriona de la CNFL, S.A. Además, los parques eólicos tienden a un costo mayor al de las plantas geotérmicas.

<sup>17</sup> Es aquella que por razones técnicas o contractuales debe ser considerada en el despacho nacional en forma obligatoria, sin que dependa del orden de mérito operativo del sistema. Son las plantas de fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa y solar) e hidroeléctricas de filo de agua de generadores privados, distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural.

- 2.22. En cuanto a los proyectos de generación privada con capacidad de hasta 20 MW, se regulan por el capítulo I de la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, n.º 7200. Esta ley establece que la matriz de energía eléctrica se puede conformar en un 15% por este tipo de proyectos, para lo cual, el ICE efectúa un concurso según el Reglamento al Capítulo I de dicha ley y el Procedimiento para la Selección de Proyectos de Generación para la Venta de Electricidad al ICE. Así, el ICE otorga elegibilidad al proyecto, convoca a participar, selecciona los proyectos, recibe cartas de compromiso y suscribe el contrato de compra de energía con los privados.
- 2.23. Es relevante acotar que en algunos momentos del despacho nacional, el ICE tiene agua suficiente para generar energía con sus propias plantas hidroeléctricas. El costo promedio anual de operación y mantenimiento de estas plantas durante el periodo de análisis fue de 37,8 \$/MWh, más bajo que la tarifa promedio anual de compra de energía a privados en ese mismo periodo, que es de 74,3 \$/MWh.
- 2.24. Además, la participación de dichos generadores privados se promovió con la directriz n.º 15-MINAET, la cual estableció al ICE completar a la brevedad posible el porcentaje de generación privada del 15% que permite la Ley n.º 7200. Ello, en una interpretación del artículo 7 de dicha Ley, el cual establece que:

“ El Instituto Costarricense de Electricidad podrá declarar elegible un proyecto para la explotación de una central de limitada capacidad, siempre y cuando la potencia, por concepto de generación paralela, no llegue a constituir más del quince por ciento (15%) de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional.”

- 2.25. Sin embargo, a criterio de la Contraloría General, completar el 15% es facultativo para el ICE, y debe sustentarse en un análisis que permita determinar la necesidad de introducir estos proyectos en el PEG, antes de suscribir contratos de compra de energía eléctrica que lo obliguen a adquirir toda la energía que las plantas de privados puedan producir.

### **Empresas distribuidoras no asumen directamente los costos de respaldo ni regulación de frecuencia**

- 2.26. Los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia son proporcionados por el ICE a las empresas distribuidoras, mediante sus plantas hidroeléctricas con embalse y plantas térmicas. Sin embargo, el costo de estos servicios es asumido por el ICE y las distribuidoras en proporción a la energía comprada al ICE generación, sin que se cobre a estas últimas como parte del costo de la energía que producen las plantas de su propiedad. Así, la energía producida por estas empresas refleja un costo menor al que implica la generación, lo cual, de ser considerado en la formulación de los proyectos, puede incidir en la decisión de desarrollo de estos a futuro.
- 2.27. Al respecto, mediante oficio n.º 0810-724-2015 del 31 de agosto de 2015, el ICE propuso a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos una metodología que permite cobrar a cada empresa distribuidora los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia, como es práctica común a nivel internacional. El ICE considera que esta práctica permitirá transparentar los costos reales de los diferentes tipos de tecnologías de generación, como aspecto fundamental para una correcta asignación de costos de la generación.

- 2.28. Esta medida permitiría costos más precisos y realistas que deriven en una estimación más certera de la rentabilidad de los proyectos de generación, y a su vez, sería equitativa la distribución de este costo en la tarifa de todos los abonados. De esta forma, se enviaría a la empresa distribuidora una señal para la correcta asignación de costos de generación al cargar este costo a la operación de un proyecto, lo cual permite estimar una rentabilidad más acertada de aquellos proyectos que ingresen al PEG.

### **FALTAN CONTROLES DE RECTORÍA PARA CONFORMAR LA CARTERA ÓPTIMA DE PROYECTOS**

- 2.29. No existen suficientes controles de rectoría que permitan aplicar el principio de eficiencia en la evaluación de cada proyecto propuesto para ampliar la capacidad de generación de energía eléctrica en el país, así como, para orientar las decisiones del momento oportuno del inicio de operación de las plantas. Esta situación, limita conformar una cartera óptima de proyectos de generación eléctrica en términos de calidad, disponibilidad y precio, como lo establece el eje 3 del VII Plan Nacional de Energía.
- 2.30. El principio de eficiencia para el subsector energía, se establece en el artículo 8 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo n.º 29847-MP-MINAE-MEIC, relativo a la optimización del Sistema Eléctrico Nacional mediante la reducción al mínimo de los costos de inversión, operación y mantenimiento. También, el criterio de óptimo económico está contenido en el punto 9.6 del Plan de Expansión de la Generación 2014-2035, el cual, define como plan óptimo de expansión aquel que satisfaga la demanda eléctrica de forma confiable y al mínimo costo para la economía del país. Además, este criterio está contenido en los artículos 50, 139 inciso 4), 140 incisos 6 y 8), y 191 de la Constitución Política, y 4, 8, 225 y 269 de la Ley General de la Administración Pública, n.º 6227 del 28 de abril de 1978.
- 2.31. Lo anterior, obedece a la falta de directrices de rectoría aplicables a la actividad de planificación de la expansión. Es criterio de la Contraloría General que la emisión de estas directrices recae en el Ministro del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), en calidad de Ministro rector del subsector energía, de acuerdo con los artículos 1 de la Ley Orgánica del Ministerio de Ambiente y Energía, n.º 7152 del 5 de junio de 1990, 7 del Reglamento Orgánico del Ministerio de Ambiente y Energía, Decreto Ejecutivo n.º 35669 del 4 de diciembre de 2009, 5 inciso f) del Reglamento Orgánico del Poder Ejecutivo, Decreto Ejecutivo n.º 38536-MP-PLAN del 25 de julio de 2014, 6 inciso a) del Reglamento de Organización del Subsector Energía, Decreto Ejecutivo n.º 35991-MINAET del 19 de enero de 2010.
- 2.32. La potestad de rectoría la tiene el Presidente de la República conjuntamente con el ministro del ramo, para dirigir, coordinar y articular las actividades de cada sector o subsector, y asegurarse que éstas sean cumplidas conforme con las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo. Esta potestad fue delegada por el Presidente de la República en el Ministro rector del subsector energía. Lo anterior, según lo disponen los artículos 4 y 5 del Decreto Ejecutivo n.º 38536-MP-PLAN.
- 2.33. La potestad de rectoría se da en el marco del Estado unitario concentrado que califica al Estado costarricense, y conforme con el principio de unidad de mando que permite mantener la armonía, coordinación, coherencia y unidad de la gestión administrativa, impide el desorden administrativo y la ejecución unilateral de tareas por parte de cada ente público y sin obedecer a una planificación nacional. Es así como, resulta aplicable el poder de dirección intersubjetiva, o la denominada tutela administrativa, y no una relación de jerarquía, en donde todos los entes menores integrantes del aparato estatal tienen que seguir la dirección del ente

público mayor para garantizar la unidad estatal, como lo determinó la Sala Constitucional en los votos n.º 4091-94, 7528-97 y 3089-98.

- 2.34. El Poder Ejecutivo o Gobierno de la República como organización jurídica y política organiza, dirige y encauza a la sociedad en los ámbitos político, jurídico, económico, social y ambiental; por ello, tiene la atribución de orientar a los entes públicos menores para la satisfacción de los fines públicos. Los esfuerzos administrativos tienen que ser canalizados y orientados de forma racional hacia el logro de objetivos, fines y metas establecidos por la cabeza de la Administración para evitar la duplicidad, inutilidad, dispersión y desperdicio de recursos públicos, lo cual se logra mediante esa dirección intersubjetiva.
- 2.35. Este sometimiento de los entes menores a la planificación o programación, dirección, coordinación, control de la actividad y evaluación de resultados, establecidas por el Rector, mediante la planificación nacional y sectorial, la emisión de directrices, informes e imposición de sanciones, entre otras medidas, tiene fundamento en el artículo 140, incisos 6) y 8) de la Constitución Política, que establecen como atribución del Poder Ejecutivo mantener el orden y tranquilidad de la Nación, tomar las providencias necesarias para el resguardo de las libertades públicas, y vigilar el buen funcionamiento de los servicios y dependencias administrativos.
- 2.36. También, tiene fundamento en los artículos constitucionales 139 inciso 4) que incorpora el concepto de buena marcha del Gobierno, 188 el cual sujeta las instituciones autónomas en materia de gobierno. Asimismo, en el artículo 50 de la Carta Magna que establece que el Estado procurará el mayor bienestar de todos los habitantes del país, organizando y estimulando la producción y el más adecuado reparto de la riqueza.
- 2.37. Además, la potestad de dirección intersubjetiva es desarrollada por el artículo 26, inciso b) de la Ley General de la Administración Pública n.º 6227, el cual le asigna al Presidente de la República la atribución de dirigir y coordinar las tareas de Gobierno y Administración Pública central en su total conjunto y hacer lo propio con la Administración Pública descentralizada; atribución otorgada a los Ministros junto con el Presidente de la República en el artículo 27 inciso 1) de esa ley.
- 2.38. Aunado a ello, los artículos 99 y 100 de la citada Ley n.º 6227, estipulan el poder del ente mayor de ordenar la actividad de los menores, imponiéndoles las metas y tipos de medios para realizarlas; e impartir directrices, coordinar, vigilar el cumplimiento y sancionar las faltas reiteradas.
- 2.39. La Procuraduría General de la República señaló acerca de la potestad de dirección, que:  
“...está inspirada en los principios de unidad e integridad del Estado costarricense, y como parte de las funciones de orientación política asignadas al Poder Ejecutivo [...] Recuérdese la primacía funcional del Poder Ejecutivo, y por ello, la atribución constitucional del poder de dirección, y su deber de vigilar el buen funcionamiento de los servicios y dependencias administrativas, así como de tomar las providencias necesarias para el resguardo de las libertades públicas [...] En torno a la naturaleza de la potestad, debe indicarse que se trata de un poder discrecional, por el cual el Poder Ejecutivo, orienta y coordina las acciones de los distintos órganos y entes públicos [...] Conforme al significado de la palabra dirigir, según la Real Academia Española, es ‘encaminar la intención y las operaciones a determinado fin’ o ‘gobernar, regir, dar reglas para el manejo de una dependencia, empresa o

pretensión' u 'orientar, guiar, aconsejar a quien realiza un trabajo.'(OJ-043-99; C-078-99).

- 2.40. La planificación es un instrumento preliminar y necesario para la racional y acertada toma de decisiones de la Administración; es un proceso de definición de las macropolíticas emitidas por el Poder Ejecutivo a nivel nacional, regional y sectorial. Estas macropolíticas orientan la actuación y gestión administrativas de un sector o subsector, al definir los objetivos, metas y fines por alcanzar; también, los métodos o modos para lograrlos eficientemente.
- 2.41. La Sala Constitucional en el voto n.º 3410-92 calificó la planificación como "...la más básica de la funciones administrativas." Por consiguiente, para que se efectúe la expansión de la generación de energía eléctrica a nivel nacional de manera planificada, se requiere que el rector del subsector energía determine el método o modo ordenado y sistemático con el cual tienen que proceder todos los generadores partícipes de la matriz de energía eléctrica, para llegar a un resultado o fin determinado.
- 2.42. La planificación del Poder Ejecutivo en materia de energía está instituida en el Plan Nacional de Desarrollo, y en el Plan Nacional de Energía. En relación con éstos, el ICE desarrolla el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, el cual constituye "Un instrumento para asegurar la adecuada oferta eléctrica en los años venideros es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica (PEG). Estos planes deben cumplir con los criterios económicos y ambientales, dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética" (Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2014-2035, p.1).
- 2.43. Asimismo, la dirección intersubjetiva se traduce en potestades de control del ente público mayor sobre los menores, con la finalidad de defender el interés general y cumplir con el fin público. Esto, supone la obligación del rector del subsector de examinar la actuación de todos los generadores de energía, en el cumplimiento de la planificación. Se trata de un control de gestión administrativa que efectúa el ente público mayor sobre los menores, y la vigilancia de su cumplimiento efectivo.
- 2.44. El control ejercido por el ente público mayor es muy amplio en su contenido y puede comprender el control sobre las personas, mediante la designación o libre remoción de los directores de las instituciones autónomas, o sobre la actividad como la obligación de emisión de informes periódicos, de conformidad con los artículos 147 inciso 4) de la Constitución Política y 98 de la Ley General de Administración Pública.
- 2.45. Las potestades de dirección del rector se concreta en la emisión de directrices que dirigen la actividad y no los actos, fijan metas, objetivos, y fines al ente menor, las cuales debe cumplir, en tanto éstas son vinculantes. La Procuraduría ha señalado al respecto:

"...las directrices son actos de racionalización y facilitación de la acción administrativa. Las directrices buscan asegurar la coherencia de la acción administrativa y de prevenir o limitar el riesgo de contradicción en dicha acción, tomando en cuenta la gran cantidad de entes públicos que conforman la Administración Pública y la diversidad y complejidad de sus funciones. Debe dejarse claro, consecuentemente, que la directriz es una de las formas jurídicas en que se manifiesta el poder de dirección [...] es un medio de ordenar la actuación de diversos organismos en forma racional y coherente, con el objeto de orientar el cumplimiento de los fines públicos que deben perseguir, y lograr de esa forma la realización de los planes, programas y políticas definidos por el Poder Ejecutivo. Esa

ordenación implica la orientación en la forma de alcanzar los fines y metas de la actividad del organismo dirigido y, eventualmente, de los medios para lograrlos, lográndose la coordinación entre los distintos órganos y entes. De esta forma se permite el cumplimiento del principio de la unidad estatal" (opinión jurídica n.º OJ-043-99, dictamen n.º C-078-99 de 23).

