

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Presidencia Ejecutiva



Informe Seguimiento I Trimestre
Plan Operativo Institucional (POI)

ICE - Electricidad

Año 2017



Mayo 2017

El presente documento ***"Informe evaluación a la Planificación Operativa"*** es elaborado como:

1. Requisito de cumplimiento externo conforme a los Lineamientos para la Planificación Institucional (MIDEPLAN) y Normas Técnicas sobre Presupuesto Público -1-2012-DC-DFOE (CGR)
2. Requisitos de cumplimiento de la Estrategia Grupo ICE de las Áreas Adscritas, Gerencias ICE y Subsidiarias, conforme lineamientos para la Planificación Operativa Empresarial

Para:

Atención del Seguimiento Primer Trimestre año 2017.

© ICE, todos los derechos reservados 2017 y de carácter confidencial, elaborado por la Dirección de Gobernanza y Planificación de la División de Estrategia y Desarrollo de Negocios



PÁGINA INTENCIONALMENTE EN
BLANCO

TABLA DE CONTENIDOS

I. PRESENTACIÓN.....	1
CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES.....	3
1.1 Marco Filosófico Institucional.....	3
1.2 Estructura organizacional	5
1.3 Programas Institucionales	7
CAPITULO II. DESEMPEÑO POR PROGRAMAS ICE.....	1
2.1 Programa Electricidad	2
Resultados Plan Operativo Institucional (POI).....	3
a) Resumen de Cumplimiento POI Electricidad	3
b) Cumplimiento a la Programación Estratégica por Programa.	4
c) Cumplimiento al Plan Nacional de Desarrollo, 2015/2018, “Alberto Cañas Escalante”.....	13
Resultados de Ejecución Presupuestaria Electricidad	28
ANEXOS: INFORMES, INSTRUMENTOS Y ANÁLISIS DE LA PLANIFICACIÓN	
OPERATIVA INSTITUCIONAL EMPRESARIAL ICE ELECTRICIDAD.....	29
Anexo 1: Informe POI del Programa 03	29

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO NO. 1: OBJETIVOS ESTRÁTÉGICOS DEL GRUPO ICE.....	5
CUADRO NO. 2: RESUMEN DE NIVEL DE CUMPLIMIENTO DE INDICADORES POI ELECTRICIDAD. 2017	3
CUADRO NO. 3: RESUMEN DE NIVEL DE CUMPLIMIENTO DE INDICADORES POI ELECTRICIDAD.....	4
CUADRO NO. 4 CAPACIDAD INSTALADA MW GRUPO ICE	6
CUADRO NO. 5 INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS POR REGIÓN.....	10
CUADRO NO. 6 CANTIDAD DE LUMINARIAS INSTALADAS POR REGIÓN INSTALACIÓN.	11
CUADRO NO. 7: CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.....	11
CUADRO NO. 8 PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTE Y EMPRESA. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL IT 2017	23
CUADRO NO. 9 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTE Y EMPRESA. DATOS COMPARATIVOS. 2013-2017	23
CUADRO NO. 10 INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, IT 2017.....	24
CUADRO NO. 11 CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA POR EMPRESA ELÉCTRICA.....	25
CUADRO NO. 12 INSTALACIÓN DE LUMINARIAS POR EMPRESA ELÉCTRICA.	27
CUADRO NO. 13: EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DEL PROGRAMA 03. I TRIMESTRE 2017 (EN MILES DE CRC).	28

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO No. 1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh	5
GRÁFICO No. 2 PRODUCCIÓN PORCENTUAL DE ENERGÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	6
GRÁFICO No. 3 CAPACIDAD INSTALADA EN MW DEL GRUPO ICE POR FUENTE.....	7
GRÁFICO No. 4 CAPACIDAD INSTALADA MVA, 2002 - 2017.....	8
GRÁFICO No. 5: CAPACIDAD INSTALADA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
GRÁFICO No. 6 ENERGÍA NO SERVIDA, DISPONIBILIDAD QUINQUENAL DE LA RED.....	9
GRÁFICO No. 7 COMPARACIÓN DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA, 2016- 2017, CRECIMIENTO PORCENTUAL.....	14
GRÁFICO No. 8 COMPARACIÓN DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA, 2016- 2017, DIFERENCIAS PORCENTUAL.....	14
GRÁFICO No. 9 DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA EN GWh DE LOS AÑOS 2016 Y 2017	15
GRÁFICO No. 10 COMPARATIVO DE DEMANDAS MÁXIMAS MENSUALES DE LOS AÑOS 2016 Y 2017	16
GRÁFICO No. 11 COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA –ENERO 2017	16
GRÁFICO No. 12 COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA – FEBRERO 2017	17
GRÁFICO No. 13 COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA – MARZO 2017	18
GRÁFICO No. 14 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE DE ENERO –MARZO 2017	19
GRÁFICO No. 15 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE DE ENERO –MARZO 2016.....	19
GRÁFICO No. 16 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA 2016 Y 2017	20
GRÁFICO No. 17 NIVEL DEL EMBALSE ARENAL – 2017	20
GRÁFICO No. 18 NIVEL DEL EMBALSE CACHÍ – 2017.....	21
GRÁFICO No. 19 NIVEL DEL EMBALSE PIRRÍS – 2017.....	21
GRÁFICO No. 20 NIVEL DEL EMBALSE REVENTAZÓN – 2017	22
GRÁFICO No. 21 NIVEL DEL EMBALSE ANGOSTURA – 2017	22
GRÁFICO No. 22 CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA POR EMPRESA ELÉCTRICA, 2017	26
GRÁFICO No. 23 LUMINARIAS INSTALADAS POR EMPRESA.....	27

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA NO. 1: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL ICE	6
FIGURA NO. 2 MAPA NACIONAL DE COBERTURA ELÉCTRICA	12

I. Presentación

El Plan Operativo constituye el instrumento de planificación que vincula el quehacer organizacional con el presupuesto, para el cumplimiento de los objetivos definidos del periodo en ejecución 2017, de los Planes de Negocios que responden a los Planes Nacionales y la Estrategia Grupo ICE vigente.

El marco que orienta el presente ejercicio de evaluación de cierre de periodo se fundamenta, en primera instancia, en lo establecido por la organización en atención a la Estrategia Grupo ICE, aprobada en sesión del Consejo Directivo N° 6114 y actualización de la sesión N°6201 para el periodo 2014-2018, la que contempla una serie de objetivos, acciones y proyectos para la atención de los principales desafíos que enfrenta la Institución, tanto en el negocio de las telecomunicaciones como electricidad, que procura la atención de los principios básicos su constitución y fortalecimiento de las leyes No.449, No. 3226 y No.8660. Asimismo, el compromiso empresarial versa sobre la atención del “Plan Nacional de Desarrollo” (PND 2015-2018).

De lo anterior, el presente esfuerzo tiene como fin reconocer el cumplimiento de los resultados con respecto a los Objetivos y Acciones Estratégicas que definen el accionar de las Áreas Institucionales en atención a la Estrategia Grupo ICE 2014-2018 y al PND 2015-2018. Además, tiene como origen la programación aprobada para el año en curso, mediante la cual y conforme con las metas esperadas, se determina el cumplimiento y grado de ejecución de las acciones de los titulares responsables de alto nivel.

La finalidad de esta práctica permite a la Institución fortalecer la oportunidad en toma decisiones, con el propósito de adecuar los negocios y su gestión mediante un proceso dinámico y sostenido, a las condiciones externas vigentes. Al respecto, el presente documento muestra resumen de los resultados de la gestión anual, así como los factores que impactaron el desvío del cumplimiento de las metas, en los casos que así aplique, lo que permite reenfocar los esfuerzos para la consecución de las mismas.

En este sentido, los resultados de las metas por programas ICE y Subsidiarias, se valoran conforme a la escala de cumplimiento establecida para estos efectos y se detallan aquellas metas que se encuentran en la categoría de atraso crítico, según los informes elaborados por los titulares de la administración superior del Grupo ICE con base en los “Lineamientos de Formulación 2018, Seguimiento y Evaluación 2017”. Este ejercicio responde a intereses internos de la organización.

**PÁGINA INTENCIONALMENTE EN
BLANCO**

CAPITULO I: Aspectos Generales

1.1 Marco Filosófico Institucional

Servir al mercado de la Industria Eléctrica y de las Telecomunicaciones en apertura, requiere mantener y proyectar al ICE en su categoría de Institución-Empresa, con características y estándares de calidad de clase mundial, mismo en el que operan sus competidores.

En este sentido y conscientes de los retos que implica mantenerse en un mercado en competencia, el Consejo Directivo del ICE aprueba el 12 de noviembre del 2014, en la sesión No.6114, la “Estrategia Grupo ICE 2014-2018”, misma que es objeto de un ejercicio de actualización y que queda formalmente oficializado según los alcances de los acuerdos tomados por este Órgano Colegiado en sesión No. 6201 del 21 de noviembre anterior.

La misma proyecta “hacia nuestros clientes y la ciudadanía en general, una visión remozada del grupo, con la que se promueve maximizar las capacidades del ICE y sus empresas y conformar una Corporación que si bien se replantea y fortalece de cara a los nuevos tiempos, se mantiene comprometida con el desarrollo económico, social y ambiental del país, propósito abrazado desde su fundación”... “Asimismo, establece un modelo de Negocios para el Grupo ICE, que será articulado con su respectivo modelo de Gobierno Corporativo, para lograr una dinámica integrada de las operaciones de los negocios y fortalecer las sinergias, como principal medio para lograr una propuesta de valor a los clientes renovada”.

Lo anterior, promueve orientar los esfuerzos hacia la excelencia operativa, por medio de un proceso de mejora continua, eficiencia empresarial, optimización de costos y rendición de cuentas.

Como resultado del último ejercicio de Planeamiento Estratégico desarrollado para el Grupo ICE, se institucionalizan los siguientes elementos que formar el marco orientador de la gestión organizacional;

Visión institucional

“Ser una Corporación líder, innovadora en los negocios de electricidad y telecomunicaciones en convergencia, enfocada en el cliente, rentable, eficiente, promotora del desarrollo y bienestar nacional, con presencia internacional”.

Misión Institucional

“Somos la Corporación propiedad de los costarricenses, que ofrece soluciones de electricidad y telecomunicaciones, contribuyendo con el desarrollo económico, social y ambiental del país”.

Valores Institucionales

Además, los valores propios del ICE, aprobados por el Consejo Directivo en el artículo 2 de la Sesión No.5676 de julio del 2005, fueron extendidos al resto de la corporación, quedando definidos como:

- Integridad
- Compromiso
- Excelencia.

En complemento de lo anterior, a continuación se presenta la misión y visión correspondiente a cada uno de los Negocios de Telecomunicaciones y Electricidad en pleno alineamiento con la Estrategia.

Sector Electricidad

Misión: “Mejorar la calidad de vida y el desarrollo económico y social, a través de un servicio de electricidad que supera las expectativas de bienestar, comodidad y progreso de todos los costarricenses”

Objetivos Estratégicos

Además, seguidamente se incluyen los objetivos estratégicos de la Estrategia Grupo ICE 2014-2018, según perspectiva.

Cuadro No. 1: Objetivos Estratégicos del Grupo ICE.

