



cenace
OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD



INFORME

A N U A L 2 0 1 6





MISIÓN, VISIÓN Y VALORES INSTITUCIONALES

Visión

Ser un referente de entidad pública, que impulse al desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano, siendo protagonista de la transformación de la matriz energética y de la integración eléctrica regional.

Misión

El Operador Nacional de Electricidad - CENACE es una entidad estratégica del sector eléctrico ecuatoriano, opera y administra el funcionamiento técnico y comercial del Sistema Nacional Interconectado - SNI y de las interconexiones internacionales, con criterios de seguridad, calidad y al mínimo costo posible.

Valores

Calidad, transparencia y responsabilidad.

INFORMACIÓN GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO 2016

Producción bruta total de energía	GWh	23 298,07
Producción bruta de energía hidráulica	GWh	15 015,34
Producción bruta de energía térmica	GWh	7 143,20
Producción neta total de energía	GWh	22 963,44
Producción neta de energía hidráulica	GWh	14 937,59
Producción neta de energía térmica	GWh	6 886,86
Exportaciones	GWh	398,32
Demanda de energía	GWh	22 331,03
Demanda máxima de potencia en bornes de generación	MW	3 654,22
Total de transacciones energéticas	GWh	23 202,41
Transacciones energéticas en Contratos Regulados	GWh	20 678,10
Otras transacciones energéticas	GWh	2 524,32
Total de transacciones económicas	Millones USD	1 082,68
Transacciones económicas en Contratos Regulados	Millones USD	820,35
Otras transacciones económicas	Millones USD	262,33
Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización		19
Empresas de Generación		53
Empresa de Transmisión		1
Consumos Propios		170

PRESENTACIÓN

La energía en todas sus formas se considera parte de un sector estratégico que es administrado por el Estado, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

En este sentido, la actividad energética se ordena por la Constitución, el Plan Nacional del Buen Vivir, la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica; es articulada a través del Plan Maestro de Electricidad y de los demás planes sectoriales, reglamentos y regulaciones que fueren aplicables.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 de 10 de octubre de 1996, en su Art. 11 disponía que el sector eléctrico nacional estuviera estructurado entre otros, por el Centro Nacional de Control de la Energía – CENACE, una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro. La citada Ley es derogada mediante la aprobación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, publicada en Registro Oficial No. 418 de 16 de enero de 2015, y que en su Capítulo IV constituye a la Corporación Centro Nacional de Energía, CENACE como el Operador Nacional de Electricidad – CENACE; asignándole una nueva naturaleza jurídica, atribuciones y deberes.

Con este antecedente, el Operador Nacional de Electricidad se instituye como un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado, SNI y administra comercialmente las transacciones de bloques energéticos, es responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector. En el cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de la operación del SNI, sujetándose a las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL.

Durante 2016, el CENACE continuó trabajando en su proceso de transición, cambiando su naturaleza de empresa privada a institución pública, a fin de cumplir lo establecido por las instituciones de gobierno.

La gestión operativa y administrativa que el Operador CENACE realizó en el periodo 2016 se compendia en el presente informe, en el que se muestran los resultados estadísticos y logros alcanzados en la actividad eléctrica.

En 2016, el país alcanzó una producción neta total de energía de 22 963,44 GWh, distribuida de la siguiente manera: 14 937,59 GWh generación hidroeléctrica; 6 886,86 GWh generación termoeléctrica; 1 057,73 GWh generación no convencional; 43,51 GWh importación desde Colombia¹ y 37,75 GWh, importación desde Perú². En comparación al 2015, año en que la producción neta fue 22 591,40 GWh y corresponde a: 12 414,61 GWh de generación hidráulica; 8 722,59 GWh de generación térmica; 947,46 GWh generación no convencional, 452,16 GWh de importación desde Colombia y 54,57 GWh de importación desde Perú.

Se ha realizado la planificación y administración operativa para explotar al máximo los recursos de generación y transporte de energía eléctrica, a fin de suministrar el servicio eléctrico en forma permanente al país. Para el efecto, el CENACE administró la producción y transporte de energía eléctrica, atendiendo sin inconvenientes la creciente demanda energética de la población ecuatoriana que presentó un incremento del 1,81% en relación al 2015, conservando una garantía de suministro en reservas estratégicas para enfrentar imprevistos.

Adicionalmente con el cambio de la matriz energética en 2016 se exportaron 398,32 GWh a través de las interconexiones con Colombia y contratos con Perú. El mes con mayor exportación de energía fue marzo con 142,09 GWh.

