

# INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Presidencia Ejecutiva

Informe Evaluación

Plan Operativo Institucional (POI)

ICE Electricidad

Año 2017

Enero 2018



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 internos para la Planificación Operativa

Para:

Atención de Evaluación anual 2017.

© ICE, todos los derechos reservados 2018 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

<b>I. PRESENTACIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES .....</b>	<b>3</b>
1.1 Marco Filosófico Institucional .....	3
1.2 Estructura organizacional.....	5
1.3 Programas Institucionales.....	6
<b>CAPITULO II. DESEMPEÑO POR PROGRAMAS ICE.....</b>	<b>7</b>
2.1 Programa Electricidad.....	9
a) Resultados Plan Operativo Institucional (POI).....	10
b) Resultados de Ejecución Presupuestaria Electricidad .....	37
<b>ANEXOS .....</b>	<b>39</b>
Anexo 1: Informe POI del Programa 03 .....	41

## ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO No. 1: OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL GRUPO ICE .....	4
CUADRO No. 2: RESUMEN DE NIVEL DE CUMPLIMIENTO DE INDICADORES POI ELECTRICIDAD. 2017 .....	10
CUADRO No. 3: RESUMEN DE NIVEL DE CUMPLIMIENTO DE INDICADORES POI ELECTRICIDAD.....	11
CUADRO No. 4: CAPACIDAD INSTALADA MW GRUPO ICE. AÑO 2017 .....	13
CUADRO No. 5: INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS POR REGIÓN AÑO 2017.....	17
CUADRO No. 6: CANTIDAD DE LUMINARIAS INSTALADAS POR REGIÓN AÑO 2017 .....	17
CUADRO No. 7: CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÑO 2017.....	18
CUADRO No. 8: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTE Y EMPRESA SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. AÑO 2017 .....	32
CUADRO No. 9: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTE Y EMPRESA DATOS COMPARATIVOS A SETIEMBRE DE 2013/2017 .....	33
CUADRO No. 10: INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AÑO 2017.....	34
CUADRO No. 11: CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA POR EMPRESA ELÉCTRICA AÑO 2017.....	35
CUADRO No. 12: INSTALACIÓN DE LUMINARIAS POR EMPRESA ELÉCTRICA. AÑO 2017 .....	36
CUADRO No. 13: EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DEL PROGRAMA 03 SEGÚN DEPENDENCIA. AÑO 2017 (MILES DE CRC).....	37

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA No. 1: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL ICE .....	5
FIGURA No. 2: MAPA NACIONAL DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	19

## **I. Presentación**

El Plan Operativo constituye el instrumento de planificación que vincula el quehacer organizacional con el presupuesto, a efectos de cumplir con los objetivos definidos para el periodo en ejecución 2017 en los Planes de Negocios, el Plan de Soporte a los Negocios, mismos 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 conforme con la Estrategia Grupo ICE 2014-2018, aprobada en sesión del Consejo Directivo No. 6114, así como su respectiva actualización (No.6201) la que establece 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 2017, 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 es fortalecer la capacidad institucional para la toma de decisiones oportunas y de esta manera, adecuar la gestión de los negocios mediante un proceso dinámico y sostenido a las condiciones externas vigentes. Al respecto, el presente documento muestra el resumen de los resultados de la gestión a la fecha de presentación de este informe, así como los factores que impactaron en 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. Lo anterior, se construye con base en los informes que han oficializado los titulares del Grupo ICE ante la Presidencia Ejecutiva.

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 “no cumplida”, 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”, siendo que 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 2016.

La misma busca proyectar “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, así como 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 Corporativa**

*“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 Corporativa

*“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. Generar sinergias a nivel de los negocios y la gestión de recursos para optimizar los procesos.
Aprendizaje y Crecimiento	Apalancar la información como activo estratégico. Consolidar una cultura organizacional corporativa innovadora y competitiva. Potencializar el capital intelectual.

## Factores Claves del Éxito

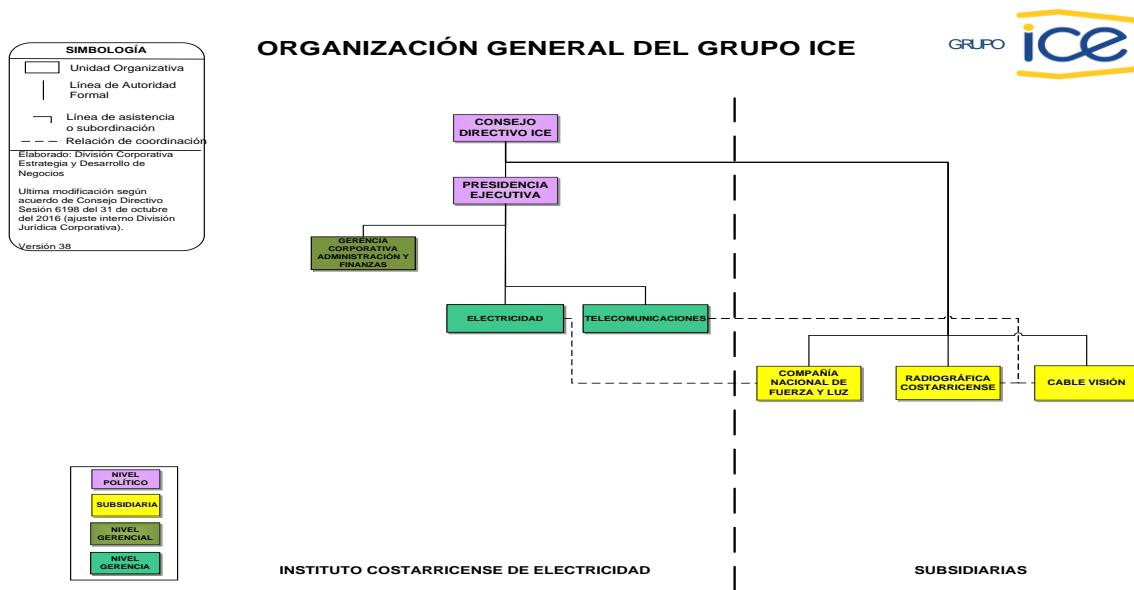
Los aspectos que requieren atención preponderante a nivel del Grupo ICE, a manera de factores críticos de éxito, para llegar a la situación deseada definida en la visión, son los siguientes:

- Gobernabilidad del Grupo ICE.
- Transformación a una cultura competitiva en el Grupo ICE
- Transformación 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**



En respuesta a los nuevos desafíos del entorno y en consonancia con la ruta que sigue Costa Rica en el proceso de adhesión a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) en materia de prácticas de Gobierno Corporativo, el 23 de octubre del 2017 en sesión 6239, el Consejo Directivo del ICE aprueba el Modelo de Gobierno Corporativo del Grupo ICE, que tiene como finalidad fortalecer la sostenibilidad del Grupo ICE a largo plazo y su capacidad para cumplir con los objetivos empresariales que la propiedad le ha asignado. En esta misma sesión, se solicita a las Gerencias ICE, la División Jurídica Corporativa y la División Corporativa Estrategia y Desarrollo de Negocios elaborar un plan para la consolidación y puesta en marcha de las Direcciones Corporativas y el área de Centros de Servicios Compartidos.

Posteriormente, en la sesión 6244 del 27 de noviembre del 2017, este Órgano Colegiado da por recibido y aprobado el Plan de Trabajo Integrado para la puesta en marcha de adopción de la estructura de las Direcciones Corporativas y el Área de Centros de Servicios Compartidos, que incluye principalmente, una propuesta de facultación para las áreas que componen cada una de las dependencias con el propósito de que éstas cubran las responsabilidades operativas y requiere a la Presidencia Ejecutiva que gire las instrucciones pertinentes para su adecuado avance.

### **1.3 Programas Institucionales**

En el ICE, tanto el ejercicio de planificación como el de 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 su desarrollo y evolución.

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, los que permite mediante indicadores de desempeño de resultados identificar el estado de realización institucional y empresarial de los negocios.



**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.

Como grupo empresarial lograr la consolidación y aprovechamiento de esas sinergias, significa obtener ventaja a la competencia, una gran oportunidad considerando la magnitud y trayectoria de las empresas que lideran a nivel internacional los negocios de telecomunicaciones y electricidad.

En ese contexto en que se encuentra inmerso el Negocio, se hace necesario reorientar su estrategia para atender estos desafíos y es así como se plantea la Estrategia del Negocio Electricidad 2015-2018.

#### a) 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.

#### Resumen de Cumplimiento POI Electricidad

A continuación, en el siguiente cuadro y con corte al diciembre 2017, se presenta el nivel de cumplimiento obtenido por el programa electricidad en sus 16 metas programadas para el 2017, de estas 14 (88%) metas cumplidas, 1 (6%) parcialmente cumplida y 1 (6%) presenta no cumplida, 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	%
Meta Cumplida (>= 80%)	4	10	14	88%
Meta Parcialmente Cumplida (>50% y <79,9%)	1	0	1	6%
Meta No Cumplida (<49,9%)	1	0	1	6%
<b>Sub Total</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>100%</b>
Sin programación	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>100%</b>

(1) Aplican los criterios definidos por MIDEPLAN.

Con respecto a este programa es importante señalar que la siguiente meta asociada al PND 2015-2018, fueron reportadas por parte de la rectoría de MINAE a MIDEPLAN como meta no cumplida”.

- **Número kilómetros de nuevas líneas transmisión construidos**, con un cumplimiento de 27,33% (Programado: 170,9 Real: 46,7).