Perspectiva	Objetivo / Descripción
Financiera	Incrementar y Diversificar los Ingresos.
	Optimizar los costos y gastos.
	Asegurar la rentabilidad de los activos e inversiones.
Clientes	Desarrollar una gestión integral de clientes.
	Consolidar la propuesta de valor del Grupo ICE.
Procesos	Asegurar la gobernabilidad del Grupo ICE.
	Diversificar el portafolio de negocios apoyado en la gestión de la innovación.
	Incorporar un enfoque de sostenibilidad al Modelo Corporativo de Gestión.
Aprendizaje y Crecimiento	Generar sinergias a nivel de los negocios y la gestión de recursos para optimizar los procesos.
	Apalancar la información como activo estratégico.
	Consolidar una cultura organizacional corporativa innovadora y competitiva.
	Potencializar el capital intelectual.

Factores Claves del Éxito

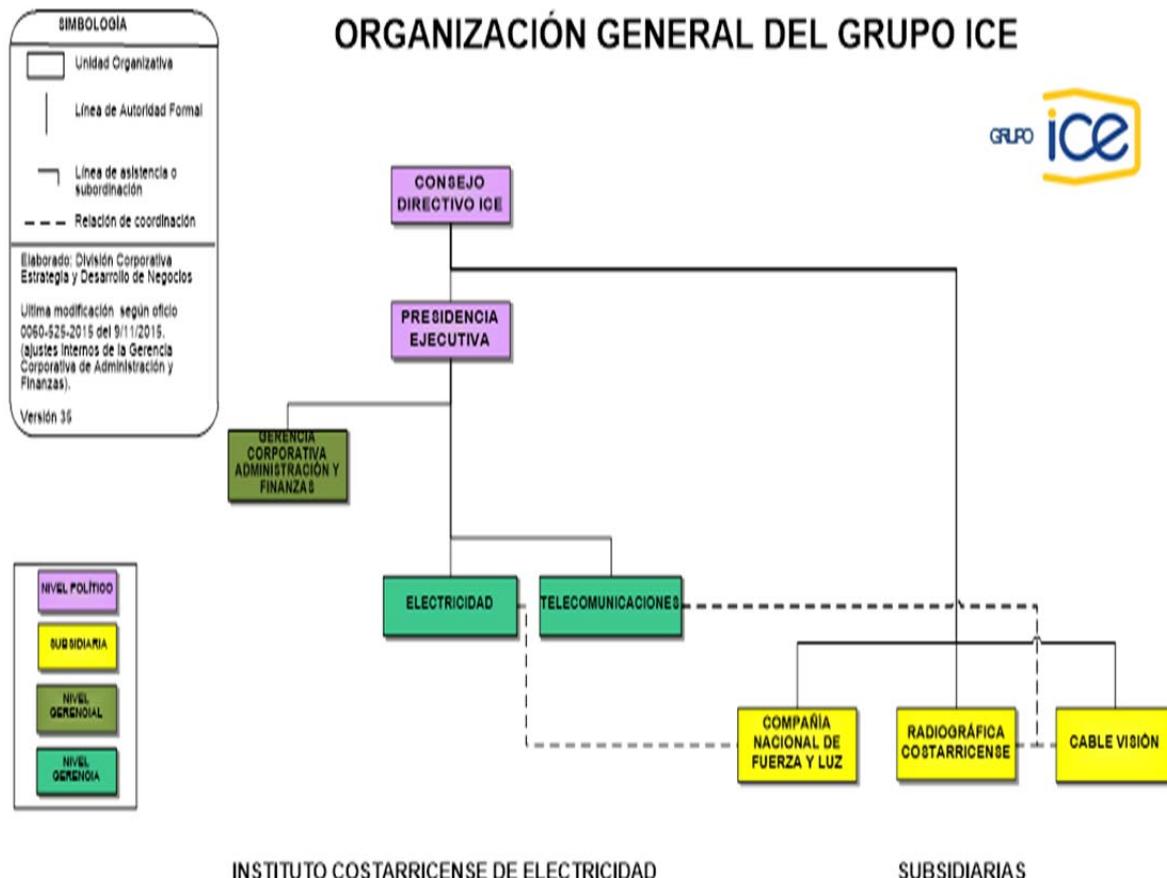
Los aspectos que requieren atención preponderante a nivel del Grupo ICE, a manera de factores críticos de éxito, para llegar a la situación deseada definida en la visión, son los siguientes:

- Gobernabilidad del Grupo ICE.
- Transformación a una cultura competitiva en el Grupo ICE
- Viabilidad Empresarial de RACSA.
- Aprovechar la integración de Cable Visión en la dinámica Grupo ICE
- Adecuación de los procesos de gestión de recursos.
- Potencializar el negocio eléctrico.
- Competitividad del Negocio de Telecomunicaciones.
- Sostenibilidad Financiera de CNFL.

1.2 Estructura organizacional

La estructura organizacional es constantemente revisada y actualizada, para así operar como institución-empresa en condiciones requeridas para la sostenibilidad del Sistema Eléctrico Nacional en el negocios electricidad y en competencia para el negocio de telecomunicaciones, en ambos casos se tiene como fin fortalecer la empresa mediante la atención de tareas prioritarias formuladas en la planificación empresarial, los procesos, los sistemas administrativos y la cultura institucional en todos sus ámbitos, esto para mantener en el ICE niveles de eficiencia y eficacia de clase internacional, de cara a los constantes desafíos a los que se ve sometido y que dinamizan ambos mercados. A continuación se presenta la estructura organizacional actual del Grupo ICE, misma que a la fecha con respecto al informe anterior no ha experimentado ajustes.

Figura No. 1: Estructura Organizacional del ICE



1.3 Programas Institucionales

En el ICE, tanto el ejercicio de planificación como el del presupuesto Institucional, son atendidos mediante tres programas:

- Programa 01: Alta Dirección y Gestión Administrativa.
- Programa 02: Telecomunicaciones.
- Programa 03: Electricidad.

Estos programas formulan acciones y proyectos para mantener en operación normal los servicios, así como el desarrollo y evolución de los mismos.

Según la dinámica establecida para la evaluación, el ICE realiza esta labor aplicando una metodología que se basa en los lineamientos establecidos por MIDEPLAN, las Normas Técnicas de la Contraloría General de la República (CGR) y demás normativa interna aplicable a la materia que ha establecido Cuadros de Mandos Integrales que permite mediante indicadores de desempeño de resultados identificar el estado de realización institucional y empresarial de los negocios.

Según lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades del Sector Telecomunicaciones No. 8660 y la Política Empresarial de Seguridad de la Información de la Institución, el Consejo Directivo como máximo órgano de dirección del Instituto Costarricense de Electricidad requiere declarar confidencial la información referente al sector de Telecomunicaciones –negocio en competencia– del presente informe razón por la cual no es incluida.

CAPITULO II. Desempeño por Programas ICE.

**PÁGINA INTENCIONALMENTE EN
BLANCO**

2.1 Programa Electricidad

El Sector Electricidad tiene como tarea fundamental con el país garantizar el suministro eléctrico presente y futuro. Para ello debe desarrollar, operar y mantener un sistema eléctrico que permita satisfacer esa demanda y es en este punto, que el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos se convierte en un aspecto trascendental, debido a las elevadas sumas de inversión que requieren, así como las implicaciones sociales y ambientales que conlleva.

Dentro de un ámbito de acción tan complejo como el que actualmente enfrenta el Sector Electricidad, son elementos fundamentales de atención las variaciones en el marco legal y regulatorio, las características y variaciones en el marco normativo de la empresa, la incursión en el Mercado Eléctrico Regional, el mandato de continuar con la responsabilidad de satisfacción de la demanda considerando las limitaciones legales, económicas y ambientales vigentes y la complejidad social hacia el desarrollo de grandes obras de infraestructura.

A su vez el Sector enfrenta el reto de la continuidad del servicio eléctrico, aspecto que se dificulta particularmente en la época de verano, debido a la escasez de lluvia que afecta los embalses de las plantas y que se convierte en un factor de riesgo para la continuidad del suministro de energía, en un sistema como el costarricense basado mayoritariamente en generación hidroeléctrica.

Otro tema del que se ocupa el sector, es llevar valor agregado al cliente, mediante proyectos de innovación y esfuerzos orientados a garantizarle un servicio que supere sus expectativas, otorgándole facilidades y aplicaciones, desde aspectos como la generación distribuida hasta las campañas de ahorro energético.

Para enfrentar estos y otros retos el ICE y sus empresas deben fortalecer su gobernabilidad como grupo empresarial, y contar con una estrategia clara y compartida, que sea avalada y liderada por las máximas autoridades del Grupo ICE.

Las empresas del Grupo ICE son actualmente dominantes en el ámbito nacional y con una fuerte proyección hacia el mercado regional, las sinergias que se puedan apalancar como grupo empresarial representan una ventaja competitiva para lograr una participación competitiva y de liderazgo en la Región.

Resultados Plan Operativo Institucional (POI)

Conforme a la responsabilidad que alcanza al ICE, sobre los compromisos de Planificación relacionados con el Sistema Eléctrico Nacional, a continuación se detallan los resultados institucionales alcanzados sobre las acciones estratégicas en las que participa en el marco del Plan Nacional de Desarrollo “Alberto Cañas Escalante” 2015-2018.

Este ejercicio tiene como base para la evaluación, la formulación del año 2017, mediante la cual y conforme con las metas esperadas, se determina el cumplimiento y grado de ejecución de las acciones.

a) Resumen de Cumplimiento POI Electricidad

A continuación, en el siguiente cuadro y con corte al I Trimestre 2017, se presenta el nivel de cumplimiento obtenido por el programa electricidad en sus 16 metas programadas para el 2017, de estas 15 (94%) avanzan de acuerdo con lo planificado y 1 (6%) presentan necesidad de mejora, como se muestra a continuación.

Cuadro No. 2: Resumen de Nivel de cumplimiento de indicadores POI Electricidad. 2017

Nivel de Cumplimiento	Programa Electricidad POI			
	PND (1)	PEP	Total	%
De acuerdo a con lo planificado ($\geq 80\%$)	5	10	15	94%
Necesidad de mejora ($>50\%$ y $<79,9\%$)	1	0	1	6%
Atraso critico ($>0\%$ y $<49,9\%$)		0	0	0%
Total	6	10	16	100%

(1) Aplican los criterios definidos por MIDEPLAN.

Con respecto a este programa es importante señalar que las siguiente meta asociada al PND 2015-2018, fueron reportadas por parte de la rectoría de MINAE a MIDEPLAN con “Necesidad de Mejora”.

- **Número kilómetros de nuevas líneas transmisión construidos:** En cuanto a la meta indicada para este año, se tiene programada la entrada en operación de 46,7 km de línea en la obra Santa Rita – Cóbano. Dicha obra está programada para entrar en operación en el II trimestre del año en curso. Entre los obstáculos que se pueden mencionar son unos pendientes que solicitó el área de mantenimiento de la región entre ellos (lavado de aisladores, colocación de puntos de soldadura en tornillos para ciertas estructuras), se está trabajando en ellos para que no ocasionen atrasos con la entrada en operación de la línea para el II trimestre del 2017. No se identifican rezagos ya que la línea se encuentra finalizada, salvo los pendientes identificados por el área de mantenimientos de la Región, en los cuales ya se está trabajando para no interferir con la entrada en operación de la

Línea en el II trimestre del 2017. Para este año se tiene el inconveniente de que en el Proyecto Transmisión Anillo Sur, el proceso licitatorio llave en mano fue declarado desierto, lo cual impactó la ejecución programada inicialmente, por lo tanto, estas obras se ven afectadas en el tiempo y no estarán listas para entrar a operar.

b) Cumplimiento a la Programación Estratégica por Programa.

