

**INFORME N.º DFOE-AE-IF-00009-2019**

**16 de setiembre, 2019**

**INFORME DE AUDITORÍA DE CARÁCTER ESPECIAL  
ACERCA DEL PROCESO INSTAURADO POR EL ICE Y LA  
ARESEP PARA LA CONCESIÓN DE LA GENERACIÓN Y  
COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PRIVADOS**

**2019**

## CONTENIDO

<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>Introducción</b>	<b>6</b>
Origen de la Auditoría	6
Objetivo	7
Alcance	7
Criterios de Auditoría	7
Metodología aplicada	7
Generalidades acerca del objeto auditado	7
Comunicación preliminar de los resultados de la auditoría	9
<b>Resultados</b>	<b>9</b>
Debilidades en el establecimiento de tarifas de compra de energía eléctrica a privados modalidad BOO	9
Debilidades en las metodologías definidas por la ARESEP para la fijación tarifaria	10
Desaplicaciones de las metodologías de fijación tarifaria	13
Falta evidencia documental que fundamente la decisión de inicio o renovación de contratos de compra de energía a generadores privados	18
Débil seguimiento del ICE a plantas BOT de privados en etapa de operación comercial	20
<b>Conclusiones</b>	<b>24</b>
<b>Disposiciones</b>	<b>24</b>
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	25
A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS	25
A MARCO CORDERO ARCE EN SU CALIDAD DE INTENDENTE DE ENERGÍA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO	26
A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL Y MARCO CORDERO ARCE EN SU CALIDAD DE INTENDENTE DE ENERGÍA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, O A QUIENES EN SU LUGAR OCUPEN LOS CARGOS	26

A JAVIER VARELA RODRÍGUEZ EN SU CALIDAD DE ADMINISTRADOR DE CONTRATOS DE GENERACIÓN PRIVADA DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO 26

A MARCO ACUÑA MORA EN SU CALIDAD DE DIRECTOR CORPORATIVO DE ELECTRICIDAD DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO 27

### CUADROS

CUADRO N.º 1 TARIFAS FIJADAS POR ARESEP Y EFECTOS ESTIMADOS POR LA CONTRALORÍA GENERAL CON AJUSTE DE LOS DATOS FACTOR DE ANTIGÜEDAD A OCTUBRE, CAPACIDAD CONTRATADA Y EL TIEMPO DE OPERACIÓN REAL DE LAS PLANTAS (US¢ POR KWH) 13

CUADRO N.º 2 DETALLE DE VARIACIONES PORCENTUALES ABSOLUTAS EN LAS PRINCIPALES VARIABLES DE LAS FÓRMULAS DE FIJACIÓN TARIFARIA PROPUESTAS Y CORREGIDAS LUEGO DE LAS AUDIENCIAS PERIODO 2015-2019 14

### IMÁGENES

FIGURA N.º 1. ESTIMACIÓN DEL EFECTO EN LAS TARIFAS DE LAS DESAPLICACIONES DE LAS METODOLOGÍAS PARA COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PRIVADOS EN LOS CONTRATOS BOO, PERIODO 2015 A 2019 (TARIFAS EN CENTAVOS DE DÓLAR) 17

FIGURA N.º 2. DETALLE DE LAS DIFERENCIAS ESTIMADAS EN EL PAGO DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GENERADORES PRIVADOS CON CONTRATOS RENOVADOS (CIFRAS EN DÓLARES) 17

FIGURA N.º 3. DETALLE DE LAS INSPECCIONES DEL ICE A PLANTAS CON CONTRATOS BOT PERIODO 2008 AL 2018 21

### ANEXO

ANEXO VALOR ESTIMADO DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GENERADORES PRIVADOS CON FUENTE EÓLICAS E HIDROELÉCTRICAS, EN USD\$ 28

# Resumen Ejecutivo

## ¿QUÉ EXAMINAMOS?

La auditoría tuvo como propósito determinar la razonabilidad del proceso y criterios aplicados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), para concesionar la generación y compra de energía eléctrica a privados, en sus elementos de elegibilidad y selección de proyectos, control en su ejecución y fijación de tarifas. El periodo de análisis abarcó del 2008 al 31 de mayo de 2019.

## ¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

Desde el 2008 la demanda eléctrica del país registra un crecimiento menor a lo previsto, y según el ICE, la capacidad de generación actual y los proyectos que entrarán en operación entre el 2020 y 2026, son suficientes para cubrir la demanda por los próximos 8 años, en los cuales también vencen 19 contratos de compra de energía eléctrica a privados en la modalidad Construir y Operar, y se transfieren al ICE 2 plantas en la modalidad de Construir, Operar y Transferir. Por ello, son importantes las motivaciones del ICE para la compra de energía y su gestión durante la operación y transferencia de las plantas, así como la razonabilidad de las tarifas fijadas por la ARESEP.

## ¿QUÉ ENCONTRAMOS?

La metodología que utiliza la ARESEP para la fijación tarifaria de la compra de energía eléctrica a privados, bajo la modalidad Construir y Operar con contratos renovados, admite que la tarifa calculada con información de plantas hidroeléctricas se utilice también para la compra de energía generada con plantas eólicas, a pesar de que difieren en tecnología, vida útil, costos de inversión y operación; así la tarifa aplicada a plantas hidroeléctricas y eólicas fue de US¢ 7,0309 por KWh en 2019. A manera de ejemplo, el Órgano Contralor estimó que el efecto de utilizar esta metodología pero incluyendo información exclusiva de plantas eólicas en cuanto a costo de explotación, inversión, factor de antigüedad, rentabilidad y factor de planta, es una disminución de tarifa para las eólicas a US¢ 5,8991 por KWh en 2019. Además, el factor de antigüedad no se actualiza al primer día hábil de octubre en que inicia el proceso de fijación, en congruencia con las demás variables de esa metodología.

Por otra parte, para el cálculo del factor de planta individual, las metodologías de fijación tarifaria para la compra de energía eléctrica a privados bajo la modalidad Construir y Operar con contratos renovados, así como contratos de plantas hidroeléctricas y eólicas que firman un primer contrato con el ICE, establecen que se utilice la capacidad instalada total de las plantas de generación, sin embargo, corresponde utilizar la capacidad máxima contratada por el ICE, pues esta podría ser menor a la instalada y la diferencia utilizarse para otros fines del privado. También, para dicho cálculo, las metodologías de la ARESEP consideran que las plantas operan todo el año, pero permite incluir plantas que lo hacen por 10 u 11 meses, períodos que resultan incongruentes.

Así, el efecto estimado por el Órgano Contralor en las tarifas fijadas por la ARESEP, calculado con las mismas fórmulas de esa Autoridad, pero con la antigüedad de las plantas al primer día hábil del mes octubre, capacidad de generación máxima contratada por el ICE y horas de operación reales de las plantas -acorde con el principio del servicio al costo- se muestra en la figura i.

FIGURA i.

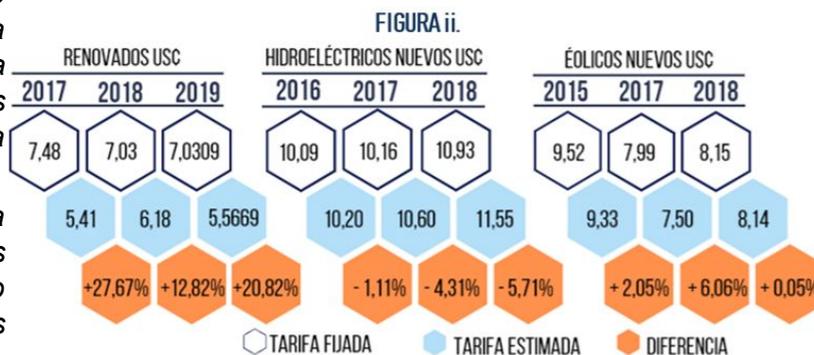
Metodología	Año	Tarifa fijada ARESEP US¢	Cambio estimado en la tarifa US¢
Renovados	2019	7.0309	5.3736
Hidroeléctricos nuevos	2018	10.93	10.09
Eólicos nuevos	2018	8.15	8.00

Además, se determinaron desaplicaciones de las metodologías en las fijaciones tarifarias efectuadas por la ARESEP entre el 2015 y 2019. Así, para los contratos renovados, en la tarifa de 2017 se

sobreestimó el costo de explotación al dividirlo entre el factor de antigüedad, pese a que esa operación había sido suprimida de la fórmula tarifaria. También, para dichos contratos en el 2018 y 2019, la ARESEP incluyó información de plantas eólicas (costos de explotación, factor de antigüedad, factor de planta y costos de inversión) para calcular la tarifa, sin embargo, la metodología establece que el cálculo debe efectuarse sólo con información de plantas hidroeléctricas.

Asimismo, para los contratos renovados e hidroeléctricos y eólicos nuevos, en el cálculo de la tasa de rentabilidad sobre la inversión, se emplearon datos relativos a índices de riesgo país, tasa libre de riesgo y riesgo de la industria, de entre uno y cinco años, a pesar de que la metodología exige que se utilice la misma cantidad de datos correspondiente a la variable con la menor cantidad disponible de estos.

Es así como, el efecto estimado por la Contraloría General en las tarifas fijadas por ARESEP, producto principalmente de las desaplicaciones anteriores, se muestra en la figura ii.



Al respecto, el Órgano Contralor estimó el monto que corresponde a las diferencias tarifarias para los contratos renovados, obteniendo las sumas estimadas giradas de más por compra de energía a privados: a mayo 2019 por USD 5,3 millones, a diciembre 2018 por USD 6,0 millones y a diciembre 2017 por USD 12,5 millones.

Por otra parte, se observó que para 19 renovaciones y 11 contratos nuevos en la modalidad Construir y Operar, y 2 contratos en la modalidad Construir, Operar y Transferir, suscritos entre el 2010 y 2018 por el ICE, no consta la evidencia documental con la fundamentación técnica, económica y de oportunidad con base en la cual ese Instituto tomó la decisión de contratar la compra de energía eléctrica; estos contratos representan un valor estimado de USD 2.049,00 millones.