### 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.**

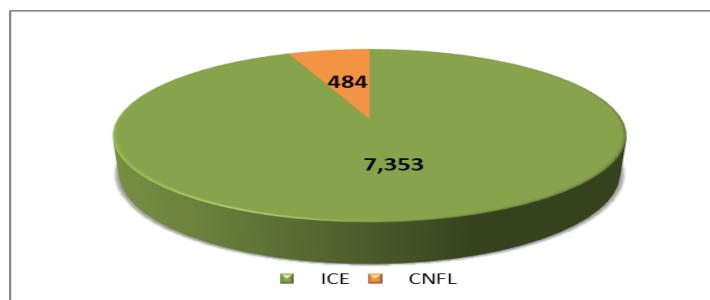
Indicadores de gestión y/o de resultados	Fórmula	Meta del indicador		
		2017	Resultado alcanzado IV Trimestre	% de ejecución de la meta
Producción de energía eléctrica ICE	Cantidad de energía producida en GWh	3 699,9 GWh	7 352,52 GWh	103%
Capacidad instalada MW GRUPO-ICE	Nuevos MW instalados	2 623,4 MW	2 622,1 MW	100%
Capacidad instalada en subestaciones MVA	MVA adicionales instalados	11 138 MVA	10 975 MVA	99%
Longitud de líneas de transmisión	Cantidad de kilómetros de líneas construidas	2 374,7 km	2 374,7 km	100%
Sistemas fotovoltaicos instalados	Cantidad de sistemas instalados	4 632 Sistemas instalados	4 641 Sistemas instalados	100%
Luminarias instaladas	Cantidad de luminarias instaladas	224 979 luminarias instaladas	226 826 luminarias instaladas	101%
Longitud de líneas de distribución	Cantidad de kilómetros de líneas construidas	20 806 km	20,835 km	100%
Energía no servida	Hrs. Energía no servida ( $\leq$ )	0,53 Horas	0:57 Horas	92%
Duración promedio de interrupciones en la red (DPIR)	DPIR = $\Sigma$ horas * abonados afectados / abonados del sistema	12,75 H. interrupción	10:18 H. interrupción	125%
Grado de cobertura de electrificación	% de electrificación = # viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico / # viviendas ocupadas	99,30%	99,40%	100%

- **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.

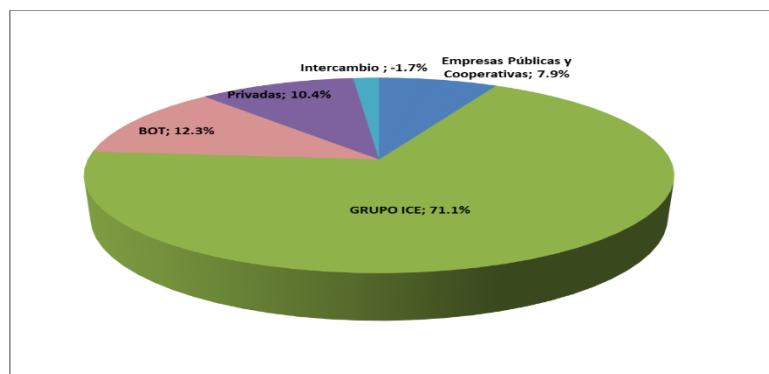
En resumen, al cierre del año 2017, la producción de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha sido de 11,210 GWh, de los cuales 11,172 GWh corresponden a energía renovable, para un 99,67% y 37 GWh de energía térmica, para un 0,33%.

**Gráfico 1 Producción de energía eléctrica en GWh del Grupo ICE. Año 2017**



Del total de la producción nacional 11,210 GWh, le corresponde al GRUPO ICE el 71% de esa producción, el 12% son contratos BOT con el ICE, el 10% 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 2 Producción porcentual de energía eléctrica por empresa distribuidora. Año 2017**



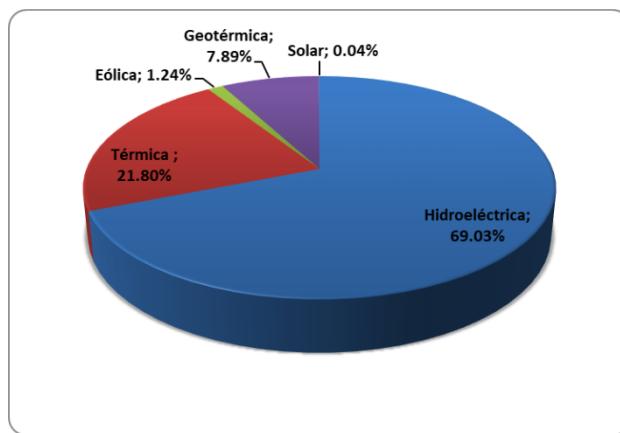
- **Capacidad instalada MW Grupo ICE**

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.

**Cuadro No. 4: Capacidad instalada MW Grupo ICE. Año 2017**

Tecnología	ICE	CNFL	TOTAL	Participación
<b>Hidroeléctrica</b>	1,683.8	126.3	1,810.2	69%
<b>Térmica</b>	571.7		571.7	22%
<b>Eólica</b>	17.1	15.3	32.4	1%
<b>Geotérmica</b>	206.9		206.9	8%
<b>Solar</b>	1.0		1.0	0%
<b>Total</b>	<b>2,480.5</b>	<b>141.6</b>	<b>2,622.1</b>	<b>100%</b>

**Gráfico 3 Capacidad instalada del Grupo ICE por fuente. Año 2017**

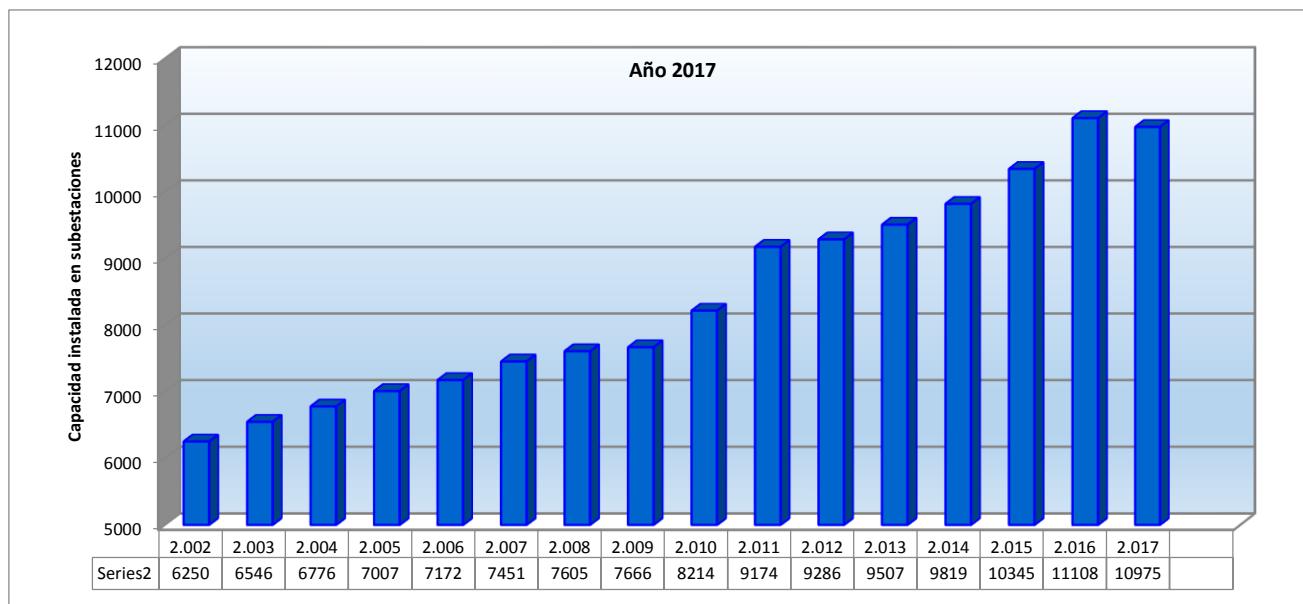


- **Capacidad instalada en subestaciones ICE**

Al finalizar el año 2017, el sistema de transmisión cuenta con una capacidad de transformación en MVA que alcanza los 10 975, con una reducción acumulada de 133 MVA de acuerdo con la capacidad instalada de diciembre del 2016; esto debido al siguiente movimiento de transformadores: entradas a operar en las subestaciones de: Cachi 30 MVA, Anonos 45 MVA, Miravalles 27 MVA, El Este 45, Palmar 30 MVA, Escazú 30 MVA y Naranjo 30 MVA. Las salidas en las subestaciones: La Caja 45 MVA, Heredia 30 MVA, Cachi 20 MVA, Miravalles 5 MVA, Anonos 45 MVA, El Este 30 MVA, Desamparados 75 MVA, Desamparados 75 MVA y Escazú 45 MVA.

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.



- **Longitud de líneas de transmisión**

Durante el año 2017 se presentó un incremento en las líneas de transmisión de 46.7 km cumpliendo con la meta establecida, correspondiente a la entrada en operación de la línea de transmisión Santa Rita – Cobano. Se cuenta en este momento con una longitud de líneas de 2 374.7 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.