Con respecto a las metas definidas en la Programación Estratégica por Programa, a continuación se presenta cuadro resumen de cumplimiento de indicadores de la Gerencia Electricidad de reporte a la CGR.

Cuadro No. 3: Resumen de Nivel de cumplimiento de indicadores POI Electricidad.

Indicadores de gestión y/o de resultados	Fórmula	Meta del indicador		
		Meta 2017	Resultado alcanzado I Trimestre	%
Producción de energía eléctrica ICE	Cantidad de energía producida en GWh	1 731,4 GWh	1 716,56 GWh	99,14%
Capacidad instalada MW GRUPO-ICE	Nuevos MW instalados	2 623,4 MW	2 623,4 MW	100,00%
Capacidad instalada en subestaciones MVA	MVA adicionales instalados	11 138 MVA	11 043 MVA	99,15%
Longitud de líneas de transmisión	Cantidad de kilómetros de líneas construidas	2 374,7 km	2 328 km	98,06%
Sistemas fotovoltaicos instalados	Cantidad de sistemas instalados	4 632	4 391	94,80%
Luminarias instaladas	Cantidad de luminarias instaladas	224 979	213 311	94,81%
Longitud de líneas de distribución	Cantidad de kilómetros de líneas construidas	20 806 km	20 797 km	99,96%
Energía no servida	Hrs. Energía no servida (≤)	0,53 Horas	0,03 Horas	1767%
Duración promedio de interrupciones en la red (DPIR)	DPIR = Σ horas * abonados afectados / abonados del sistema	2.7 H. interrupción	2 H. interrupción	135,00%
Grado de cobertura de electrificación	% de electrificación = # viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico / # viviendas ocupadas	99,30%	99,30%	100,00%

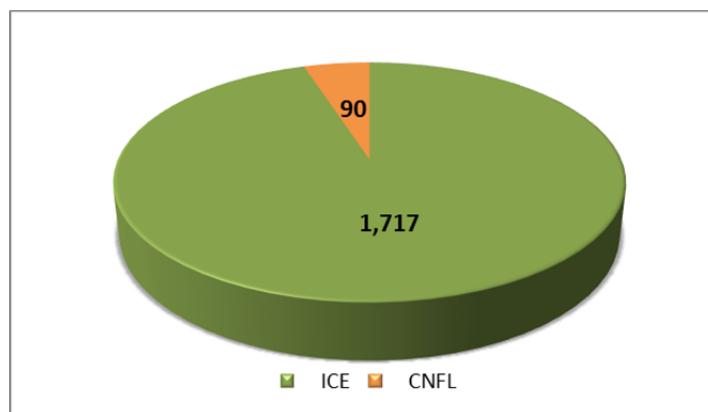
Como se puede observar en el cuadro anterior al I Trimestre 2017 no se cuenta con metas en atraso crítico a nivel de la Programación de Programa Electricidad. A continuación se presenta el detalle de las metas:

– Producción de energía eléctrica Grupo ICE

El análisis sobre el comportamiento de los embalses, medidas de seguridad y control de energía que se muestra en la meta sectorial de energía renovable para el período 2015/2018, es válido para el indicador de “Producción de energía Eléctrica del Grupo ICE”, por lo que, se muestran los datos mediante gráficos y cuadros sobre la producción aportada como actor principal.

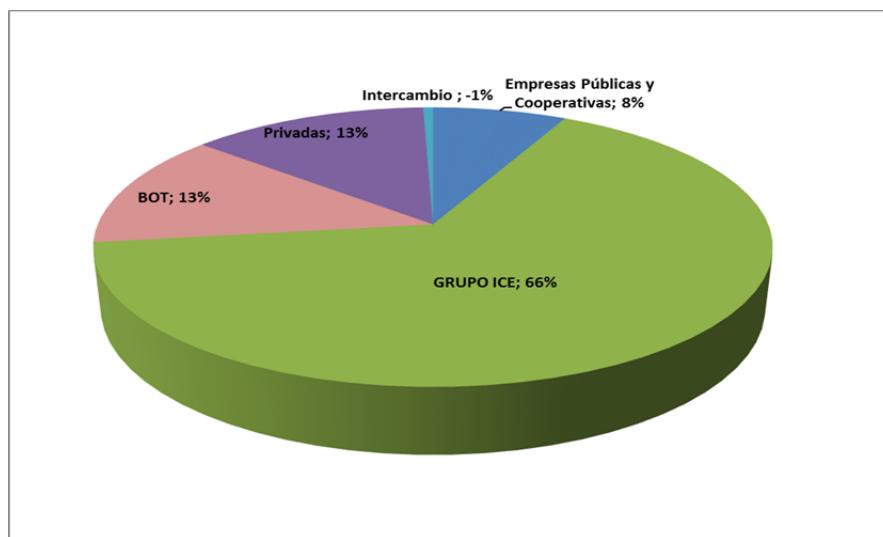
En resumen, al cierre del I trimestre, la producción de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha sido de 2,743 GWh, de los cuales 2,717 GWh corresponden a energía renovable, para un 99.06% y 26 GWh de energía térmica, para un 0,94%.

Gráfico No. 1 Producción de Energía Eléctrica GWh



Del total de la producción nacional 2 728 GWh, le corresponde al GRUPO ICE el 66% de esa producción, el 13% son contratos BOT con el ICE, el 13% a la empresa privada al amparo de las leyes No 7200 y No 7558, el 8% al resto de las empresas públicas y cooperativas.

Gráfico No. 2 Producción porcentual de energía de Energía Eléctrica por empresa distribuidora



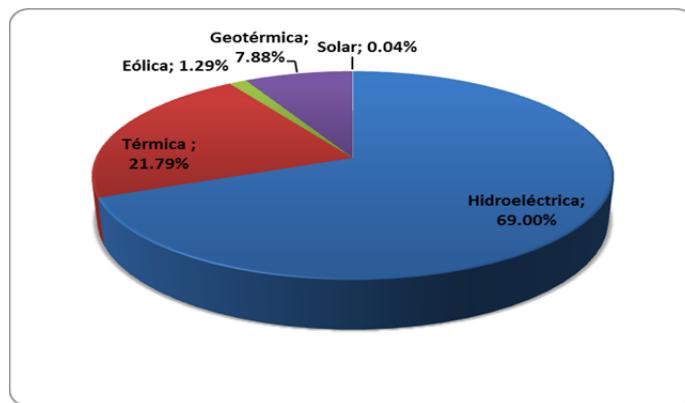
– **Capacidad instalada MW Grupo ICE**

Para el año 2017 el grupo ICE no tiene programado el incremento de la capacidad instalada (MW), ya que no se programó la entrada en operación de ningún proyecto de generación energía renovable.

Con respecto al trimestre anterior no se reportan ni incrementos y tampoco salidas de operación de unidades que afecten la capacidad instalada.

Cuadro No. 4 Capacidad instalada MW Grupo ICE

Tecnología	ICE	CNFL	TOTAL	Participación
Hidroeléctrica	1,683.8	126.3	1,810.2	69%
Térmica	571.7		571.7	22%
Eólica	18.5	15.3	33.8	1%
Geotérmica	206.9		206.9	8%
Solar	1.0		1.0	0%
Total	2,481.8	141.6	2,623.5	100%

Gráfico No. 3 Capacidad instalada en MW del Grupo ICE por fuente.

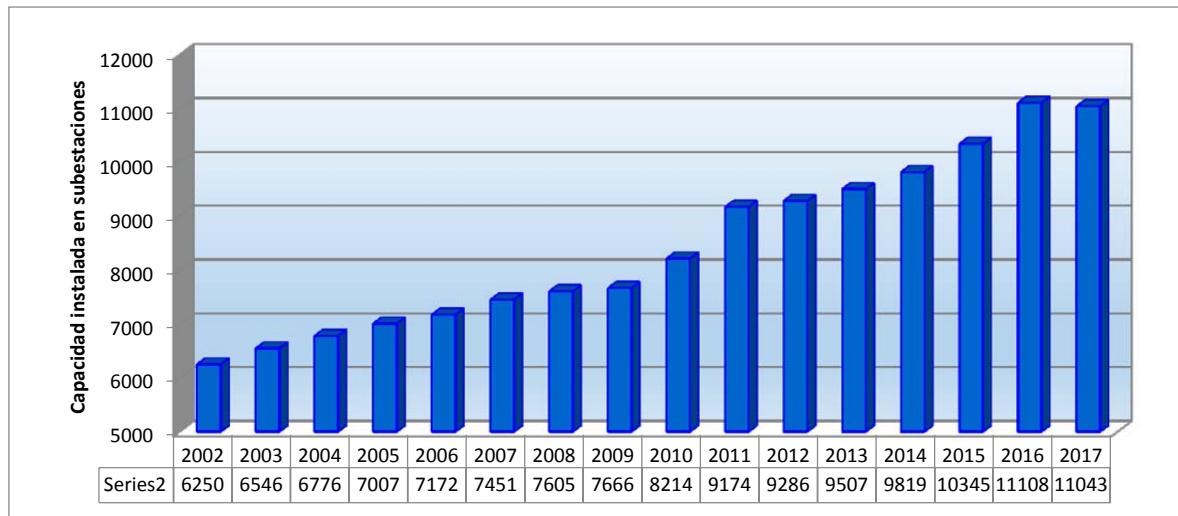
– **Capacidad instalada en subestaciones ICE**

En el I trimestre del año 2017, el sistema de transmisión cuenta con una capacidad de transformación en MVA que alcanza los 11 043, con una reducción de 65 MVA de acuerdo con la capacidad reportada en diciembre 2016; esto debido a la siguiente información: entrada a operar de transformador en Cachi 30 MVA y al retiro de 45 MVA en ST La Caja, 30 MVA en ST Heredia y 20 en ST Cachi.

Con esto se está cumpliendo con el objetivo estratégico “Desarrollar y mantener el Sistema de Transmisión para garantizar a nuestros clientes soluciones que incrementen nuestra propuesta de valor bajo los principios de: Oportunidad, Calidad, Continuidad y Confiabilidad”.

Con los nuevos proyectos de transmisión en lo que corresponde a la transformación de potencia se busca fortalecer la disponibilidad, para que los servicios de transporte estén disponibles de manera permanente y en los lugares requeridos tanto para los generadores y para los distribuidores; así como la Confiabilidad, para garantizar que los clientes puedan confiar en la continuidad del servicio y la calidad de la onda de voltaje, para ajustarse a los requerimientos de los mismos.