- 2.46. Mediante la coordinación, se busca evitar que haya duplicidades y omisiones en la función administrativa, es decir que sea ejercida en forma ordenada y racional. La coordinación intersubjetiva requiere de la existencia de niveles fluidos de información entre los entes, lo que se puede lograr mediante instancias orgánicas de conexión, reuniones, entre otros. La coordinación intersubjetiva tiene relevancia a nivel intersectorial o subsectorial, en el ámbito de una actividad administrativa materialmente homogénea. Al respecto, el artículo 4 inciso e) de la Ley Orgánica del Ambiente estipula como fin "Establecer los principios que orienten las actividades de la Administración Pública en materia ambiental, incluyendo los mecanismos de coordinación para una labor eficiente y eficaz."
- 2.47. También, el ente mayor tiene la potestad de evaluar los resultados y exigir la rendición de cuentas a los entes menores, según lo establece el párrafo 2 del artículo 11 de la Constitución Política. Lo anterior, constituye una herramienta indispensable para determinar el grado de efectividad en el logro de los objetivos, metas y fines fijados en la planificación, y constituye un proceso que brinda insumos básicos para readecuar y reajustar lo pertinente. De esa forma, los planes de carácter sectorial e institucional deben seguir las políticas y prioridades establecidas en el plan nacional, y tener entre éstos congruencia y coherencia, para poder evaluar el nivel de rendimiento y desempeño institucional.
- 2.48. Esta dirección intersubjetiva puede ir más allá de la Administración central y descentralizada, a todos los miembros que conforman un sector o subsector para obtener la unidad de mando, mantener la armonía, coordinación, coherencia y unidad de la gestión administrativa. Ello, aún la distinta naturaleza jurídica de cada entidad y sus competencias establecidas en sus leyes de creación, pues fue el mismo Estado mediante un acto de imperio -emisión de leyes- el que decidió transferir tales competencias a esas entidades, por lo cual tiene la atribución constitucional de orientarlas para el logro de sus fines públicos. En este contexto, dicha dirección obedece a un criterio material o sustancial, dado que se produce en el ámbito de una actividad administrativa materialmente homogénea, como lo es el subsector energía.
- 2.49. En ese sentido, la sectorialización constituye un esfuerzo estatal dirigido al desarrollo nacional integral, el cual involucra un planteamiento holístico, coherente y sistemático de estrategias y políticas públicas encauzadas a lograr el fin público, el mejoramiento en la calidad de vida de los habitantes del país a partir del Plan Nacional de Desarrollo, los planes sectoriales y la dirección gubernativa.
- 2.50. Este concepto es indispensable para activar, encauzar, evaluar y/o redireccionar el desempeño de los sectores o subsectores de actividad administrativa en que se divide el Estado, en forma ordenada, para conseguir conceptos transversales de organización gubernativa en Costa Rica. Ello, permite fortalecer la dirección política del Poder Ejecutivo, la programación sustantiva interinstitucional, así como la coordinación, el control y evaluación de resultados públicos.

- 2.51. Además, la sectorialización requiere incorporar las acciones de los privados que participan en la concreción del servicio público sectorial. Esto, permite una mayor gobernabilidad, pues todos los actores tienen que interactuar y coordinar las acciones para la toma de decisiones públicas, privadas y mixtas, como fuente primaria de construcción del orden social.
- 2.52. De esta manera, se evita incurrir en los principales problemas que impiden brindar un servicio público que impacte en forma positiva en el desarrollo socioeconómico del país, tales como la ineficiencia o falta de optimización del costo. De este modo, el rector cuenta con la capacidad de dirección gubernativa para direccionar las funciones de todos los sujetos que pertenezcan a su sector o subsector, elemento vital en los procesos de organización para unificar los programas, proyectos, funciones e inversiones públicas y minimizar costos.
- 2.53. Concatenar las acciones de todos los actores resulta lógico, conveniente y necesario, pues el rector valora la convergencia de éstas en un solo sector o subsector, y determina las relaciones y funciones de cada uno, dentro de una planificación y evaluación de resultados e inversiones públicas. La unificación de sectores o subsectores de actividad administrativa se debe realizar de acuerdo con la actividad y competencias que a cada actor le establezca sus leyes orgánicas o de creación, sin dejar de lado las demás fuentes del derecho propias del ordenamiento jurídico; a efecto, de lograr sinergias, una dirección gubernativa y la articulación de políticas públicas integrales.
- 2.54. Lo anterior, permite lograr sinergias, dirección gubernativa y articulación de políticas públicas integrales. Así, el Estado asume un liderazgo responsable al organizar la actividad de todos los generadores de energía, con lo que evita duplicidades, superposiciones o indeterminación de funciones y reglas, un Estado ineficaz y anquilosado, incapaz de articular esfuerzos cohesionados y sostenibles para el mejor logro del desarrollo nacional.
- 2.55. Así, el rector tiene que direccionar la actividad de energía que le compete al ICE, y éste sujetarse a la planificación nacional, en virtud de que su naturaleza jurídica propia de institución autónoma no es irrestricta, tal como lo determina el artículo 4 del Decreto Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), n.º 449 del 8 de abril de 1949. Sobre la sujeción de los entes con un grado de autonomía, la Procuraduría General en el dictamen n.º C-125-2003 indicó que "...no puede existir duda de que los entes autónomos están sujetos a dicha planificación, así como al Plan Nacional de Desarrollo. Como es sabido, el artículo 188 de la Constitución Política fue modificado para permitir un proceso de planificación que abarcara a los entes autónomos", por lo que su autonomía no es absoluta e irrestricta, sino que está sujeta a la planificación del subsector.
- 2.56. Al respecto, la Sala Constitucional en la sentencia n.º 1806-05 estableció "La dirección intersubjetiva o tutela administrativa es inherente a la autonomía administrativa. Es decir, no puede existir autonomía administrativa sin tutela administrativa, puesto que, cada ente público menor se auto fijaría sus propios fines, objetivos y metas, lo cual generaría un caos administrativo, perdiéndose la unidad de mando y la coherencia del accionar administrativo. Precisamente, para evitar esa dispersión administrativa, el constituyente derivado de 1968 reformó, parcialmente, el artículo 188 de la Constitución Política – Ley No. 4123 del 30 de mayo de 1968 -, ya que, antes de esa fecha la norma constitucional indicaba que 'Las instituciones autónomas del Estado gozan de independencia en materia de gobierno y administración...'. A partir de 1968, en lo político o de gobierno, los entes públicos menores quedaron sujetos a lo que establezca la ley, restringiendo el concepto de autonomía."

- 2.57. Asimismo, la CNFL, S.A. tiene que someterse a la dirección del rector del subsector energía y a la planificación nacional, dada su naturaleza jurídica de empresa estatal propiedad del ICE, como lo establece el artículo 5 inciso b) de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Entidades Públicas del sector de Telecomunicaciones, n.º 8660 del 29 de julio de 2008, en concordancia con los artículos 1 inciso a) y 3 de la Ley Ratifica Contrato Eléctrico SNE-CNFL, n.º 2 del 8 de abril de 1941. Asimismo, esta empresa debe cumplir con las políticas nacionales y sectoriales de energía, acorde con los artículos 17 inciso e) y 37 de la Ley n.º 8660, los cuales aluden a la obligación del ICE y sus empresas de cumplir con las directrices contenidas en el Plan Nacional de Desarrollo.
- 2.58. También, la JASEC y ESPH están sujetas a la dirección del rector del subsector energía y a la planificación nacional, pues ambas son empresas públicas. A saber, la primera, fue definida como una empresa pública, según se desprende de los artículos 1 y 2 de la Ley Crea la Junta del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC, n.º 3300 del 16 de julio de 1964, y sus reformas. La segunda, es empresa pública, organizada como una entidad privada, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia ESPH, n.º 7789 del 30 de abril de 1998.
- 2.59. Al respecto, el dictamen n.º C-108-89 de la Procuraduría General indica que “Esta interpretación encontraría fundamento en el hecho de que el Plan Nacional de Desarrollo debe necesariamente comprender el planeamiento y programación de la actividad de todo el sector público, sea el Estado, la Administración Pública descentralizada y las empresas públicas.”
- 2.60. Además, la Procuraduría General señala que esto es así porque el concepto de empresa pública se refiere a la entidad del Estado que desarrolla una actividad económica, es decir, destinada a la producción y cambio de bienes y servicios para un mercado, en forma habitual y continua, en régimen de competencia o monopolio. Así, la empresa pública puede asumir distintas modalidades organizativas: órgano, institución autónoma, semiautónoma, ente público estatal o no estatal o ente privado (dictámenes n.ºs C-080-86, C-063-96 y C-125-2013, así como opiniones jurídicas n.ºs OJ-050-96 y OJ-113-99).
- 2.61. También, la JASEC, ESPH y cooperativas de electrificación rural están sujetas al plan sectorial, así expresamente estipulado en el artículo 4 de la Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, n.º 8345 del 26 de febrero de 2002: “Con el fin de optimizar el uso de los recursos energéticos y garantizar un adecuado abastecimiento, los proyectos de generación eléctrica de las asociaciones cooperativas y de las empresas de servicios públicos municipales amparadas a la presente Ley, deberán ser compatibles con el Plan Nacional de Energía.”
- 2.62. Aunado a ello, el artículo 3 de la Ley n.º 8345 declara de utilidad e interés público las actividades de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica que realicen las asociaciones cooperativas y las empresas de servicios públicos municipales. Lo indicado, se considera fundamento para que a dichas entidades les resulte aplicable el deber de informar al ICE en su calidad de operador del SEN, y al Rector del subsector energía, acerca de su actividad en ese campo, así como el deber de que los proyectos de generación eléctrica que propongan sean compatibles con el Plan Nacional de Energía. Además, la JASEC, ESPH y las citadas cooperativas, son parte integral del SNI, y están obligadas a ajustarse a las disposiciones reglamentarias del ICE relativas a la operación integrada de dicho sistema, para preservar la seguridad y calidad de la energía, conforme con el artículo 5 de esa Ley.

- 2.63. Para un mayor abundamiento, la necesidad de propiciar la más amplia participación de los sectores públicos y privados en la tarea nacional de planificación, encuentra fundamento en el artículo 19 de la Ley de Planificación Nacional, el cual establece la obligación de integrar a los ministerios, instituciones autónomas y asociaciones privadas, con el objeto de dar unidad y coherencia a esta tarea.
- 2.64. Asimismo, el artículo 4 del Reglamento Orgánico del Poder Ejecutivo estipula que para lograr la rectoría, coordinar, articular y conducir las actividades de cada sector y asegurarse que éstas sean cumplidas conforme con las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo "...el Poder Ejecutivo deberá coordinar, dar seguimiento y evaluar los resultados de las diferentes actividades que realicen las instituciones de cada sector para ejecutar las políticas públicas sectoriales, regionales e institucionales. En determinadas materias de especial interés para el Estado, la rectoría del Poder Ejecutivo, como forma de acción estatal, puede extenderse al ámbito privado de conformidad con la ley".
- 2.65. De esta manera, las cooperativas de electrificación rural también deben ser parte del subsector energía, y por ende estar bajo la dirección intersubjetiva de su rector, según el artículo 2 inciso d) de la Ley n.º 8345, el cual las define como "Asociación cooperativa creada para solucionar primordialmente el problema común de la falta de energía eléctrica en las áreas rurales, así como su distribución y comercialización..."
- 2.66. Al respecto, la Procuraduría General señaló que si bien las cooperativas son entidades privadas, su constitución y funcionamiento responden a un interés público lo que impide considerarlas sujetas únicamente al principio de libertad y de autonomía de la voluntad. Es decir, la autonomía de la voluntad que rige el accionar cooperativo se subordina a los imperativos de optimización de los recursos energéticos, a la garantía de un adecuado abastecimiento y a la obligación de prestar un servicio público de calidad, con eficacia y eficiencia (dictámenes n.ºs 291-2011 y 19-2013).
- 2.67. La sujeción a estas regulaciones que exceden el ámbito propiamente cooperativo ha llevado a la Sala Constitucional a indicar que estas entidades se constituyeron con el objetivo concreto de prestar el servicio público de electricidad en una zona específica, quedando por ello sometidas a un fuerte régimen de derecho público. Por consiguiente, las cooperativas de electrificación rural ejercen una función pública y su desempeño se encuentra sujeto al principio de legalidad, contenido en los artículos 11 de la Constitución Política y de la Ley General de Administración Pública (sentencias n.º 2003-14728, 2008-2278, 2008-7794, 16495-2008, de la Sala Constitucional).
- 2.68. De modo que las cooperativas de electrificación rural quedan sujetas a los principios fundamentales del servicio público, para asegurar la continuidad, eficiencia, adaptación a todo cambio en el régimen legal o en la necesidad social que satisfacen y la igualdad de los usuarios. Ello, como lo dispone el artículo 4 en concordancia con el 225 párrafo 1º, ambos de la Ley General de Administración Pública, así como a los principios de economía y simplicidad establecidos en el artículo 269 párrafo 1º de dicha Ley.
- 2.69. En relación con estos principios, la Sala Constitucional ha resaltado su importancia, concibiéndolos como obligaciones constitucionales incuestionables que hacen surgir "...el derecho fundamental de los administrados al buen y eficiente funcionamiento de los servicios públicos", lo que supone la vinculación al bloque de legalidad, la eficiencia y eficacia en el ejercicio de las competencias, prerrogativas o potestades, en la prestación de los servicios públicos y en la regulación de los servicios de interés económico y social (sentencia n.º 2011-250).

