INFORME DE GESTIÓN
2015









CELEC EP
Corporación Eléctrica del Ecuador

Energía** para el **Desarrollo

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.

PERSONAL DIRECTIVO

MATRIZ

Ing. Luis Ruales
GERENTE GENERAL

Ing. Javier Zalamea
DIRECTOR DE GESTIÓN ESTRATÉGICA

Ing. Juan Chávez
DIRECTOR DE GENERACIÓN

Ing. Patricio Freire
DIRECTOR ADMINISTRATIVO FINANCIERO

Ing. Vicente Barrera
DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

Dr. Edgar Tamayo
DIRECTOR JURÍDICO

UNIDADES DE NEGOCIO

Ing. Tito Torres
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO HIDROPAUTE

Ing. Geovanny Pardo
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC

Ing. Mauricio Caicedo
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN

Ing. Santiago Arias
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO ENERJUBONES

Ing. Cristobal Punina
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO HIDRONACIÓN

Ing. Marcelo Espín
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR

Ing. Carlos Balda
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS

Ing. Pedro López
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO GENSUR

Ing. Luis Nevarez
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS

Ing. Carlos Garrido
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO HIDROTOAPI

Ing. Juan Carlos López
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA

Ing. Paul Urgilés
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAZOGUES

Ing. Manuel Canales
GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO TERMOGAS MACHALA

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO 7
1 INTRODUCCIÓN. 8
2 ESTRATEGIA Y MODELO DE GESTIÓN 8
2.1 Planificación Estratégica 8
2.1.1 Misión. 8
2.1.2 Visión. 9
2.1.3 Principios y Valores. 9
2.1.4 Objetivos Estratégicos. 9
2.2 Estructura organizacional y conformación de CELEC EP. 9
2.2.1 Ubicación. 10
3 EVALUACIÓN DEL PERIODO DE GESTIÓN 2015 11
3.1 Cumplimiento de Objetivos Estratégicos. 11
3.2 OBJETIVO 1.- Incrementar la disponibilidad y confiabilidad del sistema nacional interconectado y otros sistemas a cargo de CELEC EP. 14
3.2.1 Generación. 14
3.3 Sistema de Transmisión. 21
3.3.1 Indicadores de Transmisión. 24
3.4 OBJETIVO 2.- INCREMENTAR LA OFERTA DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD ASIGNADO A CELEC EP. 26
3.4.1 Proyectos emblemáticos (Hidráulicos, Térmicos y Transmisión). 26
3.4.2 Proyectos en estudios, Hidroeléctricos y Geotérmicos. 29
3.5 OBJETIVO 3.- INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERACIONAL DE CELEC EP. 30
3.5.1 Modelo de Gestión. 30
3.5.2 Procesos y Calidad. 31
3.5.3 Tecnología de la Información y Comunicaciones. 31
3.5.4 Aplicativo para la gestión de la planificación operativa y del presupuesto. 33
3.5.5 Planificación y Gobierno por resultados (GPR). 34
3.5.6 Adquisiciones. 35
3.5.7 Seguimiento externo. 36
3.5.8 Gestión Jurídica 38

3.6 OBJETIVO 4.- INCREMENTAR EL DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO DE CELEC EP. ... 39
3.6.1 Gestión de Talento Humano. ... 39
3.7 OBJETIVO 5.- INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DEL PRESUPUESTO DE CELEC EP. ... 40
3.7.1 Ejecución presupuestaria 2014. ... 40
3.7.2 Balance General y Estado de Resultados. ... 43
3.7.3 Indicadores Financieros. ... 44
3.7.4 Procesos de auditoria. ... 45
3.7.5 Facturación. ... 46
3.7.6 Recaudación. ... 50
3.7.7 Cartera vencida por venta de producción y servicio de transporte de energía. ... 53

Listado de Tablas

Tabla 1 Objetivos estratégicos. 9
Tabla 2 Unidades de Negocio de CELEC EP. 10
Tabla 3 Cumplimiento de Objetivos Estratégicos 2015 11
Tabla 4 Capacidad Instalada de CELEC EP. 14
Tabla 5 Energía generada por CELEC. 14
Tabla 6 Caudales de entrada promedio. 15
Tabla 7 Consumo combustibles de centrales térmicas. 17
Tabla 8 Indicadores principales de las Centrales de Generación. 19
Tabla 9 Sistema Nacional de Transmisión. 21
Tabla 10 Energía transmitida y demanda máxima. 22
Tabla 11 Pérdidas de energía. 22
Tabla 12 Transformadores que superan el 80% de cargabilidad. 23
Tabla 13 Disponibilidad del S.N.I. 24
Tabla 14 Tasas de fallas. 24
Tabla 15 Incremento de la capacidad de transformación. 24
Tabla 16 Incremento en líneas de transmisión. 25
Tabla 17 Incremento en líneas de transmisión. 25
Tabla 18 Ejecución proyectos a diciembre 2015. 28
Tabla 19 Transaccionalidad. 33
Tabla 20 Resumen de cantidad de procesos de contratación. 36
Tabla 21 Disposiciones Ministeriales. 36
Tabla 22 Distribución de empleados por Unidad de Negocio. 39
Tabla 23 Indicadores Financieros Anuales (AÑO 2015) 44
Tabla 24 Ingresos Facturados por la Producción de Energía. 47
Tabla 25 Valores facturados por transporte de energía en el SNT. 47
Tabla 26 Ingresos no facturados por servicios del mercado ocasional entre unidades de CELEC... 48
Tabla 27 Ingresos recaudados en el año 2015. 50
Tabla 28 Facturación y Recaudación de los ingresos en el año 2014 y 2015. 52
Tabla 29 Indicadores de facturación - recaudación ene 2015 a dic 2015. 52
Tabla 30 Deudas de los agentes del mercado eléctrico con CELEC EP al 31 de diciembre de 2014. 54
Tabla 31 Reporte de cartera con corte a diciembre 2015 57
Tabla 32 Deuda con EP Petroecuador a diciembre 2015. 58

Listado de Figuras

Figura 1 Estructura organizacional CELEC Matriz. 10
Figura 2 Porcentaje de participación de energía generada por fuente primaria. 15
Figura 3 Caudales Años 2000 al 2015. 16
Figura 4 Consumo por tipo de combustibles. 17
Figura 5 Consumo de combustible por unidad de negocio. 18
Figura 6 Factor de planta. 20
Figura 7 Índice de confiabilidad. 21
Figura 8 Índice de disponibilidad. 21
Figura 9 Hitos más relevantes y principales logros. 31
Figura 10 Funcionalidades desplegadas. 32
Figura 11 % correspondiente a Obra - Bien - Servicio – Consultoría. 36
Figura 12 Calificación mensual de cumplimiento LOTAIP. 38
Figura 13 Cantidad de empleados por tipo de actividad. 40
Figura 14 Ejecución Presupuestaria de ingresos 2015 de CELEC EP. 42
Figura 15 Ejecución Presupuestaria de egresos 2015 de CELEC EP. 43
Figura 16 Comparativo de ingresos por servicio de transporte años 2014 y 2015. 48
Figura 17 Comparación de valores recaudados entre los años 2014 y 2015. 51
Figura 18 Valores adeudados por empresas de distribución a CELEC EP. 54
Figura 19 Distribución de la cartera total de CELEC EP. 56

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento describe la gestión realizada durante el año 2015 por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, misma que está conformada por trece unidades de negocio domiciliadas en diferentes ciudades del país coordinadas por una Matriz con sede en la Ciudad de Cuenca.

CELEC EP depende directamente del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, con el cual está en constante interacción y coordinación.

La gestión de CELEC EP se encuentra definida por su estrategia y razón de ser plasmados en su misión, visión y cinco objetivos estratégicos.

El primer objetivo se enfoca en el ámbito de producción y trasmisión de energía, en el cual se detalla los incrementos de capacidad instalada de generación y transformación registrada en el año 2015 con 3.739 MW entre centrales de generación hidráulica, térmica y eólica, además de 9.334 MVA de transformación, así como los índices de eficiencia de cada una.

El segundo objetivo se ve el avance de los proyectos emblemáticos de generación y trasmisión con corte al 31 de diciembre de 2015, con su respectivo detalle, resaltando el avance de los proyectos Coca Codo y Sopladora, próximos a entrar en operación. También se presentan las diferentes etapas en las que se encuentran los estudios de proyectos tanto hidráulicos como geotérmicos.

Entre los objetivos tres y cuatro se analiza la gestión interna de la Corporación, enfocada en herramientas como Gobierno por Resultados (GPR), Ley Orgánica de Transparencia a la Información Pública (LOTAIP), Tecnologías de la Información y Comunicaciones, la Gestión de Contrataciones, Gestión del Talento Humano y otros ámbitos internos de gestión de CELEC EP.

El último objetivo se refiere a la gestión financiera de CELEC EP, donde se analizan los resultados económicos de la gestión de la Corporación como son la ejecución presupuestaria, enfatizando el análisis de los temas de inversión, resumen del Balance General y Estado de Resultados y el proceso de facturación y recaudación que presentan el esquema de ingresos de CELEC EP.

1 INTRODUCCIÓN.

Mediante Decreto Ejecutivo 220, de 14 de enero de 2010, publicado en el Registro Oficial 128 del 11 de febrero de 2010, se creó la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, como entidad de derecho público con personería jurídica y patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de control.
Las principales actividades a las cuales está facultada la CELEC EP por el decreto de creación, son la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; para lo cual podrá realizar todas las actividades relacionadas, que comprenden:

a. La planificación, diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión y generación eléctrica incorporados al Sistema Nacional Interconectado, y generación eléctrica en sistemas aislados para zonas a las que no se puede acceder o no resulte conveniente hacerlo mediante redes convencionales.
b. Compra, venta, intercambio y comercialización de energía con las empresas de distribución, otras empresas de generación, grandes consumidores, exportadores e importadores.
c. Compra, venta y comercialización de energía con los usuarios finales en las áreas que, de acuerdo con la Ley que regula el sector eléctrico, le sean asignadas para ejercer la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica.
d. Representación de personas naturales o jurídicas, fabricantes, productores, distribuidores, marcas, patentes modelos de utilidad, equipos y maquinarias en líneas o actividades iguales, afines o similares a las previstas en su objeto social.
e. Promoción, inversión y creación de empresas filiales, subsidiarias, consorcios, alianzas estratégicas y nuevos emprendimientos para la realización de su objeto.

El Decreto de creación le faculta también a:

- Asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, mixtas o privadas, para ejecutar proyectos relacionados con su objeto social en general, y participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo o investigaciones científicas o tecnológicas en el campo de la energía eléctrica, construcción, diseño y operación de obras o centrales de energía eléctrica, o bien investigaciones científicas o tecnológicas y de desarrollo de procesos y sistemas y comercializarlos.
- Participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo e investigación científica y tecnológica, en el campo de la construcción, diseño y operación de obras de ingeniería eléctrica.

2 ESTRATEGIA Y MODELO DE GESTIÓN

2.1 Planificación Estratégica.

A continuación se detalla los aspectos principales del plan estratégico de CELEC EP.

2.1.1 Misión.

"Generamos bienestar y desarrollo nacional, asegurando la provisión de energía eléctrica a todo el país, con altos estándares de calidad y eficiencia, con el aporte de su talento humano comprometido y competente, actuando responsablemente con la comunidad y el ambiente".

2.1.2 Visión.

"Ser la Empresa Pública Estratégica líder que garantiza la soberanía eléctrica e impulsa el desarrollo del Ecuador".

2.1.3 Principios y Valores.

- Compromiso
- Trabajo en equipo
- Integridad
- Responsabilidad Socio-ambiental
- Pasión por la excelencia

2.1.4 Objetivos Estratégicos.

Actualmente CELEC EP cuenta con cinco (5) objetivos estratégicos que se describen a continuación:

Tabla 1 Objetivos estratégicos.

Objetivo Estratégico	Enfoque	Categoría
Incrementar la disponibilidad y confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado y otros sistemas a cargo de CELEC EP	Mejora de Servicios	Ciudadanía
Incrementar la oferta del servicio de electricidad asignado a CELEC EP	Mejora de Servicios	Ciudadanía
Incrementar la eficiencia Operacional de CELEC EP	Mejora de Servicios	Procesos
Incrementar el desarrollo del Talento Humano de CELEC EP	Mejora de Servicios	Talento Humano
Incrementar el uso eficiente del Presupuesto de CELEC EP	Mejora de Servicios	Finanzas

2.2 Estructura organizacional y conformación de CELEC EP.

Mediante resolución N°. 003/2012 del 04 de mayo de 2012 el Directorio aprobó las nuevas estructuras para las Unidades de Negocio en base al esquema de descentralización aprobado para la CELEC EP y con un enfoque basado en procesos, buscando unificar las estructuras, para optimizar la gestión y eliminar esa diversidad de diseños que se venían manejando desde la época de sociedades anónimas. Para ello, se tiene ahora modelos para los distintos tipos de Unidades de Negocio como son de Generación, Transmisión y Construcción de Proyectos.

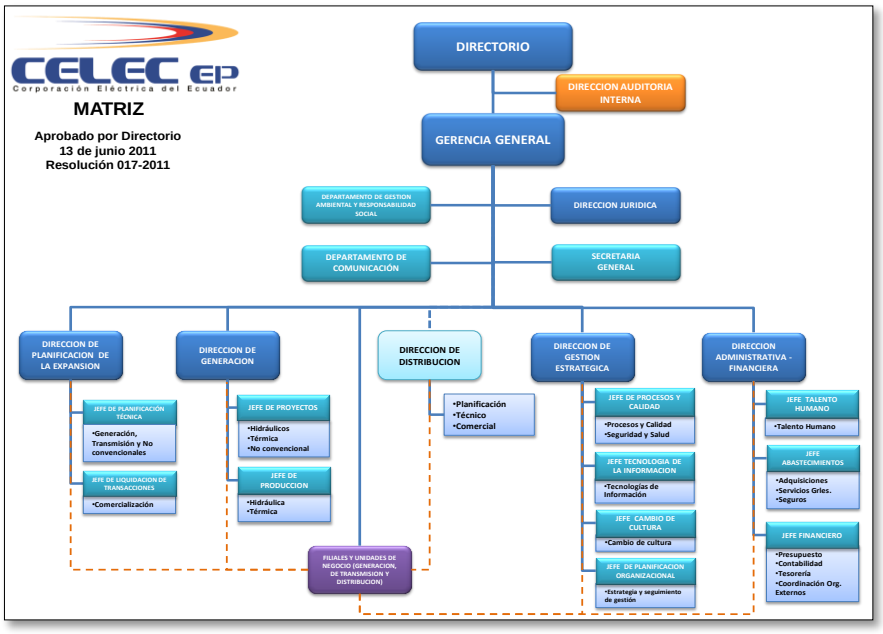


Figura 1 Estructura organizacional CELEC Matriz.

2.2.1 Ubicación.

Al 31 de diciembre de 2015, las Unidades de Negocio que conformaban la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 2 Unidades de Negocio de CELEC EP.

Unidad de Negocio	Ciudad de Domicilio
COCA CODO SINCLAIR	Quito
ELECTROGUAYAS	Guayaquil
ENERJUBONES	Cuenca
GENSUR	Loja
HIDROAGOYÁN	Baños de Agua Santa
HIDROAZOGUES	Azogues
HIDRONACIÓN	Guayaquil
HIDROPAUTE	Cuenca
HIDROTOAPI	Quito
TERMOESMERALDAS	Esmeraldas
TERMOGAS MACHALA	Machala
TERMOPICHINCHA	Quito
TRANSELECTRIC	Quito

Durante al año 2015 se dio el proceso de fusión por absorción de la Empresa Pública Coca Codo Sinclair EP por parte de CELEC EP, mediante resolución de Directorio RD-003/2015 del 23 de julio de 2015.

3 EVALUACIÓN DEL PERIODO DE GESTIÓN 2015

3.1 Cumplimiento de Objetivos Estratégicos.

Durante el año 2015 se han realizado varias actividades y proyectos relacionados con los objetivos estratégicos de la CELEC EP, los cuales se detallan y evidencian en los indicadores de gestión estratégicos que se presentan en la tabla siguiente, con su respectivo nivel de cumplimiento.

Tabla 3 Cumplimiento de Objetivos Estratégicos 2015

N.-	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EMPRESARIALES	INDICADOR	META 2015 GPR	RESULTADO 2015	% CUMPLIMIENTO DE LA META (2015)	RESPONSABLE
1	Incrementar la disponibilidad y confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado y otros sistemas a cargo de CELEC EP	**Índice de disponibilidad total en circuitos de líneas de transmisión**	99.42%	99.61%	100.2%	Unidad de Negocio CELEC EP - TRANSELECTRIC
		Índice de disponibilidad total en generación	86.33%	86%	99.6%	Unidades de Negocio de Generación de CELEC EP Dirección de Generación
		Índice de confiabilidad total en generación	96.89%	94.55%	97.6%	Unidades de Negocio de Generación de CELEC EP Dirección de Generación

N.-	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EMPRESARIALES	INDICADOR	META 2015 GPR	RESULTADO 2015	% CUMPLIMIENTO DE LA META (2015)	RESPONSABLE
2	Incrementar la oferta del servicio de electricidad asignado a CELEC EP	**Capacidad instalada para generación eléctrica (potencia nominal del sector en MW)**	3,864.87	3,739.50	96.8%	Unidad de Negocio CELEC EP Enerjubones
						Unidad de Negocio CELEC EP Coca Codo Sinclair
						Unidad de Negocio CELEC EP Gensur
						Unidad de Negocio CELEC EP Hidroazogues
						Unidad de Negocio CELEC EP Hidropaute
						Unidad de Negocio CELEC EP Hidrotoapi

		Avance físico de Estudios de pre factibilidad de proyectos Geotérmicos	24.8%	24.8%	100%	Unidad de Negocio CELEC EP Termopichincha
		Km de líneas de transmisión (km)	5,039	4,456.26	88.4%	Unidad de Negocio CELEC EP Transelectric
		Capacidad instalada de transformación (MVA)	10,711.85	9,338.67	87%	
		Ejecución del Sistema de Extra Alta Tensión 500 kV.	94.7%	68.3%	72.1%	

N.-	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EMPRESARIALES	INDICADOR	META 2015 GPR	RESULTADO 2015	% CUMPLIMIENTO DE LA META (2015)	RESPONSABLE
3	Incrementar la eficiencia Operacional de CELEC EP	**Avance de la Implementación del Módulo de mantenimiento y proyectos del Sistema Integrado de Información**	9.2%	6.5%	71%	Dirección de Gestión Estratégica
		Avance del Diseño, evaluación y fiscalización de la implementación de Seguridad de Información Corporativa	70%	35%	50%	
		Avance del Estudio del Proyecto del Modelo Integrado de Gestión	100%	100%	100%	
		Porcentaje de procesos sustantivos mejorados	10.00%	11.36%	114%	

N.-	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EMPRESARIALES	INDICADOR	META 2015 GPR	RESULTADO 2015	% CUMPLIMIENTO DE LA META (2015)	RESPONSABLE
4	Incrementar el desarrollo del Talento Humano de CELEC EP	**Porcentaje de funcionarios capacitados respecto a las capacitaciones planificadas de acuerdo al puesto que desempeña**	75.0%	65.5%	87.3%	Dirección Administrativa Financiera
		Porcentaje de cumplimiento de la inclusión de personas con capacidades especiales	4%	4.2%	105.00%	
		Porcentaje de personal con nombramiento	90.0%	98.8%	109.8%	
		Índice de rotación de nivel operativo	10%	10.5%	-0.5%	
		Índice de rotación de nivel directivo	30%	17.8%	12.2%	

N.-	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EMPRESARIALES	INDICADOR	META 2015 GPR	RESULTADO 2015	% CUMPLIMIENTO DE LA META (2015)	RESPONSABLE
5	Incrementar el uso eficiente del Presupuesto de CELEC EP	**Porcentaje ejecución presupuestaria - Gasto Corriente**	100%	89.1%	89.1%	Dirección Administrativa Financiera
		Porcentaje ejecución presupuestaria - Inversión (depende de factores externos)	100%	80.5%	80.5%	
**** Proyecto en estado "Congelado" en la herramienta GPR desde septiembre 2015***						

Nota: *Las metas de los indicadores detallados anteriormente se han ido ajustando en base a las programaciones que se realizan cada año en el GPR, así mismos los resultados son obtenidos en su gran parte de la información que contiene esta misma herramienta.*

A partir del siguiente punto se detalla la gestión de la Corporación en base a los objetivos estratégicos de un modo más minucioso, lo que permite tener una visión general del estado de la CELEC EP, en varios aspectos como son: técnico, administrativo, humano y financiero.