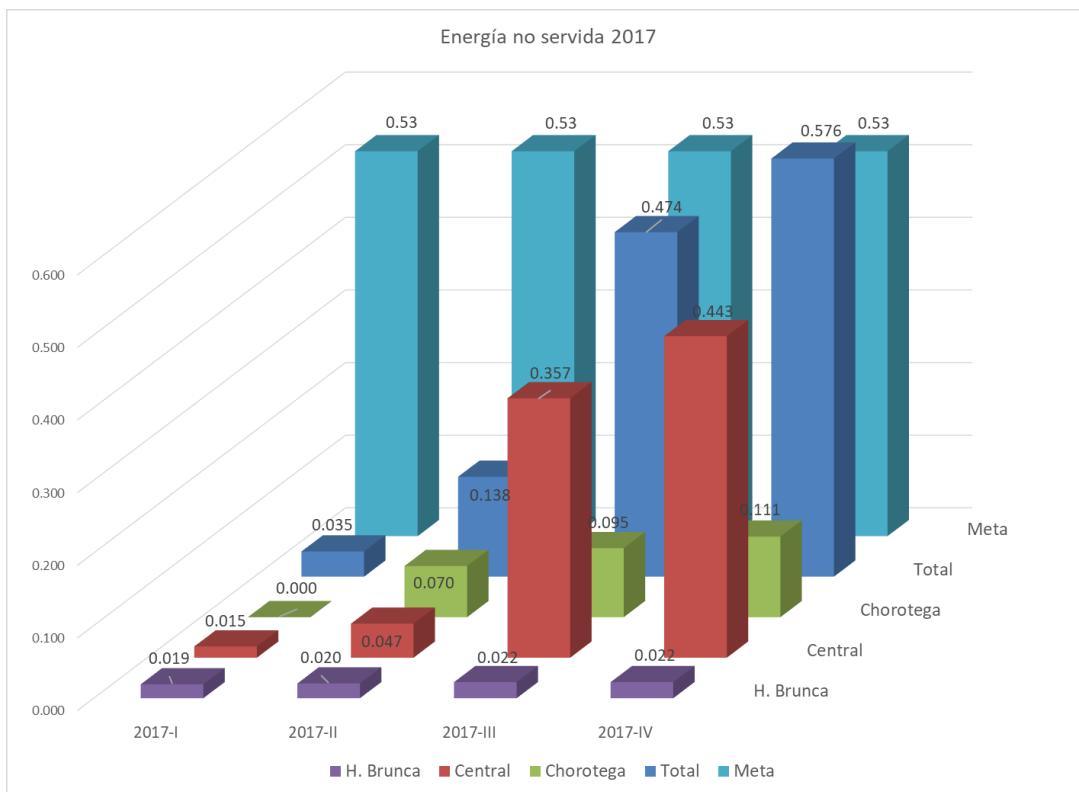
- **Energía no servida**

En cuanto a la energía no servida al cierre del año 2017 es de 0.576 horas. Cabe mencionar que el año 2017 fue un año particularmente atípico en cuanto a la cantidad de eventos y las consecuencias de los mismos, en este cuarto trimestre producto de la tormenta NATE y lo más fuerte de la estación lluviosa.

El Negocio de Transmisión informa que el resultado de Energía No Servida acumulada al IV trimestre del año 2017 corresponde a 0.576 horas o 28.44 minutos, dato inferior al resultado reportado el II trimestre. Esto debido a que en el cálculo realizado en el mes de julio se tomó en cuenta un dato impreciso correspondiente específicamente al evento ocurrido en la subestación Anonos el día 14 de marzo del año en curso. Dicha información afectó negativamente el desempeño del indicador con respecto a la meta anual establecida. Se adjunta tabla resumen con el resultado acumulado anual y el dato correspondiente a cada trimestre.

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.



- 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 289 sistemas fotovoltaicos al cierre del año (103% 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  
año 2017**

<b>Programa</b>	<b>Región</b>	<b>Meta 2017</b>	<b>Resultado</b>	<b>Calificación</b>
<b>Conservación de Energía</b>	Chorotega	35	39	<b>111%</b>
	Central	60	65	<b>108%</b>
	Brunca	90	90	<b>100%</b>
	Huetar Caribe	65	65	<b>100%</b>
	Pacífico Central	30	30	<b>100%</b>
<b>Nacional</b>		<b>280</b>	<b>289</b>	<b>103%</b>

- **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 113% al cierre del año, con respecto a las 14,610 luminarias programadas a instalar, lo que representa la adición de 16,457 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  
año 2017**

<b>Región</b>	<b>Meta 2017</b>	<b>Aporte ICE</b>	<b>Aporte privados</b>	<b>Resultado</b>	<b>Calificación</b>
<b>Chorotega</b>	2,680	3167	146	3313	124%
<b>Central</b>	4,205	4605	226	4831	115%
<b>Brunca</b>	2,865	3560	117	3677	128%
<b>Huetar Caribe</b>	2,776	2935	0	2935	106%
<b>Pacífico Central</b>	2,084	2190	159	2349	113%
<b>Total</b>	<b>14,610</b>	<b>16,457</b>	<b>648</b>	<b>17,105</b>	<b>113%</b>

- **Longitud de 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 año, ha logrado la construcción de 59,36 km de nuevas extensiones de línea, dando cumplimiento a la meta programada, con lo cual ha proporcionado soluciones de servicio eléctrico aproximadamente a 356 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.

Por razones presupuestarias el ICE en el año 2017 solamente atenderá 30 km en la construcción de nuevas líneas de Distribución Eléctrica. Sin embargo, en el mes de febrero en la región Caribe se construyeron 13.96 km con financiamiento mixto con INDER donde se beneficiaron 86 personas, es por ello el incremento en km de desarrollo.

**Cuadro No. 7: Construcción de nuevas líneas de distribución  
año 2017**

Región	Meta 2017	Aporte ICE	Aporte privados	Resultado	Calificación
<b>Chorotega</b>	11.6	12.40	18.9	31.2741	107%
<b>Central</b>	2.92	4.70	10.4	15.06201	161%
<b>Brunca</b>	3.86	8.92	13.1	22.068	231%
<b>Huetar Caribe</b>	10.8	28.95	0.0	28.949	268%
<b>Pacífico Central</b>	0.82	4.39	7.1	11.513	535%
<b>Total</b>	<b>30</b>	<b>59.36</b>	<b>49.51</b>	<b>108.87</b>	<b>198%</b>

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

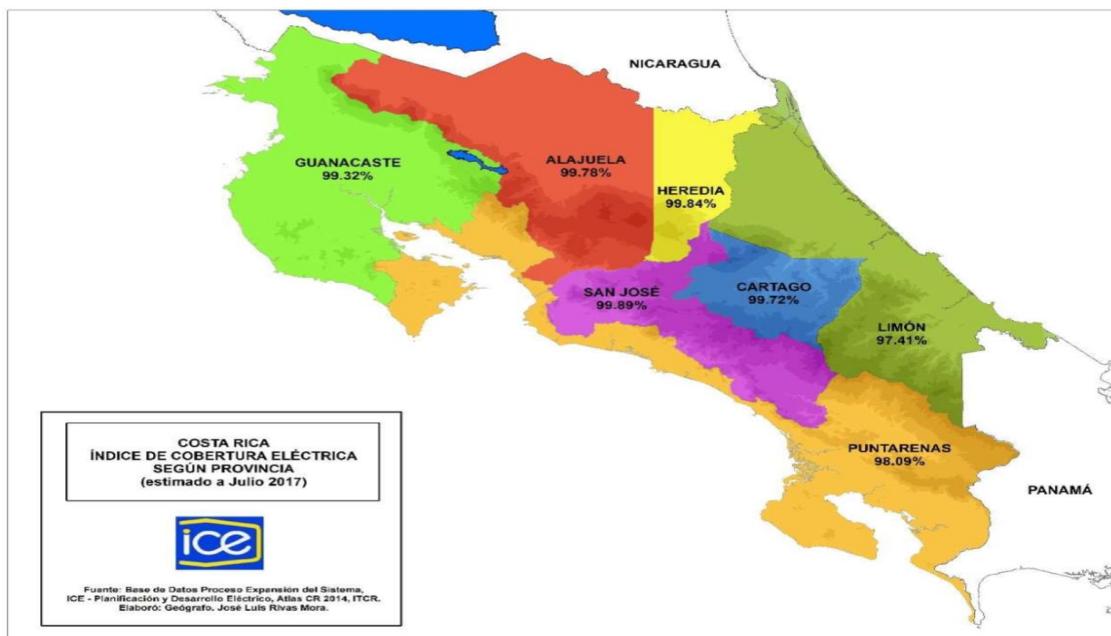
La Duración Promedio de interrupción de la red (DPIR), es la cantidad de tiempo que un cliente promedio, está sin servicio eléctrico en un año. El Programa de Mejoramiento Continuo de la Calidad estima para el año 2017, una duración promedio de interrupciones de 12.75 horas, al cierre del año 2017 se reporta un total de 10.18 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 "Índice de Cobertura Eléctrica 2017", elaborado por Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE, el porcentaje de cobertura eléctrica nacional es 99,4%, es decir, solo un 0,6% 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**



### Cumplimiento Plan Nacional del Desarrollo

- **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.