Además, en cuanto a las 7 plantas contratadas por el ICE bajo la modalidad de Construir, Operar y Transferir, se determinó un débil seguimiento al estado de estas plantas durante su operación comercial, lo cual resulta relevante para asegurar el buen estado de estas al momento de la transferencia al ICE. Asimismo, los citados 7 contratos son imprecisos en los términos para asegurar la transferencia en buen estado, pues no establecen las pruebas de funcionamiento ni parámetros para demostrar que los equipos de la planta operan en condiciones satisfactorias y las obras estructurales cumplen con los requisitos de calidad, resistencia y acabados mínimos aceptables indicados en los contratos.

### ¿QUÉ SIGUE?

Se dispone a las Autoridades de la ARESEP, elaborar la propuesta de modificación de las metodologías tarifarias para la modalidad Construir y Operar; ajustar las tarifas vigentes de compra de energía eléctrica a privados, así como, determinar los montos pagados de más a los generadores privados y establecer las acciones para resarcir dichos montos. A las autoridades del ICE, girar instrucciones para acreditar en los expedientes el sustento de las decisiones de iniciar o renovar contratos de compra de energía a generadores privados, elaborar e implementar los planes de supervisión de los contratos bajo la modalidad Construir, Operar y Transferir, y ajustar los modelos de estos contratos para que incluyan los parámetros y pruebas a exigir que aseguren el buen estado estructural de las obras civiles y operación satisfactoria de los equipos de la planta.

## INFORME N.º DFOE-AE-IF-00009-2019

### DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA ÁREA DE FISCALIZACIÓN DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE ENERGÍA

### INFORME DE AUDITORÍA DE CARÁCTER ESPECIAL SOBRE DEL PROCESO INSTAURADO POR EL ICE Y LA ARESEP PARA LA CONCESIÓN DE LA GENERACIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PRIVADOS

## 1. Introducción

#### ORIGEN DE LA AUDITORÍA

---

- 1.1. La auditoría se efectuó con fundamento en las competencias que le confieren a la Contraloría General de la República 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. La Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela n.º 7200, se publicó el 18 de octubre de 1990, en un contexto donde el crecimiento anual en la demanda de energía eléctrica era del 5,5%<sup>1</sup>, y no se contaba con recursos suficientes para el desarrollo de nuevos proyectos que permitieran satisfacer la demanda de energía eléctrica en el corto y mediano plazo. Así, se faculta al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para suscribir contratos de compra de energía eléctrica a generadores privados, bajo las modalidades establecidas en el Capítulo I BOO (Build, Own and Operate, por sus siglas en inglés), y el Capítulo II de la Ley n.º 7200 y sus reformas, compra de energía bajo régimen de competencia BOT (Build, Operate and Transfer, por sus siglas en inglés).
- 1.3. Además, el artículo 14 de la Ley n.º 7200 y el 20 del Reglamento al Capítulo I de dicha Ley, Decreto Ejecutivo n.º 37124-MINAET del 19 de marzo de 2012, establece que corresponderá a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) la fijación de las tarifas para la compra de energía eléctrica a generadores privados bajo la modalidad de BOO.
- 1.4. A su vez, desde el 2008 la demanda eléctrica del país registra un crecimiento anual menor a lo previsto, y según el ICE<sup>2</sup>, la capacidad de generación instalada actual y los proyectos que entrarán en operación entre el 2020 y 2026, son suficientes para cubrir la demanda por los próximos 8 años; periodo en el que vencerán 19 contratos de compra de energía eléctrica BOO y transferirán 2 plantas BOT. Por ello, son importantes las motivaciones del ICE para la compra de energía a privados, y su gestión durante la operación y transferencia de las plantas BOT, así como la razonabilidad de las tarifas fijadas por la ARESEP.

---

<sup>1</sup> Informe ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación del ICE, 2018-2034.

<sup>2</sup> Ídem.

## OBJETIVO

---

- 1.5. Esta auditoría tiene como objetivo determinar la razonabilidad del proceso y criterios aplicados por el ICE y la ARESEP para concesionar la generación y compra de energía eléctrica a privados, en sus elementos de elegibilidad y selección de proyectos, control en su ejecución y establecimiento de tarifas de compra de la energía, que asegure el cumplimiento de la normativa atinente.

## ALCANCE

---

- 1.6. La auditoría comprende el análisis de las acciones, procesos, procedimientos y regulaciones para la concesión de la generación y compra de energía eléctrica a generadores privados, en cuanto a contratos relacionados con fuentes eólicas e hidráulicas que se encuentran en operación comercial. No forma parte del alcance de esta auditoría los contratos relacionados con generación de energía con biomasa.
- 1.7. El período de análisis comprendió del 2008 al 2018, el cual se amplió al 31 de mayo de 2019 para considerar los efectos estimados de la tarifa fijada para contratos renovados.

## CRITERIOS DE AUDITORÍA

---

- 1.8. El 22 de octubre de 2018, se presentaron los criterios de auditoría a los funcionarios del ICE: Irene Cañas Díaz, Presidente Ejecutiva; Javier Orozco Canossa, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico; Oky Segura Elizondo, Asesora de la Presidencia Ejecutiva; José López Muñoz, Área de Gestión de Contratos, y Javier Varela Rodríguez, Administrador de Contratos. Posteriormente, fueron comunicados mediante oficio n.º DFOE-AE-0463 (15213) del 24 de octubre de 2018.
- 1.9. Asimismo, los citados criterios se presentaron a los funcionarios de la ARESEP, en reuniones efectuadas el 25 de octubre de 2018, con los funcionarios del Despacho del Regulador General: Román Navarro Fallas, Juan Carlos Martínez Piva y Edwin Zamora Bolaños; y el 29 de noviembre de 2018 a funcionarios del Centro de Regulación, señores Álvaro Barrantes Chaves, Flor Ramírez Azofeifa y Marco Otoy Chavarría. Los criterios fueron comunicados a dicha Autoridad mediante oficio n.º DFOE-AE-0570 (17839) del 11 de diciembre de 2018.

## METODOLOGÍA APLICADA

---

- 1.10. La auditoría se realizó de conformidad con las Normas Generales de Auditoría para el Sector Público, el Manual General de Fiscalización Integral de la CGR emitido mediante Resolución n.º R-DC-13-2012 del 3 de febrero de 2012 y el Procedimiento de Auditoría. Para el desarrollo de esta auditoría se utilizó la información contenida en expedientes de la ARESEP y el ICE, también la suministrada por funcionarios en entrevistas y como respuestas a las consultas planteadas por escrito ante las diferentes instancias de esas instituciones.

## GENERALIDADES ACERCA DEL OBJETO AUDITADO

---

- 1.11. La Ley n.º 7200 faculta al ICE para suscribir contratos para la compra de energía eléctrica hasta por 20 años, bajo dos modalidades. La primera modalidad, corresponde al régimen de Generación autónoma o paralela según el capítulo I del citado cuerpo normativo, con centrales eléctricas de capacidad limitada de un máximo de 20.000 kW, y conocidas como los contratos BOO (Build, Own

and Operate, por sus siglas en inglés). En estos casos, el privado construye, es dueño, opera la planta y vende la energía eléctrica al ICE.

- 1.12. La segunda modalidad, se refiere a la compra energía bajo régimen de competencia de acuerdo al capítulo II de la Ley n.º 7200, conocidos como contratos BOT (Build, Operate and Transfer, por sus siglas en inglés), con plantas de una capacidad máxima de generación de 50.000 kW. En esta modalidad, el privado construye la obra y la opera comercialmente durante un periodo contractual que puede extenderse hasta por 20 años, tras el cual debe transferir la planta al ICE en buen estado.
- 1.13. Ahora bien, la demanda de energía futura se proyecta en el Plan de Expansión de la Generación del ICE, con ello se estima el porcentaje base de crecimiento anual y se recomienda un plan para su satisfacción. En dicho plan, es posible proyectar los bloques de energía requerida en el futuro por tipo de fuente, y que eventualmente podrían ser cubiertos mediante contratos de compra de energía a privados, siempre y cuando respondan a criterios de conveniencia técnica, económica, ambiental, social y de oportunidad, y en tanto, por cada modalidad, la capacidad comprometida y acumulada del conjunto de contratos no supere el 15% de la capacidad nominal de todas las centrales de generación que conforman el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)<sup>3</sup>.
- 1.14. En el caso de los contratos bajo la modalidad de BOO, de conformidad con el artículo 20 del Reglamento al Capítulo I de la Ley n.º 7200, Decreto Ejecutivo n.º 37124-MINAET del 19 de marzo de 2012, las tarifas que rigen los precios de compra de electricidad son establecidas por la ARESEP, tomando en cuenta estructuras desagregadas por épocas del año, horas del día, energía y potencia.
- 1.15. De esta forma, para el primer contrato de compra de energía bajo la modalidad de BOO, la ARESEP definió una modalidad de bandas con precio máximo y precio mínimo por KWh, para cada tipo de fuente (eólica e hidroeléctrica). Así, las tarifas definitivas que aplica el ICE deberán mantenerse dentro de dichas bandas, tras la aplicación de la fórmula tarifaria definida en cada contrato. En el caso de la tarifa de compra de energía para los generadores privados que renuevan contratos de BOO, la ARESEP establece la tarifa por KWh que el ICE deberá pagar por igual a estos generadores.
- 1.16. Por su parte, en el caso de los contratos de BOT, el artículo 21 de la Ley n.º 7200 señala que las compras deberán realizarse mediante licitación pública con "...competencia de precios de venta y evaluación de la capacidad técnica, económica, financiera, tanto del oferente como de las características de la fuente de energía ofrecida", en apego al proceso establecido en el Reglamento Interno de Contratación Administrativa del ICE n.º 5777, del 19 de diciembre de 2006. En este tipo de contrato, el monto a pagar por la energía resulta de la competencia entre las ofertas que presenten los generadores privados, como producto de los procesos de licitación.
- 1.17. Actualmente, el ICE tiene en operación comercial 28 contratos de compra de energía a privados bajo la modalidad BOO (capítulo I) y 7 contratos de concesión de generación y compra de energía modalidad BOT (capítulo II), para un total de capacidad de generación contratada de 653.711 kW; los cuales corresponden a generación con fuentes hidroeléctrica y eólica. Además, en la modalidad BOO existen 3 contratos en etapa de construcción y 2 de biomasa en operación comercial. La lista de las plantas se detalla en el anexo de este informe.