3.2 OBJETIVO 1.- Incrementar la disponibilidad y confiabilidad del sistema nacional interconectado y otros sistemas a cargo de CELEC EP.

3.2.1 Generación.

3.2.1.1 Capacidad instalada, su detalle por central y UDN.

Durante el año 2015, CELEC EP asumió la operación de las centrales térmicas Álvaro Tinajero y Aníbal Santos de CNEL EP, dentro de la Unidad de Negocio Electroguayas, y la puesta en operación de la central hidroeléctrica Manduriacu con 65 MW, mismas que incrementaron la capacidad instalada de CELEC EP, como se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4 Capacidad Instalada de CELEC EP.

TIPO DE GENERACIÓN	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	MW					
Hidráulica	1,687	1,899	1,899	1,941	1,941	2,006
Eólica	0	0	0	17	17	17
Térmica Combustión Interna	70	281	501	501	666	666
Térmica Vapor	411	411	438	438	436	513
Térmica Gas	320	452	450	450	441	537
Capacidad instalada	**2,488**	**3,042**	**3,288**	**3,346**	**3,501**	**3,739**

3.2.1.2 Energía generada.

La generación de energía neta del año 2015 es de 18,257.794 MWh, provenientes de centrales de generación hidráulica, térmica y eólica; tal como se destalla en la siguiente tabla. Adicionalmente, se tiene que el 61.66% de lo generado es energía de fuente renovable como se indica en el gráfico siguiente.

Tabla 5 Energía generada por CELEC.

Energía Generada	
Clasificación	MWh
Térmica	6,999.234
Hidráulica	11,167.637
Eólica	90.923
Total	**18,257.794**

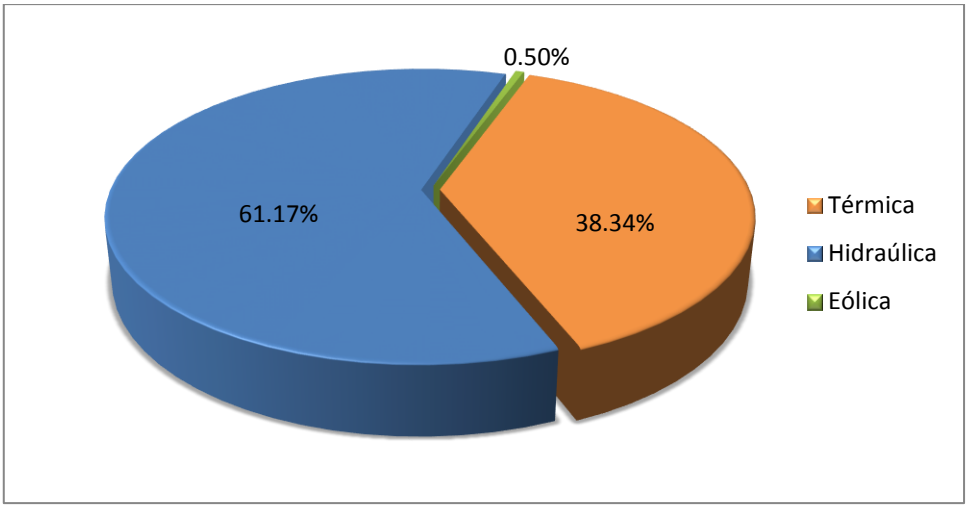


Figura 2 Porcentaje de participación de energía generada por fuente primaria.

3.2.1.3 Caudales.

La producción de energía eléctrica por fuente primaria de energía está fuertemente determinada por la hidrología y la demanda. Las centrales de generación son despachadas por el Administrador Técnico y Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador CENACE para cubrir la demanda con el menor costo variable, por lo que en condiciones de alta hidrología se despachan preferentemente las centrales hidráulicas, con costos más reducidos.

Los principales embalses son los de Mazar y Amaluza sobre el río Paute, Agoyán en el Pastaza, Daule – Peripa y Manduriacu.

En la tabla siguiente se presentan los caudales medios de entrada mensuales afluentes a los embalses de las diferentes centrales de generación de CELEC EP.

Tabla 6 Caudales de entrada promedio.

Caudales de Entrada Promedio m3/s							
Mes	**Central Manduriacu**	**Central Baba**	**Central Marcel Laniado**	**Central Molino**	**Central Mazar**	**Central Pucará**	**Central Agoyán**
Promedio	**93**	**112**	**288**	**147**	**96**	**10**	**161**
Enero		83	192	105	66	9	123
Febrero		216	482	127	55	7	108
Marzo		209	512	103	88	10	114
Abril		223	660	156	133	10	170
Mayo	123	187	625	159	99	11	180
Junio	117	100	290	284	195	19	356
Julio	110	70	158	267	182	15	278
Agosto	76	51	77	155	92	11	178
Septiembre	58	25	50	131	72	7	127
Octubre	75	32	86	111	75	7	119
Noviembre	95	33	55	89	46	5	93
Diciembre	92	115	268	82	47	6	90

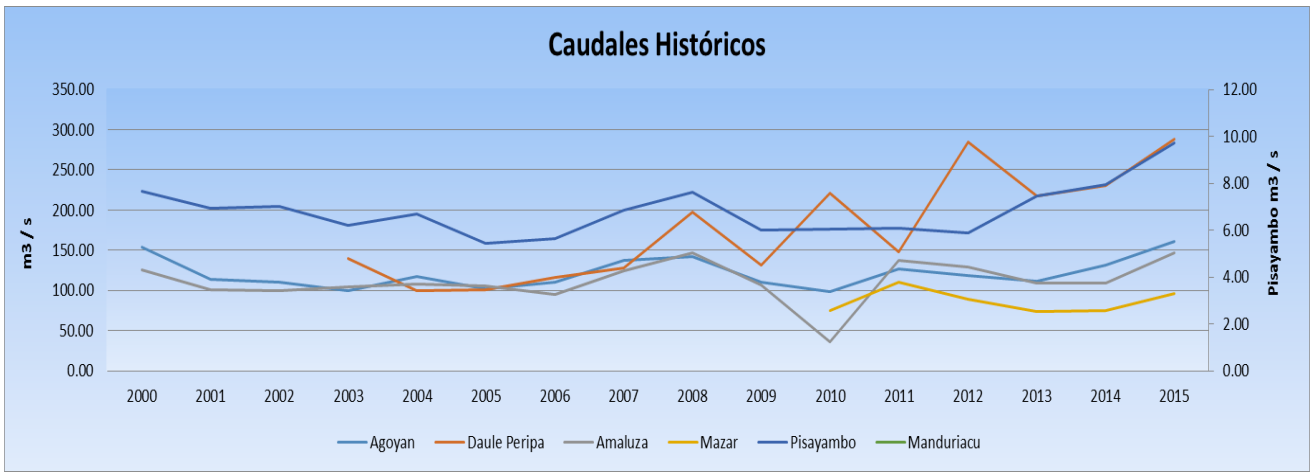


Figura 3 Caudales Años 2000 al 2015.

3.2.1.4 Mantenimientos relevantes.

Centrales Hidráulicas.

- En la central Marcel Laniado, se realizó el mantenimiento anual de las unidades de generación, el cual consiste en la inspección, revisión y mantenimiento de equipos, sistemas principales (turbina, generador, transformador, panel de control y protecciones) y equipos auxiliares (centro de control de motores de 480 Vca, panel de medidas, TIG, TIT, panel de 125 Vcc, etc.). A más de ello, como parte del proceso de modernización de sistemas y equipos, el rodete de la unidad 2 en unos de sus alabes, fue reemplazado en el mes de septiembre.
- En la Unidad de Negocio Hidropaute se realizó la parada de la Central Paute-Molino por los trabajos de la interconexión de los túneles de descarga con el proyecto Sopladora. Durante esta parada se aprovechó para realizar el cambio de las tuberías del Sistema de Agua de Enfriamiento del barril del generador de las unidades de la Fase AB.
- En las otras centrales se realizaron los mantenimientos programados para garantizar su disponibilidad.

Mayor detalle de los mantenimientos realizados en las centrales hidráulicas se desglosa en el *Anexo 01.*

Centrales Térmicas.

- En la Unidad de Negocio Termoesmeraldas, se realizaron diferentes mantenimientos mayores y menores.
- En las centrales que pertenecen a Termopichincha, se realizaron mantenimientos de motor, generador y sistemas auxiliares, según el cumplimiento de horas de operación.
- En Termogasmachala, se siguieron los planes de mantenimiento para incrementar la productividad de la central y disminuir los costos operacionales.
- En las centrales que pertenecen a Electroguayas, se realizaron mantenimientos según el cumplimiento de horas de operación.
- Vale recalcar que durante el año 2015 se realizaron los mantenimientos necesarios para tener disponibles las máquinas con el afán de asegurar su disponibilidad para solventar la parada de la Central Paute-Molino por la interconexión con el proyecto Paute-Sopladora y por ende, garantizar el servicio eléctrico al país.

Mayor detalle de los mantenimientos realizados en las centrales térmicas se presenta en el *Anexo 02.*

Central Eólica.

- En la central eólica Villonaco se ejecutaron mantenimientos preventivos y predictivos, a más de adecuaciones y mejoras en la central.

Mayor detalle de los mantenimientos realizados en la central eólica se desglosa en el *Anexo 03.*

3.2.1.5 Consumo de Combustibles.

En el 2015 las Centrales de Generación Térmicas de la Corporación, utilizaron para su generación combustibles líquidos y gas natural. El consumo de fuel Oil y residuo fue de 303.75 millones de galones, y el de diésel alcanzó los 51.25 millones de galones. Por otra parte el consumo de gas natural fue de 16.605 millones de pies cúbicos.

Tabla 7 Consumo combustibles de centrales térmicas.

Mes	Diésel (millones de galones)	Fuel Oil y Residuo (millones de galones)	Gas Natural (millones de pies cúbicos)
enero	3.19	29.66	1,534
febrero	2.93	25.86	1,133
marzo	3.97	31.89	1,418
abril	1.82	25.03	1,067
mayo	2.80	24.48	1,390
junio	4.49	22.19	1,544
julio	1.91	21.67	1,595
agosto	2.68	17.78	1,576
septiembre	3.98	23.23	1,455
octubre	5.75	26.90	1,517
noviembre	7.30	26.12	1,408
diciembre	10.42	28.93	967
Total	**51.25**	**303.75**	**16,605**

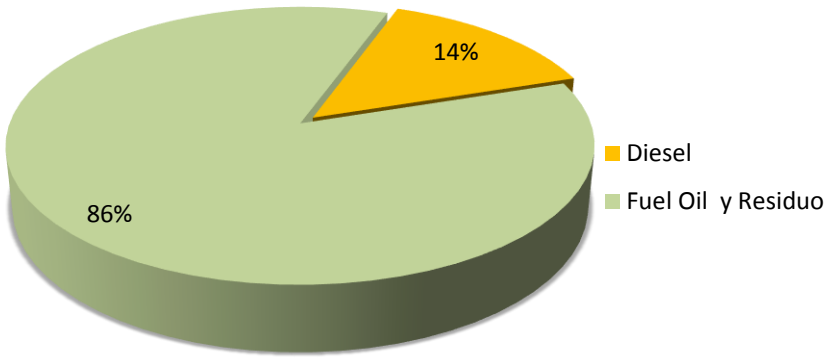


Figura 4 Consumo por tipo de combustibles.

En la figura siguiente se puede observar el consumo de combustibles líquidos por Unidad de Negocio.

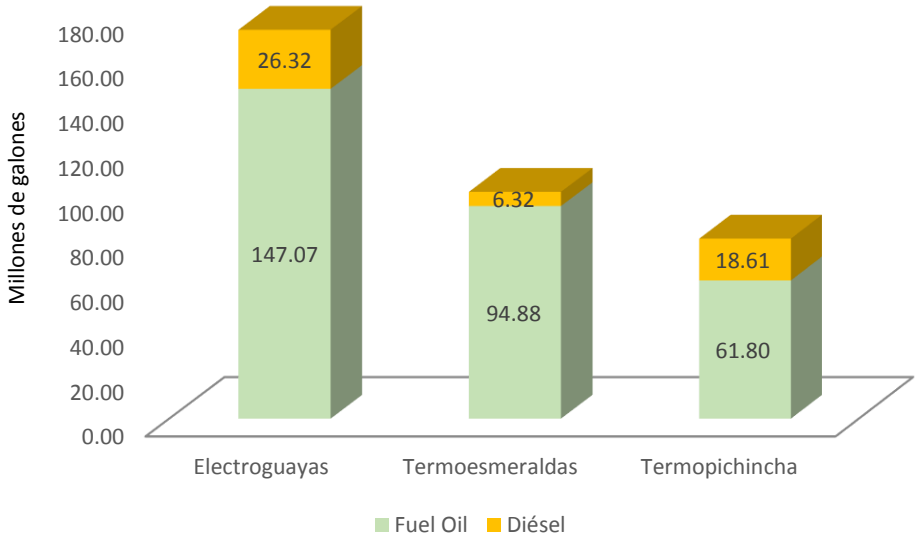


Figura 5 Consumo de combustible por unidad de negocio.
Nota: el fuel oil de Termopichincha incluye consumo de residuo

Puede observarse que el fuel Oil es consumido básicamente por las centrales de generación de las Unidades de Negocio Electroguayas y Termoesmeraldas (en mayor medida), en tanto que el uso del diésel responde a la operación de centrales de generación de Electroguayas, Termopichincha y Termoesmeraldas. El uso de residuo es particular de centrales de generación de Termopichincha.

3.2.1.6 Indicadores de confiablidad y disponibilidad.

Durante el año 2015 se han desarrollado las actividades de mantenimiento preventivo que han permitido garantizar la continuidad operativa del parque generador de la CELEC EP con indicadores de desempeño aceptables.

Indicadores de Desempeño de Centrales de Generación.

Los indicadores considerados para el óptimo desempeño de las centrales de la Corporación son:

a) Factor de planta:

Determina el grado de utilización de una planta de generación eléctrica en relación a la máxima energía que podría obtenerse si esta operase de forma continua a su potencia nominal. Este índice refleja la disponibilidad del recurso energético primario en el caso de unidades de generación hidroeléctrica o renovable y del grado de aporte energético en el caso de generación termoeléctrica. El factor de planta se determina según la siguiente expresión:

$$F_{planta} = \left(\frac{G_{br}}{C_{nom}\ x\ H_p} * 100 \right)$$

Dónde:

G_{br}: Generación bruta (MWh)

H_p: Horas del periodo

C_{nom}: Capacidad nominal (MW)

b) Índice de disponibilidad:

Coeficiente que relaciona el número de horas en que un equipo estuvo en condiciones de ser puesto en servicio con el número total de horas del periodo considerado. Este índice establece objetivamente el potencial de operación de un elemento o sistema durante un periodo de tiempo definido. Su determinación se realiza en base a contabilizar el número total de horas en que un equipo no puede prestar servicio ya sea por fallas, mantenimientos o causas externas. Este índice se determina según la siguiente expresión:

$$F_{indisp} = \frac{H_p - Thr_{indisp}}{H_p} * 100$$

Dónde:

H_p: Horas del periodo

Thr_{indisp}: Total horas de indisponibilidad = HORAS POR: FALLAS + MANTENIMIENTO CORRECTIVO + MANTENIMIENTO PROGRAMADO + EQUIVALENTES POR DECREMENTO + CAUSAS AJENAS

c) Índice de confiabilidad:

Es la probabilidad de estar disponible para operación de un componente o sistema. Esta probabilidad se puede estimar en función de los valores estadísticos referentes a su historial de fallas. Dicho valor refleja la condición (operación o falla) que se espera tenga un componente en el tiempo, estableciendo indicios de las necesidades de restitución del equipo o de los requerimientos de reserva en el caso de unidades de generación o de redundancia en el caso de sistemas de transmisión. Este índice se determina según la siguiente expresión:

$$F_{conf} = 1 - \frac{HFS_{falla}}{HFS_{falla} + H_{op}} * 100$$

Dónde:

HFSF = Horas fuera de servicio por falla

H_{op} = Horas de operación.

En la tabla siguiente se presentan los indicadores: factor de planta, índice de disponibilidad e índice de confiabilidad de las centrales de generación de CELEC EP durante el año 2015.

Tabla 8 Indicadores principales de las Centrales de Generación.

Central	Factor de Planta	Confiabilidad	Disponibilidad
Molino	64.39	99.94	93.41
Marcel Laniado	55.73	99.70	89.69
San Francisco	80.03	98.43	90.44
Mazar	64.21	99.55	96.34
Agoyán	80.50	99.98	92.48
Pucará	47.35	99.81	97.47
Manduriacu	39.58	98.72	88.53
Baba	40.29	97.82	93.68
Villonaco	63.86	98.47	97.85
Termogasmachala	67.29	97.69	78.80
Gonzalo Zevallos	56.92	96.00	73.90

Jaramijó	53.88	75.60	55.30
Trinitaria	67	92.00	76.40
Esmeraldas I	64.7	90.87	64.69
Esmeraldas II	43.05	60.28	50.04
Quevedo II	56.50	97.39	86.85
Santa Elena II	59.14	84.80	74.10
Jivino III	81.22	97.23	88.11
Santa Elena III	63.06	81.60	69.80
Sacha	66.20	87.66	96.40
Manta II	68.98	96.76	81.21
Jivino II	51.09	96.54	86.39
Secoya	36.74	93.91	91.40
Enrique García	31.35	99.90	93.40
Santa Rosa	4.60	57.73	56.41
Guangopolo II	47.82	96.85	73.85
Guangopolo I	55.89	99.34	90.34
Miraflores	14.05	94.75	92.15
Propicia	20.49	77.58	74.78
Celso Castellanos	4.90	96.84	98.05
Jivino I	1.80	84.52	82.33
Puna	19.73	99.61	99.24
Payamino	5.81	100.00	100.00
Loreto	24.58	94.38	93.15
Dayuma	26.41	99.27	98.98
Aníbal Santos	16.52	72.30	69.30
Álvaro Tinajero	37.37	98.30	89.80

En las figuras siguientes se presentan gráficamente los resultados de los indicadores por cada una de las centrales de CELEC EP.