- 2.70. Ahora bien, a efecto de que la dirección intersubjetiva y la planificación nacional se efectúen con eficiencia y eficacia, resulta imprescindible la coordinación del rector con todos los partícipes del subsector energía, y principalmente con el ICE y la ARESEP. En el caso del ICE, por su rol de encargado del desarrollo racional de las fuentes de energía del país, y unificación de los esfuerzos para satisfacer la necesidad de energía eléctrica, de conformidad con los artículos 1 y 2 incisos a), b) y g) del Decreto Ley n.º 449.
- 2.71. También acerca del rol del ICE, por su competencia de emitir disposiciones reglamentarias en materia de calidad y seguridad, conforme con el artículo 5 de la Ley n.º 8345. Asimismo, su papel de operador y responsable del SEN, y planificador de su expansión, para lo cual tiene que considerar una matriz diversificada, el aprovechamiento de los recursos naturales y el mínimo costo. Esto, según los artículos n.ºs 7, 20 y 22 de la norma técnica Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional, ART-NT-POASEN, aprobada por la Junta Directiva de la ARESEP, en artículo 3, acuerdo 1 de la sesión extraordinaria 19 del 31 de marzo de 2014.
- 2.72. De la misma forma, el rector tiene que coordinar con la ARESEP al constituir una institución autónoma parte del subsector energía, competente para fijar las tarifas, regular y fiscalizar a los prestadores de servicios públicos desde el punto de vista contable, financiero y técnico; comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio como inversiones, endeudamiento, nivel de ingreso, costos y gastos, rentabilidad o utilidad; para asegurar que los servicios públicos se brinden al costo. Al respecto, la Procuraduría General reconoce la discrecionalidad que amplía la esfera de acción de la ARESEP, a fin de determinar si existen inversiones o gastos no directamente relacionados con la prestación del servicio (dictámenes n.ºs C-329-2011 y C-242-2003).
- 2.73. También, la ARESEP tiene que procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios e intereses de los prestadores del servicio; formular y velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad para prestar el servicio en forma óptima. También, esa Autoridad tiene que emitir los reglamentos técnicos para que el prestador brinde de la mejor manera el servicio, y los usuarios reciban servicios públicos eficientes, competitivos y a costos reales. Asimismo, la ARESEP tiene la potestad de exigir a los prestadores estudios actualizados de demanda del servicio, crecimiento en el uso de los recursos naturales y planes de inversión actualizados, que respondan a las expectativas de crecimiento.
- 2.74. Esas competencias de la ARESEP tienen que ser ejercidas conforme con el Plan Nacional de Desarrollo, planes sectoriales y las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo. Además, tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para el servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras, entre otros. Ello, bajo criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan Nacional de Desarrollo. Lo anterior, según los artículos 1, 4, 6, 25, 31 y 45 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, n.º 7593 del 9 de agosto de 1996, y 7 del Reglamento a dicha Ley, Decreto Ejecutivo n.º 29732-MP del 16 de agosto de 2001.
- 2.75. Es así como, de prevalecer la falta de directrices de rectoría que permitan aplicar el principio de eficiencia en la evaluación y oportunidad de proyectos de generación de energía eléctrica para su optimización, la Hacienda Pública se coloca en riesgo de incurrir en costos de inversión y operación superiores a los necesarios, con la consecuente afectación de la tarifa eléctrica y de la competitividad del país.

## **ALTA VARIABILIDAD EN LA CAPACIDAD DISPONIBLE PARA GENERAR ELECTRICIDAD**

- 2.76. De acuerdo con sus características tecnológicas y constructivas, las plantas de generación de energía eléctrica pueden brindar energía firme o no firme. La energía firme se produce cuando la planta tiene reservorio energético o capacidad de almacenamiento del agua, combustible y otro recurso de generación, que garantice su uso a la capacidad máxima de potencia, por un periodo de operación continua superior a 24 horas.
- 2.77. La energía no firme o variable se genera cuando la planta de generación de energía eléctrica carece de la estructura física que le permita almacenar el recurso<sup>18</sup>. Estas plantas utilizan como recurso para generar por ejemplo el agua o el viento, cuya disponibilidad varía en el transcurso del tiempo, y por ende, pueden existir momentos en que resulten insuficientes para producir y aportar al SEN. Esta condición, resta firmeza al SEN y hace necesario contar con una alta capacidad instalada en plantas firmes, como son las hidroeléctricas con embalse que permitan generar por más de 24 horas continuas.
- 2.78. Al respecto, se determinó que el 77% de las plantas de generación de energía eléctrica del país, son de naturaleza no firme. Esto, ocasiona fluctuaciones en la capacidad efectiva del sistema, con momentos de escasez de recursos cuando no se alcanza niveles deseables de seguridad operativa, y momentos de exceso no requeridos para satisfacer la demanda nacional, por lo que se vierte agua en los ríos y se venden excedentes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)..
- 2.79. Las plantas de generación reportadas por el CENCE, clasificadas por su producción de energía firme y no firme, se muestran en la siguiente tabla n.º 1

---

18 Definiciones brindadas por el CENCE en presentación a la CGR el 21 de julio de 2015.

**Tabla n.º 1**  
**Plantas de generación de energía firme y no firme, al 2014 y 2016**

<b>Capacidad de planta en energía firme</b>				
<b>Tipo de planta</b>	<b>2014</b>		<b>2016*</b>	
	Núm.	MW	Núm.	MW
<b>Hidroeléctricas</b>	4	580,4	5	945,9
Arenal (157,4 MW)				
Dengo (180 MW)				
Pirrís (140 MW)				
Cachí (163 MW)				
Reventazón (305,5 MW)				
<b>Geotérmicas</b>				
<b>Térmicas</b>	6	197,4	6	192,4
<b>Biomasa<sup>19</sup></b>	8	501,8	7	481,8
	2	37,8	2	37,8
<b>Total firme</b>	<b>20</b>	<b>1.317,4</b>	<b>20</b>	<b>1.657,9</b>
<b>Capacidad de planta en energía no firme</b>				
<b>Tipo de planta</b>	<b>2014</b>		<b>2016*</b>	
	Núm.	MW	Núm.	MW
<b>Hidroeléctricas a filo de agua<sup>20</sup></b>	55	1.219,3	54	1.312,8
	8	193,8	11	270,8
<b>Eólicas</b>	1	1	1	1
<b>Solar</b>				
<b>Total no firme</b>	<b>64</b>	<b>1.414,1</b>	<b>66</b>	<b>1.584,6</b>
<b>Total</b>	<b>84</b>	<b>2.731,5</b>	<b>86</b>	<b>3.242,5</b>

\*Datos al 21 de julio de 2016<sup>21</sup>

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por el ICE.

- 2.80. Por su parte, la demanda máxima durante el periodo 2010-2014 fue de 1.632 MW, equivalente a un 59,7% de la capacidad instalada total del sistema, la cual es más del doble de la demanda máxima.
- 2.81. La situación descrita prevalece al 2016, pues de una capacidad instalada de 3.243 MW aportada por 86 plantas, 1.658 MW provienen de 20 plantas de energía firme y 1.585 MW de 66 plantas de energía no firme. Además, la demanda máxima en dicho año alcanzó 1.674,6 MW<sup>22</sup>, es decir, un 51,6% de la capacidad instalada.

19 La producción de energía de las plantas de biomasa es muy constante mientras haya disponibilidad del recurso (bagazo); por ello, fundamentados en los registros históricos, el CENCE la considera energía firme durante el periodo de la zafra. Así indicado por el CENCE mediante correo electrónico del 11 de octubre de 2014.

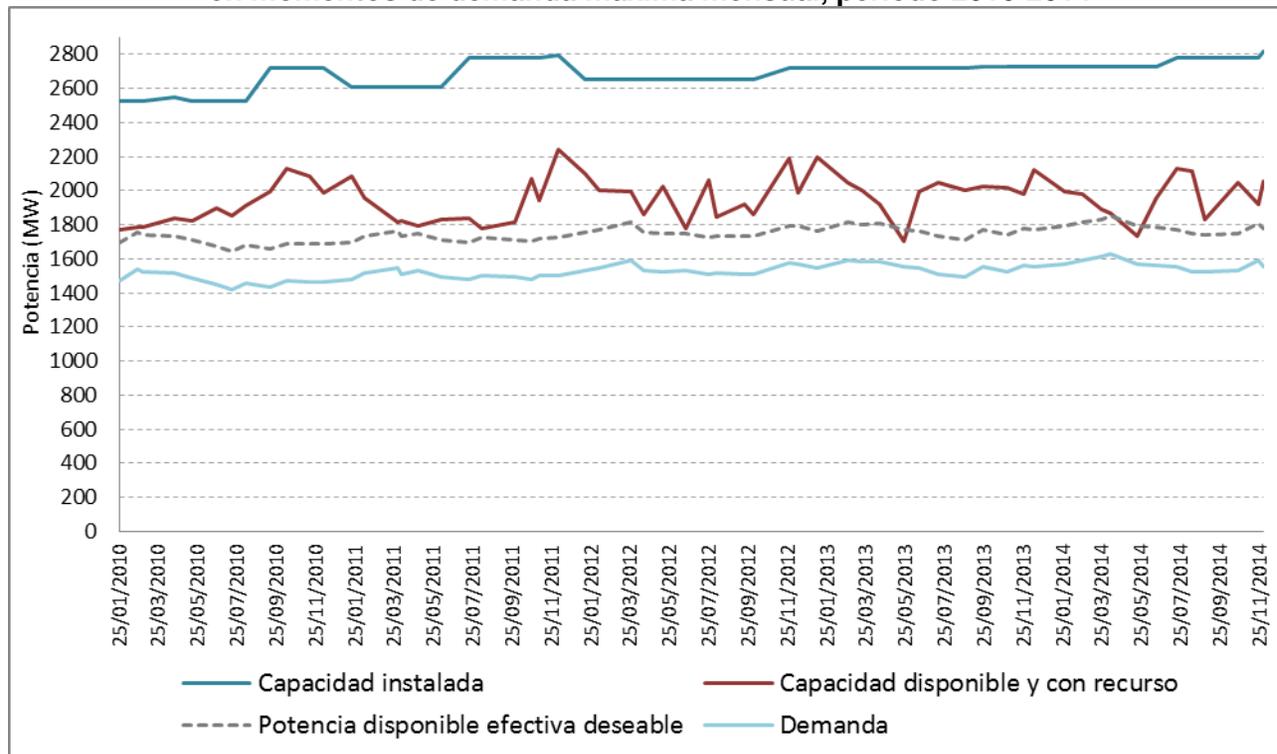
20 Las plantas hidroeléctricas a filo de agua son aquellas que no cuentan con embalse de almacenamiento, o este no les permite almacenar suficiente agua para generar a máxima capacidad durante más de 24 horas continuas.

21 Datos al 21 de julio de 2016. Se considera la capacidad instalada total de Reventazón (305,5 MW), aunque a esa fecha se encontraban en operación 3 de las 4 unidades principales (73 MW cada una) y la minicentral de compensación ecológica (13,5 MW). La cuarta unidad entró a operar en setiembre de 2016.

22 Demanda máxima del periodo comprendido entre el 01 de enero al 30 de julio de 2016, correspondiente a marzo, según correo electrónico del 11 de octubre de 2016, del CENCE.