---

<sup>3</sup> De conformidad con los artículos 7 y 20 de la Ley n.º 7200.

## COMUNICACIÓN PRELIMINAR DE LOS RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

- 1.18. En reunión del 10 de junio de 2019 en las oficinas del ICE, se presentaron los resultados de la auditoría a los siguientes funcionarios: Irene Cañas Díaz, Presidente Ejecutiva, Oky Segura Elizondo, Asesora de la Presidencia Ejecutiva, Marco Acuña Mora, Director Corporativo de Electricidad, Javier Varela Rodríguez, Administrador de Contratos, Javier Orozco Canossa, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Sofía Machuca Flores, Auditora Interna y Yadira Sojo Fernández, funcionaria de la Auditoría Interna.
- 1.19. También, el 12 de junio de 2019 se comunicaron los resultados de la auditoría a los siguientes funcionarios de la ARESEP: Román Navarro Fallas, Juan Carlos Martínez Piva y Max Valverde Villalobos, Asesores del Despacho del Regulador, Marlon Yong Chacón, Director del Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), Flor Ramírez Azofeifa, funcionaria del CDR, Mario Mora Quirós, Director de la Intendencia de Energía, Carol Solano Durán, Directora General de Asesoría Jurídica (DGAJ), Adriana Salas Leitón, funcionaria de la DGAJ y Anayansi Herrera Araya, Auditora Interna. Asimismo, dichos resultados fueron presentados el 17 de julio de 2019 en las oficinas de la Contraloría General, a los señores directores de la Junta Directiva de esa Autoridad: Roberto Jiménez Gómez, Sonia Muñoz Tuk y Edgar Gutiérrez López.
- 1.20. El borrador del informe de la auditoría se remitió a la Administración del ICE y la ARESEP, mediante los oficios n.º 11062 (DFOE-AE-0360) y 11083 (DFOE-AE-0361), respectivamente, del 26 de julio de 2019. Al respecto, se recibieron observaciones al borrador del informe mediante oficio del ICE n.º 0060-0363-2019 del 5 de agosto de 2019, y oficio de la ARESEP n.º OF-0649-RG-2019 del 8 de agosto de 2019. Estas observaciones fueron valoradas y aquellas que procedían, fueron de recibo de la Contraloría General y se ajustó lo pertinente en el contenido de este informe.

## 2. Resultados

### DEBILIDADES EN EL ESTABLECIMIENTO DE TARIFAS DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PRIVADOS MODALIDAD BOO

- 2.1. Se determinaron debilidades relacionadas con tres metodologías definidas por la ARESEP para fijar las tarifas de compra de energía eléctrica a generadores privados bajo la modalidad de BOO. Estas metodologías son: Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley n.º 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el ICE, resolución n.º RJD-009 del 7 de mayo de 2010 y sus reformas (en adelante Metodología para contratos renovados); Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, resolución n.º RJD-152-2011 del 10 de agosto de 2011 y sus reformas (en adelante Metodología para contratos de plantas hidroeléctricas nuevas), y el Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas, resolución n.º RJD-163-2011 del 30 de noviembre de 2011 y sus reformas (en adelante Metodología para contratos de plantas eólicas nuevas).
- 2.2. Además, se identificaron desaplicaciones de estas metodologías en las últimas tres fijaciones tarifarias para contratos BOO: renovados del 2017, 2018 y 2019; para plantas hidroeléctricas nuevas del 2016, 2017 y 2018, y para plantas eólicas nuevas del 2015, 2017 y 2018.

### **Debilidades en las metodologías definidas por la ARESEP para la fijación tarifaria**

- 2.3. Del análisis de las variables definidas por la ARESEP en las metodologías para la fijación de tarifas de compra de energía eléctrica a generadores privados bajo la modalidad de BOO, acerca del cumplimiento del marco legal y técnico que rige la materia, se determinaron las debilidades de naturaleza técnica y jurídica que se detallan a continuación.
- 2.4. La Metodología para contratos renovados admite la aplicación de la tarifa fijada con base en información de plantas hidroeléctricas, para la compra de energía proveniente de plantas distintas a éstas como las eólicas, en el tanto no exista un modelo tarifario específico<sup>4</sup>. Esto, pese a que se trata de plantas de generación con diferencias en cuanto a tecnología, costos de inversión, costos de operación y vida útil.
- 2.5. Lo anterior, es contrario al principio de servicio al costo determinante de las metodologías y fórmulas tarifarias<sup>5</sup>; según el cual las tarifas deben contemplar únicamente los costos necesarios para prestar el servicio y los esquemas de costos efectivos. Esto, de conformidad con los artículos 3 inciso b) y 31 inciso b) de la Ley n.º 7593, en concordancia con el artículo 4 inciso 2) del Decreto Ejecutivo n.º 29732-MP, Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, el cual señala que es función y obligación de la ARESEP fijar las tarifas de los servicios públicos, con observancia de dicho principio.
- 2.6. Así, en el proceso de ajuste tarifario efectuado por la Intendencia de Energía de la ARESEP para contratos BOO renovados, se fijó para el 2019 una tarifa de US¢ 7,0309 por cada KWh generado, aplicada a plantas hidroeléctricas y eólicas. No obstante, el efecto estimado por el Órgano Contralor, utilizando la misma metodología pero con información exclusiva de plantas eólicas en cuanto a sus costos de explotación, inversión, factor de antigüedad, rentabilidad y factor de planta, es una disminución de tarifa a US¢ 5,8991 por KWh para las compras de energía eólica.
- 2.7. Además, el punto 3.5.4 de la Metodología para contratos renovados, establece como fecha de referencia para el cálculo del factor de antigüedad de las plantas de generación (que representa la vida útil remanente de la planta), el 31 de diciembre del año inmediato anterior a la fecha en la cual se efectúa el cálculo de las tarifas; sin embargo, las demás variables son actualizadas con la información más reciente y disponible al primer día hábil del mes de octubre en que inicia el proceso de fijación<sup>6</sup>.
- 2.8. Es así como, para el cálculo de la tarifa de 2019, la ARESEP utilizó un factor de antigüedad de 53,66% al 31 de diciembre de 2017, cuyo valor al primer día hábil de octubre de 2018 habría sido de 52,35% congruente con las demás variables. De haber utilizado este último factor de antigüedad implicaría que se determine de forma más actualizada la “edad” de las plantas, ocasionando que la proporción de la inversión sobre la cual se reconoce la rentabilidad sea menor, y por consiguiente la tarifa tienda a la baja.
- 2.9. Según Solé (2012), resulta importante que las operaciones aritméticas se efectúen con valores homogéneos en el tiempo, de forma que logren reflejar de mejor manera la realidad<sup>7</sup>. Así, no resulta razonable utilizar variables con datos calculados a diferentes momentos, pues existe la

<sup>4</sup> Artículos 1 y 2 de la Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el ICE, resolución n.º RJD-009 del 7 de mayo de 2010.

<sup>5</sup> Según dictamen n.º C-329-2002 del 4 de diciembre de 2002.

<sup>6</sup> Según la periodicidad de los ajustes establecida en el punto 6.1 de la Metodología de contratos renovados.

<sup>7</sup> Solé, Roberto (2012). Efectos de la inflación y devaluación en la evaluación de flujos de inversión. Revista de Ciencias Económicas 30, n.º 2. p.p 273-283.

posibilidad de actualizar la información relativa al factor de antigüedad a la fecha en que son actualizadas con la información más reciente las demás variables de la fórmula, para que la tarifa se adapte mejor a las condiciones existentes.

- 2.10. Por otra parte, en cuanto al cálculo del factor de planta individual (Fpi) de cada planta de la muestra considerada para estimar el factor de planta promedio (fp), utilizado para calcular las expectativas de venta<sup>8</sup>, que forman parte de las tres metodologías analizadas (Metodología para contratos renovados, de plantas hidroeléctricas nuevas y de plantas eólicas nuevas), se utiliza la capacidad instalada nominal de la planta de generación del privado, en vez de la capacidad máxima contratada por el ICE. Ello, a pesar de que la capacidad de generación adicional a la contratada por el ICE, podría destinarse a otras actividades de su ámbito privado como lo señaló la Autoridad Reguladora en el 2010 en el informe técnico de la metodología, ante una oposición de los generadores privados<sup>9</sup>; así como el ICE lo planteó a la ARESEP en su oficio n.º 510-904-2017.
- 2.11. De acuerdo con la Procuraduría General de la República, en su dictamen n.º C-329-2002, las metodologías tarifarias tienen que reflejar los costos de la prestación del servicio; además, en su opinión jurídica n.º 066-2009, agrega que de reconocer mayores precios a los que los costos justifican, la Administración puede propiciar la ineficiencia económica, pues el concesionario no tendría razones suficientes para buscar maximizar los recursos y ser eficiente. Es así como, en apego al principio de servicio al costo, al ser la generación privada de electricidad un servicio público<sup>10</sup> y estar pactada con base en un tope de cantidad de energía, la fijación de la tarifa debe ser congruente con la capacidad de generación máxima contratada.
- 2.12. En ese sentido, Ariño (1993) indica que las metodologías para la fijación de tarifas deben corresponder a los costos reales, lo cual implica que el conjunto de los ingresos procedentes debe cubrir solo el conjunto de los costos razonables que sean necesarios para producir el servicio; por lo que, es un error económico y un desacierto jurídico que la tarifa considere cualquier otro elemento ajeno al servicio<sup>11</sup>.
- 2.13. Además, para el cálculo del factor de planta individual (Fpi) las tres metodologías de la ARESEP consideran que las plantas operan todo el año (8.760 horas del año)<sup>12</sup>, pero permite incluir plantas que lo hacen por 10 u 11 meses, períodos que resultan incongruentes.
- 2.14. En ese sentido, la resolución n.º 380-F-S1-2009 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, en cuanto a los principios regulatorios en las fijaciones tarifarias, refiere a la necesidad de que la tarifa refleje un precio congruente con las condiciones bajo las cuales se brinda el servicio. De esta manera, considerando que el factor de planta corresponde a la relación entre la energía generada en un período dado, y la que se habría generado durante ese mismo período si la planta hubiese operado a plena capacidad (U.S. NRC, 2019<sup>13</sup>), es técnicamente correcto establecer que ese cálculo corresponda a la cantidad de horas reales que las plantas estuvieron en operación.