1 Medida en la S/E Pomasquí.

2 Medida en la S/E Machala.



Como parte fundamental del proceso de gestión de abastecimiento energético, el CENACE coordinó la realización de 4 962 mantenimientos registrados con consignación, de generación, transmisión y distribución; minimizando la afectación al usuario y sin comprometer los márgenes de seguridad de servicio.

La institución ha cumplido importantes actividades en el sector eléctrico, entre las que se destacan:

- Estudio de generación de seguridad y límites de transferencia de potencia entre los sistemas eléctricos de: ECUADOR y PERÚ diciembre 2017; y los sistemas eléctricos de ECUADOR y COLOMBIA diciembre 2016 – diciembre 2017.
- Análisis y lineamientos a considerarse durante la energización de la L/T El Inga – San Rafael de 500 kV.
- Análisis eléctricos para actualizar e implementar el Sistema de Protección Sistémica-SPS.
- Revisión de sincronización y recierres en el SNT a nivel de 230 kV.
- Estudios para incrementar las exportaciones de electricidad.
- Capacitación del nuevo Sistema de Administración de Mantenimientos SAMWEB.
- Desarrollo de aplicaciones web para la supervisión del SNI.
- Mejora en la coordinación de la operación del SNI, a través de la capacitación y entrenamiento a empresas del sector eléctrico.
- Inclusión de las unidades de la Central Coca Codo Sinclair, primera fase, en el Control Automático de Generación - AGC de CENACE.
- Desarrollo de Sistemas de Supervisión de Protecciones Locales.
- Desarrollo de 6 estrategias emergentes en el Sistema de Protección Sistémica – SPS.
- Nuevas funcionalidades e incremento de la capacidad del sistema WAMS.
- Identificación de áreas de control de voltaje en el SNI de Ecuador utilizando minería de datos.
- Equipamiento del laboratorio de simulación digital de tiempo real del CENACE.
- TESTBED para la Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS) de las unidades de generación del SNI.
- Análisis de transitorios electromagnéticos de la línea de transmisión El Inga-San Rafael 500 kV del SNI mediante el simulador digital en tiempo real HYPERSIM.
- Participación en el Congreso Internacional Pes Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America (IEEE-PES T&D LA).

En el ámbito de la mejora continua, se modernizaron los sistemas tecnológicos, con lo que se busca mantener y mejorar los procesos internos, la satisfacción de sus clientes y las expectativas de las partes interesadas, entre estos se encuentran:

- Contratación del servicio de mantenimiento de concentradores de datos - PCU del SCADA/EMS.



- Adquisición de equipamiento de comunicaciones y redes de datos para la expansión del Sistema de Protección Sistémica (SPS) en centros de control.
- Planes de mantenimiento anual preventivo y correctivo de los sistemas eléctrico y de climatización del CENACE.
- Fortalecimiento de la supervisión y control del sistema nacional interconectado a través de la adquisición de dos consolas del sistema SCADA / EMS del CENACE.
- Implementación del Sistema de Notificación de Desconexiones Eléctricas “SINODE”.

Para difundir todos los trabajos de investigación y desarrollo, así como los diversos estudios especializados en sistemas eléctricos de potencia que se realizan en el CENACE, la institución propicia espacios de investigación, fomentando así el conocimiento científico en el país, permitiendo dar a conocer la investigación generada en las diferentes áreas, que para el año 2016 fueron once publicaciones en revistas indexadas, congresos nacionales e internaciones.

Además, como parte de la alineación al sector público se implementó la herramienta Gobierno por Resultados - GPR en el CENACE, la información como objetivos, estrategias, indicadores, proyectos y riesgos asociados, fue levantada, ingresada en el sistema y validada con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER, Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo - SENPLADES y Secretaría Nacional de la Administración Pública - SNAP. El CENACE alcanzó un Índice de Gestión Estratégica de 97,15 y ocupó en el sector “Electricidad y Energía Renovable” la segunda posición. Con esto se finalizó exitosamente el proyecto de despliegue GPR.

En lo relacionado al Modelo de Gestión, la institución dispone un Sistema de Gestión de Calidad certificado en la Norma ISO 9001, desde 2003; durante 2016 debido al cambio de naturaleza jurídica a institución pública, fue necesario realizar un nuevo proceso de certificado el cual se llevó a cabo satisfactoriamente. Así también, la implantación del Modelo de Excelencia Empresarial Malcolm Baldrige le ha permitido al CENACE la obtención de la Medalla de Oro a la Excelencia de la Calidad Total en 2007 y el PREMIO NACIONAL DE CALIDAD DE ECUADOR en 2014, estos dos reconocimientos otorgados por la Corporación Ecuatoriana de la Calidad Total.