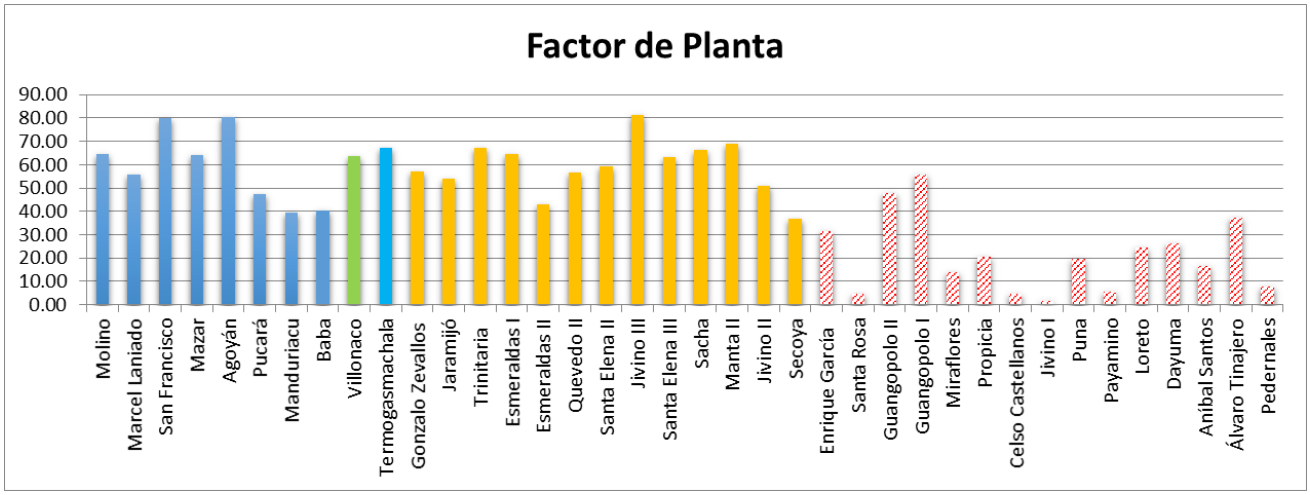


Figura 6 Factor de planta.

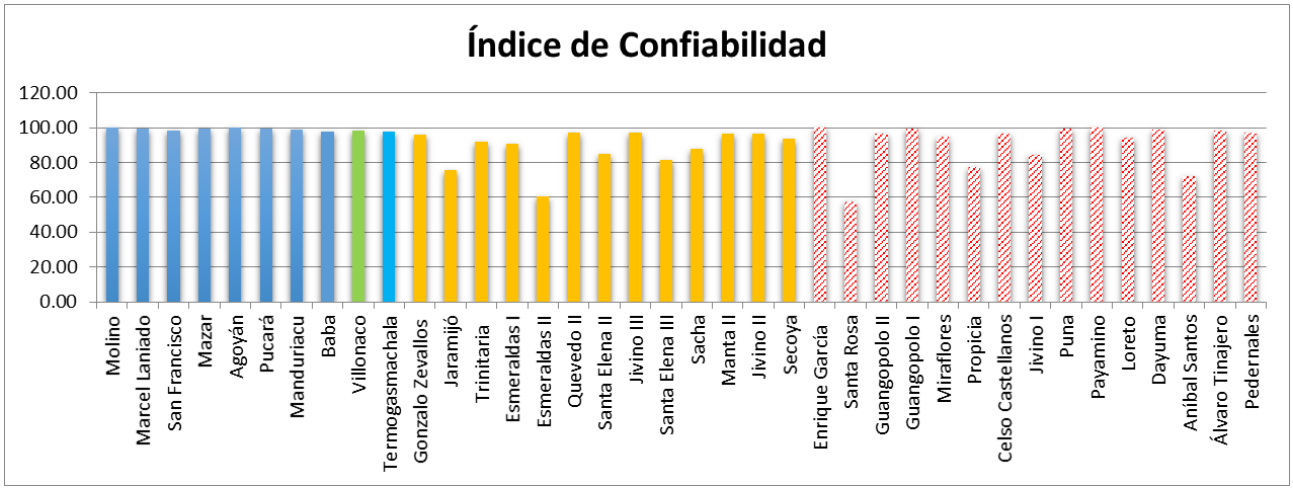


Figura 7 Índice de confiabilidad.

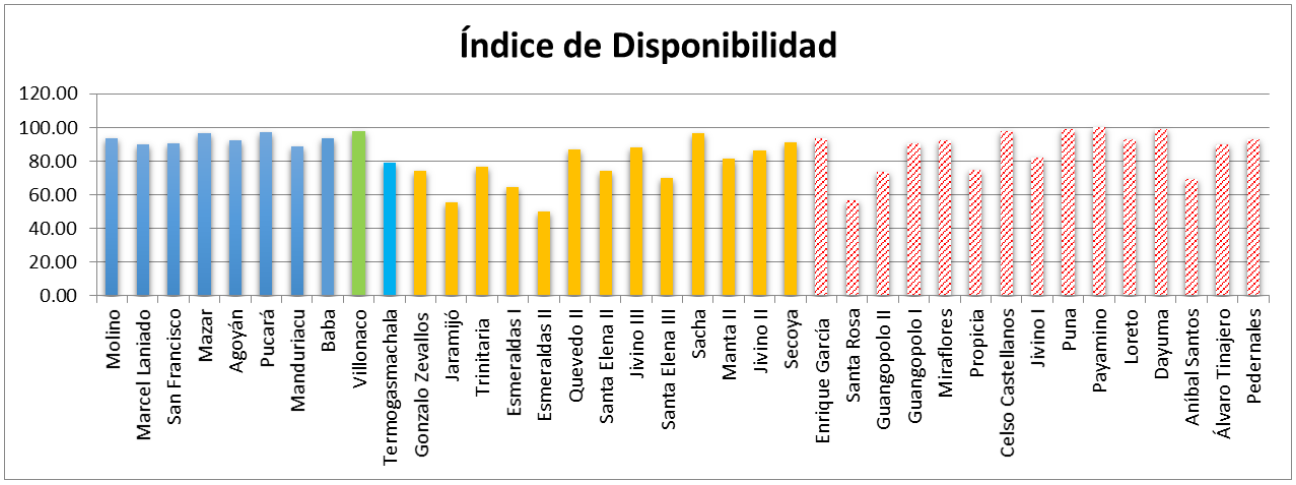
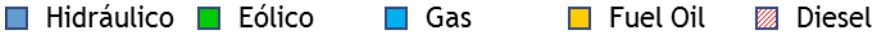


Figura 8 Índice de disponibilidad.



3.3 Sistema de Transmisión.

En el año 2015, el Sistema Nacional de Transmisión estuvo estructurado de la siguiente manera:

Tabla 9 Sistema Nacional de Transmisión.

Detalle	Valor
Capacidad de Transformación (MVA)	9,338.67
Líneas de Transmisión a 138 kV, (km de línea)	2,022.66
Líneas de Transmisión a 230 kV, (km de línea)	2,433.60
Subestaciones 230/138 y 230/69 kV, (Cantidad)	17
Subestaciones 138/69 kV y 138/46 kV, (Cantidad)	25
Subestaciones de seccionamiento y otras, (Cantidad)	7

Detalle	Valor
Subestaciones Móviles, (Cantidad)	4

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) transportó en 2015, un total de 20,708 GWh y sirvió a una demanda máxima de 3,643 MW, la cual se presentó en el mes de diciembre 2015. Estos valores son superiores a los que se presentaron en el 2014 (19,829 GWh - 3,530 MW).

Tabla 10 Energía transmitida y demanda máxima.

Energía y demanda máxima mensual del SNT.		
Mes	Energía transmitida (MWh)	Demanda Máxima (MW)
enero	1,723,213	3,570
febrero	1,605,004	3,534
marzo	1,781,484	3,556
abril	1,700,515	3,553
mayo	1,820,313	3,583
junio	1,752,825	3,543
julio	1,785,685	3,522
agosto	1,675,311	3,441
septiembre	1,686,369	3,516
octubre	1,753,730	3,575
noviembre	1,670,631	3,631
diciembre	1,753,051	3,643

El porcentaje promedio de pérdidas en el SNT del 2015 es de 1.95% lo que comparado con el promedio de pérdidas del año 2014 (2,73%) se observa una reducción. La evolución de las pérdidas del sistema de transmisión se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 11 Pérdidas de energía.

Pérdidas mensuales de energía en el SNT (Mwh)					
Mes	Energía Recibida	Pérdidas SNT	Energía Total SNT	% Pérdidas SNT	
				2014	2015
enero	1,828,523	39,532	1,868,055	2.22	2.12
febrero	1,675,016	5,268	1,727,696	1.9	0.30
marzo	1,888,721	37,403	1,926,124	2.34	1.94
abril	1,823,051	34,743	1,857,794	3.13	1.87
mayo	1,908,365	68,299	1,976,664	3.2	3.46
junio	1,832,703	59,166	1,891,869	3.48	3.13
julio	1,866,377	75,561	1,941,938	3.72	3.89
agosto	1,785,431	57,173	1,842,604	3.76	3.10
septiembre	1,785,190	6,197	1,847,161	2.56	0.34
octubre	1,861,334	5,866	1,919,994	3.38	0.31
noviembre	1,801,480	5,261	1,854,090	1.61	0.28
diciembre	1,890,955	51,793	1,942,748	1.43	2.67
TOTAL				2.73	1.95

La cargabilidad que supera el 80% en los transformadores se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 12 Transformadores que superan el 80% de cargabilidad.

Transformadores que superan el 80% de cargabilidad					
Subestación	**Trafo**	**Relación de transformación (kV / kV)**	**Capacidad máxima (MVA)**	**Factor cargabilidad Máxima media > 80 (%)**	**Días que sobrepasa el 80% (días)**
Babahoyo	(Babahoyo / ATQ)	138 / 69	66,70	92,77	20
Cuenca	(Cuenca / ATQ)	138 / 69	99,90	80,75	2
Dos Cerritos	(Dos Cerritos / ATK)	230 / 69	165,00	103,13	272
Loja	(Loja / ATQ)	138 / 69	66,70	89,93	37
Machala	(Machala / ATQ)	138 / 69	99,90	108,71	139
Machala	(Machala / ATR)	138 / 69	99,90	88,46	125
Milagro	(Milagro / ATK)	230 / 69	166,60	90,13	62
Molino	(Molino / AT1)	230 / 138	375,00	87,10	3
Montecristi	(Montecristi / ATQ)	138 / 69	100,00	81,61	4
Mulaló	(Mulaló / ATQ)	138 / 69	60,00	83,10	27
Policentro	(Policentro / ATQ)	138 / 69	150,00	95,39	191
Portoviejo	(Portoviejo / AA1)	138 / 69	75,00	85,26	102
Portoviejo	(Portoviejo / AA2)	138 / 69	75,00	86,57	132
Posorja	(Posorja / ATQ)	138 / 69	33,33	100,31	265
Riobamba	(Riobamba / TRK)	230 / 69	99,90	81,64	26
Santa Rosa	(Santa Rosa / TRN)	138 / 46	75,00	85,98	17
Santa Rosa	(Santa Rosa / TRP)	138 / 46	75,00	90,29	48
Santo Domingo	(Santo Domingo / ATR)	138 / 69	99,90	99,13	104
Totoras	(Totoras / ATT)	230 / 138	112,00	111,16	39
Manta	(Manta / ATQ)	138 / 69	33,33	85,79	31
Macas	(Macas / TRQ)	138 / 69	43,00	81,84	18

Nota.- Se discrimina valores eventuales de carga (1 día al semestre)

Principales mantenimientos en Transmisión.

Con el objetivo de mejorar la gestión de la operación y el mantenimiento del SNT, se han conformado cuatro zonas que permiten una óptima cobertura nacional y han generado los siguientes resultados:

- Reducción en los tiempos de atención a zonas geográficamente distantes ante la ocurrencia de emergencias en el SNT.
- Asegurar la disponibilidad oportuna de equipos, capital humano e instalaciones para la ejecución de mantenimientos en el SNT.
- Optimizar la ejecución de los proyectos de expansión y su fiscalización.

En la política de mantenimientos de CELEC EP Transelectric, se ha procurado reforzar la programación y se han destinado recursos para mejorar su cumplimiento, de tal forma que se privilegien los mantenimientos preventivos, se reduzcan los mantenimientos correctivos y emergentes. Esta tendencia permite evitar desconexiones en el SNT que ocasionen suspensiones de servicio y prolongar la vida útil de los equipos.

Durante la ejecución de ciertos mantenimientos es necesario desenergizar los equipos del SNT por las propias condiciones técnicas del mantenimiento o para evitar accidentes con nuestros colaboradores y la ciudadanía.

Para mayor detalle de los mantenimientos realizados en el año 2015, revisar el *Anexo 04*

3.3.1 Indicadores de Transmisión.

Las instalaciones del SNT en el año 2015 se mantuvieron disponibles de acuerdo con los porcentajes registrados en la siguiente tabla:

Tabla 13 Disponibilidad del S.N.I.

Disponibilidad	
Detalle	**Valor**
Líneas de Transmisión a 230 kV	99.86%
Líneas de Transmisión a 138 kV	99.83%
Transformadores de Subestaciones	99.79%

A través del Centro de Operación de Transmisión (COT), se mantuvo un monitoreo permanente del SNT y se supervisó el cumplimiento de procedimientos operativos con la finalidad de mejorar los indicadores de calidad del servicio, por encima de las exigencias regulatorias. En la tabla siguiente se presentan las tasas de falla de líneas de transmisión y de transformadores de subestaciones levantadas en base a la estadística manejada por el COT.

Tabla 14 Tasas de fallas.

Tasa de falla en líneas y transformadores de subestaciones	
Instalaciones (línea o subestación)	**Tasa de falla**
Líneas de transmisión 230 kV	0.61
Líneas de transmisión138 kV	5.50
Transformadores de subestaciones	2.63

Un detalle de los proyectos que han permitido incrementar la capacidad de transformación y longitud de líneas de transmisión se describe en las tablas siguientes.

Tabla 15 Incremento de la capacidad de transformación.

Proyectos de incremento de la capacidad de transformación		
Tipo de proyecto	**Detalle**	**Capacidad MVA**
Subestación Eléctrica	S/E El Inga, 500/230 kV, 1800 MVA	1800
Subestación Eléctrica	S/E San Rafael, 500/230kV, 450 MVA	450
Subestación Eléctrica	S/E Chorrillos, 500/230 kV, 900 MVA	900
Subestación Eléctrica	S/E Tisaleo, 500/230 kV, 450 MVA	450
Subestación Eléctrica	S/E Jivino, 230/69 kV, 167 MVA	167
Subestación Eléctrica	S/E Shushufindi, 230/138 kV, 300 MVA	300

Tabla 16 Incremento en líneas de transmisión.

Proyectos que incrementaron la longitud en líneas de transmisión		
Detalle	**Longitud de línea (km)**	
	230 kV	**138 kV**
Línea de Transmisión Santa Rosa - Pomasqui II 230 kV, doble circuito, 2x750 ACAR, 67 km.	67	0
Línea de transmisión Manduriacu - Santo Domingo 230kV, doble circuito, 2x750 ACAR, 70 km (Tramo 2: 38 km) *	38	0
Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, doble circuito, 2x750 ACAR, 54 km	54	0
TOTAL	**159**	**0**
	159	

(*) El 14 de diciembre de 2014, entró en operación 32 km de línea a nivel de 69 kV, el Tramo 1 entre S/E Manduriacu y S/E Los Bancos de la EEQSA; durante el año 2015 se implementó el Tramo 2, 38 km hasta la S/E Santo Domingo.

Tabla 17 Incremento en líneas de transmisión.

Proyectos que incrementaran la longitud en líneas de transmisión			
Detalle	**Longitud de línea (km)**		
	230 kV	**138 kV**	**500kV**
L/T San Rafael - Jivino, línea 230 kV, doble circuito, haz de 2 conductores acar 750 mcm	83	-	-
L/T Jivino - Shushufindi, línea 230 kV, doble circuito, haz de 2 conductores acar 750 mcm	28	-	-
L/T Tisaleo - totoras, línea 230 kV, doble circuito, haz de 2 conductores acar 750 mcm	13	-	-
L/T Chorrillos - seccionamiento SNT, línea 230 kV, 4 líneas doble circuito, conductor acar 1200 mcm	10	-	-
L/T Sopladora - Taday, línea 230 kV, doble circuito, haz de 2 conductores acar 1100 mcm	36	-	-
L/T Taday - Taura, línea 230 kV, doble circuito, haz de 2 conductores acar 750 mcm	117	-	-
L/T San Rafael - el inga, l1, línea 500 kV, simple circuito, haz de 4 conductores acar 1100 mcm	-	-	119
L/T San Rafael - el inga, l2, línea 500 kV, simple circuito, haz de 4 conductores acar 1100 mcm	-	-	119
L/T Coca Codo Sinclair - San Rafael, l1, línea 500 kV, simple circuito, haz de 4 conductores acar 1100 mcm	-	-	7
L/T Coca Codo Sinclair - San Rafael, l2, línea 500 kV, simple circuito, haz de 4 conductores acar 1100 mcm	-	-	7
L/T El Inga - Tisaleo, línea 500 kV, simple circuito, haz de 3 conductores acar 1100 mcm	-	-	150
L/T Tisaleo - Chorrillos, línea 500 kV, simple circuito, haz de 3 conductores acar 1100 mcm	-	-	200

3.4 OBJETIVO 2.- INCREMENTAR LA OFERTA DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD ASIGNADO A CELEC EP.

3.4.1 Proyectos emblemáticos (Hidráulicos, Térmicos y Transmisión).

Durante el año 2015, se continuó con la ejecución de todos los proyectos emblemáticos que fueron encargados a CELEC EP, uno de los cuales entró en operación durante el 2015 (Manduriacu), a continuación se detallan los aspectos principales de cada proyecto.

Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair – 1,500 MW.

- Ubicación: Provincia de Napo y Sucumbíos.
- Avance a diciembre 2015: 95.00%.
- El proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair aportará significativamente al cambio de la matriz energética del país, con la producción de sus 8 turbinas de 187.5 MW, como el mayor proyecto hidroeléctrico en la actualidad, aprovechando las aguas de los ríos Quijos y Salada, reduciendo así las emisiones de CO^2, cumpliendo estrictamente todos los estándares de calidad y la legislación aplicable, respetando y protegiendo el ambiente, minimizando sus impactos y propiciando el mejoramiento social y económico que impulse el desarrollo de los habitantes en la zona de influencia.

Proyecto Hidroeléctrico Sopladora – 487 MW.

- Ubicación: Provincia de Morona Santiago
- Avance a diciembre 2015: 95.76%
- La Central Subterránea de Sopladora se ubicará en la margen derecha del río Paute, entre las quebradas Sopladora y Palmira, previéndose tomar las aguas turbinadas de la central Paute – Molino y cruzar el río Paute mediante un Paso Subfluvial. La Central tendrá tres unidades generadoras tipo Francis, diseñadas para un caudal de 50 m^3/s cada una, y una altura neta de 361,90 m. La potencia de la Central es 487 MW y aportará anualmente 2.770 GWh al Sistema Nacional Interconectado.

Proyecto Hidroeléctrico Minas - San Francisco – 275 MW.

- Ubicación: Provincias de Azuay y El Oro
- Avance a diciembre 2015: 73.50%
- El proyecto hidroeléctrico Minas San Francisco tiene como objetivo aportar con 275 MW de potencia instalada y aproximadamente 1.290 GWh por año de energía limpia a incorporarse al Sistema Nacional Interconectado en el año 2016, el proyecto aportará a la reducción de 680.475 t CO^2/año. La generación hidroeléctrica utilizará equipo electromecánico conformado por turbinas Pelton de eje vertical, generadores trifásicos de eje vertical, transformadores de alta tensión, y líneas de transmisión para conexión con subestaciones de 230 kV.

Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón – 254 MW

- Ubicación: Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas
- Avance a diciembre 2015: 83.20%
- El Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón aprovechará las aguas de los ríos Pilatón y Toachi, que se encuentran en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, aportantes a la cuenca del Pacífico. El proyecto comprende dos aprovechamientos en cascada: Pilatón - Sarapullo con la central de generación Sarapullo (49 MW) y Toachi-Alluriquín con la central de generación Alluriquín (204 MW); además se aprovechará el caudal ecológico vertido por la

presa Toachi instalando una mini central de 1,4 MW, lo que da un total de 254,4 megavatios (MW) de potencia instalada que aportará al Sistema Nacional Interconectado 1.100 GWh de energía media anual

Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua – 180 MW.

- Ubicación: Provincia de Zamora Chinchipe
- Avance a diciembre 2015: 54.80%
- Se encuentra ubicado en la parroquia Sabanilla del cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe, aprovecha el potencial hidroenergético que obtiene el río Zamora, gracias a la confluencia de los ríos San Francisco y Sabanilla. La presa se encontrará ubicada a unos 1.420 metros aguas arriba de la quebrada de Los Monos y su descarga se implementará a unos tres kilómetros aguas debajo de la desembocadura del río Sabanilla en el río Zamora, todas las obras hidráulicas han sido proyectadas por la margen izquierda del río Zamora.

Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu – 65 MW.

- Ubicación: Provincia de Pichincha e Imbabura
- Avance a diciembre 2015: En Operación desde marzo 2015
- El proyecto hidroeléctrico Manduriacu de 65 MW, se encuentra ubicado en las parroquias: Pacto del Cantón Quito de la Provincia de Pichincha y García Moreno del Cantón Cotacachi de la Provincia de Imbabura. Aportará con 367 GWh /año. El 19 de marzo de 2015 se inauguró la Central Hidroeléctrica Manduriacu, aprovecha el recurso hídrico existente entre las cotas 500 y 430 msnm aproximadamente. Capta las aguas del río Guayllabamba mediante la implantación de una presa de hormigón compactado con rodillo de 61.4 m de altura sobre cimientos y una central a pie de presa con una capacidad máxima de 65 MW.

Proyecto Hidroeléctrico Quijos – 50 MW.

- Ubicación: Provincia de Pichincha
- Avance a diciembre 2015: 46.42%
- El proyecto hidroeléctrico Quijos de 50 MW, se ubica aproximadamente a 80 km al sureste de la ciudad de Quito y a 17 km de la población de Papallacta. Esta central utilizará para la producción de energía las aguas de los ríos Papallacta y Quijos y sus afluentes en el tramo comprendido entre la cuenca alta del río Quijos y de la población de Cuyuja. La energía promedio que aportará el Proyecto Hidroeléctrico Quijos al Sistema Nacional Interconectado es de 353 GWh por año, energía que podría abastecer las necesidades de alrededor de 250,000 familias ecuatorianas o los requerimientos de las Provincias de Napo, Pastaza y Orellana.

Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas – 21 MW.

- Ubicación: Provincia de Cañar
- Avance a diciembre 2015: 86.02%
- El Proyecto Hidroeléctrico Mazar - Dudas, de 21 MW de potencia, se encuentra ubicado al sureste del Ecuador, en la provincia del Cañar, cantón Azogues, parroquias: Rivera, Pindilig, Taday, Luis Cordero y Azogues. Está formado por los aprovechamientos Mazar y Dudas, el primero compuesto por las centrales en cascada denominadas Alazán y San Antonio que aprovechan las aguas del río Mazar y el segundo corresponde a la central Dudas que aprovecha las aguas del río Pindilig; además se incluyen líneas de subtransmisión con una longitud de 45 Km. El proyecto generará 125,3 GWh de energía media anual, disminuirá

alrededor de 70.000 toneladas anuales de CO2e al reducir el uso de combustibles fósiles contaminantes para la generación de electricidad.

Proyecto Extra Alta Tensión (EAT) 500 kV.

- Avance a diciembre 2015: 68.33%
- Para poder transmitir todo el potencial energético, CELEC EP está construyendo una nueva red de transmisión de energía de 500 kilovoltios, que técnicamente se ha denominado como "el sistema de Extra Alta Tensión de 500kV (kilovoltios) y Sistemas de Transmisión asociados a 230 kV", que tiene como fin incorporar la nueva generación eléctrica que producirán hidroeléctricas como Coca Codo Sinclair, Sopladora, Santiago, Zamora y Delsitanisagua.

  Este sistema, que tendrá una inversión aproximada de 700 millones de dólares, estará conformado por seis nuevas subestaciones eléctricas y 12 nuevas líneas de transmisión, con aproximadamente 900km de longitud, ubicadas en tres regiones de Ecuador y atravesarán 12 provincias del país, teniendo como objetivo central el incrementar la capacidad del actual Sistema Nacional de Transmisión (SNT), que tiene un voltaje de 230 kilovoltios.

  Además de lograr entregar la electricidad con mayor grado de confiabilidad a la ciudadanía, este proyecto también tiene otro beneficio palpable para el Ecuador: contribuir a la integración energética andina, logrando inclusive, que el país se convierta en exportador de electricidad.

  Considerando que los proyectos emblemáticos de generación se encuentran alejados de los centros de consumo, la implementación de un sistema de transmisión a 500 kV, es indispensable para mantener la calidad del servicio público de energía eléctrica, y optimizar los recursos invertidos en el sector.

  Las líneas de transmisión a 500 kV se complementan en este sistema, con líneas de 230 kV que permitirán mejorar las condiciones técnicas de la transmisión de energía eléctrica en las zonas de mayor consumo, así como conectar al SNT, regiones que se encontraban fuera del sistema integrado.

A continuación se detalla la ejecución física y presupuestaria de los proyectos en mención durante el año 2015 y su fecha estimada de finalización:

Tabla 18 Ejecución proyectos a diciembre 2015.

PROYECTO	POTENCIA	EJECUCIÓN FÍSICA		EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA			FECHA FIN ESTIMADA
	(MW)	% PLANIF	% EJEC	PERFIL SENPLADES ($)	TRANSFERIDO ($)	% EJEC	
COCA CODO SINCLAIR	1500	99.62	95	2,850,966,262.06	2,433,009,911.03	85	mar-16 ago-16
SOPLADORA	487	97.87	95.76	962,846,620.00	798,466,258.48	83	may-16
MINAS SAN FRANCISCO	275	99.2	73.5	662,480,054	321,859,050	49	dic-16
TOACHI PILATON	254	97.51	83.2	588,728,906.64	433,824,426.71	74	dic-16
DELSITANISAGUA	180	91.4	54.8	334,843,245.18	189,796,308.46	57	dic-16
QUIJOS	50	74.05	46.42	155,437,705.09	89,603,376.09	58	por definir
MAZAR DUDAS	21	100	86.02	69,077,742.26	58,168,894.64	84	por definir
EAT 500 kV		94.74	68.33	677,035,751.00	309,560,604.72	46	oct-16

Fuente: MEER - Subsecretaría de Generación y Transmisión

Mayor detalle de la gestión de los proyectos en el 2015, consta en el *Anexo 05.*

3.4.2 Proyectos en estudios, Hidroeléctricos y Geotérmicos.

Los proyectos que se encuentran en diferentes etapas de estudios (pre factibilidad, factibilidad y diseños definitivos) son de naturaleza geotérmica e hidráulica, los cuales se describen a continuación:

3.4.2.1 Hidroeléctricos.

Proyecto Hidroeléctrico Río Santiago - Zamora.

- Dos proyectos con condiciones geológicas, topográficas e hidrológicas extraordinariamente favorables. Uno al inicio del río Santiago (3,600MW) y el otro 30 km aguas arriba en el río Zamora (2,400MW). El avance de los estudias hacen prever que en el 2016 ya se cuente con todo lo necesario para iniciar los procesos de licitación.

Proyecto Hidroeléctrico Cardenillo.

- El proyecto Hidroeléctrico Paute-Cardenillo constituye el escalón final del desarrollo integral de la cuenca media del río Paute, conjuntamente con los proyectos Paute-Mazar, Paute-Molino, y Paute-Sopladora.
  La cuarta etapa del aprovechamiento, es el proyecto Paute-Cardenillo, que tendrá una capacidad instalada de 595,65 MW para un caudal de diseño de 180m^3/s tomados de las aguas turbinadas de la descarga del proyecto Paute-Sopladora (150m^3/s) más las aguas correspondiente a la cuenca intermedia (30 m^3/s).

Mayor detalle de los prietos hidroeléctricos en estudios se presenta en el *Anexo 06.*

3.4.2.2 Geotérmicos.

Los proyectos geotérmicos que están en etapa de estudios son: Proyecto Binacional Tufiño - Chiles - Cerro Negro, Proyecto Chachimbiro y Proyecto Chacana, cuyo avance global está en el 24.8%. Sus actividades más relevantes realizadas durante el 2015 se detallan a continuación:

- Para el Proyecto Geotérmico Chacana (52 MW aproximadamente), en Junio de 2015, se concretó la firma del Convenio Marco de Cooperación Técnica Internacional entre CELEC EP y LaGeo de El Salvador, para el desarrollo de áreas de interés común, relacionadas con la industria de la generación de electricidad a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energía.
  Una de las primeras áreas de interés que se beneficiarán gracias a este convenio será el desarrollo de la geotermia en el país, particularmente el aprovechamiento del recurso de energía de la caldera de Chacana (provincia del Napo), para ello, en diciembre de 2015 se firmaron los Acuerdos de Trabajo entre CELEC EP y LaGeo para la asesoría en la implementación del Laboratorio de Geociencias en Guangopolo y el asesoramiento en la planificación de estudios del proyecto Chacana (sectores de Jamanco, Cachiyacu y Oyacachi).

- En el Proyecto Geotérmico Chachimbiro (81 MW aproximadamente), un hito fundamental se cumplió en el mes de julio de 2015, con la obtención de una Cooperación Técnica No Reembolsable de 7 millones de dólares por parte de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón – JICA, para la realización de la segunda etapa de los Estudios de Prefactibilidad, que consistirá en complementar mediante análisis adicionales, los estudios de geociencias

efectuados por CELEC EP en el periodo 2010 y 2012 y concluir con la primera perforación exploratoria geotérmica en el país.

- En el Proyecto Binacional Tufiño – Chiles - Cerro Negro (90 MW aproximadamente), como parte del fortalecimiento de las relaciones fronterizas encaminadas al Buen Vivir y la Prosperidad, se amplió hasta el 2018 el Acuerdo Binacional entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER de Ecuador y el Ministerio de Energía y Minas MEM de Colombia, consecuentemente se extendió la delegación a sus respectivas empresas CELEC EP e ISAGEN para el estudio y desarrollo del proyecto Tufiño-Chiles-Cerro-Negro.
  Como parte de las actividades relevantes del 2015, se realizaron procesos de socialización y sensibilización con las comunidades dentro de la zona de influencia del proyecto, asentadas a ambos lados de la frontera. A finales de 2015, se inició el proceso de Consulta Previa, como lo disponen las leyes de Colombia ya que el proyecto se desarrolla en comunidades indígenas. Este proceso permitirá garantizar los derechos ciudadanos del pueblo Pasto. En Ecuador mediante una coordinación permanente con las instituciones presentes en territorio, se mantiene el permiso otorgado por la comuna de La Esperanza para la realización de las siguientes etapas de estudio del proyecto.

3.5 OBJETIVO 3.- INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERACIONAL DE CELEC EP.

3.5.1 Modelo de Gestión.

Como consecuencia de la suscripción del Contrato 001-2013 para el ESTUDIO ESPECIALIZADO PARA LA ADECUACIÓN INTEGRAL DEL MODELO DE GESTIÓN Y OPERACIÓN Y EL MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR, se constituyó el Proyecto eMIG contando con personal de CELEC EP, de CNEL EP y de la Firma Consultora Internacional (PWC). Las actividades programadas para el Proyecto eMIG se extendieron hasta septiembre 2015, y las acciones de cierre se ejecutaron hasta el 23 diciembre de 2015, con la entrega de los resultados del mismo a la Gerencia General.
Durante el año 2015, se completaron las actividades y productos contemplados en el Contrato Principal (Modelo de Gestión) suscrito en enero 2013, como entregables principales tenemos:

- Estatuto Orgánico
- Manual de Gobierno Corporativo
- Manual de Responsabilidad Social Empresarial
- Programa de estructuración e implementación
- Manual de procesos
- Portafolio de productos y servicios
- Manual de clasificación de puesto por competencias
- Proyectos de reglamentos y normativa internos
- Informe del número óptimo del personal
- Sistema de evaluación e informe de evaluación
- Transferencia de conocimiento y capacitación

De igual manera en el Contrato Complementario (Normas Financieras Internacionales y Activos Fijos) suscrito en julio 2014 por iniciativa justificada por parte de la Dirección Administrativa-Financiera, se realizaron las actividades programadas y se entregó el producto final del mismo.

3.5.2 Procesos y Calidad.

Las actividades de Procesos y Calidad, durante el año 2015 se encaminaron a contribuir al logro del objetivo estratégico denominado. “Incrementar la eficiencia institucional en CELEC EP”.

Para este propósito y con la finalidad de incorporar en la Corporación, estándares internacionalmente aceptados que permitan contar con herramientas de control de la gestión, que deriven en un mejor manejo de los recursos públicos, se ha establecido como prioridad la implementación del componente Gestión por Procesos en toda la Corporación contando para ello como insumos principales, el Manual de Procesos, la cadena de valor establecida en el proyecto “Modelo Integral de Gestión-eMIG” y las buenas prácticas en sistemas de gestión presentes en las Unidades de Negocio de la Corporación.

Los principales hitos cumplidos y logros del año 2015 se describen en la siguiente figura:

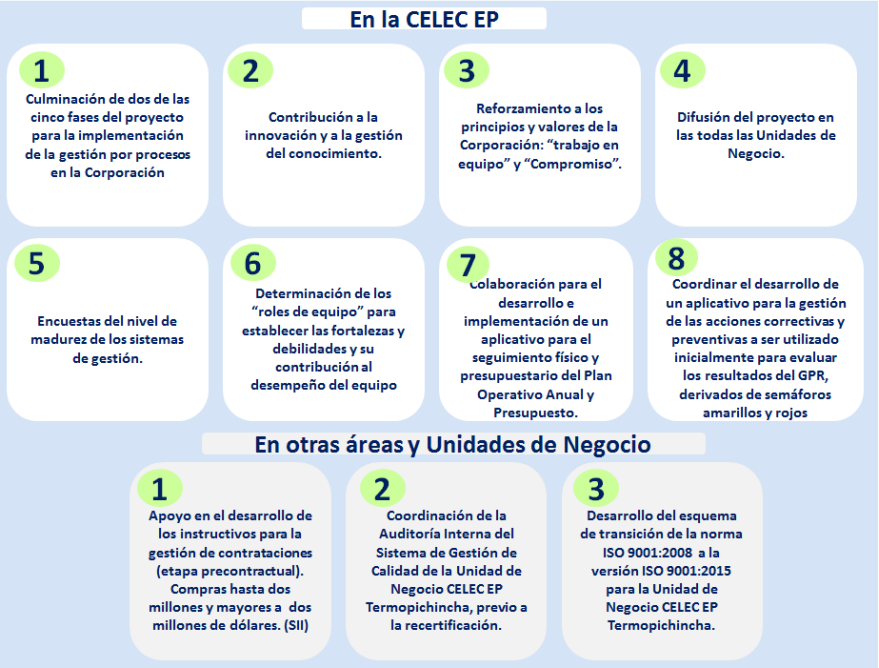


Figura 9 Hitos más relevantes y principales logros.

Se realizó una revisión, validación y ajustes a la documentación de Procesos, entregada por el Proyecto EMIG, para uniformizar criterios y tener material listo para los equipos de trabajo.

3.5.3 Tecnología de la Información y Comunicaciones.

Se ha trabajado intensamente con los sistemas en producción como son el ERP (sistema de planificación de recursos empresariales, de sus siglas en inglés), sistema de recursos humanos, sistema de correo electrónico, página WEB, etc., todos ellos funcionando sobre una red LAN y WAN de la Corporación.

- **El ERP (Industrial Financial System IFS).**

El sistema de planificación de recursos empresarial (ERP) que tiene implementado la corporación desde el año 2011 es el IFS (Industrial Financial System), el cual es modular, por lo que es posible ampliar su funcionalidad implementado algunos módulos que sean necesarios en la corporación.

Adicionalmente, se han desarrollado las conexiones necesarias para que fluya la información con otro sistema especializado en el manejo del Talento Humano. Este sistema se lo conoce como Evolutión. Las funcionalidades desplegadas tanto el IFS como el Evolutión se pueden observar en la siguiente figura:

MÓDULOS DE SISTEMAS CORPORATIVOS, USO ACTUAL

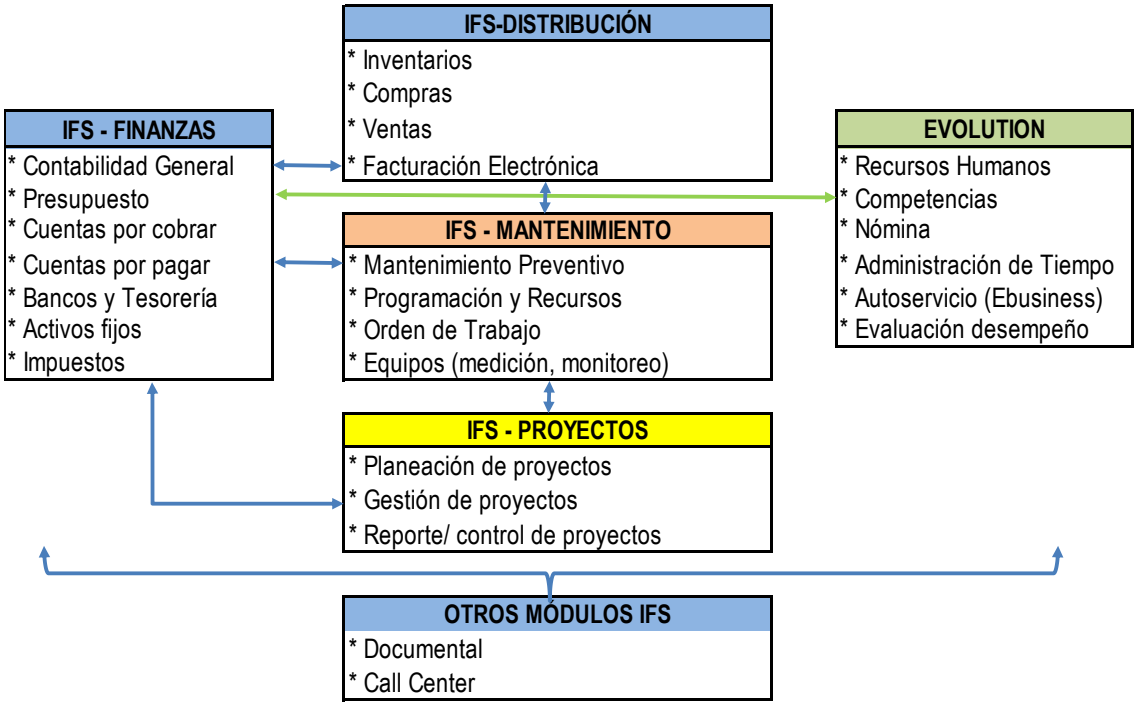


Figura 10 Funcionalidades desplegadas.