- 2.82. Al respecto, el análisis de indicadores muestra que de la capacidad instalada total del periodo 2010-2014, el 30% en promedio no se encontraba en condiciones de producir electricidad, debido a indisponibilidades por mantenimiento o falta de recurso energético para generar. En consecuencia, únicamente el 70%, constituye potencia efectiva, entendida esta como la suma de las capacidades de las plantas que no están en mantenimiento y cuentan con recurso energético para generar.
- 2.83. Además, dichos indicadores muestran que la capacidad instalada es casi el doble de la demanda máxima y momentos críticos para la operación<sup>23</sup>, sea 1,8 veces la demanda cuando se presenta el mayor consumo eléctrico del día. Así, esta proporción aumentaría ante situaciones de menor estrés para el sistema. El comportamiento de la potencia efectiva disponible en el sistema durante los momentos de demanda máxima mensual para el período 2010-2014, muestra fluctuaciones estacionales año con año, como se aprecia en el gráfico n.º 5.

**Gráfico n.º 5**  
**Potencia efectiva en relación con la demanda y capacidad instalada del SEN**  
**en momentos de demanda máxima mensual, periodo 2010-2014**



Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por el ICE.

- 2.84. Para analizar la razonabilidad de la potencia efectiva real, el gráfico utiliza como punto de comparación la demanda máxima y la potencia efectiva deseable, que corresponde a la potencia mínima necesaria para atender la demanda de forma segura<sup>24</sup>.

23 El CENCE indica que los momentos críticos para la operación del SEN se dan entre las 13:15 y las 15:45 y entre las 18:15 y las 20:30, cuando la demanda es alta.

24 El CENCE indica que la potencia disponible efectiva deseable es aquella que permite cubrir la demanda, la reserva rodante mínima (5% de la demanda) y la reserva fría mínima deseable definida como “aquel valor de reserva fría que

2.85. Así, el gráfico muestra para el periodo 2010-2014 una sucesión de valles y picos de potencia efectiva, a saber:

- a) El 23 de febrero de 2010, en el momento de máxima demanda del mes se requería 1.756 MW para atender la demanda y operar con las reservas de seguridad necesarias (potencia efectiva deseable), y se contaba con 1.788 MW. Esta potencia era suficiente para operar de forma segura y presentaba una capacidad ociosa de 32 MW, o sea 2% de la demanda en ese momento. En contraste, el 11 de octubre de 2010, en la máxima demanda del mes se contaba con 2.128 MW de potencia efectiva para cubrir 1.691 MW de potencia efectiva deseable, por lo que sobraron 437 MW, que equivalen al 30% de la demanda.
- b) La situación de valles y picos se repite en los años siguientes. Por ejemplo, en demanda máxima de mayo de 2011 la capacidad ociosa fue de 42 MW, que es el 3% de la demanda; mientras que, en el momento de máxima demanda de diciembre de ese año alcanzó 520 MW, o sea el 35% de la demanda.
- c) En el 2012 la capacidad ociosa varió entre 31 MW en junio y 394 MW en noviembre, o sea entre el 2% y 25% de la demanda, respectivamente.
- d) En enero de 2013 se tuvo una capacidad ociosa de 437 MW, lo cual representa el 28% de la demanda, mientras que en mayo se generó un faltante de 65 MW, o sea el 4% de la demanda, pues la potencia efectiva real se ubicó por debajo de la potencia efectiva deseable.
- e) En mayo de 2014 se dio un faltante de 58 MW, que es el 4% de la demanda, y en agosto de ese año una potencia ociosa de 368 MW que representa el 24% de la demanda.
- f) Los faltantes mencionados implican que en esos momentos el sistema operó por debajo de los niveles de seguridad deseables.

2.86. Las situaciones descritas corresponden al momento de máxima demanda mensual, en virtud de que la demanda máxima representa una situación extrema para el despacho, y permite observar la holgura o escasez de recursos energéticos con los que cuenta el CENCE para operar, cuando más los necesita.

2.87. Además, el CENCE indicó<sup>25</sup> que los momentos críticos para la operación del SEN, ocurren cuando se presenta una combinación de factores como son: mayor temperatura ambiente, escasa nubosidad, baja velocidad del viento y caudales muy bajos en plantas con baja capacidad de almacenamiento. Estas circunstancias, reducen de manera importante la reserva fría de generación, o sea aquella potencia que se puede obtener en menos de 15 minutos. Esto ocurre durante la transición entre la estación seca y la lluviosa, principalmente en abril y mayo, y en ocasiones en febrero, marzo y junio.

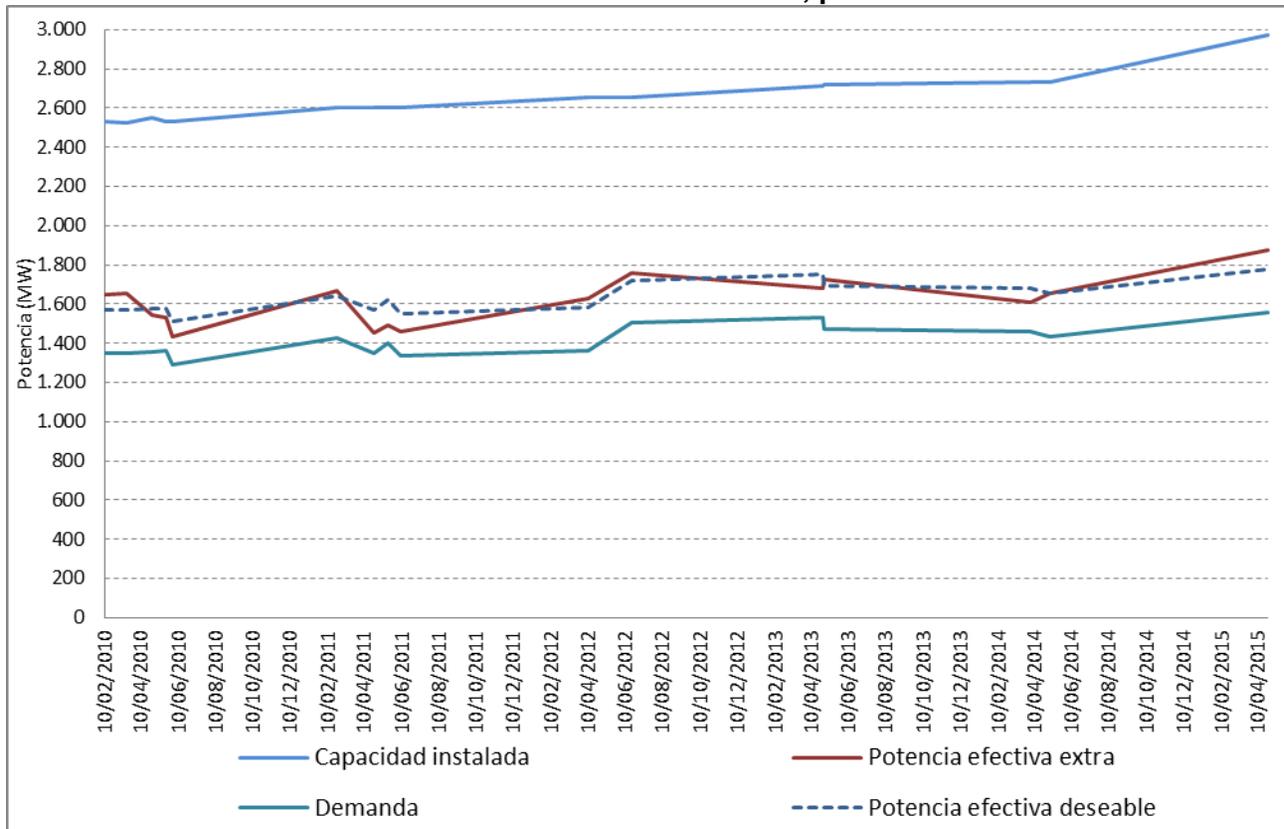
2.88. En este sentido, la información relacionada con los momentos considerados por el CENCE como los más críticos en el periodo del 2010 al 2015, se muestra en el gráfico n.º 6.

---

permitiría contar con recursos para evitar los disparos de carga ante la mayor pérdida neta de generación (pérdida súbita de la barra de 230 kV de la subestación Corobicí, que corresponde a 220 MW) como consecuencia de una contingencia sencilla o múltiple”.

25 Mediante oficio nro. 0810-475-2016 del 17 de junio de 2016.

**Gráfico n.º 6**  
**Potencia efectiva en relación con la demanda y la capacidad instalada del SEN en momentos críticos del CENCE, periodo 2010-2015**



**Fuente:** Elaboración propia con datos proporcionados por el ICE.

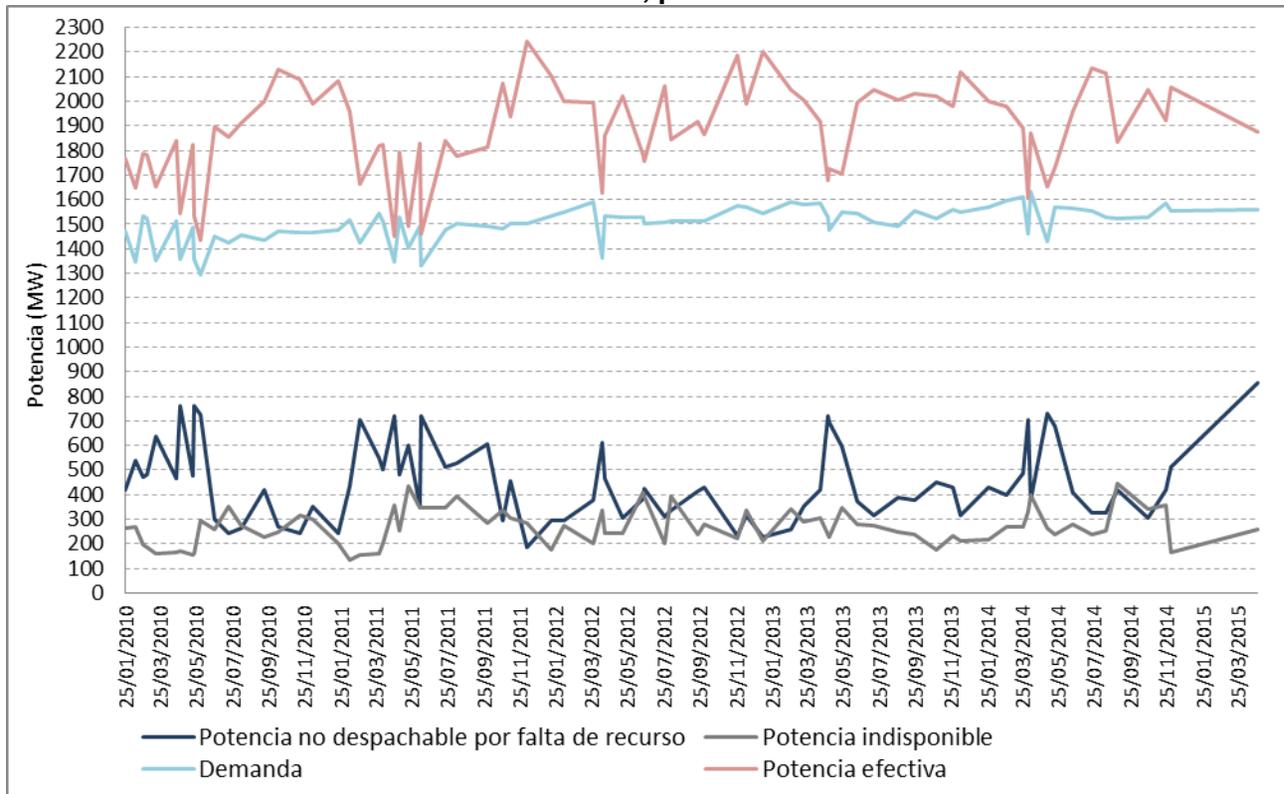
- 2.89. Como se observa, en los momentos calificados como críticos por el CENCE la seguridad del sistema se ve mucho más comprometida que durante la demanda máxima. Así, en 8 ocasiones la potencia efectiva logró cubrir la demanda de manera estrecha, pero no fue suficiente para resguardar las reservas de seguridad (no alcanzó la potencia efectiva deseable), mostrando faltantes de potencia de hasta 130 MW el 20 de mayo de 2011 a las 13:45 horas, lo cual representa el 9% de la demanda registrada.
- 2.90. Al considerar todos los casos expuestos, se observan variaciones que van desde una potencia ociosa de 520 MW en demanda máxima (equivalente a la capacidad máxima de Reventazón, Garabito y Tejona juntos), hasta faltantes de 130 MW en momentos críticos (poco menos que la capacidad de Pirrís, de 140 MW).
- 2.91. El impacto de esta variabilidad se puede analizar mediante el indicador denominado Riesgo de racionamiento eléctrico, que compara la demanda máxima mensual con la potencia disponible efectiva, para el periodo del 2010 al 2014. Para ello, se utiliza como parámetro que para atender la demanda máxima de forma segura el sistema debe contar con una potencia efectiva del 115%.