<sup>8</sup> Estimación de la cantidad de energía que se espera vender en el año. Su fórmula de cálculo simplificada corresponde a:  $E = 8760 \times fp$ ; donde 8760 corresponde a la cantidad de horas del año, y fp corresponde al factor de planta aplicable según la fuente.

<sup>9</sup> Oficio n.º 2007-DEN-2010-42336 del 16 de abril de 2010.

<sup>10</sup> Dictamen C-293-2006 de la Procuraduría General de la República del 20 de julio de 2006.

<sup>11</sup> G. Ariño, 1993. Economía y sociedad. Marcial Pons, Madrid. p. 334.

<sup>12</sup> Se aplica la misma regla en ausencia de norma para los contratos de hidroeléctricos nuevos y contratos eólicos nuevos, de acuerdo con el artículo 3.4.3 de la Metodología de contratos renovados.

<sup>13</sup> Comisión Regulatoria Nuclear de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés.

- 2.15. Es así como, las debilidades antes mencionadas se atribuyen a que la ARESEP no ha desarrollado una metodología tarifaria para generadores privados con plantas eólicas que renuevan los contratos de compra venta de energía eléctrica con el ICE, para que la tarifa sea congruente con los costos de explotación, inversión, expectativas de venta y vida útil de dichas plantas. Además, se originan en que se perdió de vista en el análisis para la elaboración de las metodologías, la implicación en la tarifa de calcular el factor de antigüedad a una fecha distinta con respecto a las demás variables y en el factor de planta individual (Fpi), no utilizar la capacidad de planta máxima contratada por el ICE al generador privado y los tiempos reales de operación.
- 2.16. En ese sentido, la potestad tarifaria es un poder-deber, de modo que la ARESEP tiene una potestad en materia de su competencia y debe ejercerla (Sala Constitucional, resolución n.º 6326-2000). Esa potestad comprende el definir los elementos que deben ser considerados para dar fiel cumplimiento a los artículos 3 y 31 de la Ley de la ARESEP, así como establecer metodologías para fijar las tarifas que expresen los elementos que de acuerdo con el ordenamiento y la técnica, permitan su concordancia con el principio de servicio al costo. Así, la metodología debe incentivar la fijación de tarifas equitativas que reflejen los costos reales de la prestación del servicio, pero al mismo tiempo que no sean excesivos o injustos para el usuario (Procuraduría General de la República, dictamen n.º C-329-2002 y opinión jurídica n.º OJ-137-2017).
- 2.17. Lo anterior, es congruente con el acuerdo n.º 03-34-2016 Plan Estratégico Institucional de ARESEP 2017-2022, aprobado por su Junta Directiva el 23 de junio de 2016, cuyo objetivo estratégico 3 se enfoca en diseñar, actualizar e implementar instrumentos de regulación basados en principios de regulación y de políticas públicas que incorporen criterios de calidad (acceso, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad), costos, equidad y bienestar social. Además, el objetivo 4 se centra en fortalecer una organización innovadora y eficaz orientada a la excelencia y al cumplimiento de las metas estratégicas, procurando el menor costo para prestadores y usuarios de los servicios públicos regulados.
- 2.18. En consecuencia, el Órgano Contralor estima que de utilizar la capacidad de generación máxima contratada por el ICE y el tiempo real de operación por año para calcular el factor de planta individual (Fpi), en el 2019 la tarifa de las plantas con contratos renovados puede disminuir en un 3,79%; así también en un 1,43% y un 6,75%, las bandas de referencia para la fijación tarifaria de las plantas eólicas e hidroeléctricas nuevas, respectivamente.
- 2.19. Asimismo, el efecto estimado por la Contraloría General en las tarifas fijadas por la ARESEP, calculado con las mismas fórmulas de esa Autoridad, pero con la antigüedad de la planta al primer día hábil del mes octubre, la capacidad de generación máxima contratada por el ICE y las horas de operación reales de las plantas, se muestra en el cuadro n.º 1.

### Cuadro n.º 1

#### Efecto estimado por la CGR en tarifas con ajuste de factor de antigüedad a octubre, capacidad contratada y tiempo de operación real de las plantas (US¢ por KWh)

Metodología	Año	Tarifa fijada ARESEP US¢	Cambio estimado en la tarifa US¢
Renovados	2019	7,0309	5,3736
Hidroeléctricos nuevos	2018	10,93	10,09
Eólicos nuevos	2018	8,15	8,00

Fuente: Elaboración propia.

#### Desaplicaciones de las metodologías de fijación tarifaria

- 2.20. Se determinó que la ARESEP no aplicó correctamente las metodologías de ajuste tarifario para la compra de energía a generadores privados bajo la modalidad de BOO, al momento de ejecutar los cálculos respectivos. Lo anterior, se presentó en la fijación tarifaria del 2017, 2018 y 2019 para los contratos renovados, así como, para las tarifas de referencia del 2016, 2017 y 2018 para plantas hidroeléctricas nuevas, y del 2015, 2017 y 2018 para plantas eólicas nuevas. Estas desaplicaciones fueron detectadas en las memorias de cálculo de las propuestas tarifarias sometidas a audiencia y de las que sustentaron las resoluciones finales de las tarifas.
- 2.21. Las tres metodologías permiten determinar cada año las tarifas mediante la aplicación de fórmulas compuestas por las siguientes variables: Inversión unitaria promedio por kW instalado (I), Costos de explotación unitarios promedios por kW instalado (Ca) y las Expectativas de venta (E). Además, la Metodología para contratos renovados considera el Factor de Antigüedad promedio de las plantas ( $X_u$ )<sup>14</sup> y el Costo de Capital ( $K_e$ ), y las Metodologías para contratos de plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas incluyen el Costo fijo de capital (CFC).
- 2.22. Las propuestas tarifarias efectuadas por la ARESEP entre el 2015 y el 2019 relativas a las fijaciones antes citadas, fueron objeto de modificaciones producto de 25 oposiciones y coadyuvancias<sup>15</sup> por parte del ICE y generadores privados, y 10 correcciones de oficio efectuadas por la Autoridad Reguladora. Estas modificaciones se dieron por: cálculos de vida útil y uso de datos de capacidad instalada que no corresponden a las plantas, utilización de un tipo de cambio incorrecto, datos desactualizados o cuyo registro y referencia resultó deficiente, así como datos incluidos o excluidos sin que así lo requiera la metodología.
- 2.23. De esta manera, en el periodo 2015-2019 las modificaciones originaron variaciones que oscilan entre el 0,01% y hasta el 70% en el valor de las variables principales de las fórmulas, entre lo propuesto y lo corregido, lo cual demuestra deficiencias en las propuestas tarifarias que se someten a audiencia. Dichas variaciones se resume en el siguiente cuadro:

<sup>14</sup> Factor de antigüedad mide la antigüedad promedio de las plantas en función de su valor remanente, según el tiempo que las plantas han estado en operación.

<sup>15</sup> La coadyuvancia es la adhesión de un interesado a la posición tomada por otro, a fin de modificar alguna parte del proceso de fijación tarifaria o el cálculo.

### Cuadro n.º 2

#### Variación porcentual absoluta en las principales variables de las fórmulas de fijación tarifaria propuestas y corregidas luego de las audiencias Periodo 2015-2019

Variable	BOO eólicos nuevos			BOO hidroeléctricos nuevos	BOO renovados		
	2015	2017	2018	2016	2017	2018	2019
Costo Explotación (USD/kW instalado)	49,95%	2,26%	70,04%	2,20%	7,68%	10,77%	0,42%
Inversión (USD/kW instalado)	18,23%	4,36%	1,30%	0,00%	0,38%	19,32%	3,58%
Factor de inversiones	2,33%	0,00%	6,69%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Rentabilidad (%)	2,90%	0,00%	21,30%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Costo fijo de capital (USD/kW instalado)	16,99%	4,36%	8,07%	0,00%	0,00%	0,38%	0,05%
Expectativa de Ventas de Energía (horas)	0,01%	0,00%	5,80%	8,51%	0,00%	0,29%	0,98%

**Fuente:** Elaboración propia.

- 2.24. Por otra parte, se determinó que fueron establecidas sin apego a las metodologías, las tarifas relativas a: compra de energía de los contratos BOO renovados y las de referencia fijadas para la compra de energía de contratos BOO nuevos para plantas eólicas e hidroeléctricas en las fijaciones tarifarias del periodo 2015 al 2019; esto, según se indica de seguido.
- 2.25. Primero, no fue utilizada la misma cantidad histórica de datos para el cálculo de las variables que conforman la rentabilidad sobre los aportes de capital, en el caso de las tarifas fijadas para: a) contratos renovados en 2017 y 2018, b) eólicos nuevos en 2015 y 2017 y c) hidroeléctricos nuevos para el 2016, 2017 y 2018<sup>16</sup>. Estas metodologías tarifarias establecen que cuando no sea posible contar con una serie histórica de 5 años, se utilizará la menor, pero con igual alcance para

<sup>16</sup> Resoluciones contratos renovados n.ºs RIE-110-2017 y RIE-001-2018; resoluciones eólicos nuevos n.ºs RIE-027-2015 y RIE-053-2017; y resoluciones hidroeléctricos nuevos n.ºs RIE-055-2016, RIE-067-2017 y RIE-057-2018.