Los beneficios que la Corporación ha obtenido de estos sistemas se pueden resumir en los siguientes:

- Ha permitido la aplicación de las políticas corporativas.
- Ha permitido consolidar la gestión de información de todas las Unidades de Negocio en un solo entorno, disponiendo de información depurada, centralizada y en línea.
- Se estandarizaron procesos administrativos-financieros.
- Ha facilitado acciones de reestructuración como: incorporación de nuevas Unidades de Negocio, absorción de Unidades operativas, etc., utilizando recursos propios.
- Es un habilitador de la Estrategia Corporativa, por ejemplo: Incrementar el desarrollo del talento humano (evaluación del desempeño).
- Control en el cumplimiento normativo al mantener actualizados los sistemas corporativos con las leyes y regulaciones vigentes del sector y del Ecuador.
- Ha posibilitado ir integrando las áreas técnicas y administrativas.
- Se ha aprovechado la funcionalidad nativa de los sistemas para brindar nuevas soluciones.
- La utilización de los sistemas corporativos ha permitido generar disciplina en los procesos de trabajo del personal.
- Posibilita el traslado administrativo del personal entre las diferentes Unidades de Negocio sin necesidad de capacitación.
- Optimización del gasto en Tecnología de Información, evitando la adquisición y uso de recursos en la implementación y operación de sistemas aislados o duplicados para la gestión en: mantenimiento, inventario, compras, proyectos, finanzas, talento humano, etc.
- Ha permitido el reemplazo de varios sistemas informáticos con dispersión de procedimientos, datos y tecnología, que utilizaban las Unidades de Negocio.

- Se reduce los riesgos informáticos al contar con sistemas centralizados de alta disponibilidad y seguridad.

La transaccionalidad anual que soporta este sistema se describe en la siguiente tabla:

Tabla 19 Transaccionalidad.

Tipo de Transacciones	Cantidad
Transacciones de Activo	16,529
Cobro de facturas cliente	3,509
Consolidación	163
Facturas de venta	5,410
Compensación cuentas a pagar/cuentas por cobrar	462
Facturas de proveedor	140,128
Ajuste de facturas de proveedor	100
Anulación de facturas de proveedor	7,429
Asientos Manuales	10,924
Transacciones de Inventario	13,722
Pago/Cobros Mixtos	8,157
Asientos Manuales	225
Pagos de facturas de proveedor	95,990
Cierre Ejercicio	53
Total general	**302,801**

- **El Correo Electrónico.**

Otro sistema corporativo en operación es el correo electrónico, cuyo despliegue ha permitido consolidad y unificar las direcciones electrónicas de todos los funcionarios de la corporación. El estándar establecido es nombre.apellido@celec.gob.ec, al punto que prácticamente no es necesario preguntar la dirección entre los funcionarios. Además, toda la información se encuentra debidamente respaldada y con las seguridades requeridas.

- **Seguridad de la Información.**

En enero del 2015, se aprobó la Norma Técnica de Seguridad de la Información, en donde se establece, entre otros aspectos, los puntos de control necesarios. Durante el año se ha realizado el levantamiento de los activos de información en toda la corporación, y se ha establecido un calendario para realizar el seguimiento a la implementación de la Norma aprobada. Se debe recordar que la seguridad es cultural, por lo que día a día se intenta crear y reforzar este aspecto cultural.

3.5.4 Aplicativo para la gestión de la planificación operativa y del presupuesto.

A finales del año 2014, se propuso a la Dirección de Gestión Estratégica, el desarrollo e implementación de un aplicativo para la elaboración, seguimiento y control del Plan Operativo Anual y del Presupuesto de la Corporación y sus Unidades de Negocio. Este proyecto, utilizó como insumos principales, el modelo de seguimiento y control de la planificación que utiliza la Unidad de Negocio CELEC EP Termopichincha, y los módulos de proyectos y presupuesto del IFS, que ya están en producción.

Vale señalar que, en sus etapas iniciales, conto con la colaboración de profesionales de las Unidades de Negocio Hidropaute y Transelectric.

El aplicativo ya se encuentra desarrollado y será utilizado para el seguimiento y control de la panificación y presupuesto del año 2016.

3.5.5 Planificación y Gobierno por resultados (GPR).

La gestión en los diferentes frentes de Planificación y GPR a nivel corporativo obtuvieron los siguientes resultados:

- **Aplicativo POA - Presupuesto**

Se desarrolló en conjunto con la participación de las Unidades de Negocio y el Sistema Integrado de Información un aplicativo para la formulación y control del Plan Operativo Anual (POA) y el Presupuesto, usando el módulo de Proyectos del IFS.

- **Equipos de trabajo zonales**

Se conformaron equipos de trabajo zonales en conjunto con las Unidades de Negocio, para atender de mejor manera todos los requerimientos del frente de Planificación, tanto de GPR, como información de gestión.

- **Cumplimiento en la actualización de Indicadores GPR**

Se cumplió al 100% en todas las Unidades de Negocio y Matriz con la actualización de Indicadores en la herramienta GPR de conformidad con los plazos establecidos en la Norma de implementación y Operación de Gobiernos por Resultados GPR; manteniendo el primer lugar en los rankings elaborados por la SNAP.

- **Cumplimiento de respuesta a Supervisiones Ejecutivas**

La SNAP realizó durante el 2015 un informes de ranking de supervisiones ejecutivas las mismas que se obtuvo un promedio de porcentaje de cumplimiento del 100% y ubicando a la corporación al mes de marzo 2015 en el puesto 1 de 19 Instituciones evaluadas.

- **Índice de Gestión Estratégica IGE**

El IGE es un índice que mide la gestión de los indicadores en los diferentes niveles y resulta de un promedio entre los resultados obtenidos versus las metas planificadas en los diferentes indicadores GPR (N1, N2, N4), durante el 2015 se obtuvo un IGE Promedio de 89.97 en comparación con el 81.23 del 2014.

- **Redespliegue de la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair**

Debido a la aprobar la fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, COCA SINCLAIR EP a la Empresa pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP se solicitó coordinar una reunión conjunta entre consultores GPR de la SNAP y los equipos metodológicos GPR de CELEC EP y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable-MEER, para definir las acciones necesarias tendientes a iniciar con un re despliegue de la información GPR en la nueva Unidad de Negocio CELEC EP Coca Codo Sinclair, con el acompañamiento y asesoría de la SNAP.

El redespliegue se llevó a cabo durante el mes de octubre y se finalizó con éxito de acuerdo a las directrices tanto del MEER como de la SNAP.

- **Integración de Centrales de CNEL**

En el mes de mayo y diciembre, se realizaron reuniones para definir la gestión de la información GPR de las Centrales de generación Aníbal Santos y Álvaro Tinajero de CNEL EP administradas por CELEC EP Electroguayas. Se definió mantener la información hasta diciembre 2015 en el GPR de

CNEL, pero con lineamientos establecidos por CELEC EP en lo referente a los indicadores de confiabilidad y disponibilidad de las centrales, para que en la firma del nuevo PAC 2016 ya sean ingresadas como parte del GPR de CELEC EP.

Para impulsar tanto la gestión de procesos como la planificación organizacional de la CELEC EP, se conformaron equipos de trabajo entre las unidades de negocio y zonales, con el objetivo de coordinadamente con los equipos de la Dirección de Gestión Estratégica aprovechar los recursos existentes en las diferentes unidades de negocio y su conocimiento, estandarizando y apoyando objetivos comunes, estrategias y proyectos.

3.5.6 Adquisiciones.

La gestión de adquisiciones de CELEC EP para el año 2015 se detalla mediante las contrataciones realizadas clasificadas por tipo de procedimiento de contratación y la ejecución del Plan Anual de Contrataciones.

3.5.6.1 Montos y tipos de contrataciones.

El monto total de los procesos adjudicados de CELEC EP durante el año 2015 asciende a $344,589,104.29 en la tabla siguiente se desglosa los rubros por tipo de contratación.

Tipo de Procedimiento	Monto Adjudicado ($)
ARRENDAMIENTO DE BIENES INMUEBLES	0.00
BIENES Y SERVICIOS UNICOS	2,572,706.21
CATALOGO ELECTRONICO	468,554.49
COMPRAS EN EL EXTRANJERO	9,650,923.65
CONCURSO PÚBLICO	0.00
CONTRATACION DIRECTA DE CONSULTORIA	1,729,441.13
COTIZACION	7,805,505.72
FERIAS INCLUSIVAS	806,059.90
LICITACION	158,246,690.28
LISTA CORTA DE CONSULTORIA	1,378,650.04
MENOR CUANTIA	2,665,020.29
REGIMEN ESPECIAL	85,416,025.45
SUBASTA INVERSA ELECTRONICA	73,849,527.14
VERIFICACION PRODUCCION NACIONAL	0.00
TOTAL	**344,589,104.30**

Nota: No considera ínfimas cuantías

El 46% corresponde a las contrataciones por Licitación, el 25% a Régimen Especial y el 21% a Subasta Inversa Electrónica, estos tres tipos de contratación representan el 92% del total del monto adjudicado.

La clasificación por Obra, Bien, Servicio y Consultoría del monto adjudicado se presentan en la siguiente tabla y figura siguientes respectivamente:

Clasificación	Manto Adjudicado ($)

BIEN	116,461,070.97
CONSULTORIA	3,064,841.17
OBRA	155,388,511.62
SERVICIO	69,674,680.54

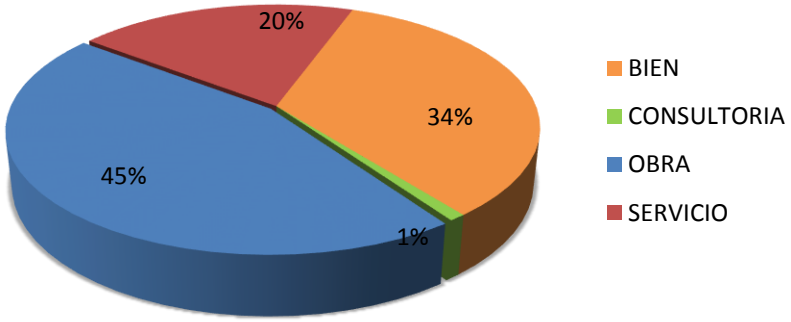


Figura 11 % correspondiente a Obra - Bien - Servicio – Consultoría.

3.5.6.2 Cumplimiento del Plan Anual de Contrataciones PAC.

A nivel corporativo se alcanzó con el 53% de cumplimiento del Plan Anual de Contrataciones, entendiéndose este porcentaje como la relación entre procesos publicados versus procesos planificados publicar, de este indicador (53%) se obtiene una efectividad del 71% que pertenecen a los procesos adjudicados, en ejecución o finalizados; el restante 29% corresponden a procesos declarados desiertos, cancelados o que se encuentran en etapa pre contractual.

Tabla 20 Resumen de cantidad de procesos de contratación.

Descripción	Cantidad
Total de procesos reportados en el Plan Anual de Contratación	**2,364**
Total de procesos Publicados en el Portal de Compras Públicas	1,256
Total de procesos adjudicados y/o finalizados en el Portal de Compras Públicas	896
Total de procesos declarados desiertos, cancelados o que se encuentran en etapa pre contractual	212

La baja ejecución del Plan Anual de Contrataciones (PAC) en el año 2015, se debe a que en varias Unidades de Negocio, algunas de las contrataciones previstas realizar fueron aplazadas para el 2016 o canceladas, debido a ajustes técnicos y económicos.

3.5.7 Seguimiento externo.

3.5.7.1 Disposiciones Ministeriales y Compromisos Presidenciales

Las Disposiciones Ministeriales son un sistema que permite gestionar, medir, monitorizar y dar seguimiento a las instrucciones dadas por los Ministros o Autoridades a sus delegados. En la tabla siguiente se presenta un resumen de las mismas emitidas hacia CELEC con sus respetivos estados de cumplimiento y avances.

Tabla 21 Disposiciones Ministeriales.

Estado	Nombre	Detalle	%	Reporte Ejecución	Creación	Término

Cumplido	Cumplimiento Disposición	Presentar respuesta e informe de cumplimiento de la disposición emitida por el Sr. Ministro	100%	En respuesta a la Disposición Ministerial se adjunta los reglamentos para Uso de Vehículos y telefonía de la Corporación.	16/04/2014	13/05/2015
Cumplido	Capacitación 100 jóvenes profesionales	Presentar plan de capacitación de los 100 profesionales recién incorporados (Programa Generación del Conocimiento), incluyendo pasantías en las empresas del sector y capacitación en el extranjero.	100%	En atención a la Disposición Ministerial adjunta Oficio, con el cumplimiento del Programa de Capacitación "PLAN FUTURO"	11/08/2014	26/01/2016 *
Cumplido	Implantación sistema Quipux – Coca Codo Sinclair EP	Implantar sistema de Gestión Documental Quipux en la institución	100%	El Sistema de Gestión Documental QUIPUX, está en producción en la Empresa COCA SINCLAIR EP el 18 de noviembre de 2013	04/10/2013	15/05/2015
Cumplido	Informe al Ministro proyecto Mazar Dudas	Presentar al Sr. Ministro el informe del proyecto Mazar Dudas.	100%	En respuesta a la Disposición Ministerial "Informe al Sr. Ministro proyecto Mazar Dudas"; se adjunta en oficio	31/03/2015	02/06/2015
Cumplido	Planificación Integral Talento Humano CELEC EP	Presentar Plan de Acción que considere la promoción o incentivo en el ingreso o reclutamiento de profesionales y pre profesionales jóvenes en las áreas de ingeniería en la Corporación.	100%	En respuesta a la Disposición Ministerial se adjunta Oficio, informando el estado del Programa PLAN FUTURO de CELEC EP.	09/12/2013	13/05/2015
En ejecución	Evaluación del sistema de enfriamiento en Termoesmeraldas	Presentar informe.	30%	En respuesta a la Disposición Ministerial, se adjunta Oficio, con el estado actual de esta actividad.	31/03/2015	28/12/2015
Detenido	Implementar ZIMBRA como correo institucional	Implementación del sistema ZIMBRA como correo institucional, Presentar cronograma para la implementación. Presentar informes de avance y/o cumplimiento de forma mensual.	0%	En respuesta a la Disposición Ministerial, se adjunta Oficio con el Acta de Constitución del Proyecto.	25/11/2015	30/01/2016 *
Por Aprobar	Informe al Ministro proyecto Quijos	Presentar al Sr. Ministro el informe del proyecto Quijos.	90%	En respuesta a la Disposición Ministerial; se adjunta el oficio.	31/03/2015	Sin fecha de término
En ejecución	Modificación perfil proyecto Toachi Pilatón	Actualizar el perfil del proyecto (etapa de construcción) con el análisis del financiamiento directo de CELEC EP.	0%	En cumplimiento con la Disposición Ministerial se adjuntó el Oficio con la actualización del Perfil SENPLADES del PH Toachi Pilatón en el mes de octubre 2015 y el envío a MICSE para su revisión	09/06/2015	12/06/2015
Detenido	Operación central térmica Jaramijó	Presentar informe de rehabilitación total de la central Jaramijó. Incluir responsable y cronograma con tiempos perentorios.	70%	En respuesta a la Disposición Ministerial, se remite el Oficio con el cronograma para la rehabilitación de la Central Jaramijó Unidad No. 3	17/09/2014	30/09/2015

*La gestión se realizó en el año 2015

Nota: La Corporación Eléctrica del Ecuador no dispone del Sistema para reportar las Disposiciones Presidenciales, puesto que son creadas al Señor Ministro de Electricidad y Energía Renovable.

3.5.7.2 Ley Orgánica de Transparencia a la Información Pública LOTAIP.

En cumplimiento de la Ley Orgánica de Transparencia a la Información Pública en CELEC EP tenemos las siguientes actividades resumen:

- Aplicación de la Resolución No. 007-DPE-CGAJ.
    - Estructuración del nuevo esquema de presentación de la Información Publica
    - Creación del Comité de Transparencia
- Cumplimiento del artículo 12 de la LOTAIP (rendición d cuentas)
- Cumplimiento del artículo 7 de la LOTAIP de CELEC EP Matriz.
- Calificación mensual del cumplimiento del artículo 7 a las Unidades de Negocio

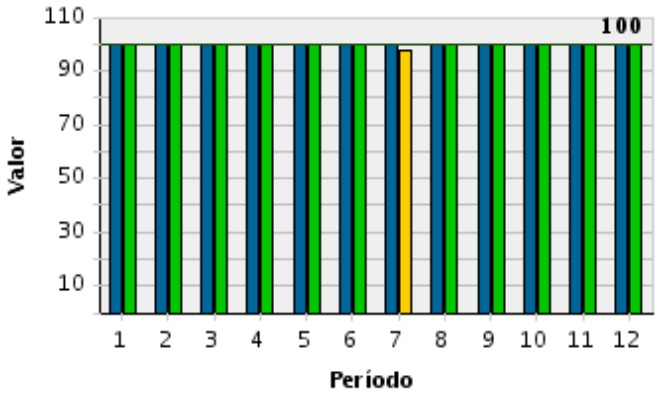


Figura 12 Calificación mensual de cumplimiento LOTAIP.

3.5.8 Gestión Jurídica

Como parte de la Gestión Jurídica, a continuación se revisaran los juicos y sus probables sentencias a favor y en contra de la Corporación, Resultados de los exámenes especiales emitidos por los organismos de control y el estado de las Resoluciones de Directorio.

3.5.8.1 Seguimiento a acciones judiciales

En el *Anexo 7*, se presenta un resumen de los juicios tanto a favor como en contra que se encuentran en proceso en CELEC EP, detallando su estado y probabilidad de sentencia.

3.5.8.2 Resultados de exámenes especiales de organismos de control

El detalle de los exámenes especiales emitidos por la Contraloría General del Estado, sus respectivas recomendaciones y seguimiento durante el año 2015 se presentan en el *Anexo 8.*

3.5.8.3 Resoluciones de directorio.

Las resoluciones de Directorio, sirven para impulsar la gestión de la Corporación en diferentes ámbitos de acuerdo a lo señalado en la Ley Orgánica de Empresas Publicas. A continuación se describen brevemente las principales resoluciones del año 2015:

- El acta número 001 en la sesión del 26 de enero de 2015.- Tuvo como objeto la autorización al Gerente General a la suscripción del Convenio de Excedentes con el Ministerio de Finanzas.
- El acta número 002 en la sesión del 09 de julio de 2015.- Tuvo como objeto la autorización a Gerente General para iniciar procesos de contratación de obras de expansión y mejora del sistema de transmisión.
- El acta número 003 en la sesión del 23 de julio de 2015.- Tuvo como objeto la fusión por absorción de la empresa HIDROELÉCTRICA COCA CODO SINCLAIR / COCA CODA SINCLAIR EP.

Para mayor detalle de las resoluciones de Directorio revisar el *Anexo 09.*

3.6 OBJETIVO 4.- INCREMENTAR EL DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO DE CELEC EP.

3.6.1 Gestión de Talento Humano.

En el ámbito de Talento Humano en la CELEC EP, corporativamente se ha avanzado en diferentes aspectos que comprende la gestión de Talento Humano, clasificándolos de la siguiente manera:

- Implementación de un Modelo de Gestión de Talento Humano Basado en Competencias.
- Definición del Nuevo Manual de Descripción de Cargos y Perfiles Basado en Competencias.
- Implementación del Subsistema Evaluación de Desempeño Basado en Competencias.
- Se ha implementado el Subsistema Capacitación Basado en Competencias
- Se ha implementado el Subsistema Selección de Personal Basado en Competencias
- Se realizó la primera Auditoría Externa del Sistema de Gestión de la Prevención SGP de CELEC EP Matriz y Unidades de Negocio como cumplimiento de Acuerdo Ministerial entre el MRL e IESS y de la Resolución CD. 333 del IESS Auditoría SART.
- Se implementó el Subsistema de Seguridad y Salud Ocupacional
- Se implementó el Programa Generación del Conocimiento – Plan Futuro, Plan de Capacitación Nacional e Internacional.
- Se desarrollaron los Reglamentos de Remuneración Variable, Escalafón y de Evaluación de Desempeño basado en Competencias, los mismos que se encuentran a nivel de propuestas a Gerencia General.
- Se ha avanzado significativamente en la concepción y empoderamiento de una visión corporativa de la Gestión de Talento Humano, propiciando acercamientos con todas las Unidades de Negocio de la Corporación, para trabajar en equipo en el desarrollo e implementación de los diferentes Subsistemas de Gestión de Talento Humano, en forma integral y homologada; consolidando también el rol de asesoramiento y direccionamiento cercano de la Matriz.