- 2.92. Este parámetro se explica porque la potencia para operar el sistema debe cubrir la demanda en un 100% más un 15% de reserva rodante y reserva fría. Este 15% está conformado por: la reserva rodante en un 5% de la demanda en todo momento, según el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y la norma AR-NT-POASEN y la reserva fría mínima deseable que ronda un 10% de la demanda según los datos históricos del ICE. También, se tiene que los programas de mantenimiento no deben disminuir la reserva fría mínima deseable a valores menores que este 10%<sup>26</sup>.
- 2.93. Los resultados de la comparación muestran que la potencia efectiva es en promedio un 128% de la demanda máxima mensual, lo cual cumple el parámetro pues resulta mayor al mínimo de 115% para garantizar la seguridad. Sin embargo, hubo 3 ocasiones dentro del periodo 2010 al 2014 en las cuales no se cumplió con ese mínimo: en mayo de 2013 fue de 110%, en abril de 2014 del 114% y en mayo de ese mismo año de 110%.
- 2.94. Lo anterior, concuerda con el gráfico n.º 5 que muestra durante el momento de demanda máxima de mayo 2013 y 2014, un faltante de potencia efectiva de 65 MW y 58 MW, respectivamente. En estas circunstancias, se impide operar con la seguridad mínima deseable que permita al SEN soportar la mayor pérdida neta de generación, en caso de que presente, sin tener que recurrir a una desconexión parcial del sistema.
- 2.95. Así, la magnitud de la potencia que no se puede utilizar para generar por falta de recurso (potencia no despachable) es significativa para el sistema, y alcanzó un promedio de 450 MW (30% de la demanda) y un máximo de 853 MW en el periodo 2010-2014. Por su parte, la potencia indisponible debido al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo es más estable, ubicándose entre 133 MW y 445 MW, para un promedio de 269 MW (18% de la demanda). Este comportamiento se muestra en el gráfico n.º 7.

---

<sup>26</sup> Jané La Torre, E. y Tamayo Pereyra, R. (2009). *Supervisión de la verificación de la disponibilidad de las unidades de generación del SEIN* (p. 25). Lima: Osinergmin.

**Gráfico n.º 7**  
**Potencia no despachable e indisponible por falta de recurso en demanda máxima mensual y momentos críticos, periodo 2010-2015**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del ICE, distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural.

- 2.96. En este gráfico se observa cómo las fluctuaciones en la potencia efectiva real para generar coinciden con las variaciones en la potencia no despachable por falta del recurso; de esta forma, cuando la falta de recurso es alta la potencia efectiva es baja, ambas con un comportamiento estacional. Lo anterior, demuestra el impacto que tiene la generación no firme sobre la capacidad efectiva del sistema, al relacionar los momentos en los que se vio comprometida la seguridad operativa con los picos en la falta de recursos energéticos.
- 2.97. Además, se analizó la reserva rodante real durante los instantes de máxima demanda de cada mes. Esta reserva debe cumplir con los siguientes parámetros mínimos: 60 MW para los momentos anteriores al 1 de junio de 2013, siendo este el criterio establecido por el CENCE, y posterior a esta fecha es del 5% de la demanda en todo momento, así regulado en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
- 2.98. Al respecto, el 17 de abril de 2013 el CENCE reporta 2 incumplimientos del parámetro de 60 MW de reserva rodante, criterio vigente en ese momento. El primero se presentó antes del pico máximo de demanda, pues esta se incrementó, lo cual fue subsanado rápidamente mediante la sincronización de una nueva unidad de generación. El segundo, tuvo una duración de 9 minutos justo durante el pico de demanda, debido a que disminuyó la generación eólica en 18 MW cuando se operaba con la reserva rodante al mínimo. La situación se solventó al entrar en operación la unidad 1 de la planta hidroeléctrica Ventanas-Garita, que se encontraba fuera de línea para recuperar el nivel de su embalse.

- 2.99. La naturaleza de los eventos descritos durante los cuales el CENCE no pudo garantizar los niveles mínimos de reserva rodante, muestra su nexo estrecho con la composición altamente variable de la matriz de generación eléctrica del SEN, basada cada vez más en energías no firmes. La disminución súbita y hasta cierto punto impredecible del recurso variable de generación, en este caso el eólico, afectó de manera directa la seguridad del sistema.
- 2.100. También, el CENCE utiliza como indicador de la seguridad operativa del SEN la Reserva de contingencia disponible, conformada por: reserva rodante, reserva fría de arranque rápido (la hidroeléctrica) y magnitud de la carga desconectable mediante esquemas de disparo de carga por baja frecuencia<sup>27</sup>. De esta forma, se puede soportar contingencias de magnitudes mayores.
- 2.101. El análisis del indicador de cita revela que el sistema fue seguro durante el periodo 2010-2014, pues cumplió con el parámetro de reserva de contingencia establecido por el CENCE de mayor o igual que 220 MW, durante el momento más crítico de cada año, desde el punto de vista del desequilibrio entre la generación y la demanda<sup>28</sup>.
- 2.102. Se acota que en los momentos en los cuales los recursos para la generación fueron muy abundantes en comparación con la demanda nacional, el ICE colocó cada vez mayor cantidad de excedentes en el MER durante el periodo 2010-2014; aunque, quedaron excedentes sin utilizar. Así, en dicho periodo se evidencia que hay una tendencia al aumento de la exportación de energía y a la disminución del excedente no comercializado. Por ejemplo, en el 2010 hubo excedentes potenciales por 145.148 MWh, de los cuales se exportó en el MER 38.367 MWh y se vertió agua con capacidad de generar 106.781 MWh (excedente no comercializado). En el 2014 se contó con capacidad de generación de energía no requerida por 97.412 MWh, de la cual se exportaron 69.749 MWh y no se comercializó excedente por 27.663 MWh. Esta situación se acentúa con la incorporación de la planta hidroeléctrica Reventazón que generará un promedio anual de 1.572.800 MWh anuales de energía.
- 2.103. La variabilidad en la capacidad efectiva de generación eléctrica en el SEN, originada en la incorporación cada vez mayor de plantas de energía no firme, se fomenta mediante factores establecidos en directrices y políticas de gobierno, así como normas legales, que condicionan la optimización del proceso de expansión.
- 2.104. Al respecto, la directriz n.º 15-MINAET del 15 de abril de 2011 solicita al ICE completar, a la brevedad posible, la cuota máxima permitida de generación privada (30% de la capacidad del SEN), en correspondencia con las metas del VI Plan Nacional de Energía<sup>29</sup>. Los generadores privados únicamente utilizan fuentes renovables no firmes en el desarrollo de plantas, las cuales pueden contar con una potencia menor o igual que 20 MW y menor o igual que 50 MW, según las leyes n.ºs 7200 y 7508.

<sup>27</sup> El CENCE indica que la reserva de contingencia incluye los esquemas de disparo de carga automático y manual, y advierte que este tipo de acciones son necesarias pero no deseables, pues afectan la continuidad del servicio a un grupo determinado de abonados.

<sup>28</sup> El CENCE indica que estos momentos críticos son diferentes a los utilizados para medir la potencia efectiva en comparación con la demanda (gráfico n.º 6), donde la característica es la escasez de recursos para generar; mientras, estas mediciones (una por año) son los eventos más críticos del desequilibrio entre la generación y la demanda, pues causaron las mayores caídas de la frecuencia eléctrica, y no necesariamente son eventos de mayor riesgo para la operación del SEN.

<sup>29</sup> VI Plan Nacional de Energía 2012-2030, sección 5.4 Políticas y estrategias, Cuadro N.º 6 Líneas de acción para el Subsector Electricidad - Estrategia 1.1: Línea de acción: "Incrementar la participación del sector privado y las empresas distribuidoras, en el desarrollo de proyectos de energía renovable, impulsando el ingreso de nuevas fuentes financieras", Metas: "Aumentar a un 30% las compras a generadores privados, según lo permite la normativa actual", "Incrementar a un 25% la participación de las empresas distribuidoras en la generación".

- 2.105. Otro factor, es la potestad legal de las distribuidoras públicas y las cooperativas de electrificación rural, que las circunscribe al uso de fuentes renovables para generar energía eléctrica, con el fin de abastecer su propia área de concesión. Estas empresas han construido únicamente plantas de reducida capacidad (15 MW en promedio), que producen energía no firme. También, la directriz n.º 15-MINAET y el VI Plan Nacional de Energía impulsaron el crecimiento del desarrollo de proyectos por parte de estas empresas, buscando que alcanzaran hasta un 25% de la capacidad del SEN.
- 2.106. La política pública es otro factor que ha orientado la utilización al máximo de las fuentes renovables para la generación eléctrica, con el propósito de lograr en el 2021 ser el primer país que produzca el 100% de la electricidad que consume, a partir de fuentes renovables de energía<sup>30</sup>. Esto, limita el uso de generación térmica con combustibles fósiles al mínimo, a pesar de que es la opción más común de energía firme, utilizada para respaldo en Costa Rica.
- 2.107. Por último, constituye otro factor de alta relevancia la falta de suficientes controles de rectoría que permitan aplicar el principio de eficiencia a los proyectos propuestos por las empresas distribuidoras en la actividad de planificación de la expansión de la generación de energía. Por lo que, se incluyen en su totalidad estos proyectos en la matriz de energía eléctrica, sin un análisis de optimización para obtener planes de mínimo costo.
- 2.108. En un sistema de generación basado en fuentes renovables como el de Costa Rica, conforme aumenta la participación de plantas de esta naturaleza, en similar proporción debe aumentar el respaldo energético necesario, para evitar fallas en la seguridad del sistema asociadas a la variabilidad de su recurso fuente. Esta situación, ocasiona requerimientos de capacidad instalada que debe proporcionar el ICE, y por ende, afecta las tarifas de generación.
- 2.109. Al respecto, el ICE señaló en el PEG 2014-2035 las consecuencias económicas del aumento del uso de fuentes renovables no firmes, si no se dispone del complemento necesario para asegurar la continuidad del servicio, para lo cual considera que las plantas térmicas son idóneas. Así, indicó que no disponer de la adecuada capacidad térmica eleva desmesuradamente los costos de producción, pues, el respaldo se debería atender mediante otras tecnologías renovables, que aunque pueden tener costos operativos bajos, tienen costos de inversión mayores<sup>31</sup>.
- 2.110. Además, a partir del 2010 se incrementó el riesgo de mantener respaldo con tecnologías que elevan los costos de producción, pues a su vez lo hizo la proporción de plantas de energía no firme con respecto a las térmicas, como se muestra en la tabla n.º 2.

---

<sup>30</sup> Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, meta sectorial 3.2.4 Suministro de energía y uso de hidrocarburos: “Mejorar tecnológicamente y reestablecer los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía, reduciendo el uso de hidrocarburos en la producción de energía eléctrica, y sentando las bases para ser, en el año 2021, el primer país del mundo que produzca el 100% de la electricidad que consume a partir de fuentes renovables de energía”.

<sup>31</sup> Plan de Expansión de la Generación 2014-2035, sección 13.6.1 Función del complemento térmico.

**Tabla n.º 2**  
**Relación entre plantas de energía no firme y plantas térmicas, periodo 2010-2014 y 2016**

Año	Plantas energía no firme	MW	Plantas térmicas	MW	Relación en núm. plantas	Relación en MW
2010	59	1.241,2	11	713,1	5,4	1,7
2011	57	1.247,9	10	623,1	5,7	2,0
2012	61	1.338,2	9	513,1	6,8	2,6
2013	62	1326,9	9	513,1	6,9	2,6
2014	64	1.414,1	8	501,8	8,0	2,8
2016	66	1.584,6	7	481,8	9,4	3,3

\*Datos al 21 de julio de 2016.

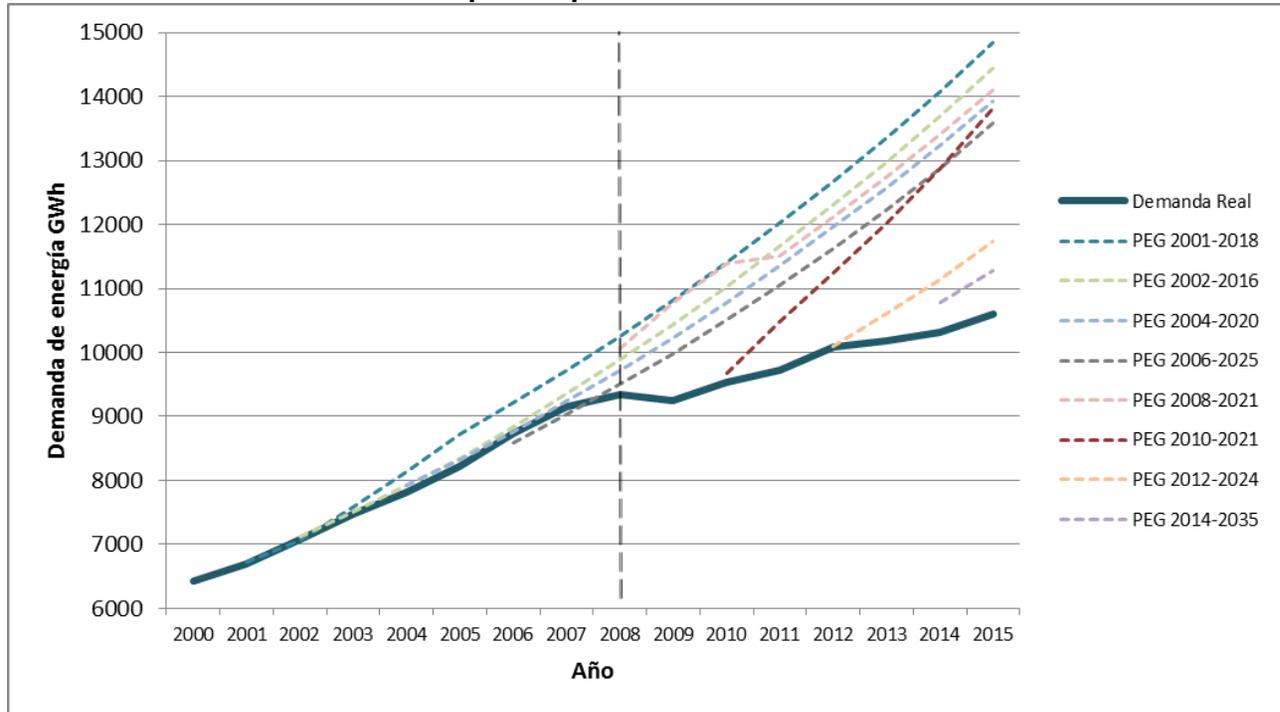
**Fuente:** Elaboración propia con datos del ICE para el 2010-2014, actualizados para el 2016.