- todas las variables<sup>17</sup>; sin embargo, en estas fijaciones tarifarias se usó la menor para una variable y para el resto series históricas de periodos mayores.
- 2.26. Segundo, la tarifa fijada en el 2017 para los contratos renovados, resolución n.º RIE-110-2017, se estableció con base en una fórmula que generó un crecimiento exponencial de los costos de explotación, pues estos fueron divididos entre el factor de antigüedad, cuyo valor representa el equivalente de vida útil remanente de las plantas. Esta operación del factor de antigüedad no forma parte de la fórmula que estaba vigente en ese momento, y resulta en la fijación de una tarifa mayor.
  - 2.27. Tercero, las tarifas aplicadas en el 2017 y 2018 se fijaron incluyendo datos de plantas de generación que operaron menos de 10 meses en el año, para efectuar el cálculo del factor de planta individual (Fpi); a pesar de que la Metodología de contratos renovados señala en el artículo 3.4.3 que deben utilizarse plantas que hayan operado un período igual o superior a 10 meses. Esta situación fue advertida por el ICE, mediante oficio n.º 0610-128-2018 del 22 de noviembre del 2018, y acogida por la ARESEP para la fijación tarifaria del 2019.
  - 2.28. Cuarto, en la fijación tarifaria del 10 de enero de 2017 se calculó el factor de antigüedad al 31 de diciembre de 2015, a pesar de que el artículo 3.5.4. de la metodología de contratos renovados, establece que debe ser al 31 de diciembre del año inmediato anterior al momento en el cual se calculó la tarifa fijada, o sea el 31 de diciembre de 2016. Esta situación también se presentó en la fijación tarifaria del 12 de enero de 2018. Además, en esta última fijación tarifaria se utilizó el tipo de cambio correspondiente a agosto de 2016, siendo lo correcto el de agosto de 2017; esto ocasionó el incremento en los costos de explotación.
  - 2.29. Quinto, el cálculo de las tarifas de contratos renovados fijadas en el 2018 y 2019 utilizó información de plantas eólicas acerca de: costos de explotación, factor de antigüedad y factor de planta, y además, costos de inversión en el 2019. Lo anterior, a pesar de que la Metodología de contratos renovados (artículos 1 y 3.1) establece que primero se define la tarifa con la información y método de cálculo de plantas hidroeléctricas, y luego el resultado también se usa para la compra de energía generada con fuentes distintas.
  - 2.30. A manera de ejemplo, se tiene que el efecto estimado de la inclusión de datos de costos de explotación de plantas eólicas en las fijaciones tarifarias incrementó estos costos. Esto, implica pasar de USD 179,43 que estableció la Autoridad Reguladora a USD 166,00 estimado por la Contraloría General, por cada KW instalado en el 2018, y de USD 155,67 a USD 120,66 en el 2019.
  - 2.31. Sexto, en las tarifas de referencia fijadas para los contratos hidroeléctricos nuevos en 2016 y 2017, para el cálculo del costo promedio de inversión, se agrupó la planta CR-Parismina de 8MW en el grupo con capacidad instalada de 8,1MW a 12MW, cuando correspondía ubicarla en el grupo de 4,1MW a 8MW. Lo anterior, no se apega a lo establecido en la sección Monto de la inversión unitaria (M) de la Metodología de hidroeléctricas nuevas, que define cinco grupos de plantas por capacidad instalada.
  - 2.32. Séptimo, en las tarifas de referencia para contratos eólicos nuevos fijadas en el 2017, se identificó que información de las plantas Tejona y Valle Central, que pertenecen a empresas públicas,

---

<sup>17</sup> Artículo 3.6.3 de la Metodología de plantas existentes; artículo vii.3. de la Metodología de eólicos nuevos, y Punto 3 de la sección Rentabilidad sobre aportes de capital de la Metodología de hidroeléctricas nuevos. Según modificación RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, publicada en el Alcance Digital n.º 10 del 2 de abril de 2014.

- fueron incluidas para el cálculo de las variables de las expectativas de venta. Lo anterior, no es acorde con lo establecido en el artículo iv Expectativas de venta (E) de la Metodología de eólicos nuevos, en cuanto a que corresponde considerar las plantas nacionales de generadores privados.
- 2.33.** Las situaciones descritas son incongruentes con los artículos 15 y 16 de la Ley n.º 6227, los cuales consignan que los actos administrativos no pueden desapegarse a las reglas de la ciencia y la técnica, y a los principios de justicia, lógica y conveniencia. También, la Sala I de la Corte Suprema de Justicia, en las sentencias n.ºs 0655-2012 y 0355-2012, señaló que como parte del principio de legalidad, las tarifas deben establecerse de conformidad con los mecanismos definidos al efecto que se encuentren vigentes y aplicables. Además, los dictámenes C-257-95, C-250-99 y C-348-2001 de la Procuraduría General de la República, se refieren a la necesidad de que las tarifas de la energía generada por empresas privadas no deben implicar mayores costos para el ICE, deben ser lo más favorable posible para los consumidores y respetar el equilibrio financiero de las entidades prestatarias.
- 2.34.** Las desaplicaciones de las metodologías señaladas se atribuyen a la falta de rigurosidad técnica en la ejecución del proceso de aplicación anual de oficio de las metodologías de ajuste tarifario. En cuanto al uso de información de plantas eólicas para determinar la tarifa de compra de energía eléctrica a generadores privados con contratos renovados, la Intendencia de Energía señala que la incorporó para fijar las tarifas de 2018 y 2019, para que los ajustes tarifarios fuesen congruentes con las condiciones operativas del sector y hasta en ese momento obtuvo algunos datos reales de las plantas existentes, incluyendo las eólicas<sup>18</sup>. Sin embargo, considera el Órgano Contralor que incluir datos de plantas de generación eólicas e hidroeléctricas en el mismo cálculo no resulta congruente, pues son diferentes en la naturaleza de las fuentes primarias de energía, tecnologías, costos de inversión y operación, y períodos de vida útil.
- 2.35.** Así por ejemplo, se estima que las desaplicaciones descritas ocasionaron diferencias entre las tarifas fijadas por la ARESEP para compra de energía eléctrica a generadores privados con contratos renovados, tarifa de referencia promedio para contratos hidroeléctricos nuevos y tarifas promedio de referencia de los contratos eólicos nuevos, con respecto a la tarifa que técnica y metodológicamente correspondía; ello, para el periodo de 2015 a 2019. Los efectos de estas diferencias se presentan en la figura n.º 1.

---

<sup>18</sup> Oficio n.º OF-0265-RG-2019 del 4 de abril de 2019.

Figura n.º 1

Estimación del efecto en las tarifas de las desaplicaciones de las metodologías para compra de energía eléctrica a privados en los contratos BOO, periodo 2015 a 2019 (tarifas en centavos de dólar)



Fuente: Elaboración propia.

2.36. Además, el Órgano Contralor estimó el monto que corresponde a las diferencias tarifarias para los contratos renovados, obteniendo las sumas estimadas giradas de más por compra de energía a privados en 2017 y 2018, así como al mes de mayo de 2019; los cuales se muestran en la figura n.º 2.

Figura n.º 2

Diferencias estimadas en el pago por compra de energía eléctrica a generadores privados con contratos renovados (cifras en dólares)



\*Montos estimados consideran los pagos efectuados por el ICE a mayo de 2019.

Fuente: Elaboración propia, a partir de registros de compras de energía del ICE.

**FALTA EVIDENCIA DOCUMENTAL QUE FUNDAMENTE LA DECISIÓN DE INICIO O RENOVACIÓN DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA A GENERADORES PRIVADOS**

- 2.37. Se determinó que el ICE no acredita el fundamento que respalda la decisión de contratar por primera vez o renovar los contratos de compra de energía eléctrica a privados, en su modalidad Generación autónoma o paralela (BOO: Build, Own and Operate, por sus siglas en inglés), regulada en el Capítulo I de la Ley n.º 7200, así como los de Compra de energía bajo régimen de competencia (BOT: Build, Operate and Transfer, por sus siglas en inglés,) normada en el Capítulo II de la Ley n.º 7200 y Ley n.º 7508. Estas compras tienen el propósito de satisfacer parte de la necesidad de energía eléctrica del país.
- 2.38. Es así como, para las contrataciones efectuadas por el ICE entre el 2010 y 2018 que corresponden a 19 renovaciones de contratos de compra de energía a privados, así como 11 contratos nuevos de BOO y 2 de BOT, no constan las motivaciones de orden técnico, económico, ambiental, social y de oportunidad que respaldan la conveniencia de la decisión de ejecutar dichas compras. El valor total de estos contratos nuevos y renovaciones se estima en USD 2.049,00 millones. Lo anterior, se detalla en el anexo.
- 2.39. Al respecto, la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE indicó que no queda registrado el análisis que fundamenta la decisión de incorporar nueva capacidad de generación privada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es decir nuevos contratos de BOO y BOT, aunque sí se discute la conveniencia técnica y económica de estas contrataciones durante la elaboración del Plan de Expansión de la Generación, en cuyo desarrollo se considera la posibilidad de obtener precios competitivos<sup>19</sup>. Además, señalan que esto es así, porque la Ley n.º 7200 declara de interés público la compra de energía y los planes nacionales impulsan la incorporación del sector privado en la generación<sup>20</sup>.
- 2.40. Por otra parte, las solicitudes de autorización para el inicio de procesos de compra de energía eléctrica a privados BOO y BOT (primer contrato y renovaciones) efectuadas por la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico a la Dirección Corporativa de Electricidad, entre el 2010 y 2018, no mencionan los análisis o datos que las respaldan. Estas solicitudes sólo refieren a: a) la facultad legal para ejecutar el proceso de compra a privados; b) la disponibilidad de participación según el porcentaje de capacidad instalada del SEN permitido por la Ley n.º 7200 (hasta 15% para BOO y 15% para BOT); c) políticas de desarrollo del sector electricidad para promover una matriz diversificada de fuentes de generación, sin especificar cuáles, y d) referencia a la posibilidad de lograr mejores precios por economías de escala.
- 2.41. Además, las solicitudes de autorización para el inicio de procesos de compra de energía mediante los BOO también refieren a: a) existencia de solicitudes de elegibilidad en trámite, b) existencia de empresas con propuestas de proyecto con elegibilidad aprobada, y c) expectativa de que se efectúe una nueva convocatoria y se cuenta con suficientes ofertas para garantizar una sana competencia. No obstante, el Órgano Contralor considera que lo indicado no sustituye el análisis que fundamenta la conveniencia técnica y económica de iniciar dichos procesos.