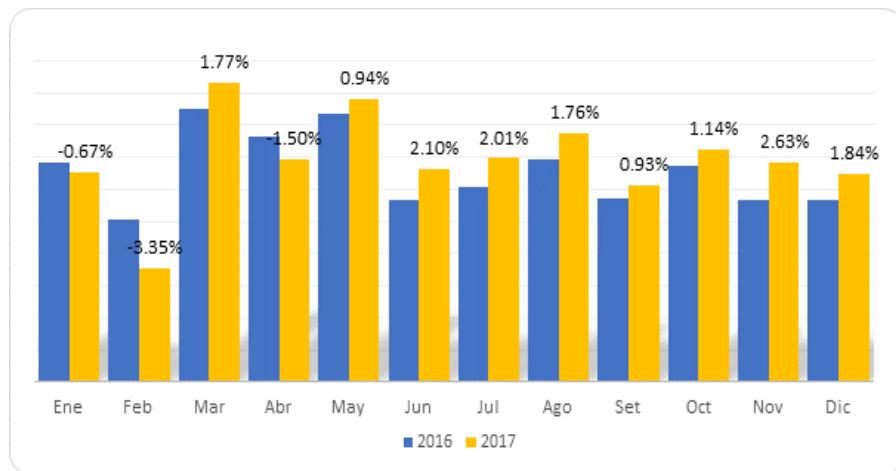
- **Meta Sectorial**

*“Lograr el 94% de energía renovable para el período 2015/2018.*

*Alcanzar el 98% de energía renovable en el año 2017”*

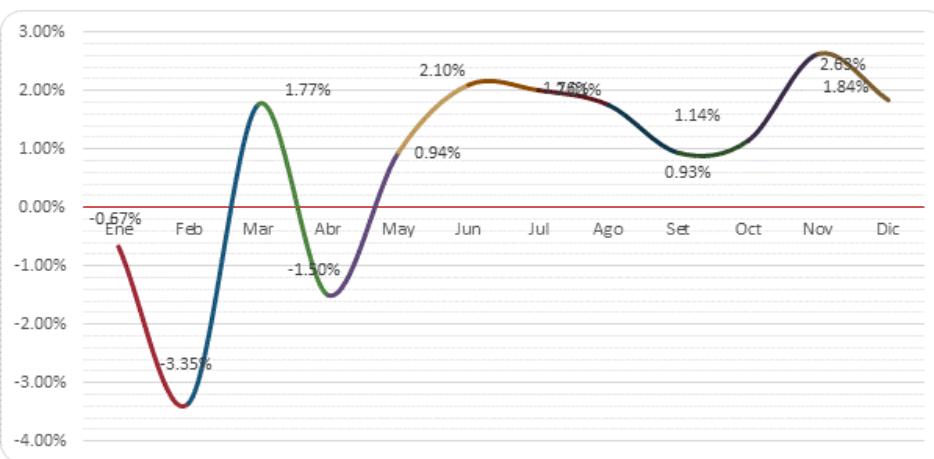
La demanda de energía de los últimos tres meses del año tuvo un crecimiento mayor en el 2017 respecto a los mismos meses del año 2016, tal como se muestra en los siguientes gráficos. Puntualmente para el cuarto trimestre del 2017 los crecimientos mensuales fueron positivos tal como se muestra en el gráfico 4, donde para octubre se registra un crecimiento del 1,14%, noviembre un 2,63 % y diciembre un 1,84 %.

En el siguiente grafico se muestra el comportamiento mensual de la demanda de energía de los años 2016 y 2017.

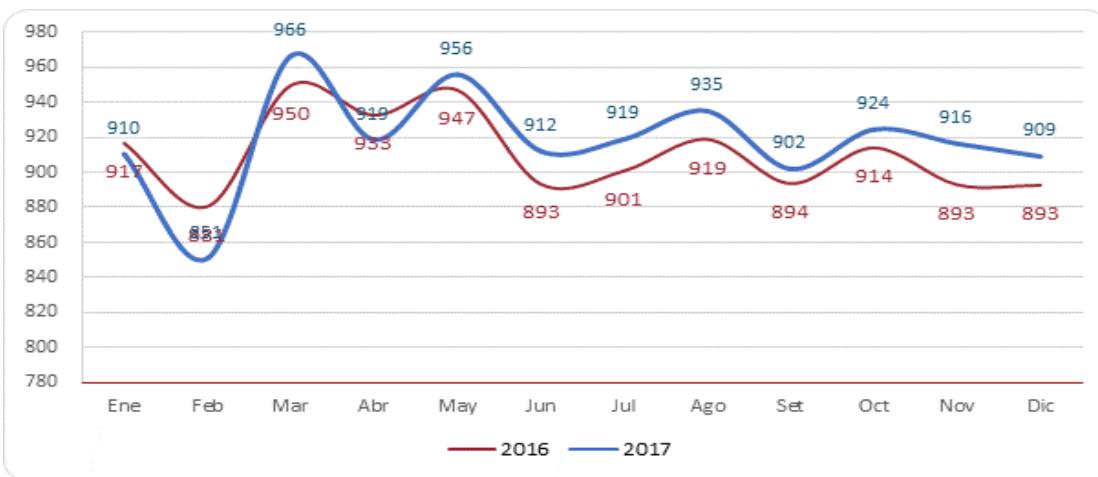
**Gráfico 4 Comparación de la demanda mensual de energía 2016 y 2017, crecimiento porcentual**

En el gráfico 5 se muestra la variación porcentual que ha tenido la demanda de energía del año 2017 con respecto al 2016. Se observa que los meses con un decrecimiento mayor fueron febrero 2017 con -3,35% y abril con -1,50%. Por otra parte, el mayor crecimiento mensual de la demanda se presentó en los meses de noviembre con un 2,63% y junio con 2,10%.

Además, se evidencia que el leve crecimiento en la demanda en el segundo semestre del año 2017 revierte el decrecimiento mostrado en el primer semestre 2017.

**Gráfico 5 Crecimiento de la demanda mensual de energía 2017 con respecto al año 2016**

Comparando la demanda mensual de energía de los años 2016 y 2017 del gráfico 6 (en GWh) se observa que el comportamiento promedio mensual para los dos años es similar en cuanto a crecimiento o decrecimiento según corresponde, exceptuando el comportamiento de noviembre a diciembre, que en el año 2016 se mantuvo similar y en el 2017 presentó un decrecimiento.

**Gráfico 6 Demanda mensual de energía en GWh de los años 2016 y 2017**

El crecimiento acumulado de demanda de enero a diciembre del año 2017 con respecto al 2016 fue de 0,80%. La demanda nacional total para el 2017 fue de 11 019,7 GWh.

Considerando la cantidad de energía demandada por el sistema en el año 2017, marzo es el mes con más consumo de energía reportándose un 966,3 GWh para un promedio diario de 31,2 GWh, seguido por el mes de mayo con 956 GWh y 30,8 GWh de promedio diario.

Para complementar este análisis seguidamente se detallan los promedios diarios de energía para el período en análisis del 2017 versus 2016, en donde se destacan marzo 2017 y febrero 2016 como los meses con el mayor promedio diario respectivamente.

#### Promedios diarios de energía en GWh año 2017

ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
29,4	30,4	31,2	30,6	30,8	30,4	29,6	30,2	30,1	29,8	30,5	29,3

#### Promedios diarios de energía en GWh año 2016

ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
29,6	31,4	30,6	31,1	30,5	29,8	29,1	29,6	29,8	29,5	29,8	28,8

En el grafico 7 se muestran las demandas máximas mensuales registradas por el sistema eléctrico nacional en términos de potencia (en MW) durante los años 2016 y 2017. A pesar de que la cantidad total de energía (GWh) del período experimenta valores muy similares con respecto al 2016, la

potencia demandada sí ha presentado valores superiores en casi todos los meses año, con excepción del mes de enero.

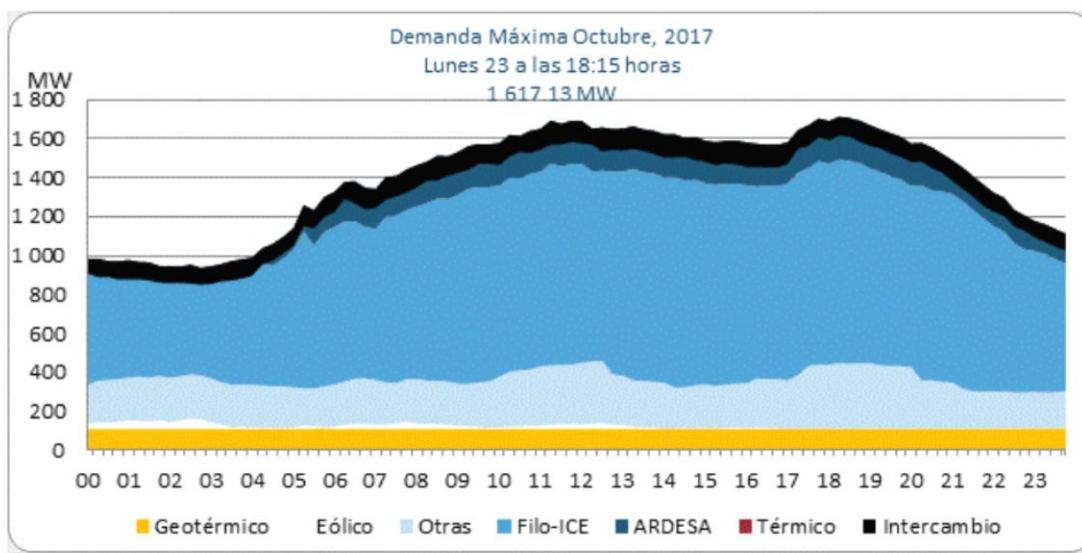
En este sentido, marzo 2017 sigue registrando la potencia histórica más alta del SEN, con 1692 MW registrados el 29 de marzo a las 18:30 horas.

**Gráfico 7 Comparativo de demandas máximas mensuales de los años 2016 y 2017**



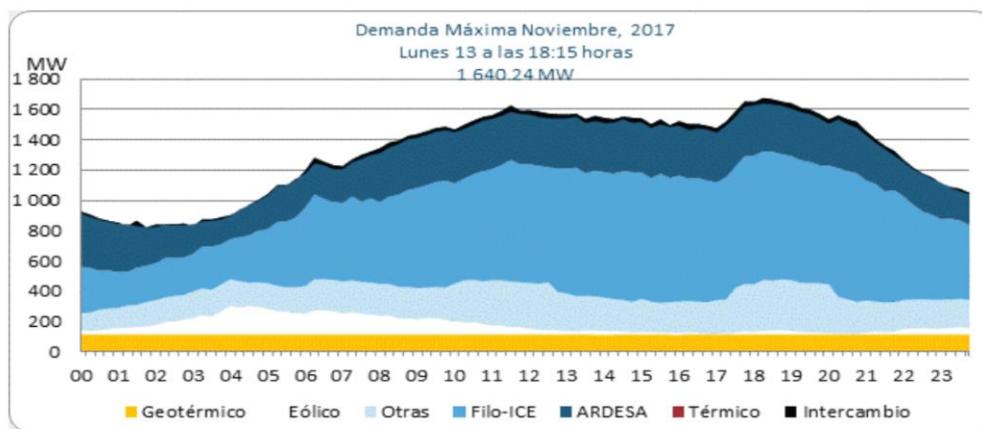
El lunes 23 a las 18:15 horas se registra la máxima demanda del mes de octubre 2017 con 1617.13 MW de potencia (ver gráfico 5). Para este día en particular del total de la generación nacional la geotérmica representó el 8,34%, la eólica 0,93% y el restante 90,73% de generación se obtuvo a base de recursos hidráulicos, de los cuales el 43,79% provienen de los principales complejos hidráulicos del país como lo son la planta Angostura, las plantas con embalses de regulación estacional (Cachí, Pirrís y Reventazón), además, del complejo Arenal. El sistema eléctrico no requirió de generación térmica este día y se exportó energía al Mercado Eléctrico Regional, registrándose 2 441,34 MWh de intercambios regionales.