- 2.111. La tabla anterior muestra que en el 2014 el SEN tenía una capacidad instalada variable de 1.414 MW en comparación con 502 MW térmicos; mientras que al 21 de julio de 2016 la capacidad variable aumentó a 1.585 MW y la térmica disminuyó a 482 MW. Además, en el periodo de obras en construcción el PEG 2014-2035 no incluye ninguna planta térmica, sino que la mayoría son proyectos de generación no firme, excepto la planta Reventazón que se encuentra operando y es una hidroeléctrica de energía firme por el tamaño de su embalse.
- 2.112. En consecuencia, se presenta el riesgo de incremento en el costo por cuanto el SEN cuenta con aproximadamente un 77% de plantas que no trabajan a su máxima capacidad, porque en algunos momentos no tienen recursos energéticos para operar. Sin embargo, estas plantas tienen costos de operación y mantenimiento fijos que deben cubrirse independientemente de su uso. Lo anterior, puede encarecer el precio de la electricidad que pagan los usuarios finales, pues las tarifas del servicio se fijan para cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

### **PÉRDIDA DE PRECISIÓN EN LAS ESTIMACIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA**

- 2.113. A partir de 2008, la precisión de las estimaciones de demanda eléctrica efectuadas por el ICE y utilizadas en los planes de expansión de la generación disminuyó, por lo cual se incrementó la brecha entre estas y los valores de demanda reales. El crecimiento medio anual de la demanda real de energía de los años 2001 al 2008 fue del 4,9%, y el error absoluto promedio de las estimaciones efectuadas por el ICE en ese período con respecto a los valores reales del 1,46%. No obstante, en años posteriores el crecimiento medio anual de la demanda fue del 1,8%, mientras el error absoluto promedio de las estimaciones para ese período ascendió al 13,84%.
- 2.114. El comportamiento de la demanda real de energía eléctrica durante los últimos 15 años y las proyecciones realizadas por el ICE en cada PEG, se muestran en el siguientes gráfico n.º 8.

**Gráfico n.º 8**  
**Demanda de energía anual real y proyectada según Plan de Expansión**  
**para el periodo 2000-2015**



Fuente: Elaboración propia con base en información del ICE.

2.115. El gráfico muestra que el 2008 constituye un punto de inflexión en la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica. Por ejemplo, las proyecciones de demanda de los PEG anteriores al 2008 difieren de las estimaciones en promedio un 0,21% para el primer año estimado, mientras los PEG posteriores a ese año muestran una desviación promedio mayor del 3,37% para ese primer año. Las desviaciones promedio en las estimaciones por año utilizadas en los PEG anteriores y posteriores al 2008 y el promedio histórico, se muestran en la siguiente tabla n° 3.

**Tabla n.º 3**  
**Desviaciones anuales promedio de la demanda de energía y potencia estimadas y reales, para los PEG anteriores y posteriores al 2008**

Año de estimación	PEG anteriores al 2008 <sup>1/</sup>		PEG posteriores al 2008 <sup>2/</sup>		Promedio Histórico	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
Primero	0,21%	2,79%	3,37%	5,09%	1,79%	3,94%
Segundo	0,07%	3,24%	8,71%	12,03%	4,39%	7,63%
Tercero	1,11%	5,42%	12,95%	16,62%	6,18%	10,22%
Cuarto	3,58%	8,48%	15,69%	23,47%	8,77%	14,90%
Quinto	5,41%	10,65%	22,38%	30,04%	11,07%	17,11%
Sexto	8,00%	14,80%	27,62%	39,00%	14,54%	22,86%
Sétimo	10,09%	17,95%	29,83%	37,87%	14,04%	21,93%
Octavo	14,88%	24,10%	32,98%	46,90%	18,50%	28,66%
Noveno	18,98%	28,74%	n.d.	n.d.	18,98%	28,74%
Décimo	22,75%	35,01%	n.d.	n.d.	22,75%	35,01%
Mayor al Décimo	30,40%	43,79%	n.d.	n.d.	30,40%	43,79%

<sup>1/</sup> PEG 2001-2018, PEG 2002-2016, PEG 2004-2020, PEG 2006-2025.

<sup>2/</sup> PEG 2008-2021, PEG 2010-2021, PEG 2012-2024, PEG 2014-2035.

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos suministrados por el ICE y de los PEG.

- 2.116. Es así como, a partir del 2012 el ICE sustituyó el método de estimación econométrico de cointegración<sup>32</sup> para proyectar la demanda de energía, por uno de Redes Neuronales Artificiales (ANN por sus siglas en inglés), el cual permite reducir el error de predicción entre un conjunto de métodos alternativos<sup>33</sup>. No obstante, las desviaciones para los años 2014 y 2015 (dos primeros años del PEG 2014-2035) fueron un 4,5% y 6,3% lo cual resulta mayor al promedio histórico total para los dos primeros años de estimación, cuyo valor fue de 1,79% y 4,39% respectivamente. El modelo de demanda del ICE no ha sido revisado como lo prevé el objetivo 3.1.1. inciso b) del Plan Nacional de Energía 2015-2030.
- 2.117. Debido a que el método de Redes Neuronales Artificiales utiliza las mismas variables de entrada y supuestos del modelo econométrico de cointegración definidas en el 2003, con base en una relación estadística del periodo 1983-2001, es posible derivar que la pérdida en la precisión de las estimaciones de demanda esté influenciada por elementos relacionados con la suficiencia y/o pertinencia de las variables explicativas del modelo, y el uso de supuestos de estimación optimistas en su comportamiento futuro; lo cual no se encuentra suficientemente justificado.
- 2.118. En la proyección de demanda 2011-2033, el ICE supuso que el comportamiento económico más probable para Costa Rica en el largo plazo, era un crecimiento medio anual del PIB del 5,5%, equivalente al máximo porcentaje de crecimiento medio anual histórico en un período consecutivo de 10 años (entre 1998 y 2007). Además, en las estimaciones de demanda de los

<sup>32</sup> Otero (2003). "Modelos de Proyección de la demanda contemplado en el uso racional de energía del desarrollo eléctrico". Informe Final. Consultoría. Instituto Costarricense de Electricidad. Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Marzo 2003.

<sup>33</sup> Instituto Costarricense de Electricidad (2012) "Comparación entre métodos para la proyección de la demanda de energía eléctrica a largo plazo". Centro de Investigación en Sistemas de Potencia. Informe CISP-2012-C13.

años 2009, 2011 y 2013 no se encontró suficiente justificación para la selección de los crecimientos históricos de las variables económicas<sup>34</sup>, ni en la estimación de los escenarios de precios<sup>35</sup>. Por ejemplo, los escenarios alto y bajo suponen un crecimiento y decrecimiento anual de 2,5% hasta el 2021, y a partir de ahí, un nivel de precios constante. Al respecto, no se encontró suficiente justificación de los valores asumidos.

- 2.119. De acuerdo con el ICE, el escenario base de proyección es el de mayor probabilidad de ocurrencia, siendo los escenarios alto (optimista) y bajo (pesimista) situaciones extremas, producto de un análisis de sensibilidad en el modelo de estimación. No obstante, a partir del 2009, el ICE sustituye los valores del escenario base para los primeros 5 años de estimación, por los valores de las proyecciones del escenario alto, o bien, por los que resultan del cálculo del máximo crecimiento previsible en el corto plazo<sup>36</sup>, el que sea mayor. Esto con la finalidad de confirmar si el conjunto de plantas de generación planificado, es suficientemente robusto como para enfrentar el máximo crecimiento de la demanda. El resultado, es que la cartera de proyectos planificada para el corto plazo coincide con un escenario de demanda extremo y de menor probabilidad de ocurrencia.
- 2.120. A su vez, el escenario alto combina un máximo histórico de crecimiento económico, junto con un decrecimiento real del 2,5% anual en los precios de la energía. Este supuesto es poco realista, pues la actividad económica y el nivel de precios de la energía eléctrica no son variables independientes. Por el contrario, una elevada actividad económica tiende a presionar el alza de los precios de la energía.
- 2.121. Asimismo, se comprobó que no se cuenta con un parámetro que establezca el nivel de confianza de las estimaciones con respecto a la demanda real, lo cual, según buena práctica internacional, se requiere para establecer medidas oportunas orientadas a mejorar el pronóstico (NAO, 2015)<sup>37</sup> y resulta congruente con el objetivo de obtener un pronóstico con la mayor precisión posible. Lo anterior, adquiere relevancia dada la complejidad e incertidumbre inherente a este tipo de modelos de pronóstico, y a la naturaleza de los determinantes de la demanda de energía eléctrica, sobre los cuales no se tiene control, como por ejemplo, el precio de bienes sustitutos, el ingreso personal, el consumo privado y el cambio tecnológico.
- 2.122. De conformidad con Harris (2006), obtener información sobre la demanda es una actividad básica para la optimización del despacho eléctrico, pues apunta que la información clave sobre demanda incluye considerar no sólo los perfiles de los años previos y anteriores, la tendencia de la producción nacional y la intensidad energética, sino también otras variables relacionadas con el pronóstico de clima y la urbanización, los cambios en los patrones de consumo, las tendencias de equipos eléctricos domésticos, cambios en los incentivos financieros, las instalaciones y tendencias de la generación distribuida, entre otros cambios en la infraestructura de transmisión y distribución.

---

34 Las variables económicas incluyen Valor Agregado Industrial (VAI): industria manufacturera; Valor Agregado Industrial Ampliado (VAIA): VAI + agricultura, silvicultura y pesca; Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA): comercio, restaurantes y hoteles, electricidad y agua, extracción de minas y canteras, construcción, servicios de administración pública, actividades inmobiliarias, servicios comunales, sociales y personales, servicios financieros y seguros y; transporte, almacenaje y comunicaciones.

35 La variable precio se refiere al precio medio de venta de electricidad que es un promedio del precio de venta por sector de todas las distribuidoras de energía.

36 El criterio del máximo crecimiento previsible hace referencia a los siguientes ajustes sobre el escenario base: i) la demanda del año 1 se amplifica por un factor de 2%, ii) la demanda del año 2 se amplifica por un factor de 3%, iii) la demanda de los años 3, 4 y 5 se amplifica por un factor de 4%, y iv), si la demanda del año 6 y siguientes es menor que el valor amplificado del año 5, se mantendrá la demanda modificada del año 5 hasta que la proyección alcance ese valor.

37 National Audit Office (2016) "Framework to review models". Autores: Elliott White and Thomas Jordan.

- 2.123. La razonabilidad de los supuestos no determina la capacidad de pronóstico de un modelo, pero se espera que un modelo bien especificado y documentado, con supuestos sustentados técnicamente, presente una mayor capacidad predictiva que aquellos modelos con problemas de especificación y supuestos con poca veracidad<sup>38</sup>.
- 2.124. Además, desde la perspectiva económica, mejorar la precisión de las estimaciones se considera crítico para la calidad del modelo, bajo la premisa de que cualquier disminución del error de pronóstico representa una mejora en el precio y en la calidad del servicio.<sup>39</sup> En este sentido, utilizar un método más preciso permite optimizar la asignación de la energía en el tiempo y precisar las inversiones, para no incurrir en una sobre o subinversión.<sup>40</sup>
- 2.125. La pérdida de precisión en la estimación de la demanda de energía resulta inconveniente, pues el crecimiento de la demanda energética es el elemento central que impulsa las necesidades de aumento de la capacidad del sistema de generación y de la oferta en general, según lo establece el VII Plan Nacional de Energía.
- 2.126. Por consiguiente, una eventual sobreestimación de demanda de energía puede tener repercusiones en las decisiones de inversión que inciden en el aumento del costo de la energía y tienen efectos sobre la competitividad y economía del país<sup>41</sup>. Los efectos negativos de un pronóstico impreciso, superior a la demanda real, se asocian a costos incrementales ocasionados por un alto precio de generación en una red sobre-dimensionada (Sanjinés, 2011).