Con este camino recorrido, el CENACE recibió la invitación para participar en el Premio Iberoamericano de la Calidad y Excelencia en la Gestión 2016; donde en el marco de la Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno, alcanzó la Mención Especial del Premio Iberoamericano de Calidad y Excelencia a la Gestión 2016, entre instituciones y empresas participantes de 22 países.

El Operador CENACE se compromete a seguir trabajando con excelencia para coordinar la operación integrada del sector eléctrico ecuatoriano y contribuir al desarrollo del país.

GABRIEL ARGÜELLO RÍOS
Director Ejecutivo



ALCANCE

El presente documento contiene la información más relevante sobre la gestión cumplida por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE durante 2016.

El informe anual se conforma de cinco capítulos:

- El primer capítulo se refiere a las características de la operación del Sistema Nacional Interconectado, SNI.
- El segundo capítulo describe lo relacionado a las transacciones comerciales.
- En la tercera sección constan los principales resultados de la operación.
- En el cuarto capítulo se incluye un resumen histórico de la información de la operación del SNI y de las transacciones comerciales desde 1990 hasta 2016.
- El quinto apartado se enfoca en las actividades relevantes del CENACE respecto a la gestión institucional.



EQUIPO DIRECTIVO

ING. GABRIEL ARGÜELLO RÍOS
Director Ejecutivo

ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE
Gerente Nacional de Planeamiento Operativo

ING. JOSÉ MEDINA ROMO
Gerente Nacional de Operaciones

ING. FABIÁN NOVOA ALBUJA
Gerente Nacional de Transacciones Comerciales

ING. GONZALO UQUILLAS VALLEJO
Gerente Nacional de Desarrollo Técnico

ING. LINDA CHIMBORAZO CARRILLO
Gerente Administrativa Financiera

ING. ANITA ÁLVAREZ ÁLVAREZ
Subgerente de Tecnologías de la Información y Comunicación

AB. DIANA VARGAS CAMPANA
Subgerente de Asesoría Jurídica

ING. MICHELLE NIETO GUAMÁN
Subgerente de Planificación y Gestión Estratégica



MISIÓN, VISIÓN Y VALORES INSTITUCIONALES.....	I
INFORMACIÓN GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO 2016.....	I
PRESENTACIÓN.....	II
ALCANCE.....	V
EQUIPO DIRECTIVO.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
GLOSARIO.....	VIII
MEDIDAS.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
1. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, SNI.....	1
1.1. DEMANDA.....	2
1.2. OFERTA.....	11
1.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OPERACIÓN.....	24
1.4. PRINCIPALES MANTENIMIENTOS Y CONDICIONES OPERATIVAS.....	26
1.5. FALLAS PRESENTADAS EN EL SNI.....	27
1.6. ÍNDICES DE SEGURIDAD, CALIDAD Y DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN.....	34
2. TRANSACCIONES COMERCIALES.....	37
2.1. MONTOS TOTALES.....	38
2.2. CONTRATOS.....	39
2.3. OTRAS TRANSACCIONES.....	44
2.4. PRECIOS MEDIOS.....	47
2.5. GENERACIÓN NO CONVENCIONAL.....	48
2.6. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD, TIE.....	49
2.7. TARIFAS, PRECIOS Y COSTOS.....	51
2.8. DEUDAS Y ACREENCIAS.....	53
2.9. BALANCE COMERCIAL.....	54
3. RESULTADOS 2016 DE LA OPERACIÓN DEL SNI.....	55
3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, SNI.....	56
3.2. ÍNDICES DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE LA OPERACIÓN.....	76
3.3. PRINCIPALES MANTENIMIENTOS Y CONDICIONES OPERATIVAS.....	78
4. RESULTADOS HISTÓRICOS 1990 – 2016.....	82
4.1. DEMANDA HISTÓRICA ANUAL DE ENERGÍA.....	84
4.2. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN.....	84
4.3. DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN.....	84
4.4. PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL DE ENERGÍA DEL SNI.....	85
4.5. PRODUCCIÓN NETA TOTAL DE ENERGÍA DEL SNI.....	86
4.6. CAUDALES AFLUENTES A LOS EMBALSES.....	86
4.7. CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	90
4.8. CARACTERÍSTICAS DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES.....	95
4.9. GENERACIÓN NO CONVENCIONAL.....	97
4.10. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD.....	97
5. RESULTADOS DE LA GESTIÓN INSTITUCIONAL DEL OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CENACE.....	101
5.1. GESTIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL.....	102
5.2. INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERACIONAL.....	119
5.3. REDUCIR LOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	123
5.4. INCREMENTAR LA EFICIENCIA ADMINISTRATIVA DE LAS TRANSACCIONES ENERGÉTICAS EN BLOQUE.....	123
5.5. ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA DEL CENACE.....	124
5.6. GESTIÓN INSTITUCIONAL.....	142
5.7. PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA.....	144
5.8. MODELO DE GESTIÓN CENACE.....	145
5.9. PARTICIPACIÓN CIUDADANA.....	146
5.10. SITUACIÓN DE LOS INGRESOS.....	147
5.11. SITUACION DE LOS GASTOS.....	147
5.12. SITUACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN.....	148
5.13. PROCESOS DE CONTRATACIÓN Y COMPRAS PÚBLICAS DE BIENES Y SERVICIOS.....	149