Gráfico 8 Composición de la demanda máxima – octubre 2017, registrada el lunes 23



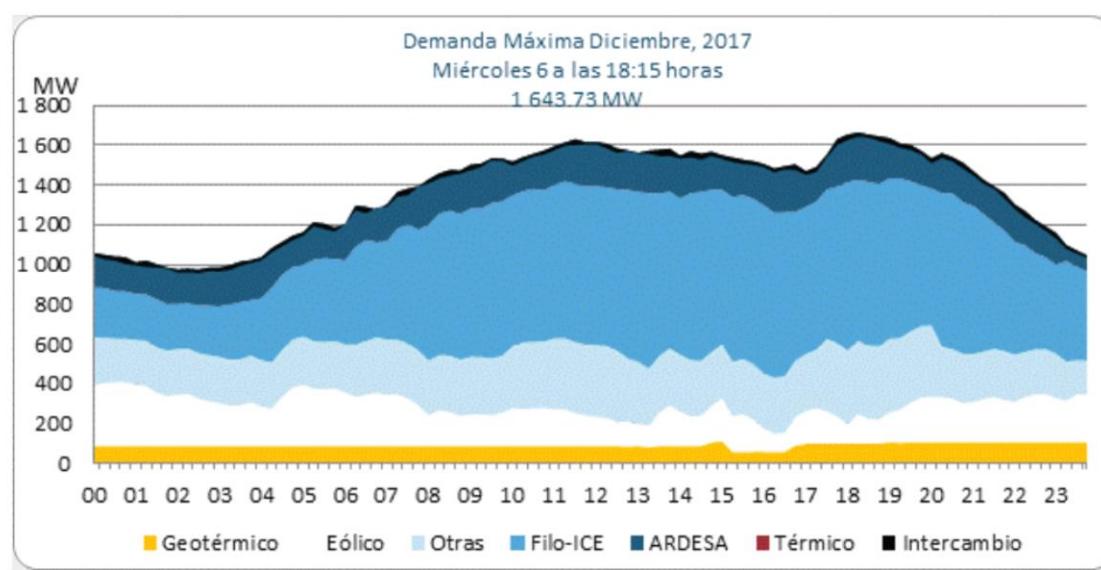
Para el mes de noviembre 2017 el sistema registró su demanda máxima el día lunes 13 a las 18:15 horas, la cual tuvo una magnitud de 1 640,24 MW. La composición de la producción de energía para ese día fue 9,07% de geotérmico, 4,65% de eólico y el restante 86,28% de generación se obtuvo a base de recursos hidráulicos, de los cuales el 49,1% provienen de los principales complejos hidráulicos del país como lo son la planta Angostura, las plantas con embalses de regulación estacional (Cachí, Pirrís y Reventazón) además, del complejo Arenal. El sistema eléctrico no requirió de generación térmica este día y se exportó energía al Mercado Eléctrico Regional, registrándose 481,81MWh de intercambios regionales (ver gráfico 9).

Gráfico 9 Composición de la demanda máxima – noviembre 2017 registrada lunes



El miércoles 6 de diciembre del 2017 a las 18:15 horas se produce la máxima demanda del mes con una magnitud de 1 643,73 MW. Para ese día en particular la composición de la producción nacional fue de 7,06% de geotérmico, 14,9% de eólico y el restante 78,04% de generación se obtuvo a base de recursos hidráulicos, de los cuales el 36,39% provienen de los principales complejos hidráulicos del país como lo son la planta Angostura, las plantas con embalses de regulación estacional (Cachí, Pirrís y Reventazón) además, del complejo Arenal. Para este día no se utilizó generación térmica y se registra un programa de intercambio en términos de exportación de 475,92 MWh.

**Gráfico 10 Composición de la demanda máxima – diciembre 2017, registrada el miércoles 6**



Con respecto a la composición de la producción de energía, en los gráficos 11 y 12 se observa la distribución de la generación nacional por fuente para el período enero-diciembre tanto para el 2017 como para el 2016.

Al comparar los comportamientos registrados para el mismo período de ambos años se puede observar cómo dato relevante que la generación termoeléctrica fue de 0,33% del total nacional en el 2017 en comparación con el 1,79% presentado en el 2016. La participación de la generación térmica se redujo en gran medida debido al aporte durante todo el año 2017 de la planta Reventazón, así como a la entrada de nuevas plantas eólicas como se menciona más adelante.

Otro de los aspectos a considerar es la mayor generación de algunas de las fuentes renovables importantes como la hidroeléctrica, que en el año 2017 registra un aumento de 2,96% en su aporte porcentual; ya que la generación con recursos hídricos pasó de 74,44% en el año 2016 a 77,40% en el año 2017; lo anterior debido a las condiciones hidrológicas favorables que se presentaron a lo

largo de todo el año y al aporte de la planta Reventazón, la cual en 2016 estuvo en pruebas de puesta en marcha, por lo que no generó durante el año completo. En el caso de la generación eólica, también se presentaron condiciones de viento que favorecieron una mayor producción, además, de la entrada en operación de 3 plantas eólicas como se detalla más adelante; por lo que se registra un aumento en el aporte de 10,64% en el 2016 a 11,49% en el 2017.

Se observa también la disminución de un 2,45% en el aporte porcentual del recurso geotérmico en el 2017 respecto al año anterior, ya que en el 2016 fue de un 12,42% respecto al 9,97% del 2017. Esta reducción se debe a indisponibilidades de algunas unidades que se presentaron durante el año.

**Gráfico 11 Producción de energía por fuente de enero – diciembre 2017**

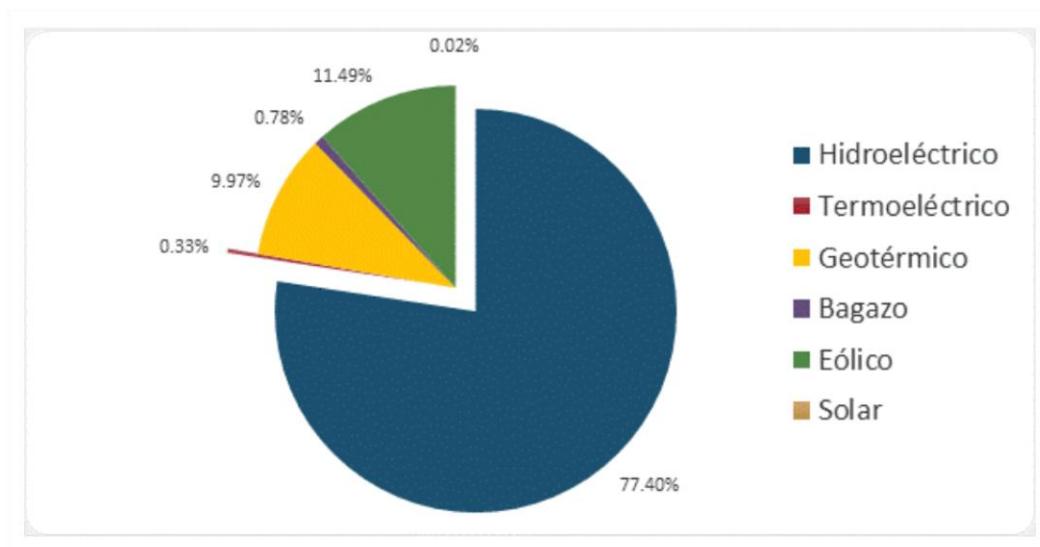
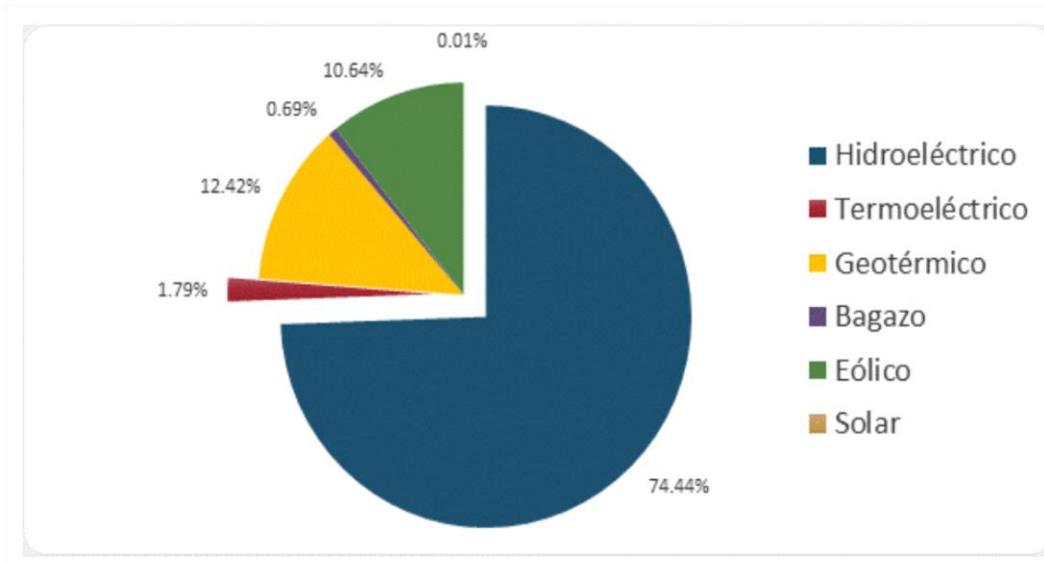
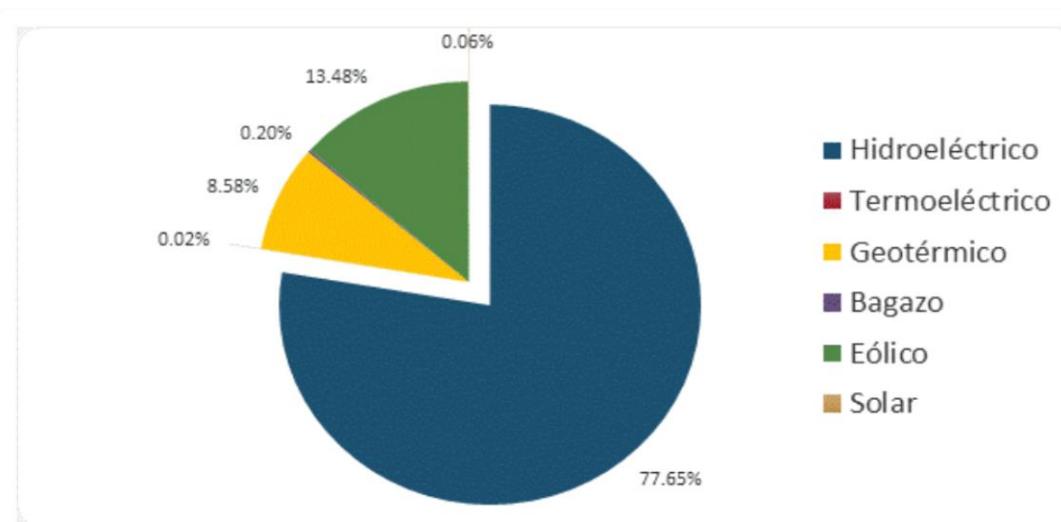