### 3 CONCLUSIONES

- 3.1. La generación de energía eléctrica es un servicio público estratégico, pues de este depende el suministro de electricidad a los usuarios en condiciones de calidad, cantidad, continuidad y al mínimo costo. Este servicio es eficaz, por cuanto mediante la matriz de energía eléctrica se cubre el consumo nacional, con los requerimientos de seguridad estipulados. Sin embargo, no resulta eficiente, pues el proceso para planificar la expansión de la generación carece de las regulaciones de rectoría necesarias para propiciar el análisis riguroso del costo de los proyectos desde que son formulados, incluyendo su admisión como parte del Plan de Expansión de la Generación que elabora el ICE.
- 3.2. Esta situación es resultado de un modelo nacional de producción de energía eléctrica distorsionado, en el cual el ICE es un generador eléctrico más, pero a la vez responsable de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, de garantizar el suministro de energía a la población y planificar la expansión de la generación bajo criterios de mínimo costo. Este modelo ha propiciado vacíos de actuación, lo cual no garantiza el análisis riguroso que filtre proyectos inconvenientes para el Sistema Eléctrico Nacional, desde el punto de vista técnico y económico.

---

38 Ídem

39 Sanjinés Tudela, G. N. (2011). Análisis y pronóstico de la demanda de potencia eléctrica en Bolivia: una aplicación de redes neuronales. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, (15), 45-77.

40 Palma Llewellyn, A. (2015). Pronóstico de demanda de energía y potencia eléctrica en el largo plazo para la red de Chilectra S.A. utilizando técnicas de minería de datos.

41 Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2014-2035.

- 3.3. Tampoco este modelo prevé la sujeción de los proyectos de generación propuestos por el ICE a un control superior, que brinde a la ciudadanía seguridad razonable de la pertinencia de las decisiones del Instituto en materia de generación de energía eléctrica. De esta forma, es fundamental la función de rectoría que ejerce el Ministro de Ambiente y Energía, como tutelar en la unidad y gobernabilidad del subsector energía, para que establezca los controles atinentes a la actividad de expansión de la generación, que aseguren la prestación de un servicio económico, seguro y sostenible.
- 3.4. Por otra parte, es notoria la influencia que históricamente ha tenido el Rector en la emisión de políticas y planes al promover el uso de fuentes renovables, lo cual es importante para el país. Sin embargo, no se evidencia el análisis que revele el balance entre los objetivos ambientales y económicos, pues el tipo de fuente seleccionada para la generación, obliga a contar con una mayor capacidad instalada para asegurar la continuidad del servicio, lo cual puede elevar los costos al usuario. Esta disyuntiva debe ser conocida y analizada por los diversos actores, y luego permear en la política pública, pues afecta directamente la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.
- 3.5. Además, es relevante acotar que las empresas distribuidoras no compensan el costo de los servicios de respaldo que el ICE proporciona a sus plantas no firmes, lo cual propicia desigualdad en el cargo de estos costos entre los diferentes usuarios del servicio, y brinda señales equivocadas acerca de la rentabilidad de este tipo de plantas de generación. Por ello, resulta importante concretizar dicha señal en el establecimiento de una tarifa.
- 3.6. Asimismo, resulta imprescindible que la planificación de la expansión de la capacidad instalada para la generación eléctrica responda en forma más precisa a la demanda eléctrica, a lo cual contribuiría mayor rigurosidad de las variables y supuestos que la determinan. Así, se podría garantizar a los costarricenses que la expansión de la generación responde razonablemente al comportamiento real del consumo, evitando el riesgo de sobreinstalación del servicio eléctrico, con su consecuente encarecimiento.
- 3.7. En cuanto a la expansión de la generación de energía eléctrica, es primordial que los diputados, autoridades públicas, el sector privado y la ciudadanía adquieran un papel activo en la discusión del modelo deseado y un ordenamiento jurídico congruente con ello. Todo ello, con una visión de largo plazo que armonice el funcionamiento del subsector energía, brinde seguridad jurídica y asegure la conformación de una matriz de energía eléctrica sostenible y al menor costo para la población costarricense.

## 4 DISPOSICIONES

- 4.1. De conformidad con las competencias asignadas en los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, los artículos 12 y 21 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, Nro. 7428, y el artículo 12 inciso c) de la Ley General de Control Interno, se emiten las siguientes disposiciones de acatamiento obligatorio. Estas deberán ser cumplidas dentro del plazo (o en el término) conferido, por lo que su incumplimiento no justificado constituye causal de responsabilidad.

- 4.2. Para la atención de las disposiciones incorporadas en este informe deberán observarse los “Lineamientos generales para el cumplimiento de las disposiciones y recomendaciones emitidas por la Contraloría General de la República en sus informes de auditoría”, emitidos mediante resolución n.º R-DC-144-2015, publicados en La Gaceta n.º 242 del 14 de diciembre de 2015, los cuales entraron en vigencia el 4 de enero de 2016.
- 4.3. El Órgano Contralor se reserva la posibilidad de verificar la efectiva implementación de las disposiciones emitidas, y valorar el establecimiento de las responsabilidades que correspondan, en caso de incumplimiento no justificado de tales disposiciones.

### **A ÉDGAR GUTIÉRREZ ESPELETA EN SU CALIDAD DE RECTOR DEL SECTOR AMBIENTE, ENERGÍA, MARES Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO**

- 4.4. Establecer y aplicar las directrices que aseguren que los proyectos de generación eléctrica propuestos por el ICE, distribuidoras eléctricas y cooperativas de electrificación rural, se sometan a un análisis de rentabilidad, calidad, disponibilidad, firmeza y precio que garantice la cartera óptima de proyectos y el desarrollo de aquellos técnica y económicamente eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional. Consultar estas directrices con el ICE en su calidad de planificador y operador del Sistema Eléctrico Nacional, los generadores eléctricos y otros actores vinculados con el subsector energía. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual conste el establecimiento de las directrices, a más tardar el 31 de agosto de 2017. Ver párrafos 2.1 al 2.112 de este informe.
- 4.5. Analizar la pertinencia de lo establecido en los artículos 2 y 4 de la directriz n.º 15-MINAET del 15 de abril de 2011, y ajustar lo que corresponda; ello, de conformidad con lo indicado en los párrafos 2.24, 2.104 y 2.105 de este informe. Comunicar a la Contraloría General la decisión adoptada, a más tardar el 28 de febrero de 2017, y los ajustes efectuados a la directriz, a más tardar el 31 de marzo de 2017.
- 4.6. Establecer el rol de las cooperativas de electrificación rural en el subsector energía, cuya rectoría está a cargo del Ministro de Ambiente y Energía; y con base en ello, reformar lo que corresponda en el Reglamento de Organización del Subsector Energía, Decreto Ejecutivo n.º 35991. Remitir a la Contraloría General el número y fecha del diario oficial La Gaceta en la cual se publica la reforma al Decreto Ejecutivo de cita, a más tardar el 28 de abril de 2017. Ver párrafos 2.29 al 2.75 de este informe.

### **A CARLOS OBREGÓN QUESADA EN SU CALIDAD DE PRESIDENTE EJECUTIVO DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO**

- 4.7. Analizar la suficiencia y pertinencia de las variables explicativas del modelo de estimación de demanda eléctrica, desde el punto de vista económico y estadístico, así como, los supuestos de proyección. Con base en dicho análisis, ajustar lo que corresponda en las estimaciones de demanda, de forma que se reduzca la brecha entre la demanda estimada y la real. Además, justificar los supuestos y escenarios de proyección en el documento Proyecciones de la Demanda Eléctrica utilizadas para la elaboración del Plan de Expansión de la Generación. Remitir a la Contraloría General una certificación que acredite las variables que explican el modelo y los supuestos de proyección, conforme al resultado del análisis solicitado, a más tardar el 31 de julio de 2017, y una certificación en la cual consten los ajustes a la estimación

de demanda eléctrica, a más tardar el 31 de octubre de 2017. Ver párrafos 2.113 al 2.126 de este informe.

- 4.8. Determinar y oficializar el parámetro que permita valorar el nivel de confianza de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, con respecto a los valores reales. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual conste la oficialización del parámetro, a más tardar el 31 de marzo de 2017. Ver párrafo 2.121 de este informe.

**A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ, EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO**

- 4.9. Resolver acerca de la metodología tarifaria que permita cobrar a cada empresa distribuidora los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia. Remitir a la Contraloría General la resolución en la que se apruebe la metodología, a más tardar el 30 de junio de 2017. Ver párrafos 2.26 al 2.28 de este informe.

**Anexo n.º 1**  
**Generadores eléctricos cuyas plantas entraron en operación**  
**durante el periodo 2010-2017**

<b>Propietario</b>	<b>Nombre de la planta</b>	<b>Fecha de entrada en operación</b>
Aeroenergía, S.A.	PE Vientos del Este	Diciembre 2015
Central Hidroeléctrica Vara Blanca S.A.	PH Vara Blanca	Junio 2012
CNFL, S.A.	PE Valle Central	Noviembre 2012
CNFL, S.A.	PH Balsa Inferior	Octubre 2015
CNFL, S.A.	PH Ventanas (rehabilitación)	2016
Coneléctricas R.L.	PH Pocosol	Abril 2010
Consorcio Enel de Costa Rica S.A. e Inversiones Eólicas La Esperanza S.A.	PH Chucás	Julio 2016
Consorcio Eólico Chiripa S.A.	PE Chiripa	Julio 2014
Coopeguancaste R.L.	PH Bijagua	Julio 2016
Coopesantos R.L.	PE Los Santos	Noviembre 2011
Coopesca R.L.	PH Cubujuquí	Marzo 2013
Comercial Talamanca El General S.A.	PH Consuelo	2017
Costa Rica Energy Holding S.A.	PE Vientos de Miramar	Diciembre 2016
Generadora Ecológica La esperanza GELE S.A.	PH La Esperanza de Atirro	2017
Grupo H Solís-GHS S.A.	PH San Rafael	2017
ESPH S.A.	PH Tacaes	Octubre 2013
ESPH S.A.	PH Los Negros II	Octubre 2017
Fila de Mogote DCR S.A.	PE Mogote	Abril 2016
Hidrocanalete S.A.	PH Torito	Abril 2015
Hidro Convento Energy S.A.	PH Monte Verde II	2017
Hidrodesarrollos Del Río Platanares S.A.	PH Bonilla 510	2017
Hidrodesarrollos Del Río Platanares S.A.	PH Bonilla 1320	2017
Hidrotárcoles S.A.	PE Capulín	Junio 2017
ICE	PT Garabito	Setiembre 2010
ICE	PH Pirris	Junio 2011
ICE	PG Pailas	Junio 2011
ICE	PS Miravalles	Octubre 2012
ICE	PH Cachí - Ampliación	Abril 2015
ICE	PH Reventazón	Mayo 2015
ICE	PH Río Macho (modernización)	Diciembre 2015
ICE-JASEC	PH Toro III	Noviembre 2012
Inversiones Eólica Guanacaste S.A.	PE Altamira	Octubre 2016
Inversiones Eólica Campos Azules S.A.	PE Campos Azules	Noviembre 2016
Inversiones Eólicas de Orosi Dos S.A.	PE Orosí	Setiembre 2015
La Ilusión J.R de Tilarán S.A y Cooperativa	PE Tilawind	Marzo 2015

Eólica Tilaranense (COOPEOLTI R.L.)		
El Ángel S.A.	PH El Ángel (rehabilitación)	Abril 2012
El Ángel S.A.	PH El Ángel (ampliación)	Noviembre 2015
Vientos Del Volcán S.A.	PE Vientos de la Perla	Diciembre 2016

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos suministrados por el ICE y de los PEG

**Anexo n.º 2**  
**VALORACIÓN DE OBSERVACIONES AL BORRADOR DEL INFORME**

Asunto	<i>La autonomía de las empresas distribuidoras y los límites de la rectoría del Ministro de Ambiente y Energía</i>
Observaciones Administración	<p><u>Observaciones del ICE:</u></p> <p>La Contraloría General obvia que de conformidad con el marco legal, las cooperativas y empresas de servicio público están facultadas para desarrollar proyectos de generación para atender su propia demanda, sin que para ello medie una aprobación del ICE. Al ICE, en su responsabilidad de atender la demanda futura, le compete considerar esos proyectos dentro de la oferta total del país, en los Planes de Expansión de la Generación.</p> <p>El ejercicio de la potestad de dirección del Ministro de Ambiente y Energía encuentra sus límites en la autonomía administrativa otorgada al ICE artículo 4 Ley n.º 449; artículos 26, 98 inciso 1, 99 y 100 de la Ley 6227; jurisprudencia de la Procuraduría General de la República y Sala Constitucional.</p> <p>El Ministro de Ambiente y Energía no puede girar órdenes, instrucciones o circulares al ICE para planificar la expansión de la generación eléctrica. El ICE debe mantener su iniciativa de gestión y garantizar el cumplimiento de sus obligaciones legales. Las políticas públicas que emite el MINAE deben ser generales, que excedan del ámbito particular del ICE. Resultaría inconstitucional autorizar al Poder Ejecutivo para obligar a las instituciones autónomas como el ICE a actuar condicionadas de modo que sin su autorización no pueda llevar a cabo los fines perseguidos para el interés público.</p> <p><u>Observaciones del MINAE:</u></p> <p>Para cumplir con la obligación de suministro de electricidad, el ICE debe considerar la incorporación de otros actores: JASEC, ESPH y cooperativas de electrificación rural. Estos actores tienen un marco legal que les permite desarrollar e incorporar nuevos proyectos, y las cooperativas se rigen bajo el principio de autonomía de la voluntad.</p> <p>El Ministro de Ambiente y Energía ejerce rectoría en forma activa, sin embargo, es importante recordar que la función rectora debe ordenar la actividad, mas no los actos (artículos 99 y 100 de la Ley 6227).</p> <p>El instrumento con el que cuenta el Ministro para ejercer la rectoría es únicamente la figura de la directriz, plasmada en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, el cual considera la actividad de planificación de la expansión en el objetivo estratégico 3.1 y específico 3.1.1.</p>