<sup>19</sup> Oficio n.º 0610-105-2018 del 9 de octubre de 2018.

<sup>20</sup> Oficio n.º 0610-099-2018 del 26 de setiembre de 2018.

- 2.42. También, la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico manifestó que las decisiones de renovación de contratos BOO, se fundamenta en las necesidades de nueva generación que se valoraron en los planes de expansión de la generación vigentes en cada momento, la cual considera deseable cubrir con plantas ya construidas, amortizadas en su mayor parte, que no provocan nuevos impactos ambientales, y porque estima esa Dirección, que es más eficiente aprovechar esas plantas a desarrollar nuevas<sup>21</sup>. Sin embargo, el Órgano Contralor considera que dichas argumentos por sí solos no son suficientes para fundamentar la compra de energía generada por esas plantas.
- 2.43. Es claro que la Ley n.º 7200 faculta al ICE para suscribir contratos destinados a la compra de energía eléctrica a privados para cubrir las necesidades en el suministro de energía eléctrica del país, en el tanto la potencia por cada modalidad (BOO y BOT) alcance como máximo un 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el SEN. Asimismo, la toma de decisiones de contratación bajo estas modalidades implican el análisis de su conveniencia y oportunidad, mediante la identificación y evaluación de criterios basados en las reglas unívocas de la ciencia o técnica, y los principios elementales de justicia, lógica y conveniencia, de conformidad con los artículos 15 inciso 1), 16 inciso 19), 133 y 136 inciso e) de la Ley General de Administración Pública, n.º 6227<sup>22</sup>.
- 2.44. Al respecto, la Sala Constitucional reiteradamente ha señalado<sup>23</sup> que los actos administrativos deben estar debidamente motivados, mediante elementos de hecho y de derecho. Las facultades discrecionales no implican una libertad ilimitada, están sujetas al bloque de legalidad y conveniencia, y a criterios de racionalidad y razonabilidad. Esta regulación es un medio de control sobre la no arbitrariedad con la que se ejercen las potestades públicas.
- 2.45. En ese sentido, la Ley de creación del ICE n.º 449, establece la obligación para ese Instituto de procurar satisfacer la demanda de energía eléctrica mediante soluciones que se encuentren dentro de los límites económicamente justificables, y procedimientos técnicos que aseguren el mejor aprovechamiento de la energía<sup>24</sup>. Además, el artículo 25 de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones n.º 8660, dispone que para iniciar un procedimiento de concurso para la adquisición de bienes y servicios, la decisión administrativa de promoverlo debe contener la justificación de su procedencia.
- 2.46. El propósito de las regulaciones de cita es asegurar que las decisiones no sean arbitrarias, sino que se sujeten a los principios de legalidad y debido proceso, en observancia de los artículos 11 y 41 de la Constitución Política, a efecto de lograr el interés general y la satisfacción de las necesidades colectivas; los cuales en este caso se circunscriben a asegurar que la promoción de los contratos de compra de energía a privados, resulte la opción más conveniente para atender la demanda de energía.

<sup>21</sup> Oficio n.º 0610-001-2019 del 10 de enero de 2019.

<sup>22</sup> Dictámenes n.ºs C-15-2009, C-86-2016, C-128-2017, emitidos por la Procuraduría General de la República.

<sup>23</sup> Votos n.ºs 6078-99, 1290-90, 8193-2000, 14421-04, 6535-06 y 2006-15109.

<sup>24</sup> Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad n.º 449, del 8 de abril de 1949. Arts. 1, 2 incisos a), b), y g), y 3.

- 2.47. Por consiguiente, la conveniencia y determinación de promover estas contrataciones, debe darse de forma razonada y fundamentada, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 133 de la Ley General de Administración Pública, el cual dispone que el motivo debe ser legítimo, y congruente con el fundamento y los hechos por los cuales se adoptó la decisión.
- 2.48. Asimismo, la ausencia de registros sobre la motivación de las decisiones para el inicio de los procesos de contratación o renovación de contratos de compra de energía eléctrica a privados, no resulta congruente con lo estipulado en el numeral 4.4.1 de las Normas de Control Interno para el Sector Público n.º N-2-2009-CO-DFOE del 26 de enero de 2009, en lo referente a la obligación para el jerarca y los titulares subordinados de documentar y registrar la gestión de los actos institucionales.
- 2.49. La situación expuesta obedece a la omisión de acciones para documentar los motivos de orden técnico, de oportunidad y conveniencia, que justificaron la toma de decisiones de compra de energía eléctrica a privados, ya sean nuevos contratos o la renovación de existentes, como la opción más conveniente para atender las necesidades de generación de energía eléctrica del país.
- 2.50. De esta forma, la falta de acreditación del sustento de las decisiones tomadas, impide examinar la razonabilidad de la actuación administrativa y limita la rendición de cuentas, pues no es posible conocer las motivaciones de orden técnico, económico, social, ambiental y de oportunidad de esos actos administrativos.
- 2.51. Además, la capacidad instalada para generar energía eléctrica en el país es el doble de la demanda máxima y la generación privada opera de modo forzado, no sujeta al despacho de generación del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE). Es así como, de continuar esta situación, se incrementa el riesgo de que en momentos de baja demanda de energía y exceso de recursos para la generación, deba dejarse fuera de operación las plantas de los generadores privados para mantener la operación segura del SEN, y por ello el ICE tenga que pagar a los privados por la energía que dejaron de entregar al sistema<sup>25</sup>; lo cual, se presentó en varias ocasiones entre el 2016 y octubre de 2018.

#### **DÉBIL SEGUIMIENTO DEL ICE A PLANTAS BOT DE PRIVADOS EN ETAPA DE OPERACIÓN COMERCIAL**

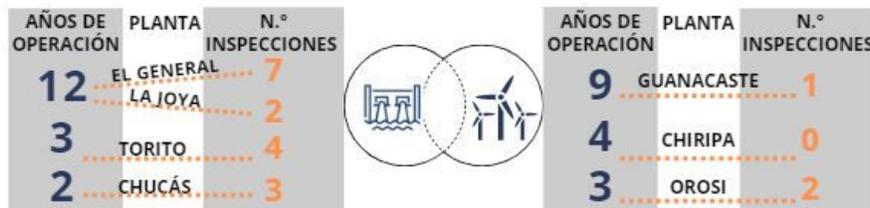
- 2.52. Se determinó que durante la etapa de operación comercial, el ICE efectúa un débil seguimiento a las plantas de generadores privados, cuyos contratos de compra de energía eléctrica se encuentran bajo la modalidad del capítulo II de la Ley n.º 7200 (BOT: Build, Operate and Transfer). Al respecto, es obligación del ICE verificar y asegurar que los activos de estas plantas se le traspasen en buen estado y correcta operación, según el artículo 22 de la Ley n.º 7200 y los artículos 30 y 31 del Reglamento al Capítulo II de la Ley de Generación Paralela: Régimen de Competencia, Decreto Ejecutivo n.º 24866 del 12 de diciembre de 1995.
- 2.53. Los contratos BOT son suscritos entre el ICE y los generadores privados por un período de 20 años, y establecen al privado un plazo de tres años para la construcción de la planta y 17 años para su operación comercial, después de lo cual tiene que transferir la planta en buen estado al Instituto, con la expectativa de que sea explotada por el ICE por otro periodo similar. Por ello,

<sup>25</sup> Oficio n.º 0810-635-2018 del 7 de setiembre de 2018.

surge la obligación del ICE de verificar el buen estado de la planta durante el período de operación comercial.

- 2.54. El ICE cuenta con siete contratos BOT en la fase de operación comercial, con un valor contractual estimado en conjunto de USD 736,00 millones. Estos contratos corresponden a las plantas hidroeléctricas La Joya, El General, Chucás y Torito, y las plantas eólicas Guanacaste, Chiripa y Orosí; los cuales, establecen la obligación del generador privado de someter a aprobación del ICE el programa anual de mantenimiento, y para las plantas hidroeléctricas remitir informes periódicos sobre la ejecución de dichos programas. Estos contratos facultan al ICE a acceder a las plantas a fin de efectuar inspecciones periódicas que permitan corroborar el estado real del mantenimiento de las obras civiles y equipo, y solicitar información al generador privado.
- 2.55. No obstante, los 62 informes de ejecución del programa de mantenimiento presentados por las empresas hidroeléctricas privadas al ICE entre el 2008 al 2018, carecen de entre uno y 10 elementos a reportar establecidos en los contratos suscritos. Estos elementos son: consumo de turbinas en m<sup>3</sup>/s, caudal de abastecimiento en m<sup>3</sup>/s, energía no generada, demanda en KW mensual, niveles máximos y mínimos de embalse, tiempo medio de falla, tiempo medio de duración entre fallas, datos mensuales de confiabilidad y disponibilidad, indisponibilidad programada, indisponibilidad forzada, factor de planta, factor de carga, caudal turbinado y caudal de abastecimiento.
- 2.56. Estos informes permiten contar con información sobre la operación, gestión de mantenimiento, desempeño de los equipos electromecánicos, equipos auxiliares y obra civil, entre otros elementos. Esta información resulta relevante para la toma de decisiones sobre el cumplimiento contractual y la gestión de la planta.
- 2.57. Además, se determinó que el ICE no ha establecido la periodicidad con la cual ejecutará las visitas de inspección de las siete plantas BOT. Al respecto, se observó que no guardan un patrón consistente las inspecciones efectuadas en el periodo de operación comercial del 2008 al 2018, como lo muestra la figura n.º 3.