Gráfico No. 4 Capacidad instalada MVA, 2002 - 2017



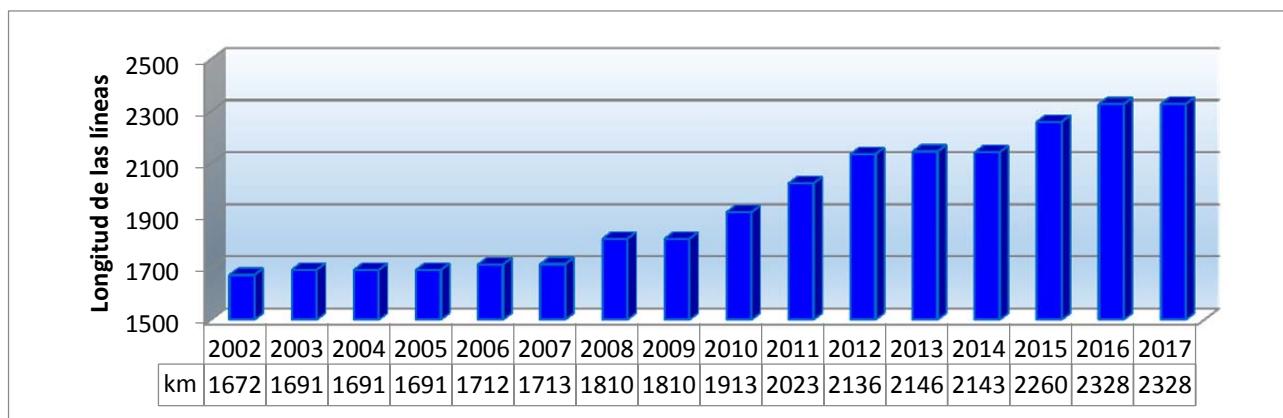
– **Longitud líneas de transmisión**

Durante el primer trimestre del año 2017 la longitud de las líneas de transmisión no ha tenido modificaciones de acuerdo con lo reportado en diciembre del 2016, se mantiene 2 328 km.

Es importante indicar que la expansión del sistema en cuanto al incremento en Km de líneas presenta dificultades principalmente de índole legal y administrativo en la adquisición de servidumbres.

Con estos proyectos de transmisión en ejecución se busca cumplir con el objetivo estratégico “Desarrollar y mantener el Sistema de Transmisión para garantizar a nuestros clientes soluciones que incrementen nuestra propuesta de valor bajo los principios de: Oportunidad, Calidad, Continuidad y Confiabilidad, en cuanto a: Disponibilidad, para que los servicios de transporte estén disponibles de manera permanente y en los lugares requeridos tanto para los generadores y para los distribuidores; Confiabilidad, para garantizar que los clientes puedan confiar en la continuidad del servicio y la Calidad de la Onda, para ajustarse a las tolerancias requeridas de amplitud, frecuencia y forma para los clientes.

Gráfico No. 5: Capacidad instalada Líneas de Transmisión.



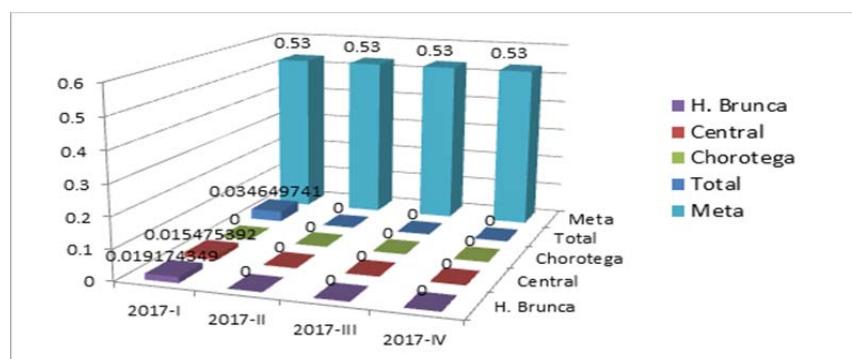
– Energía no servida

En cuanto a la energía no servida del primer trimestre año 2017 de 0,03 horas.

Este indicador “Energía No Servida”, está en horas energía no servida a la potencia promedio. Se mide trimestralmente a partir de cero MWh al inicio del año y se acumula trimestre a trimestre hasta sumar el acumulado de los cuatro trimestres del año”.

Mediante estos indicadores de gestión se le da seguimiento al Sistema de Transmisión en cuanto a los aspectos de disponibilidad, confiabilidad y calidad, para cumplir los objetivos estratégicos de acuerdo a la Misión del Sector.

Gráfico No. 6 Energía no servida, disponibilidad quinquenal de la red



– **Sistemas fotovoltaicos instalados**

El Programa de Electrificación Rural Fotovoltaica, tiene como objetivo dotar de electricidad, por medio de paneles solares, a aquellos clientes que se encuentran alejados de la red de distribución eléctrica y por lo tanto no tienen acceso al servicio eléctrico. En cumplimiento a la misión y objetivos estratégicos de la institución, se han brindado soluciones integrales a los clientes mediante la instalación de 39 sistemas fotovoltaicos al cierre del primer trimestre (14% de ejecución con respecto a la meta programada), requeridos especialmente por centros de salud y puestos de seguridad, zonas indígenas, cuya única posibilidad de suministro eléctrico por estar ubicados en zonas remotas es a través de sistemas solares.

Cuadro No. 5 Instalación de sistemas fotovoltaicos por región.

Programa	Región	Meta 2017	Resultado	Calificación
Conservación de Energía	Chorotega	35	10	29%
	Central	60	11	18%
	Brunca	90	0	0%
	Huetar Caribe	65	18	28%
	Pacífico Central	30	0	0%
Nacional		280	39	14%

– **Luminarias instaladas**

El alumbrado público es un elemento fundamental en el apoyo tanto de la seguridad ciudadana como lo vial, por lo que es un servicio muy sensible respecto a las comunidades. Su incremento es del 21% al cierre del I trimestre, con respecto a las 14,610 luminarias programadas a instalar, lo que representa la adición de 2,942 nuevas luminarias.

En cumplimiento a la misión y objetivos estratégicos de la institución, se han brindado soluciones integrales a los clientes con la instalación de luminarias, mediante su ejecución física, contribuyendo con el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos en aspectos de seguridad, educación y salud.

El programa de iluminación que se ha llevado a cabo, ha permitido mejorar las condiciones de seguridad y movilidad de los ciudadanos que se desplazan o se ubican en parques, puentes, calles de las diferentes comunidades a nivel nacional.

Cuadro No. 6 Cantidad de luminarias instaladas por región Instalación.

Región	Meta 2017	Aporte ICE	Aporte privados	Resultado	Calificación
Chorotega	2,680	583	3	586	22%
Central	4,205	1283	58	1341	32%
Brunca	2,865	436	5	441	15%
Huetar Caribe	2,776	537	0	537	19%
Pacífico Central	2,084	103	39	142	7%
Total	14,610	2,942	105	3,047	21%

– Longitud líneas de distribución eléctrica

El programa Desarrollo de Redes, tiene como objetivo incrementar la cobertura del sistema de distribución mediante la construcción de líneas, para beneficiar con el suministro eléctrico, ciudadanos que aún no cuentan con ese servicio.

Este programa de electrificación rural que se ha llevado a cabo durante el primer trimestre, ha logrado la construcción de 21,35 km de nuevas extensiones de línea, dando cumplimiento a la meta programada, con lo cual ha proporcionado soluciones de servicio eléctrico aproximadamente a 128 familias, facilitando la inserción de estos núcleos familiares a las comodidades que brinda el servicio eléctrico, lo cual indudablemente ha venido a mejorar las condiciones socioeconómicas de las diferentes comunidades a nivel nacional.

Cuadro No. 7: Construcción de nuevas líneas de distribución

Región	Meta 2017	Aporte ICE	Aporte privados	Calificación
Chorotega	11.6	0.18	3.78	2%
Central	2.92	0.97	1.7	33%
Brunca	3.86	3.46	2.08	90%
Huetar Caribe	10.8	15.84	0	147%
Pacífico Central	0.82	0.91	1.38	110%
Total	30	21.35	8.94	71%

- **Duración promedio de interrupciones en la red (DPIR)**

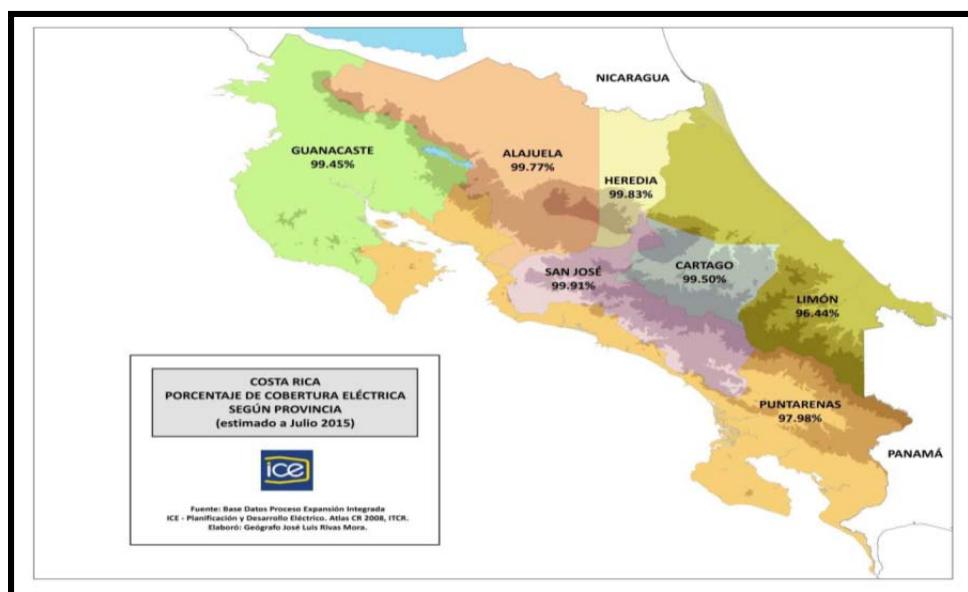
La Duración Promedio de interrupción de la red (DPIR), es la cantidad de tiempo que un cliente promedio, está sin servicio eléctrico en un año. El Programa de Mejoramiento Continuo de la Calidad estima para el año 2017, una duración promedio de interrupciones de 12,75 horas, al primer trimestre de 2017 se reporta un total de 2 horas, garantizando la continuidad y calidad en el servicio, mediante la reconstrucción de líneas, conversión de voltajes normalizados, construcción de enlaces de respaldo o la adición de fases, tal y como lo establecen nuestros objetivos institucionales en cumplimiento a nuestra misión y como lo indica la ley orgánica de la institución.

Durante este período se logró garantizar a los diferentes segmentos de mercado, mejores niveles de calidad en el servicio eléctrico ofrecido.

- **Grado de cobertura eléctrica**

De acuerdo con el informe "Costa Rica: Porcentaje de Cobertura Eléctrica", el porcentaje de cobertura eléctrica nacional es, 99,3% es decir, solo un 0,7% de las viviendas ocupadas a nivel nacional carecen de acceso al servicio mediante una red eléctrica. Estas viviendas se encuentran aisladas en zonas de difícil acceso, lo cual imposibilita la prestación del servicio, sin embargo, se hacen esfuerzos para dotarlas de sistemas fotovoltaicos que utilizan energía solar.