GLOSARIO

Access Points	AP
Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ARCONEL
Análisis de Presencia Institucional en el Territorio	APIT
Área de Control de Voltaje	ACV
Arquitectura Orientada a Servicios	SOA
Barras de Carga	PQ
Barras de Generación	PV
Centavos de dólar	ctvs. USD
Comisión de Integración Energética Regional	CIER
Comisión de Regulación de Energía y Gas	CREG
Comité Brasileño de la Comisión de Integración Energética Regional	BRACIER
Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional	COES
Compensador Estática de Voltaje	SVC
Comunidad Andina de Naciones	CAN
Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica	NERC
Control Automático de Generación	AGC
Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP	CNEL EP
Corporación Nacional de Telecomunicaciones	CNT
Despacho Hídrotérmico Estocástico con Restricciones de Red	SDDP
Dirección Ejecutiva	DEJ
Dispositivo Electrónicos Inteligentes	IEDs
Empresa Eléctrica	E.E.
Empresa Pública	EP
Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP	CELEC EP
Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento	EPMAPS
Energía No Servida	ENS
Energy Management System	EMS
Esquema de Alivio de Carga	EAC
Esquema de Separación de Áreas	ESA
Expertos en Mercados	XM
Gerencia Administrativa Financiera	GAF
Gerencia Nacional de Desarrollo Técnico	GDT
Gerencia Nacional de Operaciones	GOP
Gerencia Nacional de Planeamiento Operativo	GPL
Gerencia Nacional de Transacciones Comerciales	GTC
Global Reporting Initiative	GRI
Gobierno Por Resultados	GPR
Hardware in-the-loop	HIL
Institute of Electrical and Electronics Engineers	IEEE
Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública	LOTAIP
Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	LOSPEE
Línea de transmisión	L/T
Mecanismo para un Desarrollo Limpio	MDL
Mercado Eléctrico Ecuatoriano	MEE
Metros sobre el nivel del mar	msnm
Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos	MICSE
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	MEER
Ministerio de Finanzas	MINFIN
Ministerio Del Trabajo	MDT
Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales	OPTGEN



Modelo no-lineal para el cálculo de la energía firme de plantas hidroeléctricas	MONALISA
Módulo de planeamiento de corto plazo	NCP
Operador Nacional de Electricidad - CENACE	CENACE
Operational Decision Manager	ODM
Plan Anual de Contratación	PAC
Plan Operativo Anual	POA
Power and Energy Society	PES
Power Hardware in-the-loop	PHIL
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Secretaría Nacional de Administración Pública	SNAP
Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos	SNGR
Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo	SENPLADES
Sistema corporativo para la gestión de estudios energéticos	ePSR
Sistema de Administración de Mantenimiento	SAM
Sistema de Control de Acceso	ACS
Sistema de Gestión de la Calidad	SGC
Sistema de Gestión Documental	SGD
Sistema de Gestión Documental Quipux	SGDQ
Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista	SIMEM
Sistema de Manejo de Energía	SIMAE
Sistema de Medición Comercial	SIMEC
Sistema de Potencia	PSS
Sistema de Protección Local	SPL
Sistema de Protección Sistemica	SPS
Sistema Nacional de Transmisión	SNT
Sistema Nacional Interconectado	SNI
Sistemas de Monitoreo de Áreas Extendidas	WAMS
Software in-the-loop	SIL
Subestación	S/E
Subgerencia de Asesoría Jurídica	SAJ
Subgerencia de Planificación y Gestión Estratégica	SPE
Subgerencia de Tecnologías de la Información y Comunicación	STI
Supervisión, Control y Adquisición de Datos	SCADA
System Integrity Protection Schemes	SIPS
Transacciones Internacionales de Electricidad	TIE
Unidad de Planeamiento Minero Energético	UPME
Unidades de Medición Fasorial	PMUs
Wide, Area, Monitoring, Protection and Control	WAMPAC
World Energy Council	WEC

MEDIDAS

Autotransformador H	ATH
Autotransformador I	ATI
Autotransformador J	ATJ
Gigavatio - hora	GWh
Kilo Voltio – Amperio Reactivo Hora	kVARh
Kilovoltio	kV
Megavatio – hora	MWh
Megavatios	MW
Megavoltamperio	MVA
Megavoltamperio-reactivo	MVAR