En la tabla siguiente observamos que existen 4,564 funcionarios que corresponden al año 2015, no incluyen los de tipo eventuales discontinuos, dichos empleados suman 201. Podemos concluir que existe un incremento total del 4% con respecto al año 2014, siendo el la unidad de negocio Coca Codo Sinclair la que mayor incremento presenta (fusionada en el presente año a CELEC EP), debido a la necesidad de contratar personal para iniciar la operación de la misma.

Tabla 22 Distribución de empleados por Unidad de Negocio.

Unidad de Negocio	Empleados					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidropaute	239	266	301	296	334	342
Hidroagoyán	167	205	199	221	235	243
Hidronación	129	142	160	189	224	219

Generación Hidráulica	**535**	**613**	**660**	**706**	**793**	**804**
Termopichincha	389	498	421	581	594	559
Termoesmeraldas	205	167	383	555	554	578
Electroguayas	362	505	538	557	597	594
Termogasmachala		44	92	143	146	143
Generación Térmica	**956**	**1,214**	**1,434**	**1,836**	**1,891**	**1,874**
Transelectric	650	707	793	884	1084	1167
Transmisión	**650**	**707**	**793**	**884**	**1,084**	**1,167**
Gensur		19	46	71	84	76
Enerjubones			34	46	53	52
Hidroazogues			73	89	88	51
Hidrotoapi			191	149	159	130
Coca Codo Sinclair			69	67	104	210
Proyectos en Ejecución	**0**	**19**	**413**	**422**	**488**	**519**
Matriz	**68**	**53**	**112**	**118**	**129**	**133**
Total	**2,209**	**2,606**	**3,412**	**3,966**	**4,385**	**4,497**

En la figura siguiente se presenta la cantidad de empleados por tipo de actividad que realizan, en el cual se puede apreciar que la mayor concentración de empleados está en las Unidades de Negocio que operan centrales térmicas y que representa el 42%, donde los procesos de producción de energía son más complejos que el de las centrales hidroeléctricas.

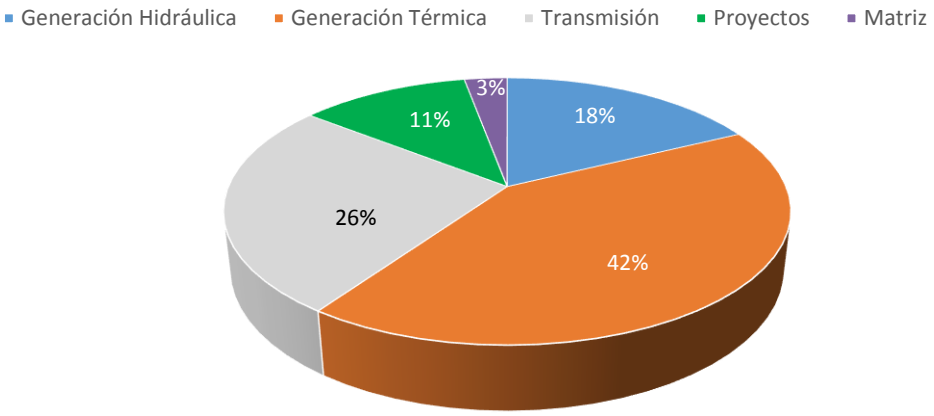


Figura 13 Cantidad de empleados por tipo de actividad.

3.7 OBJETIVO 5.- INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DEL PRESUPUESTO DE CELEC EP.

3.7.1 Ejecución presupuestaria 2014.

Los recursos para la operación de la Corporación provienen fundamentalmente de los pagos que realizan las empresas distribuidoras por la energía y servicios de transmisión proporcionados por CELEC EP. Las distribuidoras obtienen esos recursos de la recaudación a sus usuarios por la energía y servicios entregados.

La inversión para la expansión es financiada principalmente por el Estado Ecuatoriano a través del Ministerio de Finanzas, con recursos provenientes del Presupuesto General del Estado y los préstamos obtenidos de instituciones financieras internacionales. En la siguiente tabla se presenta la ejecución del Plan Anual de Inversión (PAI).

UNIDAD DE NEGOCIO /PROYECTO	PRESUPUESTO CODIFICADO	TOTAL EJECUCIÓN	%
MATRIZ	**-**	**-**	
ESTUDIOS DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN Y TRIGENERACIÓN EN EL ECUADOR	-	-	
HIDROPAUTE	**192,712,850**	**192,606,663**	**100%**
PROYECTO HIDROELECTRICO CARDENILLO	693,423	691,989	
PROYECTO HIDROELECTRICO MAZAR	2,698,557	2,698,458	
PROYECTO HIDROELECTRICO SOPLADORA	177,343,689	177,337,679	
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ZAMORA	11,977,181	11,878,536	
HIDRONACION	**-**	**-**	**0%**
PROYECTO HIDROELÉCTRICO BABA	-	-	
TERMOPICHINCHA	**713,437**	**531,226**	**74%**
Guangopolo II	460,892	460,892	
PROYECTO GEOTERMICO CHACANA	77,094	61,249	
PROYECTO GEOTERMICO CHACHIMBIRO	175,371	9,006	
PROYECTO GEOTERMICO TUFIÑO	79	79	
TERMOESMERALDAS	**-**	**-**	**0%**
Esmeraldas II	-	-	
TRANSELECTRIC	**370,741,778**	**279,254,077**	**75%**
PROGRAMA DE TRANSMISIÓN 2012-2016	32,530,565	10,203,699	
PROGRAMA PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DEL SNT	90,678,149	21,921,631	
SISTEMA DE TRANSMISION 500kV	247,533,064	247,128,748	
TERMOGAS MACHALA	**50,766,301**	**49,492,650**	**97%**
CICLO COMBINADO MACHALA	50,766,301	49,492,650	
GENSUR	**61,355,802**	**56,588,022**	**92%**
PROYECTO HIDROELECTRICO DELSITANISAGUA	61,355,802	56,588,022	
ENERJUBONES	**129,931,363**	**129,790,713**	**100%**
CALUMA PASAGUA	180	180	
MINAS - SAN FRANCISCO	129,922,803	129,790,084	
PROYECTO HIDROELECTRICO HUAPAMALA	8,180	449	
TIGREURCO	200	-	
HIDROAZOGUES	**24,472,898**	**21,588,655**	**88%**
Mazar - Dudas	24,472,898	21,588,655	
HIDROTOAPI	**179,881,542**	**176,278,796**	**98%**
PROYECTO HIDROELÉCTRICO TOACHI PILATÓN - VIGENTE	179,881,542	176,278,796	
COCA CODO SINCLAIR	**302,091,202**	**257,052,569**	**85%**
ESTUDIOS CUENCA ALTA DEL GUAYLLABAMBA	53,697	43,197	
Manduriacu	45,316,601	31,301,340	

PROYECTO HIDROELÉCTRICO CHONTAL	26,880	26,880	
PROYECTO COCA CODO	243,633,246	216,117,927	
Quijos	13,060,777	9,563,224	
TOTAL	**1,312,667,173**	**1,163,183,371**	**89%**

Ingresos.

Los ingresos previstos para CELEC EP en el presupuesto de caja del año 2015 asciende a USD 2,831.92 millones, de los cuales USD 1,285.47 millones corresponden a fuentes externas (MEER, BIESS, INP), para inversiones. Los ingresos operacionales presupuestados ascienden a 1,058.98 millones USD. En la siguiente tabla se detalla el presupuesto de ingresos 2015 de CELEC EP.

CONCEPTO	CODIFICADO	EJECUTADO	% EJECUCIÓN
SALDOS DE CAJA	72,780,005	62,360,687	86%
INGRESOS OPERACIONALES	1,058,989,262	842,646,301	80%
INGRESOS NO OPERACIONALES	24,769,313	24,769,313	100%
FINANCIAMIENTO INVERSIONES	1,285,475,394	717,608,409	56%
CUENTAS POR COBRAR	389,905,714	269,713,891	69%
TOTAL INGRESOS	**2,831,919,688**	**1,917,098,602**	**68%**

Los ingresos de efectivo reales en 2015 fueron USD 1,917.09 millones, lo que representa una ejecución del 68%. Para inversiones se registraron ingresos por USD $ 717.60 millones USD. La siguiente figura muestra la ejecución presupuestaria de ingresos 2015.

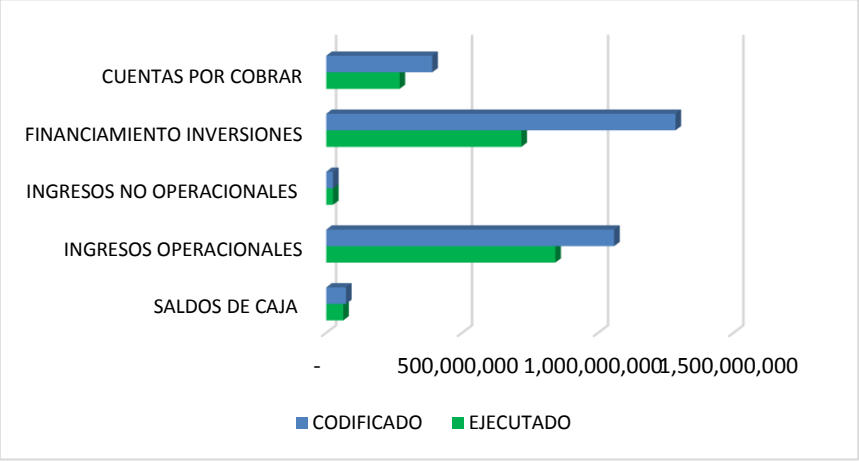


Figura 14 Ejecución Presupuestaria de ingresos 2015 de CELEC EP.

Egresos de efectivo.

Los egresos de efectivo previstos para 2015 fueron de USD 2,741.56 millones, de los cuales USD 1,312.66 millones se presupuestaron para inversiones. Los costos de producción previstos fueron de USD 758.14 millones. La tabla siguiente muestra el presupuesto y ejecución de egresos 2015 de CELEC EP.

TOTAL INGRESOS	**2,831,919,688**	**1,917,098,602**	**68%**

COSTOS DE PRODUCCION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (FIJO)	291,937,469	230,117,229	79%
COSTOS DE PRODUCCION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (VARIABLE)	466,204,856	373,262,935	80%
GASTOS DE ADMINISTRACION	117,089,675	92,915,647	79%
PROYECTOS DE INVERSIÓN	1,312,667,173	1,163,183,371	89%
PROYECTOS DE CALIDAD DE SERVICIO	168,193,460	53,172,304	32%
CUENTAS POR PAGAR	385,473,127	357,682,407	93%
TOTAL EGRESOS	**2,741,565,760**	**2,270,333,892**	**83%**

Los egresos reales durante 2015 fueron USD 2,270.33 millones, la ejecución de inversiones alcanzó los USD 1,163.18 millones. La figura siguiente muestra la ejecución presupuestaria de egresos 2015.

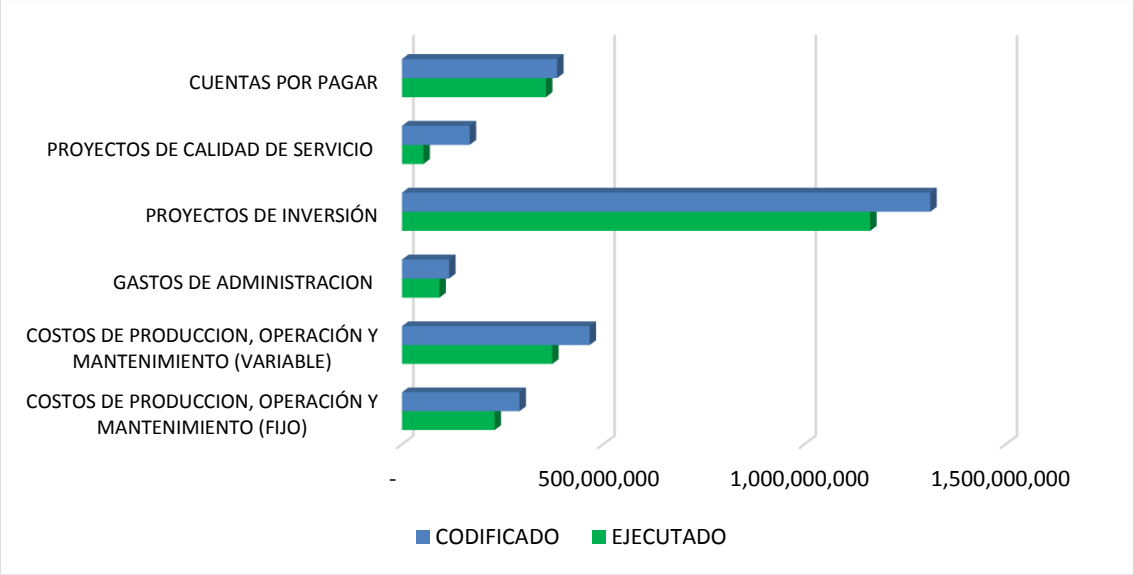


Figura 15 Ejecución Presupuestaria de egresos 2015 de CELEC EP.

3.7.2 Balance General y Estado de Resultados.

Balance general.

El activo total de CELEC, al 31 de diciembre de 2015 tiene un valor de USD 11,141.32 millones. El pasivo representa el 13.2%, y el patrimonio el 86.8%. El resumen del Balance General al 31 de diciembre de 2015 de CELEC EP se presenta en la tabla siguiente:

Cuentas	2014	2015
TOTAL ACTIVOS	**8,748.45**	**11,141.32**
Activos corrientes	**1,107.38**	**1,020.89**
Caja	67.09	64.60
Inversiones	6.73	6.40
Cuentas por cobrar	493.76	387.79
Anticipos	269.94	286.52
Inventarios	269.86	275.57

Activos no corrientes	**7,641.08**	**10,120.43**
Planta y equipo	4,966.78	4,797.03
Otros activos	2,674.29	5,323.40
TOTAL PASIVOS	**1,431.54**	**1,468.94**
Pasivos corrientes	**558.58**	**865.59**
Obligaciones corto plazo	558.58	865.59
Pasivos no corrientes	**671.68**	**603.35**
Obligaciones a largo plazo	671.68	603.35
Otros pasivos	**201.28**	**0**
PATRIMONIO	**7,316.91**	**9,672.38**
TOTAL PASIVO + PATRIMONIO	**8,748.45**	**11,141.32**

Se observa un incremento en activos de USD 2,392.87 millones, que implica una variación del 27% con relación al 31 de diciembre de 2014. El patrimonio de la empresa al cierre del 2015 asciende a USD 9,672.38 millones, con un incremento de USD 2,355.47 millones.

Estado de resultados.

El Estado de resultados del 2015 presenta un resultado neto de USD -67.08 millones, con relación al 2014 existe una disminución, el resumen del Estado de resultados de CELEC EP se presenta en la tabla siguiente:

Cuentas	2014	2015
1) Ingresos operacionales	735.18	842.65
2) Costos y Gastos operacionales (-)	601.30	736.99
3) EBITDA (1-2)	**133.88**	**105.65**
4) Depreciaciones, amortizaciones (-)	166.56	199.69
5) Resultado Operacional	**-32.68**	**-94.04**
6) Ingresos no operacionales	28.71	36.97
7) Gastos y costos no operacionales (-)	0.24	10.02
8) Resultado no operacional (6-7)	**28.46**	**26.96**
9) Resultado neto (5+8)	**-4.22**	**-67.08**

3.7.3 Indicadores Financieros.

A continuación se detallan los Indicadores Financieros de la CELEC EP del año 2015, que presentan la salud financiera de la empresa:

Tabla 23 Indicadores Financieros Anuales (AÑO 2015)

Tipo	Indicador	Fórmula	Resultado	Frecuencia de Medición
Liquidez	Razón corriente	Total activos corrientes / total pasivos corrientes	1.18	Anual
Rentabilidad	Margen Neto de Excedentes	Resultado del Ejercicio / Ventas Bienes y Serv.	-0.08	Anual
	Rotación del Activo	Ventas Bienes y Servicio / Activos	0.08	Anual

	Rotación del Activo Fijo	Ventas Bienes y Servicio / ALP: Activos Fijos	0.18	Anual
	ROA	Excedentes / Activos	0.01	Anual
	ROE	Excedentes / Patrimonio	-0.01	Anual
	ROI	Excedentes / Presupuesto de Inversión	-0.05	Anual
Solvencia	Endeudamiento	Pasivos / activos	0.13	Anual
	Apalancamiento	Aporte del PGE / patrimonio	0.02	Anual
	Dependencia fiscal	Asignaciones recibidas / presupuesto total	0.55	Anual
Gestión	Impacto de los Gastos Administrativos y Operativos	Gastos Adm. Y de Operativos / Ventas	0.87	Anual
	Transferencias	Transferencias Inversión o Transferencias Corrientes / Transferencias Totales	0.89	Anual
Presupuestario (Destino de Fondos)	Aporte al PIB	Ventas Bienes y Servicios / PIB	0.01	Anual
(Indicadores de Ejecución)	Ejecución corriente	Gastos Corrientes Realizados / Gastos Corrientes Planificados	0.72	Anual
	Ejecución de inversiones	Gastos inversión ejecutada / Gastos inversión planificada	0.89	Anual

3.7.4 Procesos de auditoria.

Los procesos de Auditorias de los Estados Financieros se detallan a continuación:

Auditorías 2010 – 2014

- Mediante Oficio No. 000655 - DR2-DPA-AE-2015, de fecha 25 de junio de 2015, se remite el informe aprobado de la auditoría de los estados financieros de los años 2010 y 2011.

- Mediante Oficio No. 000035 - DR2-DPA-AE-2015, de fecha 12 de enero de 2016, se remite el informe aprobado de la auditoría de los estados financieros de los año 2012, 2013 y 2014.

Auditoría 2015

- Mediante oficio Nro. CELEC-EP-2016-0320-OFI de fecha 02 de marzo de 2016, la Corporación procedió al envío de la información y documentación requerida para la formulación de los pliegos de contratación, dentro de la cual se envió los Estados Financieros provisionales del año 2015.

- Mediante oficio Nro. CELEC-EP-2016-0480-OFI de fecha 24 de marzo de 2016, la Corporación procedió al envío de los estados financieros de la Corporación del año 2015 definitivos y legalizados.

- Mediante oficio No. 10111 DAyS-GSACP de fecha 22 de abril de 2016, la Contraloría General del Estado envío los Términos de Referencia del proceso de contratación de Auditoría Externa y solicitó la revisión respectiva.

- Mediante oficio No. CELEC-EP-2016-0671-OFI de fecha 03 de mayo de 2016, la Corporación procedió al envío de las observaciones a los Términos de Referencia del proceso de contratación de Auditoría Externa.

- Mediante oficio No. 12580 DAyS-GSACP de fecha 13 de mayo de 2016, la Contraloría General del Estado se remite la contestación a las observaciones de los Términos de referencia y solicitó el envío de certificaciones de disponibilidad presupuestaria y PAC.