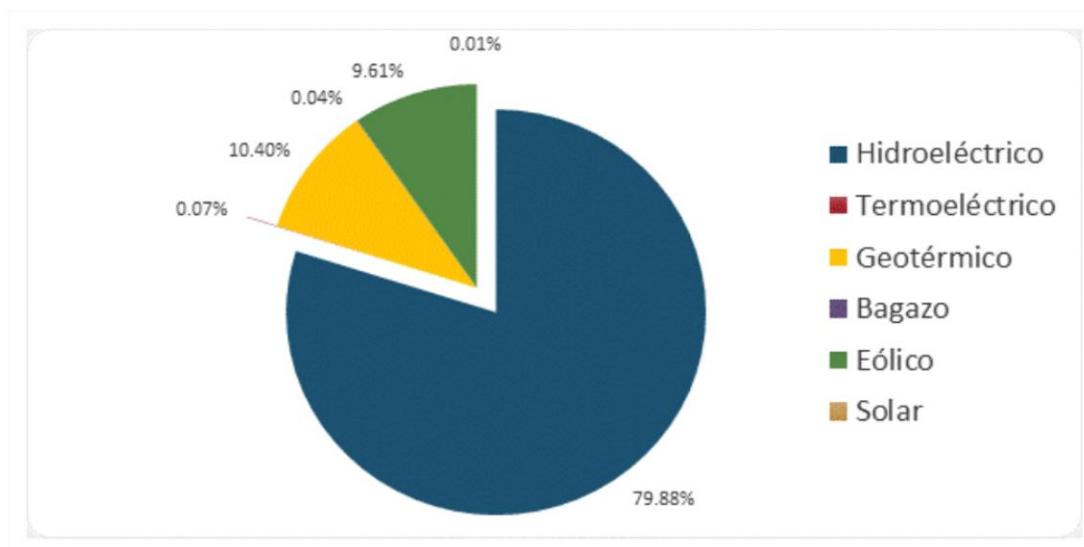
Gráfico 12 Producción de energía por fuente de enero – setiembre 2016



Analizando en particular el cuarto trimestre del 2017 (ver gráficos 13 y 14) se observa una disminución en el uso del recurso hidráulico con respecto al 2016, al pasar de 79,88% en el 2016 a 77,65% en el 2017; también se registra una disminución en el uso de recurso geotérmico pasando de 10,40% a 8,58%, sin embargo, la generación eólica registró un aumento en su aporte porcentual de 3,87% pasando de 9,61% en el 2016 a 13,48% en el 2017 en los meses de estudio.

Gráfico 13 Producción de energía por fuente cuarto trimestre del año 2017.



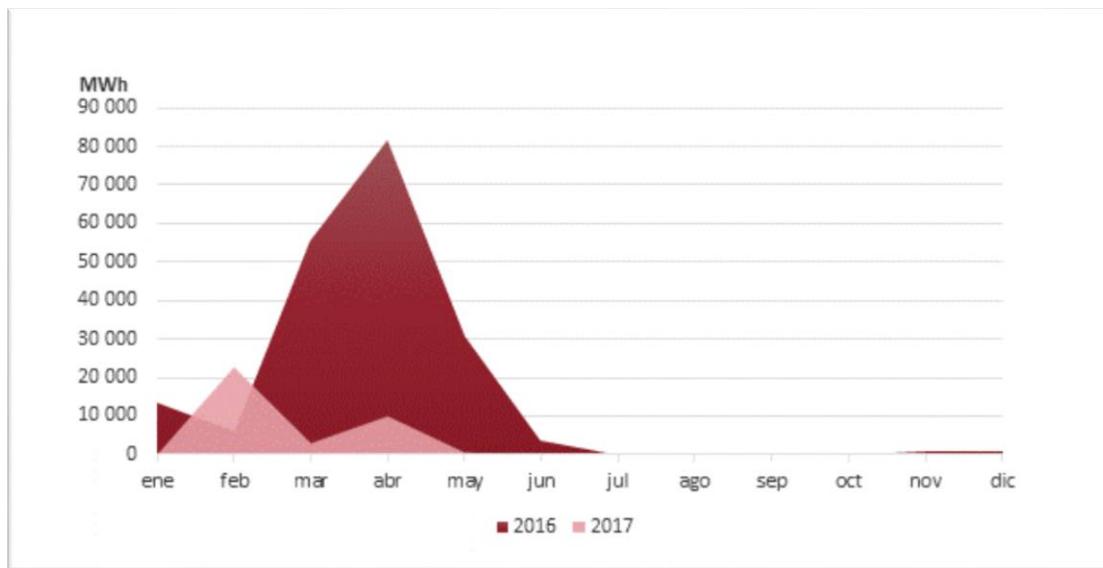
**Gráfico 14 Producción de energía por fuente cuarto trimestre del año 2016.**

En lo que respecta a la generación térmica del 2017 se observa en el grafico 15 que sólo se utilizó la cantidad necesaria durante los meses de época seca para garantizar la continuidad de la atención de la demanda del SEN.

Las proyecciones de uso de generación térmica que se tenían para el año 2017 eran de 57,71 GWh y la generación real registrada a diciembre 2017 es de 37,43 GWh, lo que significa un 35% menos con respecto a lo proyectado.

Con respecto a la producción nacional total la generación térmica del 2017 representa tan solo el 0,33% en comparación con el 1,79% del 2016, como ya se mencionó (ver gráfico 11 y 12).

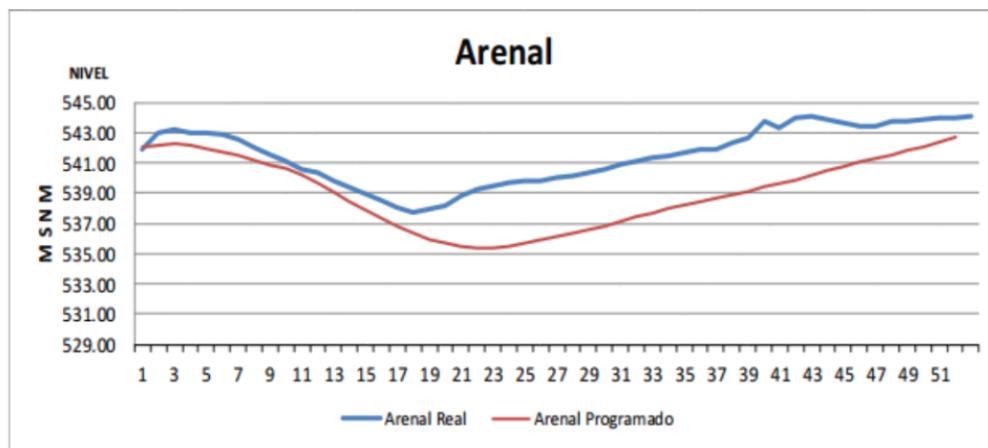
Gráfico 15 Producción de energía térmica 2016 y 2017



En los primeros meses del año la operación del complejo Arenal siguió la tendencia programada para el verano 2017; sin embargo, a partir de la semana 18 el nivel real subió considerablemente propiciado porque el año 2017 tuvo una condición hidrológica favorable, adicionalmente se cuenta con el aporte de la planta Reventazón y un crecimiento de demanda muy bajo. El nivel real mantuvo una diferencia estable con respecto al nivel programado hasta el mes de diciembre en que ambas curvas se empiezan a acercar por el uso más intensivo del complejo Arenal, aprovechando que otras plantas importantes se encontraban en mantenimiento.

Al finalizar el año 2017 se tenía previsto un nivel de 539,13 msnm y lo real fue de 542,69 msnm, lo que significa 3,86 metros de más (ver gráfico 16).

Gráfico 16 Nivel del embalse Arenal – 2017



Los embalses de las plantas Cachí, Angostura, Pirrís se mantuvieron en valores superiores o cercanos a los programados, tal como se observa en los gráficos 17 - 19, debido a las buenas condiciones hidrológicas y a la alta participación de otros recursos renovables en la atención de la demanda nacional, como ya se mencionó.