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Demanda histórica anual de energía (GWh).....	2
Figura 1.2 Demanda mensual de energía (GWh).....	2
Figura 1.3 Participación de las Empresas Distribuidoras, Consumos Propios y exportaciones, en la demanda de energía (%).....	3
Figura 1.4 Número de Consumos Propios participantes en la demanda mensual.....	4
Figura 1.5 Pérdidas mensuales de energía en transmisión respecto a la generación neta total (%).....	4
Figura 1.6 Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW).....	5
Figura 1.7 Factor de carga del SNI (%).....	6
Figura 1.8 Estructura de generación en la hora de punta para el día de demanda máxima, período lluvioso (%).....	6
Figura 1.9 Estructura de generación durante todo el día de demanda máxima, período lluvioso (%).....	6
Figura 1.10 Despacho de generación para el día de demanda máxima, período lluvioso (MW).....	7
Figura 1.11 Estructura de generación en la hora de punta para el día de demanda máxima, período de estiaje (%) ..	7
Figura 1.12 Estructura de generación durante todo el día de demanda máxima, período de estiaje (%)	8
Figura 1.13 Despacho de generación para el día de demanda máxima, período de estiaje (MW)	8
Figura 1.14 Despacho por tipo de generación para el día de demanda máxima del año (MW)	9
Figura 1.15 Estructura de generación en la hora de demanda mínima del año (%).....	9
Figura 1.16 Estructura de generación durante todo el día de demanda mínima del año (%).....	10
Figura 1.17 Despacho de generación para el día de demanda mínima del año (MW).....	10
Figura 1.18 Exportaciones de energía (GWh).....	11
Figura 1.19 Producción bruta total de energía en el SNI (GWh).....	12
Figura 1.20 Estructura de la generación bruta (%)	12
Figura 1.21 Producción neta total de energía en el SNI (GWh).....	13
Figura 1.22 Producción neta total del SNI por tipo de generación (GWh).....	14
Figura 1.23 Composición de la producción total de energía neta (%)	14
Figura 1.24 Participación de las empresas en la producción de energía (%)	15
Figura 1.25 Producción hidroeléctrica neta (GWh)	16
Figura 1.26 Participación de las empresas en la producción hidroeléctrica (%)	17
Figura 1.27 Producción termoeléctrica neta (GWh)	18
Figura 1.28 Participación de las empresas en la producción termoeléctrica (%)	18
Figura 1.29 Caudales medios afluentes a los embalses del SNI (m ³ /s)	19
Figura 1.30 Consumo total de combustibles líquidos (%)	21
Figura 1.31 Consumo de Fuel Oil más residuo (Millones de galones)	21
Figura 1.32 Consumo de Diesel (Millones de galones).....	21
Figura 1.33 Consumo de Gas Natural (Millones de pies ³)	22
Figura 1.34 Importaciones respecto al total de producción de energía bruta (%).....	22
Figura 1.35 Importación de energía medida en las barras del exportador (GWh)	23
Figura 1.36 Importaciones respecto al total de producción de energía neta (%)	23
Figura 1.37 Importación de energía medida en barras de Ecuador (GWh)	24
Figura 1.38 Demanda de energía prevista y real en bornes de generación (GWh).....	25
Figura 1.39 Demanda máxima de potencia prevista y real en bornes de generación (MW)	25
Figura 1.40 Indisponibilidad del parque generador (MW)	26
Figura 1.41 Ejecución de mantenimientos	26