Figura No. 2 Mapa Nacional de Cobertura Eléctrica



c) Cumplimiento al Plan Nacional de Desarrollo, 2015/2018, “Alberto Cañas Escalante”.**Propuesta Estratégica Sectorial**

Como parte del rol Institucional, con la aprobación del Plan Nacional de Desarrollo “Alberto Cañas Escalante”, para el periodo 2015-2018, se le asignaron al Instituto Costarricense de Electricidad la participación en una serie de acciones y metas, las cuales constituyen el marco global del presente proceso de evaluación, mismas que se presentan a continuación:

Objetivo Sectorial

Suplir la demanda de energía del país mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad y combustible promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país.

Aumento de energías limpias en la matriz energética para reducir su vulnerabilidad supliendo la demanda de energía.

Dicha acción sectorial enmarcada en el plan país, son el marco de acción de las prioridades institucionales para el periodo 2015-2018, las que el ICE y los actores del sector atenderán decididamente, dado su compromiso desde siempre, con el desarrollo de fuentes productoras de energía de Costa Rica.

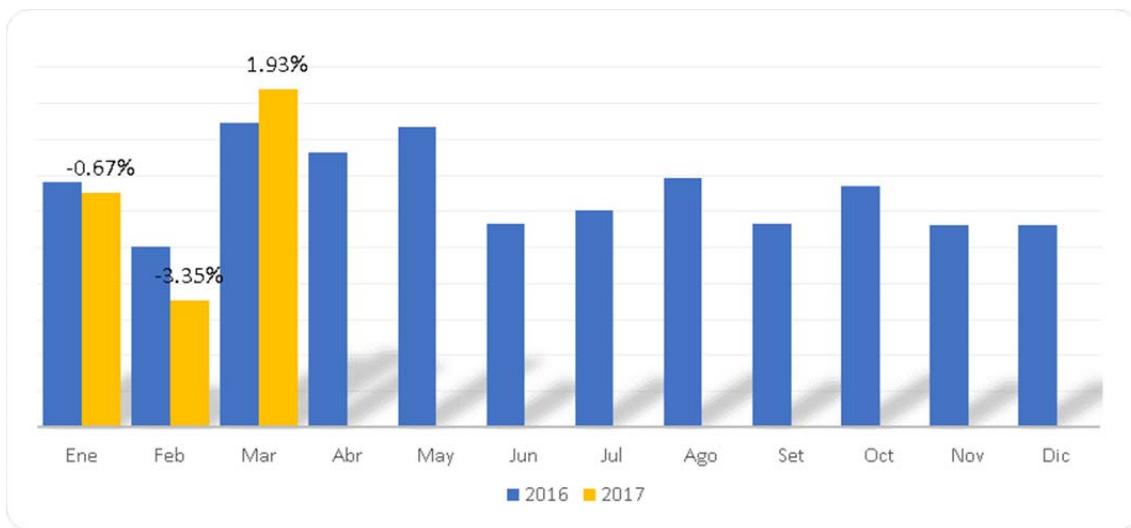
Meta Sectorial

“Lograr el 94% de energía renovable para el período 2015/2018. Alcanzar el 98% de energía renovable en el año 2018”

Para el I trimestre del año 2017 el sistema eléctrico nacional registró un crecimiento negativo de -0,63% de energía con respecto al mismo periodo del 2016. El crecimiento experimentado en el primer trimestre 2016 con respecto a 2015 fue de un 6,78%, lo que contrasta con el valor del 2017. Tal como se observa en la gráfica adjunta para el mes de enero 2017 respecto a enero 2016 el crecimiento fue igualmente negativo, con un valor de -0,67%. Durante el mes de febrero 2017, a pesar de registrarse un decrecimiento de energía de -3,35% el crecimiento real fue de cero, ya que se debe tomar en cuenta que en el año 2017 febrero tuvo 28 días a diferencia del 2016 que tuvo 29 días. El promedio diario de energía entre un año y otro es exactamente el mismo por lo que se concluye que el crecimiento es de 0%. Para marzo 2017 se observa un pequeño repunte en el crecimiento de energía al mostrarse un valor positivo de 1,93%.

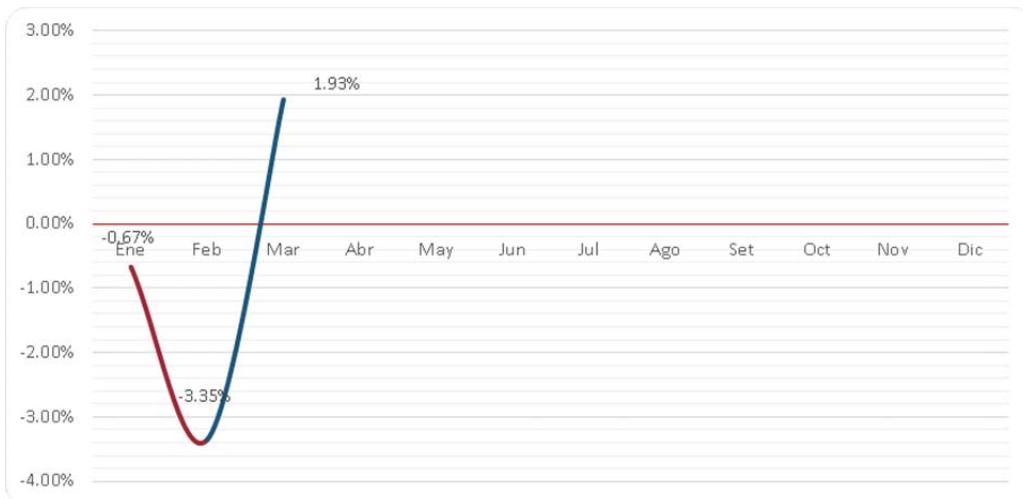
En la gráfica siguiente se muestra la tendencia mensual del crecimiento de la demanda del primer trimestre 2017 respecto al 2016. Destaca como es usual el mes de marzo por la alta influencia del verano.

Gráfico No. 7 Comparación demanda mensual de energía, 2016- 2017, crecimiento porcentual



En la siguiente gráfica se muestra la tendencia de crecimiento porcentual para cada uno de los meses del 2017 con respecto a 2016, concluyendo que el mes de enero fue negativo, febrero por la diferencia de días no tuvo crecimiento y marzo sería el primer mes del trimestre que mostró una tendencia positiva con 1,93% de crecimiento.

Gráfico No. 8 Comparación demanda mensual de energía, 2016- 2017, diferencias porcentual



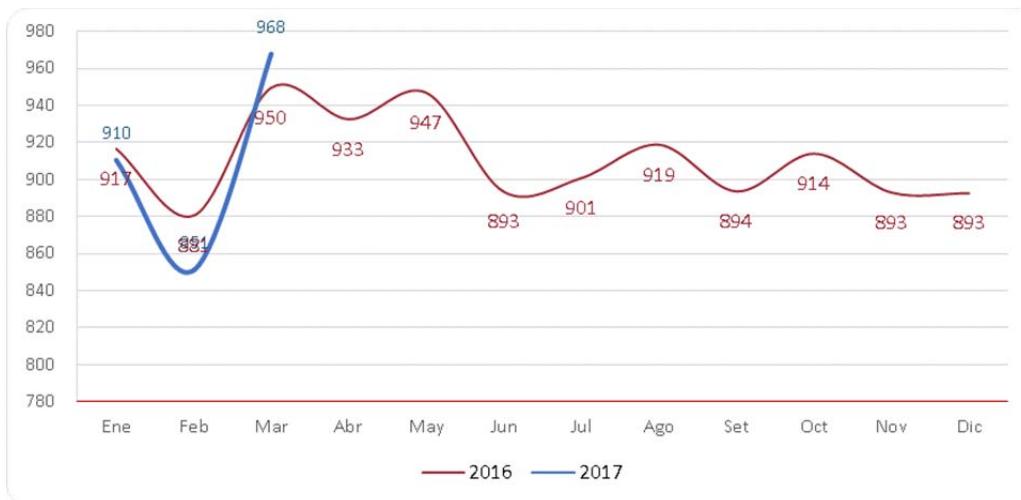
En términos absolutos de la cantidad de energía demandada por el sistema, el mes de enero 2017 registró 910 GWh valor ligeramente menor al demandado en 2016 que fue de 917 GWh. Febrero por su parte y como lo comentamos anteriormente sobre la cantidad de días en cada año, el valor

promedio diario se mantuvo en 30.3 GWh, crecimiento cero. Por último, se observa en marzo una demanda de 968 GWh, un crecimiento en la magnitud con respecto al año 2016 en que la demanda fue de 950 GWh en este mismo mes.

Para complementar este análisis seguidamente detallamos los promedios diarios de energía para el trimestre en estudio del 2017 versus 2016, donde destaca marzo de cada año con una magnitud mayor de promedio diario de energía.

Enero 2017:	29,4 GWh	Enero 2016:	29,6 GWh
Febrero 2017	30,3 GWh	Febrero 2016:	30,3 GWh
Marzo 2017	31,2 GWh	Marzo 2016:	30,6 GWh

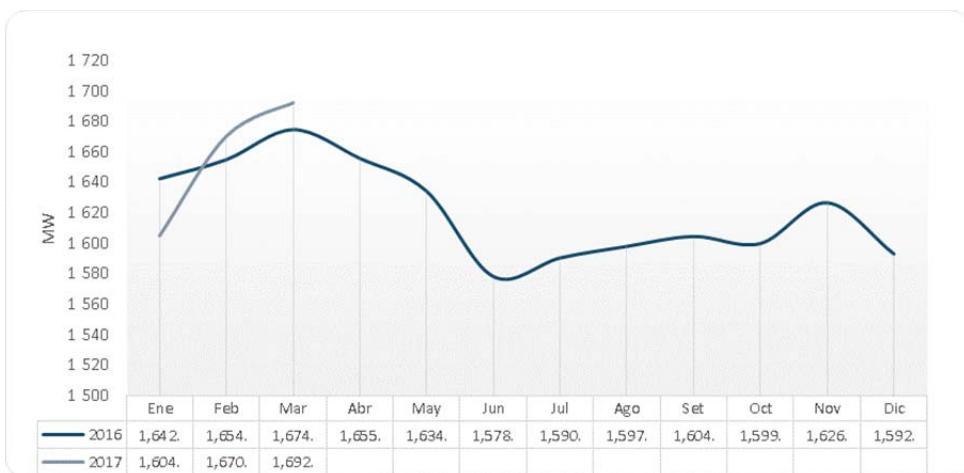
Gráfico No. 9 Demanda mensual de energía en GWh de los años 2016 y 2017



En la figura siguiente se muestran las demandas máximas mensuales registradas por el sistema eléctrico nacional en términos de potencia (en MW). Se observa que la potencia máxima durante el mes de enero 2017 fue menor que la del 2016, 1604 MW en 2017 y 1642 MW para el 2016.