Gráfico 17 Nivel del embalse Cachí - 2017

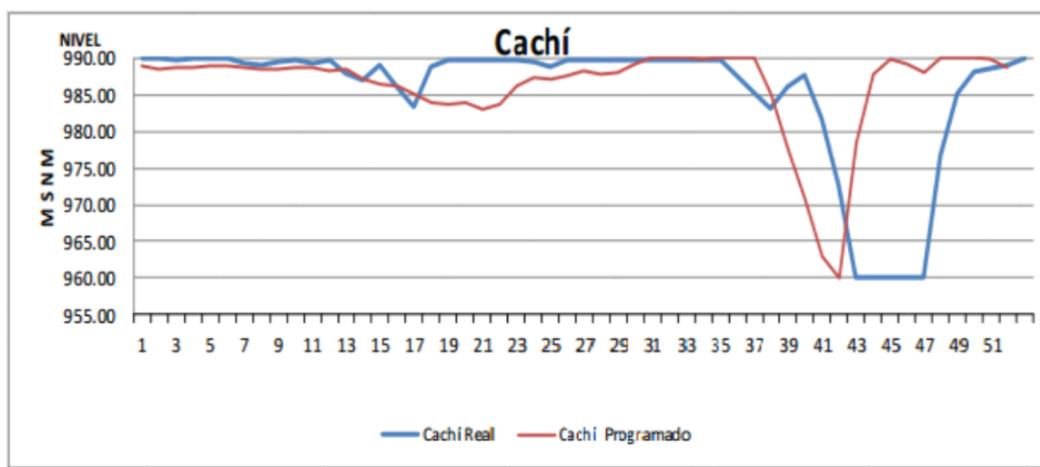


Gráfico 18 Nivel del embalse Angostura – 2017

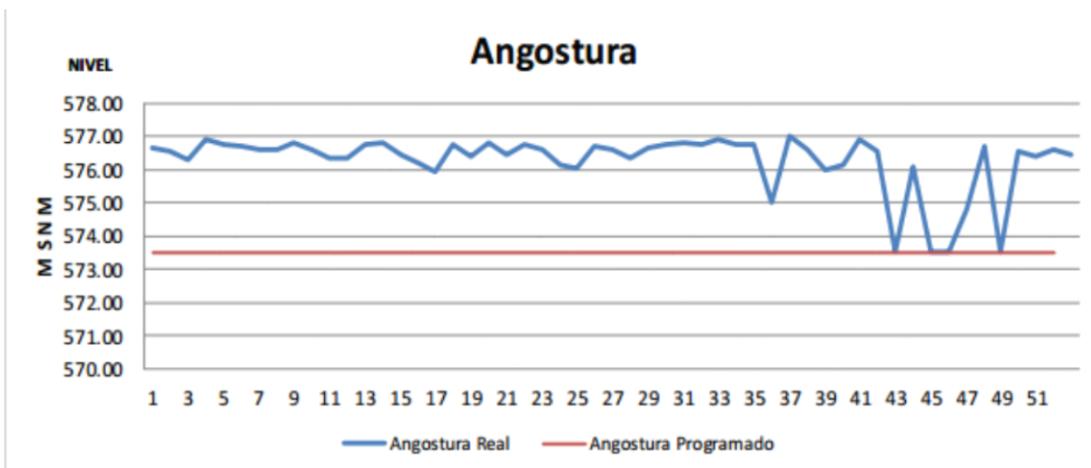


Gráfico 19 Nivel del embalse Pirrís - 2017.

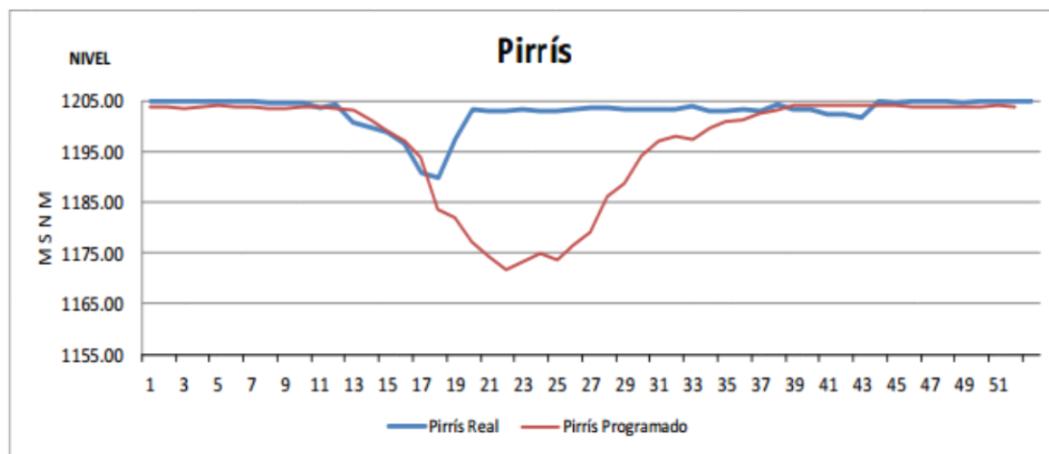
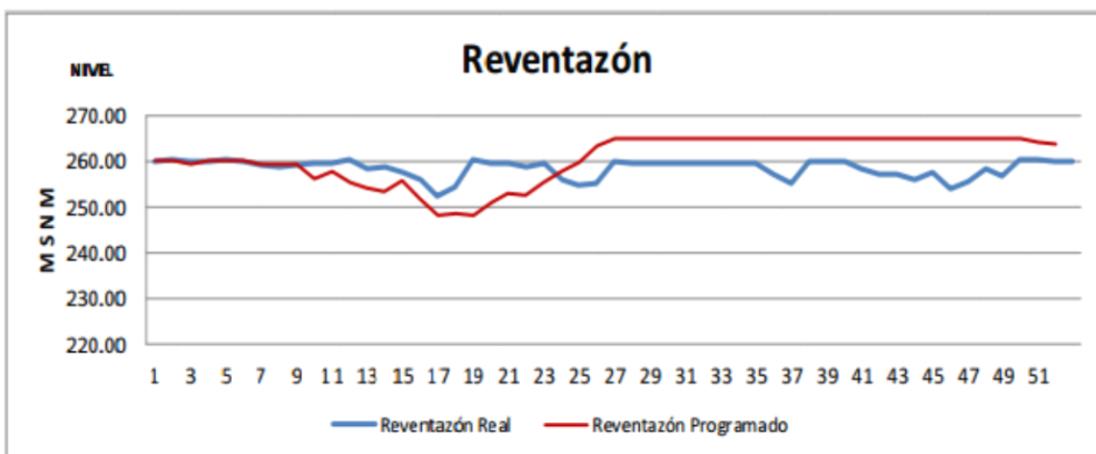


Gráfico 20 Nivel del embalse Reventazón - 2017



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 de energía eléctrica por fuente y empresa  
Sistema Eléctrico Nacional. Año 2017**

Empresa	GWh	%	Fuente	GWh	%
<b>Grupo ICE</b>	<b>7,836</b>	<b>71.1%</b>			
ICE	7,353	93.8%	Hidroeléctrica	8,677	79%
CNFL	484	6.2%	Térmica	37	0%
BOT	1,360	12.3%	Geotérmica	1,118	10%
Coneléctricas	203	1.8%	Eólica	1,288	12%
ESPH	134	1.2%	Solar	3	0%
Coopeguanacaste	152	1.4%	Otras	88	1%
Coopelesca	226	2.1%	Intercambio	-191	-2%
Privadas	1,146	10.4%			
JASEC	119	1.1%			
Coopesantos	34	0.3%			
<b>Intercambio</b>	<b>-191</b>	<b>-1.7%</b>	<b>Total</b>	<b>11,019</b>	<b>100%</b>
<b>Total</b>	<b>11,019</b>	<b>100%</b>	Demanda Máxima MW: 1692.28 29 marzo 2017, 18:30 horas		
			<b>Energía Limpia</b>	<b>11,173</b>	<b>99.67%</b>

**Cuadro No. 9: Producción de energía eléctrica por fuente y empresa**  
**Datos comparativos a setiembre de 2013/2017**

Tipo de energía/ empresa	Producción de Energía en GWh Sistema Eléctrico Nacional				
	2013	2014	2015	2016	2017
Hidroeléctrica	6,839	6,717	8,067	8,026	8,676.96
Térmica	1,196	1,043	108	193	37.42
Geotérmica	1,517	1,538	1,376	1,340	1,117.83
Eólica	485	735	1,080	1,147	1,287.68
Bagazo	86	84	82	75	87.52
Solar	1	1	2	1	2.70
Intercambio	48	205	-106	150	-190.78
Total	10,172	10,323	10,607	10,932	11,019
<b>Grupo ICE</b>	<b>7,888</b>	<b>7,653</b>	<b>7,541</b>	<b>7,813</b>	<b>7,836</b>
ICE	7,544	7,280	7,101	7,361	7,353
CNFL	344	372	440	451	484
Intercambio	48	205	-106	150	-191
Resto	2,236	2,466	3,173	2,969	3,374
Total	10,172	10,323	10,607	10,932	11,019
<b>Energía renovable</b>	<b>88.19%</b>	<b>89.69%</b>	<b>98.99%</b>	<b>98.21%</b>	<b>99.67%</b>
<b>Energía térmica</b>	<b>11.76%</b>	<b>10.11%</b>	<b>1.02%</b>	<b>1.77%</b>	<b>0.34%</b>
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

En resumen, al cierre del año 2017, la producción de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha sido de 11,210 GWh, de los cuales 11,172 GWh corresponden a energía renovable, para un 99,67% y 37 GWh de energía térmica, para un 0,33%.<sup>1</sup>

#### *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.

<sup>1</sup> Es importante señalar que parte de la información contenida en el apartado previo es de carácter preliminar, ya que al corte del período (31 de diciembre) aun no se tienen oficializados los datos del mes de diciembre.