Figura 1.42 Energía No Suministrada por Empresas de Distribución (GWh)	27
Figura 1.43 Fallas por elementos	27
Figura 1.44 Número total de fallas y Energía No Suministrada en el SNI (MWh)	28
Figura 1.45 Energía No Suministrada por fallas en el SNI (MWh)	28
Figura 1.46 Demanda desconectada (MW) y Energía No Suministrada (MWh) por fallas relevantes.....	29
Figura 1.47 Carga máxima desconectada (MW)	34
Figura 1.48 Energía No Suministrada (MWh)	34
Figura 1.49 Cumplimiento de los criterios NERC (%)	35
Figura 1.50 Máxima variación de voltaje a nivel de 230 kV (%).....	36
Figura 1.51 Máxima variación de voltaje a nivel de 500 kV (%).....	36
Figura 2.1 Transacciones comerciales mensuales totales (Millones USD)	38
Figura 2.2 Composición porcentual de las transacciones (%)	38
Figura 2.3 Monto total de transacciones mensuales en GWh y en millones USD.....	39
Figura 2.4 Participación energética por tipo de contratos (%)	44
Figura 2.5 Participación en la liquidación por tipo de contratos (%).....	44
Figura 2.6 Montos mensuales por otras transacciones (Millones USD y GWh)	45
Figura 2.7 Precios medios mensuales totales (ctvs.USD/kWh)	47
Figura 2.8 Costos horario promedio de corto plazo de la energía en la barra de referencia (ctvs.USD/kWh)	47
Figura 2.9 Montos mensuales por generación no convencional (Millones USD).....	48
Figura 2.10 Ingresos por exportación de energía (Millones USD)	50
Figura 2.11 Egresos por importación de energía (Millones USD).....	50
Figura 2.12 Balance comercial (Millones de USD).....	54
Figura 3.1 Participación de los Consumos Propios en la demanda de energía (GWh).....	60
Figura 3.2 Monótona de costos variables de producción (ctvs.USD/kWh)	71
Figura 3.3 Frecuencia de fallas por empresa.....	76
Figura 3.4 Frecuencia de fallas CELEC	76
Figura 3.5 Frecuencia de fallas por central	77
Figura 3.6 Frecuencia de fallas en la Empresa de Transmisión	77
Figura 3.7 Fallas en el SNT.....	78
Figura 3.8 Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocio de generación	78
Figura 3.9 Frecuencia de mantenimientos por Empresas de Generación.....	79
Figura 3.10 CELEC EP Unidad de Negocio Termoesmeraldas	79
Figura 3.11 CELEC EP Unidad de Negocio Electroguayas	79
Figura 3.12 Frecuencia de Mantenimientos por Empresa y Elementos de Transmisión	80
Figura 3.13 Mantenimientos en el SNT.....	80
Figura 3.14 Frecuencia de mantenimientos por Empresa de Distribución.....	81
Figura 3.15 Frecuencia de mantenimientos por cada unidad de negocio de la CNEL EP.....	81
Figura 4.1 Demanda de energía (GWh)	84
Figura 4.2 Pérdidas de transmisión (%).....	84
Figura 4.3 Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW)	85
Figura 4.4 Producción bruta de energía (GWh)	85
Figura 4.5 Producción neta de energía (GWh)	86
Figura 4.6 Caudales Máximos (m ³ /s).....	88
Figura 4.7 Caudales Mínimos (m ³ /s)	89
Figura 4.8 Caudales Promedios (m ³ /s).....	89



Figura 4.9 Consumo de Fuel Oil más Residuo.....	94
Figura 4.10 Consumo de Diesel.....	94
Figura 4.11 Consumo de Nafta.....	94
Figura 4.12 Gas Natural.....	95
Figura 4.13 Transacciones de energía y económicas en contratos (GWh y Millones USD).....	95
Figura 4.14 Costos marginales mensuales promedio (ctvs.USD/kWh).....	96
Figura 4.15 Transacciones de energía y económicas por generación no convencional (GWh) (Millones USD).....	97
Figura 4.16 Importación de energía (GWh).....	98
Figura 4.17 Egresos y rentas de congestión por importación de energía (Millones USD).....	98
Figura 4.18 Exportación de energía (GWh).....	99
Figura 4.19 Ingresos y rentas de congestión por exportación de energía (Millones USD).....	99
Figura 5.1 Capacitación y socialización de la herramienta SAMWEB a la ARCONEL, el MEER y CELEC.....	106
Figura 5.2 Zonas eléctricas y el aplicativo desarrollado.....	107
Figura 5.3 Control automático de generación Central Coca Codo Sinclair.....	109
Figura 5.4 Despliegue de supervisión de EPL.....	110
Figura 5.5 Desarrollo de estrategias adicionales SPS.....	111
Figura 5.6 Equipamiento del Laboratorio de Simulación Digital en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	114
Figura 5.7 Incorporación del modelo reducido de la central Marcel Laniado de Wind en el Simulador Digital de Tiempo Real del CENACE.....	115
Figura 5.8 Subsistema Maestro Incorporado en el Simulador Digital de Tiempo Real del CENACE.....	116
Figura 5.9 Comparación de las oscilaciones en el sistema con y sin la presencia de PSSs en la Marcel Laniado.....	116
Figura 5.10 Representación del CENACE en reunión latinoamericana de usuarios.....	120
Figura 5.11 Modelación de nuevas instalaciones sistema SCADA.....	122
Figura 5.12 Arquitectura de la solución del sistema de notificación de desconexiones eléctricas "SINODE".....	133
Figura 5.13 Arquitectura de la plataforma de TI del CENACE.....	135
Figura 5.14 Arquitectura de la plataforma Lotus del CENACE.....	137
Figura 5.15 Arquitectura de la plataforma de videoconferencias VIDYO del CENACE.....	140
Figura 5.16 Arquitectura de Comunicaciones del CENACE.....	141
Figura 5.17 Arquitectura de la plataforma de Telefonía del CENACE.....	142
Figura 5.18 Mención Especial del Premio Iberoamericano de Calidad y Excelencia a la Gestión 2016.....	146
Figura 5.19 Situación de los ingresos Ene-Dic 2016.....	147
Figura 5.20 Presupuesto ejecutado por grupo de gastos Ene-dic 2016.....	148
Figura 5.21 Modificaciones al presupuesto Ene-Dic 2016.....	149