- Mediante oficio No. CELEC-EP-2016-0758-OFI de fecha 19 de mayo de 2016, la Corporación procedió al envío de certificaciones de disponibilidad presupuestaria y PAC.

Los pliegos del proceso de contratación de Consultoría Lista Corta, signado con el número LCC-CGE-AE-001-2016, realizado por la Contraloría General del Estado, puede ser revisado en el portal www.compraspublicas.gob.ec.

https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=MWSPE34AmTFx49QINmsqSd1XrBYnXC1bLeGv7jpEShk,

En la actualidad la contratación de auditoría externa se encuentra en la etapa de evaluación de ofertas, la fecha estimada de adjudicación es el 23 de junio de 2016.

3.7.5 Facturación.

3.7.5.1 Ingresos por producción de energía:

3.7.5.1.1 Contratos Regulados.

Los contratos regulados suscritos con las empresas de distribución, consideran los siguientes cargos:

- **Cargo variable.-** Determinado en función de la energía neta horaria entregada al sistema y los costos variables de producción declarados para cada unidad de generación térmica, en aplicación de la Regulación CONELEC 003/03. Para el caso de las centrales de generación hidroeléctrica, el valor del costo variable de producción es de 0,2 ¢US$/kWh, de acuerdo a la Transitoria Tercera de la Regulación CONELEC 013/08 ; y,
- **Cargo fijo**.- Evaluado en función de la potencia efectiva, disponibilidad mensual de los generadores y los costos de administración, operación, mantenimiento, calidad de servicio, gestión socio-ambiental y desarrollo territorial, aprobados anualmente por el ARCONEL, que para el año 2015 se realizó mediante Resolución No. ARCONEL - 022/15 del 09 de abril de 2015.

3.7.5.1.2 Servicios complementarios mercado ocasional.

Cargos que corresponden a los servicios que prestan las unidades de generación a las empresas de distribución y clientes no regulados, para mantener las condiciones de: calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional, que son liquidados por el CENACE en aplicación de la normativa vigente.

3.7.5.1.3 Generación con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales:

Corresponde a la liquidación económica por la venta de energía producida por centrales de generación con recursos renovables no convencionales, considerando los precios que fueran establecidos, para cada tipo de tecnología, en la Regulación No. CONELEC – 004/11.

3.7.5.1.4 Detalle de Ingresos Facturados por la Producción de Energía:

El detalle de ingresos facturados por Unidad de Negocio de CELEC EP en el año 2015, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 24 Ingresos Facturados por la Producción de Energía.

Unidad Negocio	Energía Producida (MWh)	Cargo Variable ($)	Cargo Fijo ($)	Generación No Convenc. ($)	Servicios Complement. ($)	Total ($)
ELECTROGUAYAS	2,383,877	126,744,204	90,071,360		17,515	216,833,080
TERMOESMERALDAS	1,711,793	79,781,615	56,576,718		37,642	136,395,975
TERMOPICHINCHA	1,084,436	66,026,146	61,699,148		1,131,049	128,856,342
TERMOGAS MACHALA	1,475,911	58,081,139	23,645,842		19,198	81,746,179
HIDROPAUTE	6,971,287	13,942,573	41,259,796		149,471	55,351,840
ELÉCTRICA GUAYAQUIL	343,217	28,070,412	16,214,936		11,647	44,296,995
HIDRONACIÓN	1,176,220	2,051,931	24,876,644	9,330,601	26,467	36,285,644
HIDROAGOYAN	2,866,602	5,733,203	23,130,473		68,615	28,932,292
GENSUR	90,923			8,301,114		8,301,114
COCA CODO SINCLAIR	153,529	307,057	2,541,341		3,074	2,851,473
TOTAL PRODUCCIÓN CELEC	**18,257,794**	**380,738,282**	**340,016,259**	**17,631,715**	**1,464,678**	**739,850,934**

Los ingresos facturados durante el año 2015 se incrementaron en aproximadamente 84,55 millones de dólares (12,90%) con relación a los del año 2014, debido principalmente a:

- Incremento del ingreso por cargo fijo, entre otros, por la entrada en operación comercial de la central Hidroeléctrica Manduriacu (mayo 2015) y la administración y operación de las centrales térmicas Aníbal Santos y Álvaro Tinajero (Convenio entre CELEC EP y CNEL EP en abril 2015).
- Incremento del ingreso del cargo variable, por incremento de la producción de las centrales de responsabilidad de CELEC EP.
- Incremento de producción de centrales de generación, que son remuneradas con tarifa preferente.

3.7.5.2 Ingresos por Servicio de Transporte de Energía:

El servicio de transporte de energía se evaluó en función de la tarifa de transmisión de 1,95 US$/kW-mes, aprobada por el ARCONEL mediante Resolución No. ARCONEL - 022/15 en el Estudio de Costos para el año 2015; tarifa que tiene como equivalente un “valor energizado” de 0,3774 US$/kWh, para la evaluación del servicio de transporte de energía por la exportación a Colombia, como se puede observar en el la siguiente tabla.

Tabla 25 Valores facturados por transporte de energía en el SNT.

Mes	∑ Demanda Máxima No Coincidente (MW)	Tarifa Transmisión (kW -mes)	Ingreso Transmisión (US$)	Energía Exportación MWh	Tarifa Exportación USD¢/KWh	Ingreso Transmisión Exportación(US$)	Total (US$)
ene	3,570	1.95	6,962,088	87	0.00377	329	6,962,417

feb	3,534	1.95	6,890,550	32	0.00377	121	6,890,671
mar	3,556	1.95	6,933,953	21	0.00377	81	6,934,034
abr	3,553	1.95	6,928,563	38	0.00377	145	6,928,708
may	3,583	1.95	6,987,643	8,994	0.00377	33,945	7,021,588
jun	3,543	1.95	6,909,073	6,489	0.00377	24,488	6,933,561
jul	3,522	1.95	6,867,736	13,434	0.00377	50,700	6,918,436
ago	3,441	1.95	6,709,423	4,970	0.00377	18,757	6,728,180
sep	3,516	1.95	6,856,021	3,563	0.00377	13,445	6,869,466
oct	3,575	1.95	6,971,317	2,636	0.00377	9,950	6,981,267
nov	3,631	1.95	7,080,077	842	0.00377	3,176	7,083,253
dic	3,643	1.95	7,104,544	4,086	0.00377	15,422	7,119,966
Total	**3,643**		**83,200,988**			**170,559**	**83,371,546**

Los ingresos facturados por el servicio de transporte de energía se incrementaron debido a la modificación de la tarifa de transmisión, aprobada para el ARCONEL, que pasó de 1,62 US$/kW-mes para el 2014 a 1,95 US$/kW-mes para el 2015. Los valores resultantes se muestran en la figura siguiente:

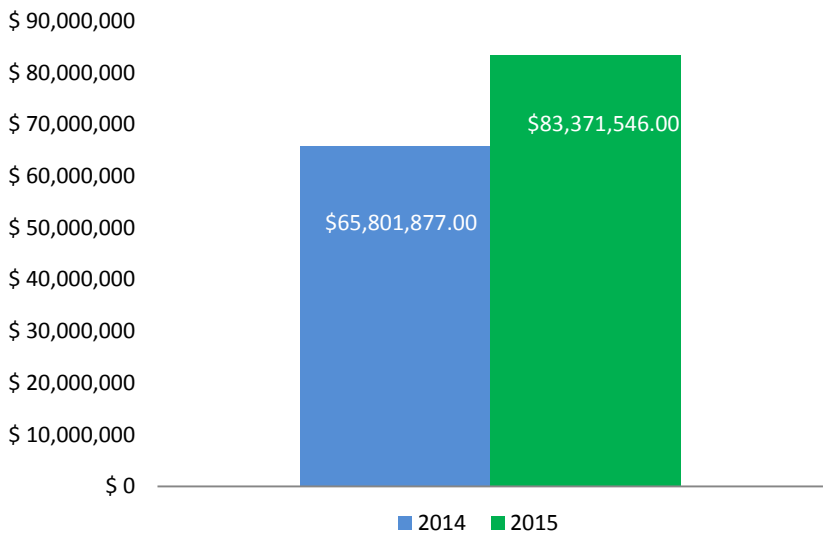


Figura 16 Comparativo de ingresos por servicio de transporte años 2014 y 2015.

3.7.5.3 Ingresos No Facturados por Servicios del Mercado Ocasional.

Se realizó el registro mensual y control de ingresos no facturados por servicios del mercado ocasional prestados entre las Unidades de Negocio de CELEC EP, cuyo resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 26 Ingresos no facturados por servicios del mercado ocasional entre unidades de CELEC.

UNIDAD DE NEGOCIO	HIDRO AGOYÁN	HIDRO PAUTE	ELECTRO GUAYAS	TERMO PICHINCHA	COCA CODO	GENSUR	HIDRO NACIÓN	TOTAL
HIDROAGOYÁN			2,886	170	21			3,076
HIDROPAUTE			5,255	493	47			5,796
ELECTROGUAYAS	13	0			22	4	81	120
TERMOESMERALDAS			1,560	102	12			1,674
TERMOPICHINCHA	1,776	3,646	474		9,247	1,073	28,943	45,159

ELÉCTRICA GUAYAQUIL			697	8	8			713
COCA CODO SINCLAIR			147	14				161
HIDRONACIÓN			1,275	68	11			1,355
TERMOGAS MACHALA			600	100	5			706
TOTAL	**1,789**	**3,646**	**12,896**	**954**	**9,373**	**1,077**	**29,024**	**58,759**

3.7.5.4 Reliquidaciones.

Durante el año 2015, el CENACE realizó varios procesos de ajuste de las transacciones comerciales; lo que requirió la emisión de documentos tributarios de ajuste por parte de CELEC EP a los Agentes del Mercado Eléctrico, de acuerdo al siguiente detalle:

- Ajuste de valores facturados del mes de agosto 2014, dispuesto mediante oficio de referencia CENACE-DEJ-2015-0008, de fecha 24 de febrero de 2015; debido a una corrección de la demanda comercial del Consumo Propio PINTEX de la hora 04:00 del día 03 de agosto de 2014.
- Ajuste de valores facturados del mes de enero de 2015, dispuesto mediante oficio de referencia CENACE-DEJ-2015-0308, de fecha 09 de junio de 2015, bajo las siguientes consideraciones:
    - Aplicación de los Costos Fijos de las Empresas de Generación, Tarifa de Transmisión y Peajes de Distribución aprobados por la ARCONEL mediante Resolución N° ARCONEL-022/15 del 09 de abril de 2015, para el período enero-diciembre 2015.
    - Modificación en la configuración de los nodos frontera de las Unidades 1, 2 y 3 de la central GUANGOPOLO II, que implicó cambios en los registros de medición de las tres unidades mencionadas, variación de la demanda comercial de la Empresa Eléctrica Quito y variación de la energía de contratos de la Unidad de Negocio CELEC EP TERMOPICHINCHA.
    - Ajuste de la valoración de la Importación desde Perú para el período del 01 al 05 de enero de 2015.
    - Ajuste de la valoración de la Exportación a Perú de los días 02 y 03 de enero de 2015, considerando la última información de precios internacionales de combustibles proporcionada por PETROECUADOR y el Estudio de Costos del año 2015.
- Ajuste de los valores facturados del mes de febrero de 2015, dispuesto mediante oficio de referencia CENACE-DEJ-2015-0394, de fecha 15 de julio de 2015, debido a la aplicación de los Costos Fijos de las Empresas de Generación, Tarifa de Transmisión y Peajes de Distribución aprobados por la ARCONEL mediante Resolución N° ARCONEL-022/15 del 09 de abril de 2015, para el período enero-diciembre 2015.
- Ajuste de los valores facturados en el mes de marzo de 2015, dispuesto mediante oficio de referencia CENACE-DEJ-2015-0035, de fecha 13 de agosto de 2015, debido a la aplicación de los Costos Fijos de las Empresas de Generación, Tarifa de Transmisión y Peajes de Distribución aprobados por la ARCONEL mediante Resolución N° ARCONEL-022/15 del 09 de abril de 2015, para el período enero-diciembre 2015.
- Ajuste de los valores facturados en el mes de agosto de 2015, dispuesto mediante oficio de referencia CENACE-DEJ-2015-0046, de fecha 13 de noviembre 2015; debido a la valoración definitiva de la energía eléctrica importada desde Perú en el periodo del 1 al 12 de agosto de 2015.

3.7.6 Recaudación.

3.7.6.1 Modalidades de cobro y disposiciones de pago adicionales.

La recaudación de los valores facturados por CELEC EP a los diferentes Agentes participantes en el Mercado Eléctrico y al CENACE, se realizó de las siguientes formas:

- Pagos realizados en la cuenta corriente de CELEC EP:
    - Por las Empresas Distribuidoras, regularmente, en aplicación del esquema de prelaciones dispuesto por el MEER.
    - Por los Generadores y Autoproductores, por los servicios del mercado ocasional prestados para mantener las condiciones de: calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.
    - Por las Empresas Distribuidoras, cuando reciben del Ministerio de Finanzas valores en reconocimiento de la tarifa dignidad y déficit tarifario.
- Pagos realizados directamente a EP PETROECUADOR por parte de las Empresas Distribuidoras, en aplicación del esquema de prelaciones dispuesto por el MEER, que sirven como abono a las deudas por suministro de combustible a las centrales de generación térmica de CELEC EP y conciliados mensualmente por las Unidades de Negocio de CELEC EP con EP PETROECUADOR.
- Compensación de valores:
    - Con los facturados por las Empresas Distribuidoras y otros Agentes del Mercado Eléctrico a las Unidades de Negocio de CELEC EP, por los servicios del mercado ocasional.
    - Con los facturados por las Empresas Distribuidoras a las Unidades de Negocio de CELEC EP, por el servicio eléctrico prestado a sus instalaciones en calidad de cliente regulado.
    - En cumplimiento del Convenio de Extinción de Obligaciones por Compensación, entre las empresas distribuidoras, empresas generadoras, EP Petroecuador y el Ministerio de Finanzas, dispuesto mediante Oficio Nro. MINFIN-STN-2015-4578-O, de fecha 30 de octubre de 2015. Esta compensación se realizó entre los valores que CELEC EP adeudaba a EP PETROECUADOR por el suministro de combustibles, los valores que las empresas de distribución adeudaban a CELEC EP por la venta de energía y los valores que el Ministerio de Finanzas adeudaba a las empresas de distribución por el subsidio del Déficit Tarifario.

3.7.6.2 Ingresos Recaudados.

En la tabla siguiente se presenta el detalle de los valores recaudados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015; directamente en las cuentas de CELEC EP (Efectivo); Pagos realizados por las distribuidoras en cuentas de EP PETROECUADOR (compensados con gastos por compra de combustibles); y, otras compensaciones realizadas con los agentes deudores.

Tabla 27 Ingresos recaudados en el año 2015.

Mes	Efectivo Cuentas Bancos	Compensación Combustible Petroecuador	Compensaciones Agentes MEM	Total
ene	30,827,026	10,566,096	51,672	41,444,794
feb	41,846,918	20,532,810	914,938	63,294,666
mar	41,431,101	21,745,336	1,326,088	64,502,525
abr	43,324,287	15,565,422	44,473	58,934,181

may	45,822,901	23,132,793	36,170	68,991,865
jun	48,057,611	17,630,946	1,747,389	67,435,946
jul	48,855,441	20,897,743	5,389,472	75,142,656
ago	51,118,292	18,830,808	36,677	69,985,778
sep	51,313,486	16,280,634	73,919	67,668,039
oct	45,810,738	21,749,221	96,193,674	163,753,634
nov	62,847,115	22,020,094	58,648	84,925,857
dic	67,399,051	20,657,611	45,613	88,102,275
Total	**578,653,968**	**229,609,511**	**105,918,735**	**914,182,214**
% aporte	**63.30%**	**25.12%**	**11.59%**	

Del total recaudado en el año 2015:

- El 12,82% corresponde a recuperación de cartera del periodo 2008 – 2013, de los cuales el más significativo corresponde al cruce de cuentas por 98 millones de dólares realizado en el mes de octubre de 2015;
- El 11,89% corresponde a recuperación de cartera del año 2014, debido al pago de los valores facturados por la producción y servicio de transporte de los meses de noviembre y diciembre 2014, que se recaudan a inicios del 2015; y,
- El 75.29% corresponde a la recaudación de los valores facturados en el año 2015

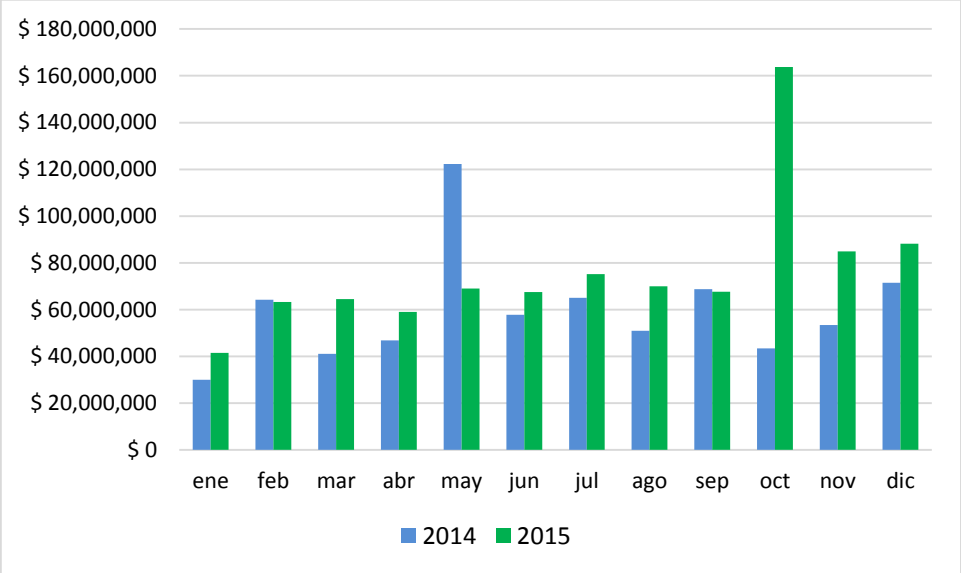


Figura 17 Comparación de valores recaudados entre los años 2014 y 2015.

En la figura anterior, se puede observar que en los meses de mayo 2014 y octubre 2015, se producen picos de recaudación, debidos a la aplicación de los convenios de cruce de cuentas entre: los valores que el Ministerio de Finanzas adeuda a las empresas de distribución por déficit tarifario; los valores que las empresas de distribución adeudan a las empresas de generación; los valores que las empresas de generación adeudan a EP PETROECUADOR por la compra de combustible para centrales de generación térmica; y los valores que EP PETROECUADOR adeuda al Ministerio de Finanzas.

3.7.6.3 Indicadores de facturación – recaudación.

Con el propósito de evaluar la eficiencia del proceso de recaudación de los valores facturados por CELEC EP a los Agentes del Mercado Eléctrico, se han implementado dos indicadores de gestión, como son:

- **Nivel de recaudación mensual,** que relaciona los valores recaudados en un mes corriente con respecto a los valores facturados en ese mes corriente, cuyo resultado para el año 2015 fue de 111%.
- **Nivel de recaudación del mes de facturación,** que relaciona los valores recaudados en un período de 60 días posteriores al mes de facturación, cuyo resultado para el período acumulado del año 2015 fue de 97,58%.