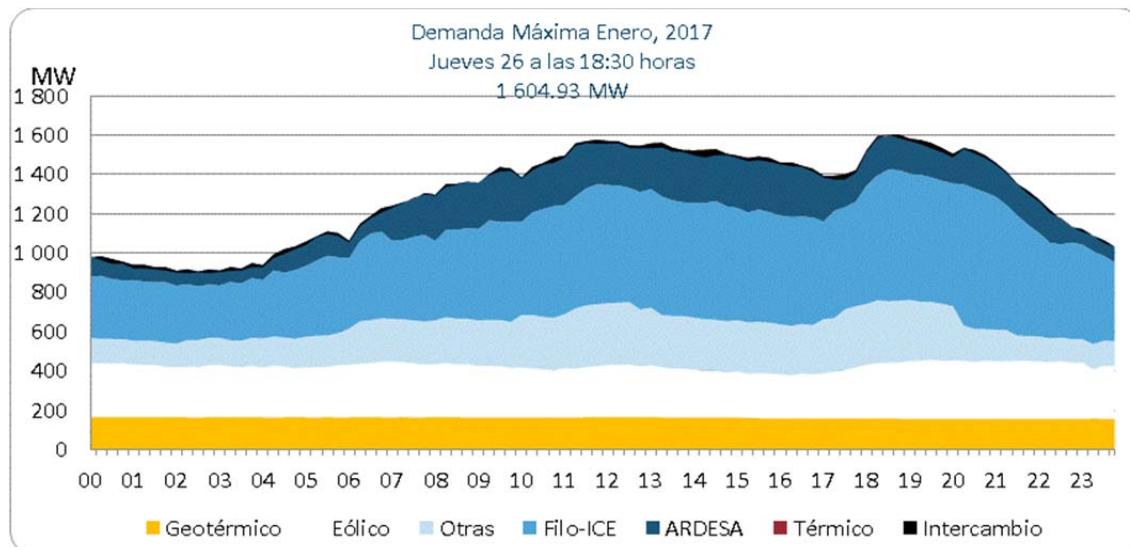
Sin embargo, para el mes de febrero 2017 la demanda máxima es mayor que la del 2016. Igual comportamiento se registra en el mes de marzo 2017, alcanzando el sistema el máximo histórico con 1692 MW registrados el 29 de marzo a las 18:30 horas.

Gráfico No. 10 Comparativo de demandas máximas mensuales de los años 2016 y 2017



El jueves 26 a las 18:30 horas se registra la máxima demanda del mes enero con 1 604,93 MW de potencia. Para este día en particular del total de la generación nacional, la geotérmica representó el 12,96%, la eólica 20,11% y el 66,84% de generación se obtuvo a base de recursos hidráulicos, de la cual casi la mitad (30.26%) proviene de plantas con embalses de regulación estacional (Cachí, Angostura, Pirrís y Reventazón) además del complejo Arenal. El sistema eléctrico no requirió de generación térmica. El intercambio regional que se realizó durante ese día (pequeñas áreas marcada en negro), representó cerca de 303 MWh que el país exportó a la región centroamericana

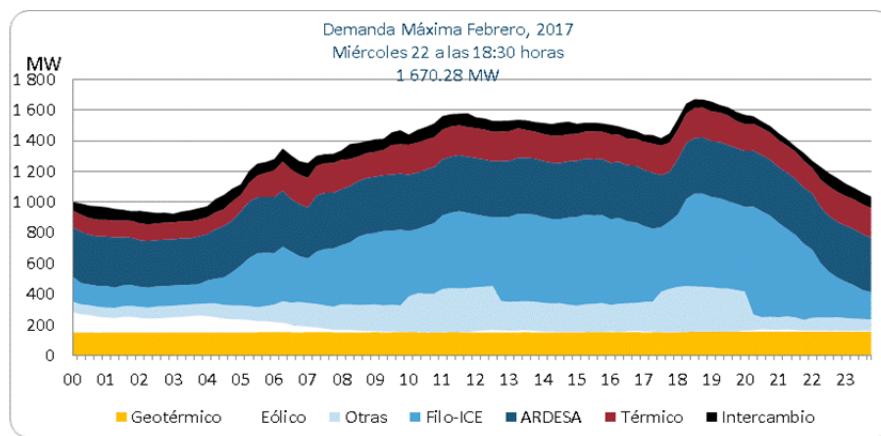
Gráfico No. 11 Composición de la demanda máxima –Enero 2017



Para el mes de febrero 2017 el sistema registró su demanda máxima el día miércoles 22 en la hora punta de la tarde, a las 18:30 horas. Para poder suplir la demanda nacional y debido a la menor disponibilidad de recursos renovables, la demanda debió ser atendida con generación

termoeléctrica, la cual representó el 13,21% del total de la generación nacional. Para ese día el país experimentó poca influencia de vientos por lo que la generación eólica cayó abruptamente representando solamente el 2,46% de total de generación nacional. Los otros aportes fueron el geotérmico con un 12,58% y el hidroeléctrico con un total de 71,76% del cual solamente del complejo Arenal se extrajo el 28% de la generación total. Además, como parte de la optimización operativa, el país importó energía en el orden de los 1 679 MWh equivalentes al 5,21% del requerimiento total nacional para ese día.

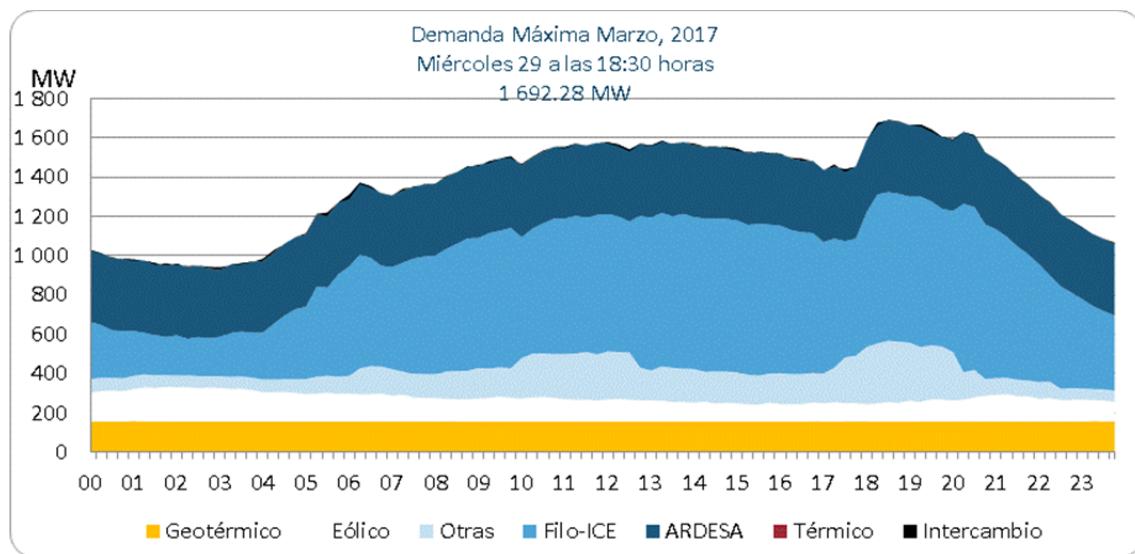
Gráfico No. 12 Composición de la demanda máxima – febrero 2017



El miércoles 29 de marzo 2017 a las 18:30 horas se presenta la máxima demanda del mes y la más alta hasta ahora registrada por el sistema eléctrico nacional, con una magnitud de 1 692,28 MW de potencia.

Para ese día en particular la demanda nacional fue cubierta en su totalidad con fuentes renovables, donde destacan las fuentes hidroeléctricas con un 79,04% con alta contribución de las plantas con embalses de regulación estacional más el complejo Arenal con el 53%. El geotérmico representó el 11,96% y las fuentes eólicas aportaron el 9% de la generación nacional.

Gráfico No. 13 Composición de la demanda máxima – marzo 2017



Con respecto a la producción de energía, en las siguientes se observa la distribución de la generación nacional por fuente para el período enero-marzo tanto para el 2017 como para el 2016.

Al comparar los comportamientos registrados para el mismo período de ambos años se puede observar como lo más relevante es que la generación termoeléctrica es bastante inferior durante el año 2017 la cual fue de 0,94% en comparación con la presentada en el 2016 que fue de 2,86%. Al observar dichos valores durante este primer trimestre, un período en gran parte con estación seca, se vislumbra que el año 2017 destacará al igual que los años 2015 y 2016, como un año con gran aporte de generación con fuentes renovables, gracias a la matriz energética con la que cuenta el país apoyada este verano con la generación de la planta hidroeléctrica Reventazón, de la planta hidroeléctrica Chucás y nuevos proyectos eólicos que se conectaron al sistema eléctrico nacional al finales del 2016.

Como resultado de lo antes mencionado se observa como la generación hidroeléctrica aumentó casi cuatro puntos porcentuales en el año 2017, ya que pasó de 65,64% en el año 2016 a 69,38% en el 2017. La generación eólica se incrementó muy levemente, pero se mantuvo cercana al 16% y por su parte la geotérmica disminuyó de 13,69% en el 2016 a 11,22% en 2017. El bagazo por su parte como generación típica de los veranos, se mantuvo en el mismo orden cercano al 2% de participación del total de generación nacional.

Gráfico No. 14 Producción de energía por fuente de enero –marzo 2017

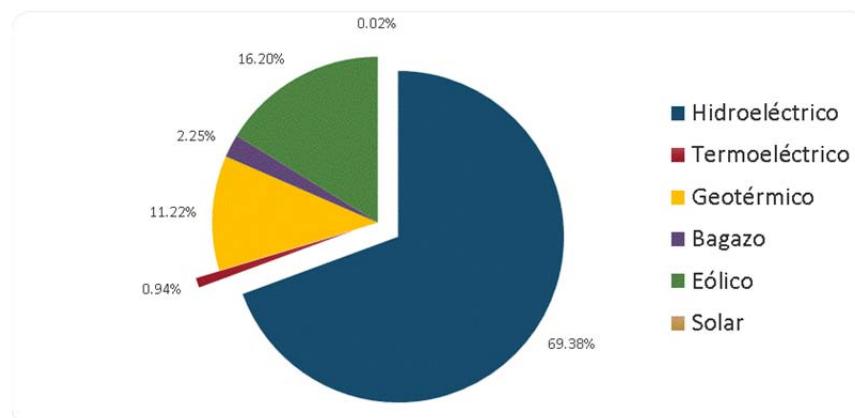
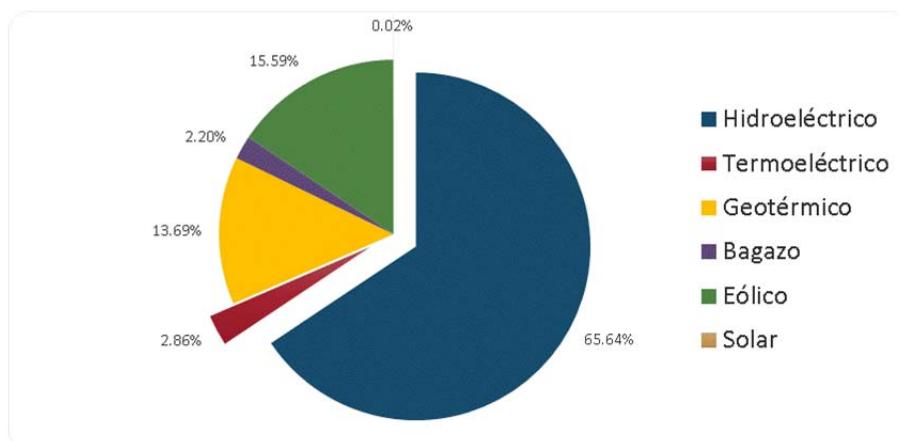