**Figura n.º 3**  
**Detalle de las inspecciones del ICE a plantas con contratos BOT**  
**Periodo 2008 al 2018**



Fuente: Elaboración propia.

- 2.58. También, se determinó que el ICE no elaboró los planes de supervisión y matrices de control de cinco de las siete plantas con contratos BOT requeridos entre octubre de 2016 y el 2018, de conformidad con el procedimiento de Control y Seguimiento de BOT's Etapa Operativa n.º

NG-05-PR-87-004, emitido por el Negocio de Generación el 18 de octubre de 2016 para atender los compromisos establecidos en los contratos de compra de energía a privados<sup>26</sup>.

- 2.59. Así, el artículo 1 del procedimiento n.º NG-05-PR-87-004 antes citado, indica que su propósito es generar una guía para la supervisión y revisión de la planta durante la fase de ejecución del contrato, y sus artículos 7.1 y 7.9 disponen que el Administrador de contratos del ICE debe elaborar un plan de supervisión y matrices de control, donde se identifiquen los módulos o elementos estratégicos para la vida útil de la planta. Estos planes fueron elaborados únicamente para las plantas El General y Chucás.
- 2.60. Además, se determinó que entre octubre de 2016 y el 2018 el ICE no recibió 9 de los 20 programas de mantenimiento que deben remitir los generadores privados, obligación estipulada en los respectivos contratos. Asimismo, en 9 de los 11 programas de mantenimiento recibidos no consta aprobación por parte del ICE.
- 2.61. Es así como, la Contraloría General considera importante la elaboración de los planes de supervisión y matrices de control, así como analizar y someter a trámite de aprobación los programas de mantenimiento de los generadores privados, al constituir instrumentos que permiten corroborar que los mantenimientos programados en las plantas respondan a las recomendaciones del fabricante, se ejecuten bajo estándares de calidad definidos, o en su defecto, se detecte la omisión de actividades de mantenimiento necesarias.
- 2.62. Sobre el particular, el artículo 6.6.6 del Procedimiento para la administración de contratos de generación privada del ICE n.º PDG-03, del 5 de septiembre de 2016, refiere a la obligación del Instituto de verificar la entrega, seguimiento y cumplimiento de los requisitos técnicos indicados en los contratos de compra de energía durante la fase de operación y mantenimiento de las plantas. En el mismo sentido, el artículo 6 del Procedimiento del ICE para el control de obras de infraestructura eléctrica privada BOT, BOO y Obras Afines n.º GE-01-PR-23-001, del 9 de enero de 2017, estipula la obligación del Instituto de fiscalizar de manera pronta y cumplida los términos pactados en los contratos.
- 2.63. La situación descrita obedece a la falta de aplicación consistente y sistemática del procedimiento n.º NG-05-PR-87-004, establecido para asegurar el cumplimiento de las condiciones contractuales durante la fase de operación comercial, en cuanto a la ejecución de inspecciones y pruebas técnicas, la presentación y aprobación de los programas de mantenimiento y sus informes de ejecución, a efecto de verificar el buen estado de las plantas.
- 2.64. En consecuencia, el ICE se expone al riesgo de recibir en transferencia plantas por las cuales ya desembolsó el monto acordado pero en condiciones que no satisfagan las expectativas de buen estado; lo cual, limitaría el máximo aprovechamiento en el periodo posterior a su recepción, y por ende, se incurra en inversiones adicionales por reparaciones para que la planta alcance un nivel aceptable con respecto a la estructura de las obras civiles y el estado de los equipos.
- 2.65. Lo anterior, aunado a que los contratos BOT refieren a que las condiciones mínimas aceptables del estado estructural de las obras civiles deben cumplir con los requisitos de calidad, resistencia y acabados, pero sin especificar éstos. También, dichos contratos sólo indican que deben ser satisfactorias las condiciones de operación de los sistemas auxiliares, equipos de control, protección y medición y todo otro equipo y accesorios de las plantas. Lo anterior, sin indicar las

---

<sup>26</sup> Oficio n.º 0810-688-2018 del 26 de setiembre de 2018.

pruebas de funcionamiento que debe practicar el generador privado, ni los parámetros para determinar su cumplimiento, lo cual tampoco se consigna en los modelos de contrato para la modalidad BOT.

- 2.66. Lo indicado pone en riesgo las actividades relativas a la inspección que el ICE y el generador privado deben efectuar un año antes de la fecha de transferencia de la planta, para determinar las reparaciones necesarias para que esta cumpla con las condiciones mínimas aceptables; así como, la ejecución de trabajos de mantenimiento convenidos y las pruebas de funcionamiento que el privado deberá haber ejecutado seis meses antes de la fecha de transferencia. Ello, en cumplimiento de los términos de los contratos BOT y los anexos acerca de la transferencia de las plantas de generación eléctrica.
- 2.67. Al respecto, el Área de Administración de Contratos del CENCE indicó que en la mayoría de los casos, las pruebas de funcionamiento corresponden a las aplicadas en la puesta en marcha de cada una de las plantas<sup>27</sup>; pero las cláusulas contractuales no establecen en forma expresa tal relación.
- 2.68. En este sentido, las buenas prácticas indican que para precisar las condiciones mínimas aceptables de las estructuras de las obras civiles, es posible establecer valores mínimos de tolerancia, como por ejemplo el grado de resistencia de las estructuras de concreto armado, porcentaje de pérdida de espesor de aceros admitido por efecto de corrosión, margen de asentamiento o desplazamiento permisible en muros de contención, obras de anclaje de tuberías, equipo eléctrico y mecánico, torres y postes. También, el nivel de sedimentación admitido en embalses y otras obras hidráulicas, y estado de las vías de acceso.
- 2.69. Asimismo, en el caso de las condiciones de los equipos de la planta es factible definir pruebas y valores de tolerancia mínimos como: niveles de cavitación de la turbina hidráulica, niveles de vibración máximos admitidos de los equipos de generación, tiempos de respuesta de equipos de protección, así como condiciones y software de los equipos de monitoreo.
- 2.70. Así, precisar las condiciones mínimas aceptables de las estructuras de las obras civiles y de operación de los equipos de la planta, es congruente con el artículo 132, inciso 1) de la Ley General de la Administración Pública n.º 6227, el cual refiere al deber de que el contenido del acto administrativo sea claro y preciso y abarque todas las cuestiones de hecho y derecho surgidas del motivo, aunque no hayan sido debatidas por las partes interesadas.
- 2.71. Al respecto, el artículo 6.B.3 del Procedimiento n.º GE-01-PR-23-001 del ICE, establece que los criterios de aceptación e indicadores de cumplimiento para la recepción y transferencia de la planta, serán aquellos estipulados de previo en el contrato. Asimismo, el artículo 24 del Reglamento al Capítulo II Ley Generación Paralela: Régimen Competencia, Decreto Ejecutivo n.º 24866-MINAE, señala que el contrato debe incluir de manera clara y precisa cláusulas que garanticen la buena marcha de la prestación del servicio.

---

<sup>27</sup> Oficio n. 0810-717-2018 del 5 de octubre de 2018.

## 3. Conclusiones

- 3.1. El proceso de concesión y compra de energía a privados surge en 1990 con la emisión de la Ley n.º 7200, como otra opción para atender la demanda de energía eléctrica del país. Al respecto, el Estado debe garantizar que las decisiones de recurrir a dicha opción corresponden a las más convenientes para cubrir el servicio público de suministro de energía eléctrica al menor costo y con tarifas competitivas, tanto para los consumidores como para los prestadores del servicio.
- 3.2. Así, resulta imprescindible para el ICE demostrar documentalmente que las decisiones de recurrir a la contratación o renovación de contratos de compra de energía eléctrica a generadores privados bajo las modalidades de BOO y BOT, resultan las más convenientes para solventar las necesidades de suministro de energía eléctrica, en apego a criterios de racionalidad y razonabilidad. Lo anterior, adquiere especial relevancia si se considera que los contratos que actualmente se encuentran en ejecución, implican compromisos financieros ineludibles para ese Instituto, estimados en USD 2.049,00 millones.
- 3.3. Asimismo, la débil supervisión ejercida por el ICE durante la operación comercial de los contratos de compra de energía eléctrica a privados bajo la modalidad BOT, no permite constatar el estado real del mantenimiento de las obras civiles y equipo de las plantas. Esto, implica el riesgo de que no se dé en buen estado la transferencia de la planta y sus activos, como lo establece la Ley n.º 7200 y su Reglamento, y tampoco se efectúen las mejoras necesarias para asegurar que los equipos y estructura civil de la planta satisfacen las condiciones mínimas aceptables.
- 3.4. Por último, las debilidades de las metodologías definidas por la ARESEP y sus desaplicaciones, han propiciado fijaciones tarifarias que rebasan el principio de servicio al costo, así como un normal beneficio o utilidad para el prestatario. Al respecto, en los contratos de compra de energía renovados se estima que dicha situación le ha implicado al ICE erogaciones adicionales cercanas a los USD 24,00 millones, entre el año 2017 y mayo de 2019. Lo anterior, no solo perjudica los fondos públicos que administra ese Instituto, sino también a los consumidores finales, pues necesariamente esas erogaciones forman parte de la factura eléctrica.

## 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 n.º 7428, y el artículo 12 inciso c) de la Ley General de Control Interno, se emiten las siguientes disposiciones de acatamiento obligatorio que deberán ser cumplidas dentro del plazo (o en el término) conferido para ello, por lo que su incumplimiento no justificado constituye causal de responsabilidad.
- 4.2. Para la atención de las disposiciones de 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, según resolución n.º R-DC-144-2015, publicados en La Gaceta n.º 242 del 14 de diciembre del 2015.

- 4.3. La Contraloría General se reserva la posibilidad de verificar, por los medios que considere pertinentes, la efectiva implementación de las disposiciones emitidas, así como de valorar el establecimiento de las responsabilidades que correspondan, en caso de incumplimiento no justificado de estas.