El primer indicador se evalúa realizando una comparación entre los ingresos recaudados en el año 2015 (1 de enero al 31 de diciembre de 2015) incluye recuperación de cartera de años anteriores y los valores facturados en ese mismo período, cuyos resultados se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 28 Facturación y Recaudación de los ingresos en el año 2014 y 2015.

Mes	2014			2015		
	Facturado ($)	Ingresos ($)	%	Facturado ($)	Ingresos ($)	%
ene	63,720,235	30,017,005	47	67,364,594	41,444,794	62
feb	62,164,549	64,176,344	103	61,875,770	63,294,666	102
mar	63,482,931	41,063,884	65	71,292,834	64,502,525	90
abr	61,105,519	46,806,365	77	65,136,506	58,934,181	90
may	60,944,650	122,215,497	201	65,003,414	68,991,865	106
jun	52,549,867	57,737,712	110	64,777,449	67,435,946	104
jul	52,687,991	65,052,157	123	61,676,579	75,142,656	122
ago	53,109,739	50,867,985	96	68,587,158	69,985,778	102
sep	62,459,598	68,713,926	110	70,138,227	67,668,039	96
oct	56,835,754	43,440,303	76	72,975,641	163,753,634	224
nov	62,981,400	53,359,286	85	75,710,109	84,925,857	112
dic	68,081,784	71,427,422	105	82,179,959	88,102,275	107
Total	**720,117,017**	**714,877,877**	**99.27**	**826,718,241**	**914,182,214**	**111%**

El segundo indicador se evalúa sobre una base de comparación entre los valores facturados y recaudados, en un período de hasta 90 días, es decir hasta el 31 de marzo del 2016 (facturación enero-diciembre 2015, recaudación marzo 2015 a hasta marzo 2016), donde se puede ver un importante incremento en el nivel de recaudación con respecto al año anterior de 82,0% a 94,7%. En la tabla siguiente se presentan los valores relacionados.

Tabla 29 Indicadores de facturación - recaudación ene 2015 a dic 2015.

Mes	2014	2015

	Facturación Mes ($)	Recaudación de lo Facturado ($)	Recaudación / Facturación (%)	Facturación Mes ($)	Recaudación de lo Facturado ($)	Recaudación / Facturación (%)
Ene	63,720,235	31,784,132	50%	67,364,594	62,911,015	93%
Feb	62,164,549	30,705,024	49%	61,875,770	57,655,433	93%
Mar	63,482,931	49,440,050	78%	71,292,834	66,800,444	94%
Abr	61,105,519	48,288,247	79%	65,136,506	64,934,268	100%
May	60,944,650	59,564,925	98%	65,003,414	64,777,951	100%
Jun	52,549,867	52,007,406	99%	64,777,449	68,156,031	105%
Jul	52,687,991	52,476,810	100%	61,676,579	64,752,915	105%
Ago	53,109,739	52,513,890	99%	68,587,158	71,100,177	104%
Sep	62,452,598	54,842,309	88%	70,138,227	68,922,974	98%
Oct	56,835,754	55,101,944	97%	72,975,641	64,599,751	89%
Nov	62,981,400	45,861,173	73%	75,710,109	66,702,463	88%
Dic	68,081,784	58,669,436	86%	82,179,959	61,737,500	75%
Total	**720,117,017**	**591,255,346**	**82%**	**826,718,241**	**783,050,922**	**94.7%**

Otro aspecto a resaltar es que los Agentes deudores pagan mayoritariamente los valores facturados dentro de los 60 días posteriores a su emisión, período que hasta el año 2013 era próximo a los 90 días.

3.7.7 Cartera vencida por venta de producción y servicio de transporte de energía.

Con la aplicación del Mandato Constituyente 15, se dio de baja la cartera existente, anterior a julio de 2008, entre las empresas distribuidoras (a excepción de la deuda de EMELEC Inc. por un valor de US$ 188’396.443,57) y las empresas de generación y transmisión de propiedad del Estado.

Luego de su aplicación, hasta el 31 de diciembre de 2014, a la deuda de EMELEC Inc. se han incorporado nueva deuda de los agentes del mercado eléctrico para con CELEC EP, de acuerdo a los valores que se muestran en la tabla siguiente, por un valor total de US$ 681’452.760; desglosada de la siguiente manera:

- Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. US$ 188’396.443
- Empresas de Distribución US$ 490’849.073
- Otros Agentes del Mercado US$ 2’207.244

Los valores adeudados por las empresas de distribución a CELEC EP a diciembre de 2014, se presentan en la figura siguiente. Se debe anotar que la deuda de la Eléctrica de Guayaquil actualmente corresponde a la Unidad de Negocio Guayaquil de CNEL EP y por ser un valor económico representativo, se ha desglosado la deuda de esa Unidad de Negocio.

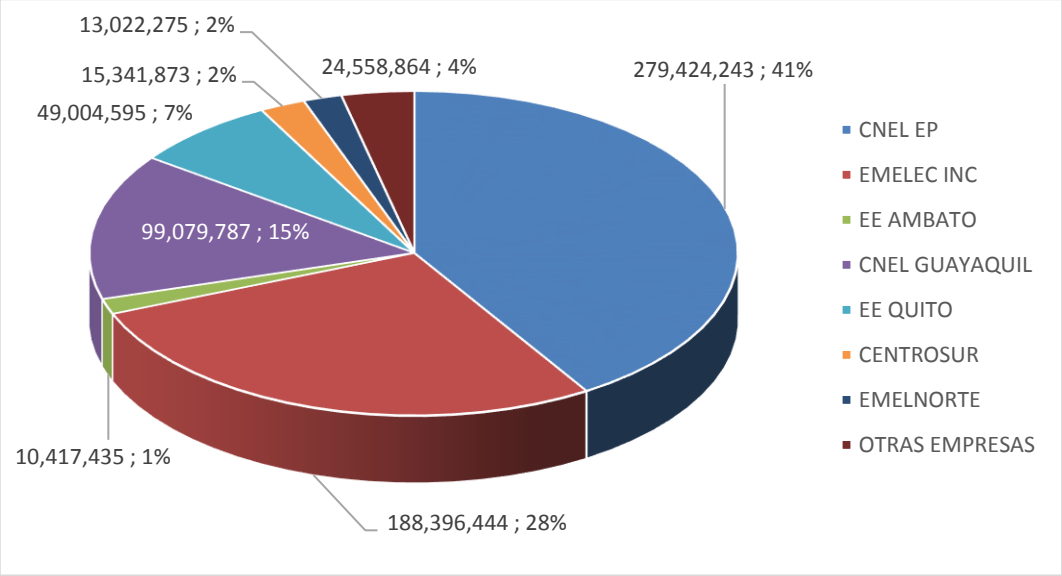


Figura 18 Valores adeudados por empresas de distribución a CELEC EP.

Tabla 30 Deudas de los agentes del mercado eléctrico con CELEC EP al 31 de diciembre de 2014.

AGENTE DEL MERCADO I	De 1 a 60	De 61 a 90	De 91 a 180	De 181 a 270	De 271 a 365	1 Año	2 Años	3 Años	4 Años	5 Años y más	TOTAL CARTERA
CNEL EP	82,423,460	1,567,533	1,353,049	16,272,151	28,477,191	78,094,034	17,665,023	1,003,772	38,259,056	14,308,972	**279,424,243**
EMELEC INC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188,396,444	**188,396,444**
AMBATO S.A.	4,174,645	420,377	140,275	1,074,904	1,888,154	2,719,080	0	(0)	-	-	**10,417,435**
AZOGUES C.A.	836,817	144,063	156,071	351,902	561,717	1,822,080	(0)	(0)	-	-	**3,872,650**
COTOPAXI S.A.	3,023,456	(0)	11	886,642	1,505,236	758,010	0	0	-	-	**6,173,353**
GUAYAQUIL, EP	-	-	368,596	(0)	7,285,208	24,753,649	0	5,601,149	37,692,586	23,378,600	**99,079,787**
QUITO S.A.	21,275,655	482,826	972,066	3,257,071	10,628,600	12,388,377	0	0	-	0	**49,004,595**
CENTRO SUR CA	6,553,712	624,252	119,267	2,646,267	5,398,376	0	0	0	-	-	**15,341,873**
REGIONAL DEL SUR S A	2,466,180	315,871	179,652	1,009,095	1,875,243	2,636,828	0	0	-	-	**8,482,870**
REGIONAL NORTE S A	3,810,694	241,475	117,065	1,352,520	2,822,136	4,678,386	0	0	-	-	**13,022,275**
RIOBAMBA S. A.	2,433,385	187,576	82,715	440,150	1,511,235	1,374,928	0	(0)	0	-	**6,029,990**
OTROS CLIENTES	355,624	16,062	425,722	59,897	17,521	392,023	77,419	62,383	550	800,043	**2,207,244**
Total general	**127,353,628**	**4,000,034**	**3,914,489**	**27,350,600**	**61,970,617**	**129,617,395**	**17,742,442**	**6,667,305**	**75,952,192**	**226,884,058**	**681,452,760**
Nivel de participación en la cartera	**18.69%**	**0.59%**	**0.57%**	**4.01%**	**9.09%**	**19.02%**	**2.60%**	**0.98%**	**11.15%**	**33.29%**	**100.00%**

3.7.7.1 Líneas de Acción para la depuración y recuperación de la cartera de CELEC EP.

Se ejecutó el Plan de Depuración y Recuperación de cartera vencida, cumpliendo con las acciones que se describen a continuación:

- Segmentación de la cartera por antigüedad y por grupos de Agentes relacionados.
- Presentación de los estados de cuenta a cada uno de los Agentes deudores de CELEC EP que conforman el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.
- Actualización de información de los Agentes que mantienen contratos vigentes por compraventa de energía o ya no participan en el mercado eléctrico, pero mantiene deuda con CELEC EP, como son: razón social, nombre del representante legal, RUC, dirección, números de teléfonos, dirección electrónica, situación legal actual de la empresa, entre otros datos.
- Ejecución de conciliaciones de valores pendientes de cobro, con el fin de depurar y/o recuperar deudas pendientes con las empresas de distribución, y está en proceso con los otros Agentes.
- En coordinación con el MEER y CENACE, se realizó la revisión de la información del caso particular de la Empresa Eléctrica del Ecuador INC – EMELEC y el estado de los procesos de liquidación de esa empresa.

- Ejecución de cruces de cuentas con el CENACE y con las empresas de distribución, aplicando los valores adeudados mutuamente por diferentes conceptos.
- Ejecución de los convenios para la transferencia de las centrales de generación que estuvieron a cargo de la Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP hacia CELEC EP.
- Cobros de cartera vencida (años anteriores al 2015), de los excedentes que se produjeron en el 2015 en la recaudación de algunas empresas de distribución.
- Caso especial es la deuda que mantenía EMELEC INC con antigüedad mayor a 10 años, por **US$ 188'396.444**; la cual requirió de la gestión, análisis y definición por parte de CELEC EP para su tratamiento como una cuenta incobrable, sustentada en los antecedentes y gestiones realizadas por el CENACE, institución autorizada para realizar la facturación de la producción de energía en el mercado eléctrico hasta el año 2003, en los campos administrativo y jurídico, lo cual derivó en sentencias a su favor, pero que no se han podido ejecutar porque la empresa EMELEC INC está liquidada y no dispone de bienes o recursos que puedan respaldar la deuda; es decir que se han agotado todas las instancias de gestión para la recuperación de esa cartera.
- La Gerencia General dispuso, sobre la base de la recomendación dada en el informe presentado por la Dirección de Planificación de la Expansión, en memorando Nro. CELEC-EP-2016-0638-MEM, de fecha 8 de marzo de 2016, que se ejecute lo indicado en el mismo; esto es *"Aplicar la provisión registrada en la cuenta contable No. 112019901, "PROV. CUENTAS INCOBRABLES", que a diciembre de 2015 suma $281'008.987,83 para dar de baja la deuda de EMELEC INC por $188'396.444, sin que esto afecte significativamente los resultados de los estados financieros."*.

Se puede indicar que, por efecto de las acciones desarrolladas durante el 2015, al ejecutar el *"Plan de Depuración y Recuperación de la Cartera Vencida de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP",* presentado mediante comunicación de referencia Nro. CELEC-EP-2015-0704-MEM, de fecha 25 de marzo de 2015; el valor de la cartera, con corte a diciembre 2014, que era de **US$ 681'452.760**, con respecto a la cartera con corte a diciembre de 2015, se redujo a **US$ 411´296.748**, lo que representa una disminución en el orden del **39,00%**.

Con los cobros registrados en el año 2015, las disposiciones y acciones ejecutadas, los valores de cartera por la producción y servicios de transporte de energía, con los Agentes del Mercado que mantienen deudas con CELEC EP, se presentan en la figura siguiente:

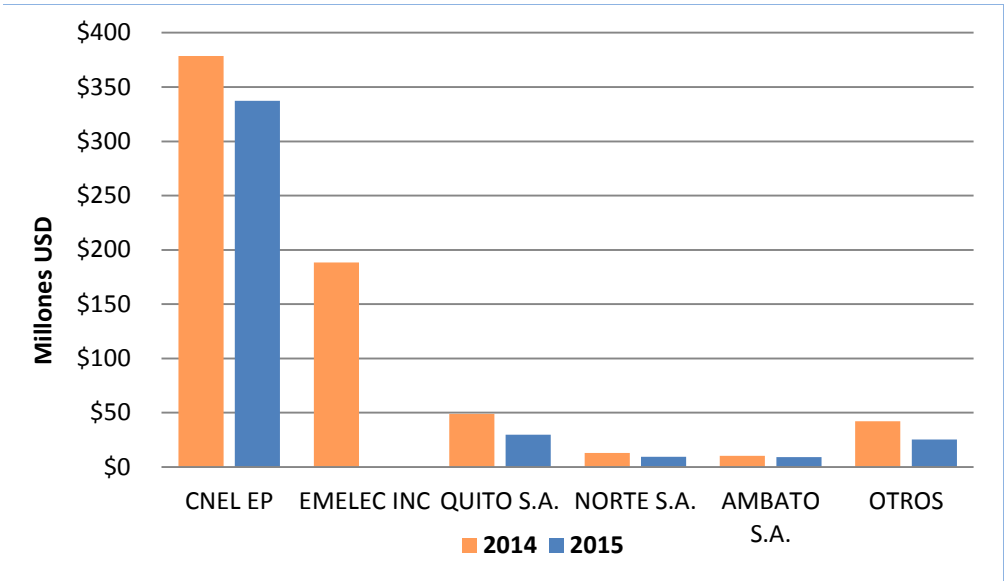


Figura 19 Distribución de la cartera total de CELEC EP.

Para continuar durante el 2016 con el proceso de depuración y recuperación de la cartera de CELEC EP, se requiere dar continuidad a las siguientes acciones, de conformidad a la información mostrada en la siguiente tabla:

- La deuda que corresponde al año 2013 y 2014 se encuentra en análisis del MEER para realizar en el año 2016 un nuevo proceso de cruce de cuentas entre: EP Petroecuador, Ministerio de Finanzas, Empresas Distribuidoras y Empresas Generadoras, por un valor aproximado de 83 millones de dólares con cargo al déficit tarifario de los años 2013 y 2014.

3.7.7.2 Cartera Total con corte al 31 de diciembre de 2015.

Tabla 31 Reporte de cartera con corte a diciembre 2015

Empresa	Años anteriores	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total general
EMPRESA ELECTRICA PUBLICA ESTRATEGICA CORPORACION NACIONAL DE E	-	18,613,103	28,510,274	-	23,751,273	61,408,030	43,638,297	84,914,074	260,835,050
EMELEC INC.	188,396,444	-	-	-	-	-	-	-	
EMPRESA ELECTRICA PUBLICA DE GUAYAQUIL, EP	-	34,826,113	30,918,487	-	-	10,321,754	356,658	-	76,423,011
EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. E.E.Q.	-	-	-	-	-	586,329	9,583,085	19,724,537	29,893,951
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S A	-	-	-	-	-	-	2,768,423	6,770,228	9,538,651
EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.	-	-	-	-	-	38,755	3,705,817	5,498,897	9,243,469
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR CA	-	-	-	-	-	-	-	7,807,891	7,807,891
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S A	-	-	-	-	125,256	-	698,638	4,316,074	5,139,968
EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI SA ELEPCOSA	-	-	-	-	-	-	0	4,033,450	4,033,451
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.	-	-	-	-	-	-	139,772	3,771,676	3,911,448
EMPRESA ELECTRICA AZOGUES C.A.	-	-	-	-	-	-	1,269,049	1,635,323	2,904,372
OTROS CLIENTES	496,941	113,101	-	-	-	1,199.46	4,005.55	950,241	1,565,488
Total general	**188,893,385**	53,552,317	59,428,760	-	23,876,529	**72,356,067**	62,163,744	139,422,390	**411,296,748**

DEUDA EMELEC Inc.	***0***	188,396,443.57 USD Dados de baja por disposición de la Gerencia General tras informe de la Dirección de Planificación de la Expansión, en memorando Nro. CELEC-EP-2016-0638-MEM de marzo de 2016.
DEUDA 2008-2010	***113,478,018***	El Gobierno Central ya reconoció los valores correspondientes a subsidios a la tarifa a usuario final del período 2007-2010; por lo que, no existen valores adicionales que deban entregarse que puedan abonar a esta deuda; únicamente los recursos propios de las Distribuidoras que normalmente solo alcanzan para abonar a los pagos de la facturación corriente. Se requiere mayor gestión en la recuperación de la cartera vencida con los clientes finales de varias Distribuidoras.
DEUDA 2011 - 2012	***23,876,529***	Esta deuda debe ser compensada mediante el convenio de cruce de cuentas que esta gestionando el MEER entre: el Ministerio de Finanzas, Petroecuador, Distribuidoras y CELEC EP; y corresponde a los valores por por Déficit Tarifario.
DEUDA 2013	***72,356,067***	Incluye los pagos realizados por reconocimiento de los subsidios a la tarifa a usuario final de este período, valores que posiblemente entren en el nuevo convenio de cruce de cuentas a realizarse entre las Empresas Distribuidoras, Generadoras, Ministerio de Finanzas y Petroecuador
DEUDA 2014	***62,163,744***	Cartera pendiente a ser cancelada por las Empresas de Distribución, con las asignaciones que el Ministerio de Finanzas debe entregar por los diferentes subsidios.
DEUDA 2015	***139,422,390***	
CARTERA CORRIENTE	***124,472,735***	
TOTAL	***411,297,748***	

3.7.7.3 Deudas por compra de combustible a EP PETROECUADOR.

Al 31 de diciembre de 2015, los saldos pendientes de pago por la compra de combustibles para la generación térmica de CELEC EP ascendió a US$ 106’261.933,95; conforme el detalle mostrado en la tabla siguiente. Información que ha sido resumida de las actas de conciliación de saldos suscritas entre las Unidades de Negocio: Electroguayas, Termopichincha, CNEL Eléctrica de Guayaquil, Termogas Machala y Termoesmeraldas con EP PETROECUADOR.

Tabla 32 Deuda con EP Petroecuador a diciembre 2015.

Unidad de Negocio	Deudas por Combustible ($)
Termopichincha	25,430,201.60
Termoesmeraldas	11,362,162.74
Electroguayas	56,505,979.00
Termogas Machala	12,963,590.61
CNEL - Eléctrica Guayaquil	2,660,069.46
Total	**106,261,933.95**

Elaborado por:

- Dirección de Gestión Estratégica

Fuentes:

- Direcciones y Unidades de Negocio
- GPR
- MEER



Telefono: *593 7 3700 100*

Web: *www.celec.com.ec*

Dirección: *Panamericana Norte, Km 7,5, Sector Capulispamba*

(Cuenca – Ecuador)