Gráfico No. 15 Producción de energía por fuente de enero –marzo 2016



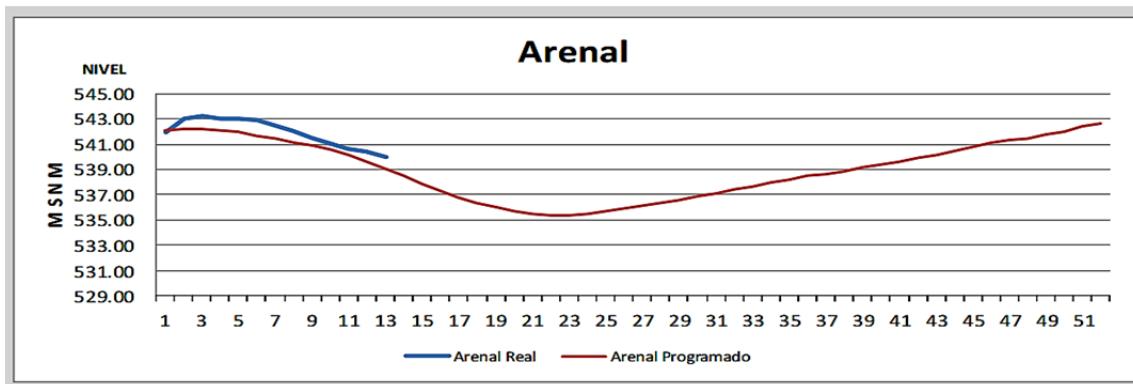
Con respecto a la generación termoeléctrica del 2017, se tenía programado generar 14,79 GWh y se generaron en total 25,73 GWh, o sea un 74% más de lo proyectado debido a que durante el mes de febrero se presentaron días más secos con respecto al pronóstico e incluso la generación eólica para ciertos días decreció fuertemente por falta de recurso. Aún con esa desviación, los valores de generación para este primer trimestre del 2017 están dentro de lo previsto y no representan una desviación importante en términos absolutos.

Gráfico No. 16 Producción de energía térmica 2016 y 2017



La operación del complejo Arenal ha seguido la tendencia programada para el verano 2017 e incluso el nivel del embalse se encuentra por encima de la cota establecida, cerrando el trimestre con 91 centímetros demás. La cota programada para el 31 de marzo se estableció en 539,06m msnm y la real fue y 539,97 nivel satisfactorio para enfrentar el resto del verano 2017.

Gráfico No. 17 Nivel del embalse Arenal – 2017



Los embalses de plantas Cachí, Angostura, Pirrís y Reventazón (embalses de regulación estacional) se mantuvieron en valores cercanos o superiores a los programados. Estos embalses representan parte de la seguridad energética del sistema eléctrico para enfrentar los veranos por lo que el seguimiento de lo planificado es prioridad operativa para el sistema. En siguiente figura se muestran los niveles programados y reales de los embalses al 31 de marzo 2017¹.

¹ Los niveles programados de los embalses Cachí, Pirrís, Angostura y Reventazón corresponden a la planificación operativa que se realiza para todo el año 2017. Estos niveles programados se actualizan

Gráfico No. 18 Nivel del embalse Cachí – 2017

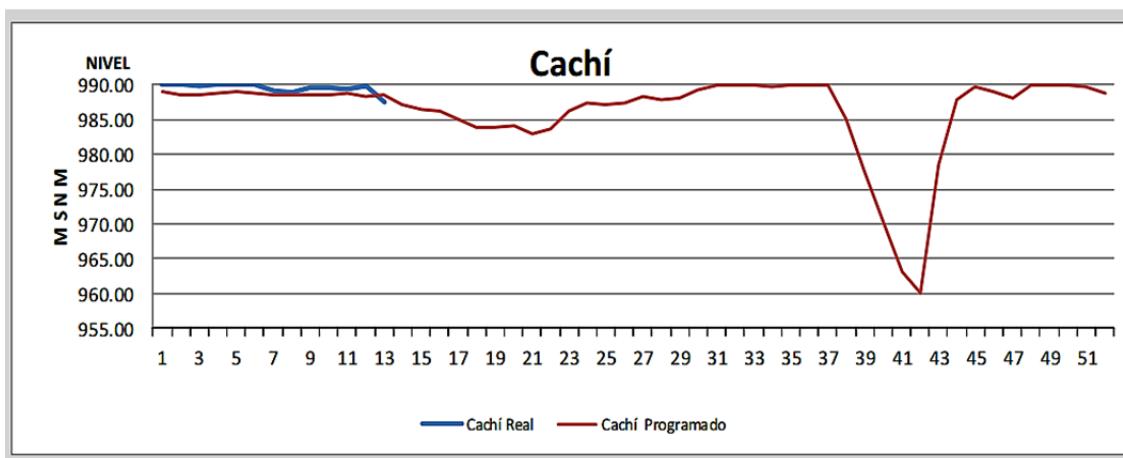
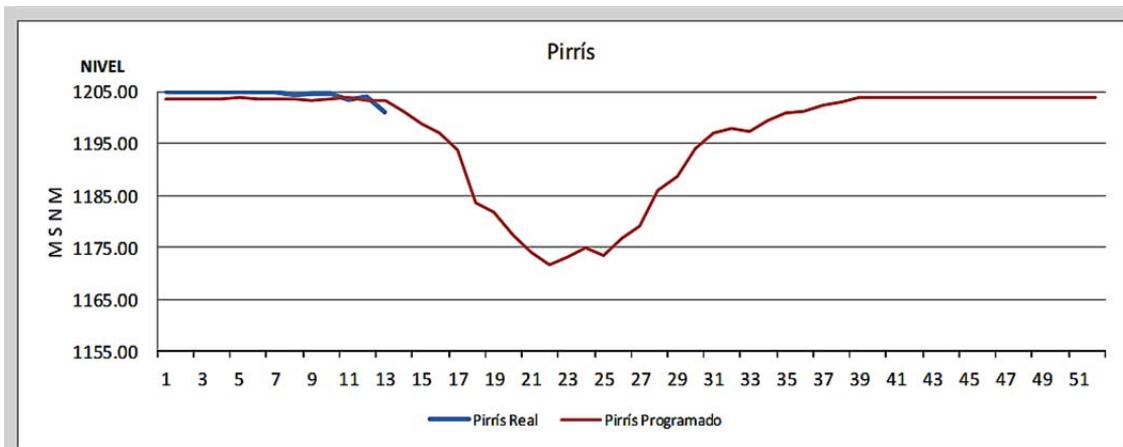


Gráfico No. 19 Nivel del embalse Pirrís – 2017



semanalmente e incluso diariamente, según las condiciones reales de recursos que se van presentando durante el año. Se incluyen los niveles programados anuales en las siguientes figuras sólo como referencia

Gráfico No. 20 Nivel del embalse Reventazón – 2017

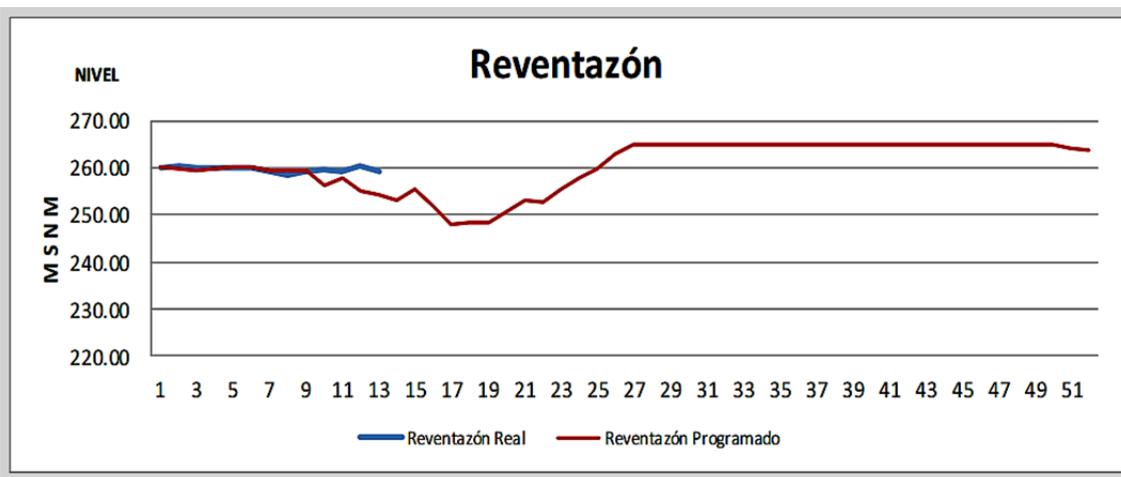
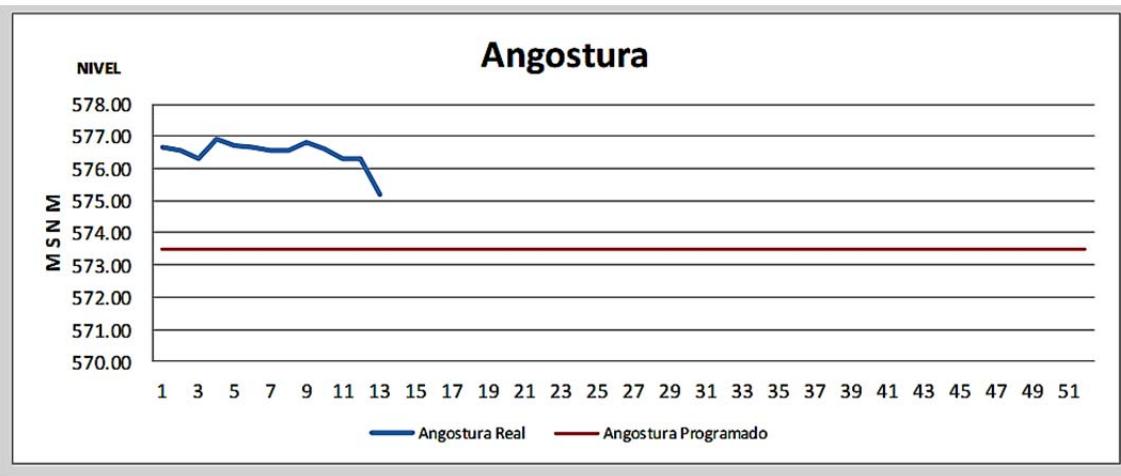


Gráfico No. 21 Nivel del embalse Angostura – 2017



A continuación se muestran los datos de la producción de energía eléctrica, por fuente, empresa, así como datos históricos para su análisis.