#### **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**

- 4.4. Elaborar las propuestas de modificación de: a) artículos 1, 3.4.2, 3.4.3, 3.5.4 de la Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados Existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), resolución n.° RJD-009 y sus reformas; b) párrafo Expectativa de venta (E) de la Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, resolución n.° RJD-152-2011 y sus reformas; c) artículo iv del Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas, resolución n.° RJD-163-2011 y sus reformas; d) adicionar las normas que establezcan el uso del tiempo real de operación en el cálculo del factor de planta, en la Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas y el Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas. Enviar a la Junta Directiva las modificaciones propuestas para lo de su competencia, a más tardar el 28 de febrero de 2020. Remitir a la Contraloría General copia del documento que evidencie el envío de las propuestas, a más tardar el 13 de marzo de 2020 (ver párrafos del 2.3 al 2.19).
- 4.5. Elaborar la propuesta de metodología de fijación de tarifas para generadores privados eólicos que renueven contratos de compra de energía eléctrica con el ICE. Enviar la propuesta de la metodología a la Junta Directiva para lo de su competencia. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual conste el envío de la propuesta a la Junta directiva, a más tardar el 28 de febrero de 2020 (ver párrafos del 2.3 al 2.19).

#### **A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

- 4.6. Resolver acerca de las propuestas de modificación que les remita el Regulador General relativas a la Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley n.° 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el ICE; la Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, y el Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas, que le remita el Regulador General; las cuales fueron requeridas en disposición del párrafo 4.4. Remitir a la Contraloría General copia del (los) acuerdo (s) en el cual se resuelva acerca de las propuestas de modificación de las metodologías, dos meses naturales después de que las propuestas fueron recibidas (ver párrafos del 2.3 al 2.19).
- 4.7. Resolver acerca de la propuesta de metodología de fijación de tarifas para generadores privados que utilizan fuentes eólicas, para la renovación de contratos de compra venta de electricidad con el ICE, que le remita el Regulador General. Remitir a la Contraloría General una certificación de lo resuelto a más tardar 2 meses después del recibo de la propuesta de metodología por parte del Regulador General (ver párrafos del 2.3 al 2.19).

- 4.8. Resolver acerca de la propuesta de acciones para resarcir los montos pagados de más por el ICE a los generadores privados con contratos renovados, en los años 2017, 2018 y 2019, que le remita el Regulador General. Remitir a la Contraloría General una certificación de lo resuelto a más tardar 2 meses después del recibo de la propuesta por parte del Regulador General (ver párrafos del 2.20 al 2.36).

**A MARCO CORDERO ARCE EN SU CALIDAD DE INTENDENTE DE ENERGÍA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO**

---

- 4.9. Ajustar las tarifas vigentes para la compra de energía eléctrica a generadores privados, emitidas mediante las resoluciones n.º RE-0008-IE-2019, n.º RIE-057-2018 y n.º RE-0079-2018, de forma que se corrijan las desaplicaciones metodológicas indicadas en párrafos 2.25 y 2.29 de este informe, relativos a: a) rentabilidad sobre los aportes de capital, y b) uso de información de plantas eólicas. Remitir a la Contraloría General certificación que acredite la publicación de las nuevas fijaciones tarifarias en el diario oficial La Gaceta, a más tardar el 30 de octubre de 2019.

**A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL Y MARCO CORDERO ARCE EN SU CALIDAD DE INTENDENTE DE ENERGÍA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, O A QUIENES EN SU LUGAR OCUPEN LOS CARGOS**

---

- 4.10. Determinar los montos pagados de más por el ICE a los generadores privados con contratos renovados, en los años 2017, 2018 y 2019 hasta la última fecha en que la tarifa haya sido aplicada, debido a desaplicaciones de la Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley n.º 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el ICE, resolución n.º RJD-009-2010 y sus reformas. Además, proponer las acciones que permitan resarcir los montos determinados y remitirlas a la Junta Directiva para lo de su competencia. Enviar a la Contraloría General una certificación en la cual consten los montos determinados y el envío de la propuesta de acciones para el resarcimiento de estos montos a la Junta Directiva, a más tardar el 29 de noviembre de 2019; así como, dos informes de avance semestrales acerca de la implementación de las acciones a partir del día hábil siguiente a la formalización de estas por parte de la Junta Directiva. (ver párrafos del 2.20 al 2.36).

**A JAVIER VARELA RODRÍGUEZ EN SU CALIDAD DE ADMINISTRADOR DE CONTRATOS DE GENERACIÓN PRIVADA DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO**

---

- 4.11. Elaborar e implementar los planes de supervisión y matrices de control para las plantas de generación eléctrica con contratos BOT: La Joya, Torito, Guanacaste, Chiripa y Orosí, en apego a lo establecido en el procedimiento n.º NG-05-PR-87-004 del 18 de octubre de 2016. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual conste la elaboración de los planes y matrices de control, a más tardar el 31 de octubre de 2019. Además, remitir tres informes de implementación de dichos planes, el primero a más tardar el 15 de diciembre de 2019, el segundo al 30 de junio de 2020, y el tercero al 15 de diciembre de 2020 (ver párrafos del 2.52 al 2.71).

**A MARCO ACUÑA MORA EN SU CALIDAD DE DIRECTOR CORPORATIVO DE ELECTRICIDAD DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO**

- 4.12. Girar instrucciones a la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico para que se acredite en los archivos o expedientes, según corresponda, las consideraciones que motivan las decisiones de compra de energía eléctrica a privados, ya sean nuevos contratos o la renovación de los existentes. Remitir a la Contraloría General copia de la instrucción girada, a más tardar el 31 de octubre de 2019 (Ver párrafos del 2.37 al 2.51).
- 4.13. Ajustar el modelo de contrato BOT para garantizar que en adelante establezcan las pruebas y parámetros que aseguren las condiciones mínimas aceptables del buen estado estructural de las obras civiles y de operación satisfactoria de los equipos de la planta, que serán exigidos al generador privado de conformidad con el artículo 22 de la Ley n.º 7200 y el 31 del Decreto Ejecutivo n.º 24866-MINAE. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual consten los ajustes efectuados al modelo de contrato, a más tardar el 29 de noviembre de 2019. (Ver párrafos del 2.65 al 2.71).
- 4.14. Establecer las pruebas y parámetros relativos a las condiciones mínimas aceptables que se exigirán a cada uno de los siete generadores privados con contrato BOT en ejecución, para garantizar el buen estado de las obras civiles y de operación satisfactoria de los equipos de la planta, en cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 22 de la Ley n.º 7200 y el 31 del Decreto Ejecutivo n.º 24866-MINAE. Comunicar al generador privado las pruebas y parámetros establecidos. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual consten las pruebas y parámetros y su comunicación al generador privado, a más tardar el 30 de junio de 2020. (Ver párrafos del 2.65 al 2.71).

Licda. Lilliam Marín Guillén MBA.

**Gerente de Área**

Lía Barrantes León

**Asistente Técnico**

Marvin Mejía Vargas

**Coordinador**

Berny Hidalgo Prado

**Colaborador**

Erick Alvarado Muñoz

**Colaborador**

Vanessa Pacheco Acuña

**Abogada**

LBL/MMV/mcmd

Ce.: Archivo auditoría

## Anexo

### Valor estimado de contratos de compra de energía eléctrica a generadores privados

Nombre de la Planta	Modalidad de contrato	Valor estimado en USD\$
Planta Aeroenergía	BOO	21.000.000
Planta Eólica Vientos del Este	BOO	54.490.000
Planta Hidroeléctrica Vara Blanca	BOO	18.973.500
Planta Doña Julia	BOO	68.256.500
Planta Eólica Vientos de Miramar	BOO	132.952.580
Planta El Ángel Ampliación	BOO	45.421.000
Planta El Ángel	BOO	14.759.000
Planta Hidroeléctrica El Embalse	BOO	4.635.000
Planta Matamoros	BOO	1.533.000
Planta Eólica Mogote	BOO	119.603.000
Planta Hidroeléctrica Caño Grande III	BOO	13.356.000
Planta Hidroeléctrica Caño Grande	BOO	11.719.000
Planta Platanar	BOO	10.800.000
Planta Río Lajas	BOO	36.818.000
Planta Eólica Campos Azules	BOO	129.202.850
Planta Eólica Altamira	BOO	121.809.970
Planta La Rebeca	BOO	419.000
Planta Eólica Tierras Morenas	BOO	26.054.000
Planta Hidroeléctrica Santa Rufina	BOO	72.721
Planta Don Pedro	BOO	21.714.000
Planta Volcán 3	BOO	23.112.000
Planta Tapezco	BOO	724.000

Plantas Eólicas Tilarán (PESRL)	BOO	28.933.000
Plantas Hidroeléctricas Poas I & II	BOO	3.209.000
Plantas Hidroeléctricas Suerkata	BOO	1.035.000
Planta Eólica Tilawind	BOO	112.104.000
Planta Hidroeléctrica Río Segundo II	BOO	181.000
Planta Eólica Vientos de la Perla	BOO	136.141.640
Planta Hidroeléctrica Río Bonilla 510 *	BOO	46.583.000
Planta Hidroeléctrica Río Bonilla 1320 *	BOO	50.376.000
Planta Hidroeléctrica Río San Rafael *	BOO	57.269.000
Planta Hidroeléctrica Torito	BOT	146.366.541
Planta Hidroeléctrica Chucás	BOT	107.595.929
Planta Eólica Chiripa	BOT	124.785.400
Planta Eólica Orosí	BOT	123.638.000
Planta Eólica Guanacaste	BOT	84.190.600
Planta Hidroeléctrica La Joya	BOT	71.965.000
Planta Hidroeléctrica El General	BOT	77.484.000
**Planta Ingenio Taboga	BOO	40.617.000
**Planta Azucarera el Viejo	BOO	31.810.000

\*Plantas que no han entrado en operación.

\*\*Plantas de Biomasa.

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de contratos de compra de energía eléctrica y sus adendum; y correo electrónico del ICE del 2 de marzo de 2019.