En el caso del Sector privado, los proyectos que entraron en operación durante el año fueron: Proyecto Eólico Altamira con una capacidad instalada de 20 MW, durante el I Trimestre, se suma la entrada en operación en el mes de junio del Proyecto Eólico Vientos de la Perla y Proyecto Eólico Vientos de Miramar, cada uno con una capacidad instalada de 20 MW.

Adicionalmente, como parte de las plantas de empresas distribuidoras, el 31 de octubre entra en operación la Planta Solar Juanilama, perteneciente a Coopeguanacaste, con una capacidad instalada de 5 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 año 2017, se logró la instalación de 289 sistemas fotovoltaicos distribuidos por las diferentes regiones del país, logrando un 103% de cumplimiento en relación con la meta anual.

**Cuadro No. 10: Instalación de sistemas fotovoltaicos año 2017**

Programa	Región	Meta 2017	Resultado
Conservación de Energía	Chorotega	35	39
	Central	60	65
	Brunca	90	90
	Huetar Caribe	65	65
	Pacífico Central	30	30
<b>Nacional</b>		<b>280</b>	<b>289</b>

*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 2015/218.**

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

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

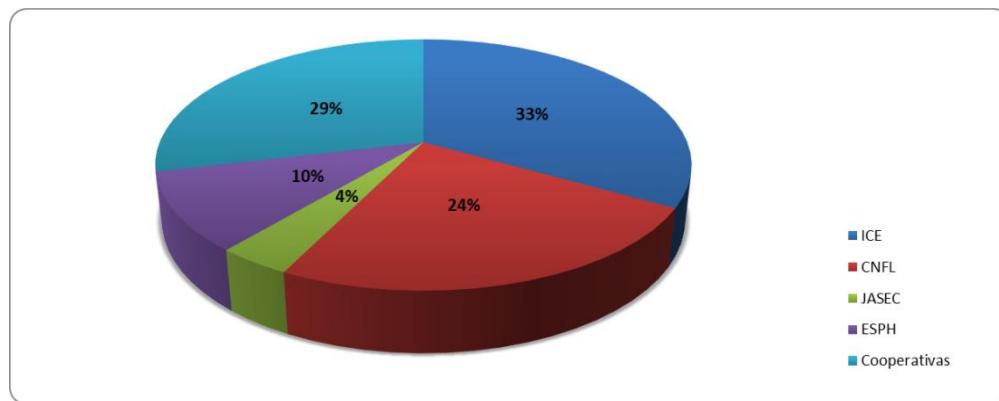
El aporte total durante el año fue de 328 nuevos kilómetros lo que representa un cumplimiento del 70% de la meta formulada para el año.

La construcción de las nuevas líneas por empresa eléctrica es la siguiente: ICE 59,36 km, privados a la red ICE 49,51 km, Compañía Nacional de Fuerza y Luz 78,98 km, Empresa de Servicios Públicos de Heredia 33,2 km, Junta Administradora de Servicios Públicos de Cartago 12,53 km, Cooperativas 94,1 km.

**Cuadro No. 11: Construcción de líneas de distribución eléctrica por empresa eléctrica año 2017**

Ejecutor	Meta Período	Meta 2017	Resultado	Calificación
<b>ICE + aporte privado</b>	598	149	108.9	73%
<b>CNFL</b>	166	41	79.0	193%
<b>JASEC</b>	251	50	12.5	25%
<b>ESPH</b>	214	59	33.2	56%
<b>Copeguanacaste</b>	440	110	23.5	21%
<b>Cooperativa Alfaro Ruiz</b>	0	0	4.0	100%
<b>Copelesca</b>	140	30	44.7	149%
<b>Coopesantos</b>	112	28	21.9	78%
<b>Total</b>	<b>1,921</b>	<b>467</b>	<b>328</b>	<b>70%</b>

**Gráfico 21 Construcción de líneas de distribución eléctrica por empresa año 2017**



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

Al cierre del año se tiene la entrada en operación de la línea de transmisión Santa Rita - Cóbano con una longitud de 46,7 km.

Para este año se tuvo 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.**

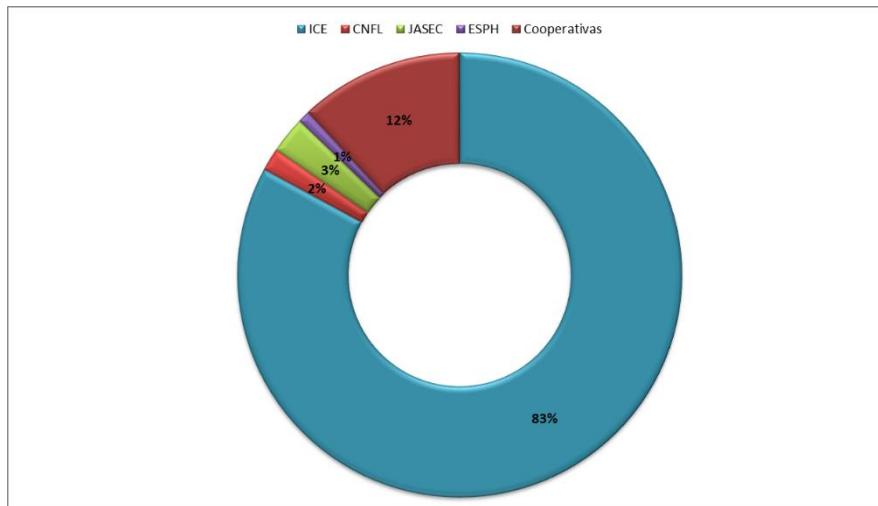
Durante el año las diferentes empresas eléctricas han participado en el desarrollo y construcción de nuevas luminarias de Alumbrado Público en todo el territorio nacional.

Se logra el aporte total de 20 634 luminarias durante el año, lo que representa un avance del 178% de la meta anual.

**Cuadro No. 12: Instalación de luminarias por empresa eléctrica. Año 2017**

Ejecutor	Meta Período	Meta 2017	Resultado	Calificación
<b>ICE + aporte de privados</b>	33 291	4 434	17 105	386%
<b>CNFL</b>	1 371	283	339	120%
<b>JASEC</b>	10 418	3 432	550	16%
<b>ESPH</b>	1 178	303	180	59%
<b>Coopeguanacaste</b>	3 884	971	734	76%
<b>Cooperativa Alfaro Ruiz</b>	0	0	30	100%
<b>Coopelesca</b>	3 900	1 200	804	67%
<b>Coopesantos</b>	3 590	939	892	95%
<b>Total</b>	<b>57 632</b>	<b>11 562</b>	<b>20 634</b>	<b>178%</b>

**Gráfico 22 Luminarias instaladas por empresa  
año 2017**



**b) Resultados de Ejecución Presupuestaria Electricidad**

Con corte a diciembre 2017, la ejecución presupuestaria del Programa Electricidad fue del 84%, por tipo de presupuesto, alcanza un 96% para el caso del de operación y un 63% para el de inversión. A continuación, se presenta el detalle por área.

**Cuadro No. 13: Ejecución Presupuestaria del Programa 03 según Dependencia. Año 2017 (Miles de CRC).**

UEN/DIV	Operación			Inversión			TOTAL		
	Modi. Aplicado (P)	Real Caja	%	Modi. Aplicado (P)	Real Caja	%	Modi. Aplicado (P)	Real Caja	%
Programa Electricidad	666.470.148	636.562.839	96%	359.714.795	226.719.920	63%	1.026.184.943	863.282.759	84%

Nota: El reporte de las áreas corresponde a información generada por el Sistema de Presupuesto (ARQUIAF)

**PÁGINA INTENCIONALMENTE EN  
BLANCO**

## Anexos

**PÁGINA INTENCIONALMENTE EN  
BLANCO**

## Anexo 1: Informe POI del Programa 03

## Instrumentos POI-E

Instrumentos POI 2017 Programa 03

# Programación Estratégica por Programa

Producto	Objetivo estratégico del programa	Indicador de gestión y/o resultados	Fórmula	Desempeño histórico				Meta del indicador				Fuente de datos del indicador				
				4.5 (2011)	4.5 (2012)	4.4 (2013)	4.3 (2014)	Uso de agua 2016	Uso de agua 2017	Resultado alcanzado al 7 de enero	% de ejecución de la meta					
		Longitud e área de distribución	Cantidad de kilómetros de líneas controladas	19,727 km	20,481 km	20,663 km	20,720 km	20,765 km	20,800 km	20,815 km	100%	2,3601	17,877	70%	IICA	
		Energía no servida	Nº. Energía no servida [5]	1.13	0.90	0.93	0.83	0.75	0.70	0.53 Horas	0.57 Horas	90%	8.525	7.760	91%	BEI
	Garantizar el suministro eléctrico buscando la optimización de los recursos disponibles.	Duración promedio de interrupciones en la red [PIR]	Días = 1 Horas Residenciales / sindicatos / abonados / sistemas.	13.00 H.	11.62 H.	10.43 H.	11.59H.	10.26 H. interrupción interrupción	10.19 H. interrupción	12.73 H. interrupción	10.18 H. Interrupción	120%	386	272	70%	IICA Recaudado
Energy Electrica Productos		Grado de obtención de electricidad	% de electricidad en viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico # viviendas ocupadas	50.28%	50.28%	50.38%	50.45%	50.30%	50.30%	50.30%	50.40%	100%	8.592	8.594	90%	Banca Nacional
		Total presupuestado											1.026.184.9	382.103.2	89%	
		Promedio cumplimiento en meses											100.9%			

Nota: Se refiere que la columna de presupuesto modificado y presupuesto ejecutado se asocia directamente a la fuente de financiamiento, por tanto estos montos no tienen ninguna relación con las indicaciones evaluadas.

## **Matriz Articulación Plan Presupuesto**