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Factores de carga del SNI.....	5
Tabla 1.2 Producción bruta total de energía en el SNI (GWh).....	11
Tabla 1.3 Producción neta total de energía en el SNI (GWh).....	13
Tabla 1.4 Producción neta total de energía del SNI entre el 2015 y el 2016.....	13
Tabla 1.5 Producción hidroeléctrica neta (GWh)	16
Tabla 1.6 Producción termoeléctrica neta (GWh)	17
Tabla 1.7 Caudales medios afluentes a los embalses del SNI (m ³ /s)	19
Tabla 1.8 Vertimientos de embalses (hm ³).....	20
Tabla 1.9 Cotas al final de cada mes (msnm)	20
Tabla 1.10 Desviaciones entre la demanda prevista y real de energía y potencia (%).....	24
Tabla 1.11 Potencia indisponible de generación mensual para demanda máxima (MW).....	25
Tabla 1.12 Fallas relevantes 2016	29
Tabla 1.13 Detalle de las fallas relevantes 2016	30
Tabla 1.14 Comités de Análisis de Falla.....	32
Tabla 1.15 Cumplimiento de los criterios NERC (%).....	35
Tabla 2.1 Pagos por energía comprada en Contratos Regulados (Millones UDS).....	39
Tabla 2.2 Ingresos por energía vendida en Contratos Regulados (Millones USD).....	40
Tabla 2.3 Energía comprada mediante Contratos Regulados (GWh).....	41
Tabla 2.4 Energía vendida mediante Contratos Regulados (GWh)	42
Tabla 2.5 Transacciones con el Perú (GWh, Millones USD y ctvs.USD)	43
Tabla 2.6 Energía por tipo de Contratos Regulados (GWh)	43
Tabla 2.7 Liquidación de Contratos Regulados (Millones USD).....	44
Tabla 2.8 Distribución energética de otras transacciones (GWh).....	45
Tabla 2.9 Distribución de la liquidación de otras transacciones (Millones USD).....	46
Tabla 2.10 Pagos por generación no convencional, IVA de combustibles, TIE, tarifa fija, pérdidas, reactivos y reconciliaciones (Millones USD).....	46
Tabla 2.11 Precios medios para la generación no convencional (ctvs.USD/kWh).....	48
Tabla 2.12 Energía transada en las TIE (GWh)	49
Tabla 2.13 Precios medios mensuales TIE (ctvs.USD/kWh).....	51
Tabla 2.14 Rentas de congestión por importación de electricidad (Millones USD).....	51
Tabla 2.15 Precios promedios ponderados de combustibles (USD/galón y USD/1000 pies ³)	52
Tabla 2.16 Costo de arranque y parada de unidades turbovapor (USD).....	52
Tabla 2.17 Costos variables de la producción de reactivos en los compensadores sincrónicos (ctvs.USD/kVARh).....	53
Tabla 2.18 Detalle de la deuda por Distribuidora período enero – diciembre 2016 (Millones USD)	53
Tabla 2.19 Estado de cuenta por prelações, periodo enero - diciembre 2016 (Millones USD).....	54
Tabla 3.1 Demanda de energía (GWh) de las Empresas Distribuidoras, Consumos Propios y exportaciones.....	56