	<p>El Plan de Expansión de la Generación es un instrumento interno del ICE y constituye un acto administrativo sobre el cual el Rector no tiene injerencia directamente. Por ello, el Ministro Rector manifiesta total desacuerdo con la disposición 4.3 en tanto dicho Plan es un acto propio del ICE que cumple con las reglas de la política pública nacional plasmadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 y Plan Nacional de Energía 2015-2030.</p> <p>Asimismo, la evaluación de la cartera óptima de proyectos en términos de rentabilidad, calidad, disponibilidad, firmeza y precio que conformen el Plan de Expansión de la Generación y la selección de los proyectos que lo conforman, es un acto del ICE en el marco de su Ley constitutiva y los principios de autonomía tutelados en la Constitución Política, con el fin de cumplir las metas de abastecimiento al mínimo costo; no son funciones del Ministro Rector.</p>		
¿Se acoge?	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Parcial <input checked="" type="checkbox"/>
Argumentos CGR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La pretensión del Órgano Contralor al invocar la función del Ministro de Ambiente y Energía en su papel de rector, es hacer efectivo el principio de unidad de mando, con la intención de atenuar la evidente desorganización administrativa actual e impulsar el cumplimiento del fin público. Lo anterior, en observancia del marco de potestades y competencias otorgadas a cada uno de los entes públicos menores que conforman el subsector energía y se encuentran bajo la dirección y coordinación del Ministro Rector.</li> <li>• El principio de la unidad de mando lo ejerce el Poder Ejecutivo mediante la figura del Presidente de la República, cuando actúa aislada o conjuntamente con el respectivo Ministro. Este principio permite mantener la armonía, coordinación, coherencia y unidad de la gestión administrativa, pues de lo contrario existiría un caos y desorden administrativo, en el que cada ente público ejecutaría aquellas tareas que estime prioritarias de forma unilateral (arts. 50, 139 inciso 4, 140 inciso 6 y 8, 147 inciso 4, 188 de la Constitución Política).</li> <li>• El poder de dirección del Poder Ejecutivo, como manifestación concreta de la tutela administrativa, implica una primera función, que será la fijación de fines, metas y tipos de medios para conseguirlos. Al respecto, es de interés para la Contraloría General, que ante la fijación de metas y fines en el Plan Nacional de Energía, caso específico del eje 3, sobre la sostenibilidad de la matriz energética, el Ministro de Ambiente y Energía, en su papel de rector del subsector energía, establezca las directrices para que se atienda el principio de eficiencia en la planificación de la expansión eléctrica.</li> <li>• La dirección gubernamental que ejerce el Poder Ejecutivo no sólo comprende la emisión de políticas, sino también de controles y coordinación. Para ello, el Rector puede efectuar la planificación sectorial, y emitir directrices y lineamientos, durante todo el plazo que se requiera para el cumplimiento de la política y los fines públicos ahí definidos. En</li> </ul>		

	<p>cuanto a lo manifestado por el MINAE de ejercer la rectoría mediante la figura de la directriz, se acoge y ajusta el aparte del resultados del informe y la disposición contenida en el párrafo 4.3.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El principio de coordinación se refiere a ordenar las relaciones entre diversas actividades independientes, que se hace cargo de esa concurrencia en un mismo objeto o entidad, para hacerla útil a un plan público, sin suprimir la independencia recíproca de los sujetos agentes. Este principio obliga al Estado a que sus dependencias adopten e implementen todas aquellas medidas necesarias para organizar y armonizar sus actuaciones, con el propósito de que la gestión administrativa sea lo más célere y efectiva posible en beneficio del administrado.</li> <li>• El ICE está sometido a la rectoría del Ministro de Ambiente y Energía, porque su autonomía no es irrestricta. El informe no indica que el rector debe emitir órdenes, circulares e instrucciones al ICE, establecerle que actúe de determinado modo, o que el MINAE asuma las competencias del ICE. Lo que se indica es que el Rector no ha establecido regulaciones de control de la actividad para garantizar la eficiencia, que es diferente, y son competencia de un Rector; entiéndase, las directrices como las denomina el Ministro Rector.</li> <li>• El informe no señala que el Rector deba indicar al ICE cómo hacer el Plan de Expansión de la Generación, ni tampoco su contenido. No obstante, este plan debe ser congruente con el principio de eficiencia, por lo que el rector sí lo puede direccionar y coordinar para que sean acordes.</li> </ul>
--	---

	<p><b>Asunto</b></p> <p><b><i>La inclusión de proyectos de generación privada en el Plan de Expansión de la Generación</i></b></p>
<p><b>Observaciones Administración</b></p>	<p><u>Observaciones del ICE:</u></p> <p>Los bloques de energía privada se simulan en los planes de expansión con costos estándares para cada tipo de tecnología, lo cual, es suficiente para valorar si dentro del sistema es interesante contar con esa capacidad.</p> <p>Una vez que los proyectos han sido seleccionados, los costos de inversión y operación no se consideran relevantes en las simulaciones porque son iguales para todas las opciones de expansión. A ese nivel, el interés se centra en la capacidad, generación estimada, tipo de tecnología y ubicación. La producción de estos proyectos no se conoce al detalle antes de su entrada en operación porque no es información garantizada en los contratos.</p> <p>La incertidumbre de estos proyectos se relaciona con la existencia misma del proyecto, pues la tasa de éxito de los proyectos ya adjudicados es baja. Por tanto, mayor precisión de estos valores no aporta beneficio que justifique mayor esfuerzo en el manejo de la información.</p>

¿Se acoge?	Sí <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Parcial <input type="checkbox"/>
Argumentos CGR	Se atienden las observaciones del ICE y por tanto se modifica el aparte de resultados del informe.		

Asunto	<b>La generación renovable</b>		
Observaciones Administración	<p><u>Observaciones del ICE:</u></p> <p>El sistema renovable está expuesto a variaciones importantes en la disponibilidad del recurso, que se compensan con una mayor instalación o con incorporación de fuentes de respaldo. Es un error de comprensión afirmar que el exceso de generación en invierno se debe a un problema de planificación, esta es una condición propia de los sistemas hidroeléctricos.</p> <p>Es totalmente impropio afirmar que los excesos de capacidad instalada se deben a la Directriz N° 15, pues el MINAE no interviene en las decisiones de los proyectos a desarrollar. Las decisiones de adición de nuevas plantas dependen del crecimiento esperado de la demanda en el mediano y largo plazo y de las características propias de los proyectos disponibles.</p> <p>La aseveración del impacto de la energía no firme sobre la atención de la demanda y seguridad del sistema, carece de fundamento técnico en el análisis de un sistema integrado y una matriz diversa con la confiabilidad que tiene la de Costa Rica.</p> <p><u>Observaciones del MINAE:</u></p> <p>Se debe atender la política nacional energética y ambiental vigente que tiene como eje central el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, bajo la premisa de generar con fuentes renovables alineadas con las metas en materia de descarbonización, basado en el uso de fuentes de energía limpias y renovables en condiciones de absorber el aumento de la demanda, de manera consistente con precios lo más competitivos posibles.</p> <p>Las fuentes térmicas son un complemento necesario para la seguridad energética del país, pero nunca han sido ni podrán ser la base de la producción de energía eléctrica nacional.</p>		
¿Se acoge?	Sí <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>	Parcial <input type="checkbox"/>
Argumentos CGR	<ul style="list-style-type: none"> <li>El informe no cuestiona la política de generar electricidad con fuentes renovables.</li> </ul>		

- En el informe se evidencian las consecuencias del uso de fuentes renovables sin capacidad de almacenamiento, a efecto de que las instituciones del subsector energía tomen las decisiones que más contribuyan a la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional, en el necesario balance entre lo ambiental y lo económico, de forma que se evite el encarecimiento de las tarifas, por incluir proyectos como Balsa Inferior y Eólico Valle Central, con costos superiores a las buenas prácticas.
- El informe no indica que haya un exceso de capacidad instalada. Además, el ICE se contradice al decir que el MINAE no interviene en las decisiones de los proyectos a desarrollar, al indicar, mediante el oficio 0610-62-2016 del 6 de abril de 2016, que la convocatoria n.º 01-2012 se enmarca dentro de la política energética de la anterior administración, la cual orientaba hacia la producción con mayor participación de la iniciativa privada. En particular, en el artículo 2 de la directriz n.º 15-MINAET “Dirigida a los integrantes del subsector energía para promover el desarrollo de las energías Renovables” del 15 de marzo de 2011, se le solicitó al ICE presentar un plan para la implementación de proyectos de generación bajo el marco de la Ley 7200 de modo que se complementara, a la brevedad posible, el porcentaje de participación privada que esta ley permite.
- El impacto de la energía no firme se analiza mediante parámetros técnicos en el indicador de margen de capacidad instalada; el informe reconoce que el sistema es confiable. No obstante, dado la variabilidad del recurso, se demuestra que existieron momentos en que la confiabilidad del sistema se vio comprometida, especialmente durante los momentos críticos indicados por el CENCE.
- El informe no dice que la energía térmica deba ser la base de la producción de energía eléctrica nacional, sino advierte de la necesidad de un balance de energía térmica como complemento necesario para la seguridad, en concordancia con lo acotado en el PEG 2014-2035.

Asunto	<b>Estimaciones de la demanda eléctrica</b>
Observaciones Administración	<p><u>Observaciones del ICE:</u></p> <p>Las variaciones observadas entre las proyecciones de demanda y su crecimiento histórico se deben a un cambio estructural en el consumo de energía del país a partir del 2008.</p> <p>Es impropio que la Contraloría General indique que los informes publicados de las proyecciones de demanda no explican la metodología usada para su cálculo, pues su forma de cálculo se explica en todos los informes.</p>

	<p>La CGR afirma sin fundamento técnico que las proyecciones se apoyan en valores optimistas de la demanda futura. Además, emite un juicio de valor y se contradice con solo considerar el crecimiento estimado de la demanda en los últimos dos años: para el 2015 se estimó en 1,5% y fue de 2,1% y para el 2016 en 2,2% y cerrará en cerca de un 4%.</p>		
¿Se acoge?	Sí <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>	Parcial <input type="checkbox"/>
Argumentos CGR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En efecto se dio un cambio estructural desde la crisis del 2008; justamente por eso es necesaria la revisión de las variables que determinan la demanda.</li> <li>• El ICE ha utilizado el escenario alto (que denomina escenario optimista) en los planes de expansión de la generación, e incluso en el corto plazo ha utilizado valores mayores a dicho escenario. Además, en el escenario base de proyecciones (que denomina escenario más probable) el ICE ha utilizado como uno de sus supuestos de pronóstico el máximo porcentaje de crecimiento medio anual histórico en un período consecutivo de 10 años (entre 1998 y 2007), sin justificación suficiente. Por ello, es razonable aseverar que el hecho de suponer que la economía nacional crecerá para los próximos 20 años a ese promedio máximo histórico es un supuesto optimista de crecimiento.</li> <li>• Cada plan de expansión de la generación contiene una estimación diferente para cada año, así por ejemplo, desde el PEG 2001-2018 a la fecha se han realizado múltiples estimaciones de lo que sucedería para los años 2015 y 2016. De acuerdo con la revisión de los PEG 2001-2018, PEG 2002-2016, PEG 2003-2018, PEG 2004-2020, PEG 2006-2025, PEG 2008-2021, PEG 2010-2021, PEG 2012-2024 y PEG 2014-2035, se encontró que el crecimiento promedio de todas las proyecciones realizadas eran del 5,5% para el 2015 y del 5,49% para el 2016. Así, de acuerdo con los datos de demanda real que ofrece el ICE para ambos casos, las estimaciones utilizadas en la planificación de la generación eléctrica nacional son mayores a las reales, no inferiores.</li> <li>• El ICE no proporcionó la fuente de los datos de las estimaciones de demanda que reportó para los años 2015 y 2016.</li> </ul>		