Cuadro No. 8 Producción energía eléctrica por fuente y empresa. Sistema Eléctrico Nacional I T 2017

Empresa	GWh	%	Fuente	GWh	%
Grupo ICE	1,806	66.2%			
ICE	1,717	95.0%	Hidroeléctrica	1,903	70%
CNFL	90	5.0%	Térmica	26	1%
BOT	366	13.4%	Geotérmica	308	11%
Coneléctricas	37	1.4%	Eólica	445	16%
ESPH	30	1.1%	Solar	0	0%
Coopeguanacaste	37	1.4%	Otras	62	2%
Coopelesca	52	1.9%	Intercambio	-15	-1%
Privadas	365	13.4%			
JASEC	34	1.3%			
Coopesantos	15	0.5%			
Intercambio	-15	-0.6%			
Total	2,728	100%	Total	2,728	100%
			Demanda Máxima MW: 1692.28		
			29 marzo 2017, 18:30 horas		
			Energía Limpia	2,717	99.06%

Cuadro No. 9 Producción de energía eléctrica por fuente y empresa. Datos comparativos. 2013-2017

Producción de Energía en GWh Sistema Eléctrico Nacional					
Tipo de energía/ empresa	2013	2014	2015	2016	2017
Hidroeléctrica	1,472	1,289	1,856	1,720	1,903
Térmica	416	514	33	75	26
Geotérmica	355	385	329	359	308
Eólica	202	201	302	409	445
Bagazo	60	62	61	58	62
Solar	1	1	0	1	0.4
Intercambio	20	125	-9	127	-15
Total	2,526	2,576	2,572	2,747	2,728
Grupo ICE	1,918	1,915	1,710	1,794	1,806
ICE	1,854	1,858	1,608	1,715	1,717
CNFL	64	58	101	80	90
Intercambio	20	125	-9	127	-15
Resto	588	536	872	826	936
Total	2,526	2,576	2,572	2,747	2,728
Energía renovable	83.39%	79.04%	98.72%	97.14%	99.06%
Energía térmica	16.47%	19.95%	1.28%	2.73%	0.94%
Total	100%	99%	100%	100%	100%

En resumen, al cierre del primer trimestre, la producción de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha sido de 2 743 GWh, de los cuales 2 717 GWh corresponden a energía renovable, para un 99,06% y 26 GWh de energía térmica, para un 0,94%.

Programas del Plan Nacional de Desarrollo

Programa 1: Fuentes de energía renovable y su uso racional.

Objetivo: Impulsar el uso de energías renovables.

Meta 1: Instalar 731,9 MW de energía renovable en el período 2015/2018. Instalar 15,2 MW de energía renovable el año 2017.

En el caso del ICE para el año 2017 esta meta se da por cumplida, ya que no se programó la entrada en operación de ningún proyecto de generación energía renovable.

En el caso del Sector privado, se suma la entrada en operación del Proyecto Eólico Altamira con una capacidad instalada de 20 MW.

Meta 2: Instalar 1,000 Sistemas Fotovoltaicos período 2015/2018. Instalar 280 Sistemas Fotovoltaicos en el año 2017.

La instalación de sistemas fotovoltaicos le corresponde al ICE, a efecto de atender especialmente los centros de salud, escuelas y viviendas que no están cubiertas por red de distribución.

Durante el primer trimestre, se logró la instalación de 39 sistemas fotovoltaicos distribuidos por las diferentes regiones del país, logrando un 14% de cumplimiento en relación con la meta anual.

Cuadro No. 10 Instalación de sistemas fotovoltaicos, IT 2017

Programa	Región	Meta 2017	Resultado
Conservación de Energía	Chorotega	35	10
	Central	60	11
	Brunca	90	0
	Huetar Caribe	65	18
	Pacífico Central	30	0
Nacional		280	39

Programa 2: Programa de Desarrollo de la infraestructura y procesos para el suministro de energía.

Objetivo: Desarrollar la infraestructura asociada (generación, transmisión y distribución)

Meta 1: Construir 1 921 km de nuevas líneas de distribución en el período 2015-2018.

Construir 467 km de nuevas líneas de distribución en el año 2017.

Durante el primer trimestre las diferentes empresas eléctricas participaron del desarrollo y construcción de nuevos kilómetros de líneas de distribución eléctrica en el territorio nacional.

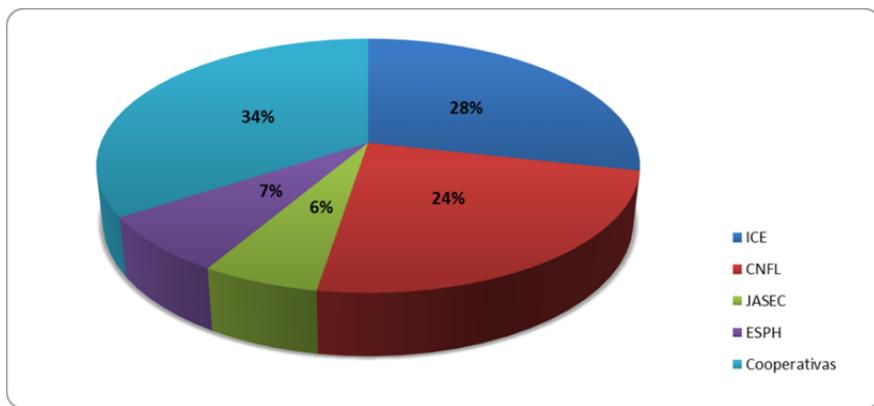
El aporte total durante el año fue de 106,3 nuevos kilómetros lo que representa un cumplimiento del 23% de la meta formulada para el año.

La construcción de las nuevas líneas por empresa eléctrica es la siguiente: ICE 21,35 km, privados a la red ICE 8,94 km, Compañía Nacional de Fuerza y Luz 25,56 km, Empresa de Servicios Públicos de Heredia 7,8 km, Junta Administradora de Servicios Públicos de Cartago 6,3 km, Cooperativas 36,37 km.

Cuadro No. 11 Construcción de líneas de distribución eléctrica por empresa eléctrica.

Ejecutor	Meta Período	Meta 2017	Resultado	Calificación
ICE + aporte privado	598	149	30	20%
CNFL	166	41	26	62%
JASEC	251	50	6	13%
ESPH	214	59	8	13%
Coopeguanacaste	440	110	7	7%
Cooperativa Alfaro Ruiz	0	0	2	100%
Coopelesca	140	30	20	67%
Coopesantos	112	28	8	27%
Total	1,921	467	106	23%

Gráfico No. 22 Construcción de líneas de distribución eléctrica por empresa eléctrica, 2017



Meta 2: Construir 313,5 km de nuevas líneas de transmisión en el período 2015-2018.
Construir 170,9 km de nuevas líneas de transmisión en el año 2017.

Durante el primer trimestre no se han construido nuevos kilómetros de líneas de transmisión.

Se tiene programada la entrada en operación de 46,7 km de línea en la obra Santa Rita – Cóbano. Dicha obra está programada para entrar en operación en el II trimestre del año en curso.

Para este año se tiene el inconveniente de que en el Proyecto Transmisión Anillo Sur, el proceso licitatorio llave en mano fue declarado desierto, lo cual impactó la ejecución programada inicialmente, por lo tanto, estas obras se ven afectadas en el tiempo y no estarán listas para entrar a operar.

Meta 3: Instalar 990 MVA de capacidad de transmisión en el período 2015-2018.
Instalar 100 MVA netos de potencia en el año 2017.

Para el período señalado no se han incorporado MVA netos de potencia.

Es importante indicar que la capacidad instalada en MVA en el sistema de transmisión, es muy sensible y el movimiento de los transformadores es sumamente dinámico; estos se ven afectados positiva o negativamente por eventos controlados tales como: obras nuevas, ampliaciones y mejoras, retiros por obsolescencia y eventos no controlados como fallas, daños; lo anterior hace muy compleja la proyección de la capacidad instalada.

Cabe señalar que esta meta a nivel periodo ya fue cumplida según los reportes realizados durante el 2015 y 2016.

Meta 4: Instalar 57 632 nuevas luminarias de Alumbrado Público en el período 2015-2018.

Instalar 11,562 nuevas luminarias de Alumbrado Público en el año 2017.

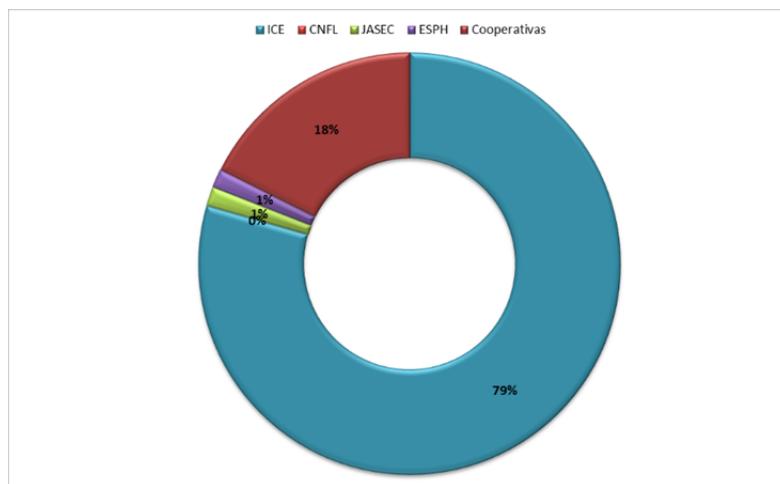
Durante el primer trimestre las diferentes empresas eléctricas han participado en el desarrollo y construcción de nuevas luminarias de Alumbrado Público en todo el territorio nacional.

Se logra el aporte total de 3 835 luminarias durante el año, lo que representa un avance del 33% de la meta anual.

Cuadro No. 12 Instalación de luminarias por empresa eléctrica.

Ejecutor	Meta Período	Meta 2017	Resultado	Calificación
ICE + aporte de privados	33,291	4,434	3,047	69%
CNFL	1,371	283	0	0%
JASEC	10,418	3,432	56	2%
ESPH	1,178	303	55	18%
Coopeguanacaste	3,884	971	221	23%
Cooperativa Alfaro Ruiz	0	0	0	100%
Coopelesca	3,900	1,200	158	13%
Coopesantos	3,590	939	298	32%
Total	57,632	11,562	3,835	33%

Gráfico No. 23 Luminarias instaladas por empresa.



Resultados de Ejecución Presupuestaria Electricidad

Con corte al I trimestre 2017, la ejecución presupuestaria del Programa Electricidad fue del 21%, por tipo de presupuesto, alcanza un 19% para el caso del de operación y un 24% para el de inversión. A continuación se presenta el detalle por área.

Cuadro No. 13: Ejecución Presupuestaria del Programa 03. I Trimestre 2017 (En Miles de CRC).

UEN/DIV	Operación			Inversión			TOTAL		
	Modi. Aplicado (P)	Real Caja	%	Modi. Aplicado (P)	Real Caja	%	Modi. Aplicado (P)	Real Caja	%
TOTALES	658.042.062	124.712.743	19%	329.875.141	80.488.155	24%	987.917.203	205.200.898	21%

Anexos: Informes, Instrumentos y Análisis de la Planificación Operativa Institucional Empresarial ICE Electricidad

Anexo 1: Informe POI del Programa 03

Instrumentos POI

Instrumentos POI 2017 Programa 03 (PEP-MAPP).

PROGRAMA ESTÁTICO A NIVEL DE PROGRAMA (PEPI)

Algunos de los más conocidos son el **financiamiento a través de la red social** o **crowdfunding**, que consiste en la obtención de fondos a través de la web.