Tabla 3.2 Demanda de energía (GWh) de los Consumos Propios	56
Tabla 3.3 Producción hidroeléctrica neta por unidad de generación (GWh).....	61
Tabla 3.4 Producción termoeléctrica neta por unidad de generación (GWh).....	62
Tabla 3.5 Rendimiento de las unidades termoeléctricas	65
Tabla 3.6 Costos promedio variables de producción (ctvs.USD/kWh)	68
Tabla 3.7 Consumo anual de combustibles.....	72
Tabla 4.1 Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW)	84
Tabla 4.2 Caudal afluente al embalse Amaluzza período 1999 – 2010 (m ³ /s)	86
Tabla 4.3 Caudal afluente al embalse Mazar para el período 2010 – 2016 (m ³ /s).....	87
Tabla 4.4 Caudal afluente al embalse Agoyán para el período 1999 – 2016 (m ³ /s)	87
Tabla 4.5 Caudal afluente al embalse Pisayambo período 1999 – 2016 (m ³ /s)	87
Tabla 4.6 Caudal afluente al embalse Daule – Peripa período 2003 – 2016 (m ³ /s).....	88
Tabla 4.7 Caudal afluente al embalse Coca Codo Sinclair período 2016 (m ³ /s)	88
Tabla 4.8 Consumo de combustibles	90
Tabla 4.9 Costos horario promedio de corto plazo de la energía (ctvs.USD/kWh).....	96
Tabla 4.10 Importación de energía (GWh)	97
Tabla 4.11 Exportación de energía (GWh).....	98
Tabla 4.12 Precios anuales de combustibles (USD/galón y USD/1000pies ³)	100
Tabla 5.1 Áreas de Control de Voltaje del SNI.....	113
Tabla 5.2 Publicaciones 2016	118
Tabla 5.3 Alertas disponibles en el sistema SINODE	132
Tabla 5.4 Licenciamiento plataforma Lotus renovado	137
Tabla 5.5 Normativa interna 2016.....	143
Tabla 5.6 Objetivos operativos del CENACE	144
Tabla 5.7 Ingresos por fuente de financiamiento	147
Tabla 5.8 Presupuesto ejecutado	147
Tabla 5.9 Ejecución de programas presupuestarios	148
Tabla 5.10 Principales modificaciones de incremento al presupuesto institucional	149
Tabla 5.11 Procesos de contratación y compras públicas de bienes y servicios.....	149





CAPÍTULO 1

CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, SNI

INFORME
A N U A L 2 0 1 6

1. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, SNI

1.1. DEMANDA

1.1.1. DEMANDA DE ENERGÍA

Durante 2016, la demanda de energía de las empresas eléctricas de distribución y comercialización, en subestaciones de entrega y consumos propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú fue de 22 331,03 GWh; lo cual representa un incremento de 1,81% con relación a 2015 (Figura 1.1). En la Figura 4.1 del capítulo cuarto se presenta la demanda de energía para el período 1990 – 2016.

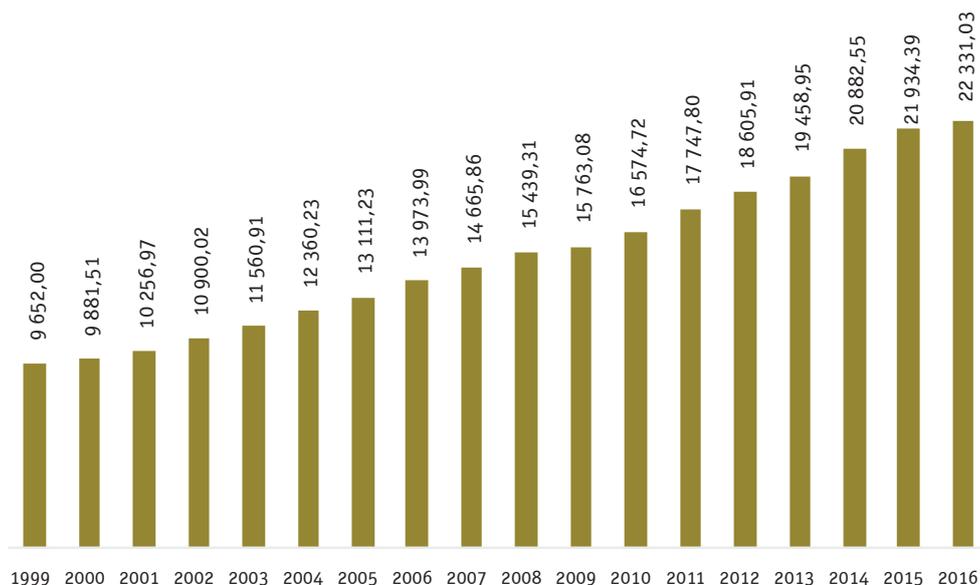


Figura 1.1 Demanda histórica anual de energía (GWh)

La variabilidad de la demanda mensual de energía para 2016 se puede observar en la Figura 1.2, con su pico más bajo en febrero y más elevado en marzo.



Figura 1.2 Demanda mensual de energía (GWh)



A continuación, en la Figura 1.3 se expone la distribución porcentual de la demanda de energía: el 18,53% le corresponde a la Empresa Eléctrica Quito -E.E.Q.; el 61,73% a las once empresas de distribución que forman parte de la Corporación Nacional de Electricidad - CNEL EP³; el 16,03% lo comparten las siete empresas distribuidoras restantes; y el 3,71% incluye a los consumos propios más las exportaciones a Colombia y Perú. Para mayor detalle ver la Tabla 3.1, Tabla 3.2, Tabla 3.3 del tercer capítulo.

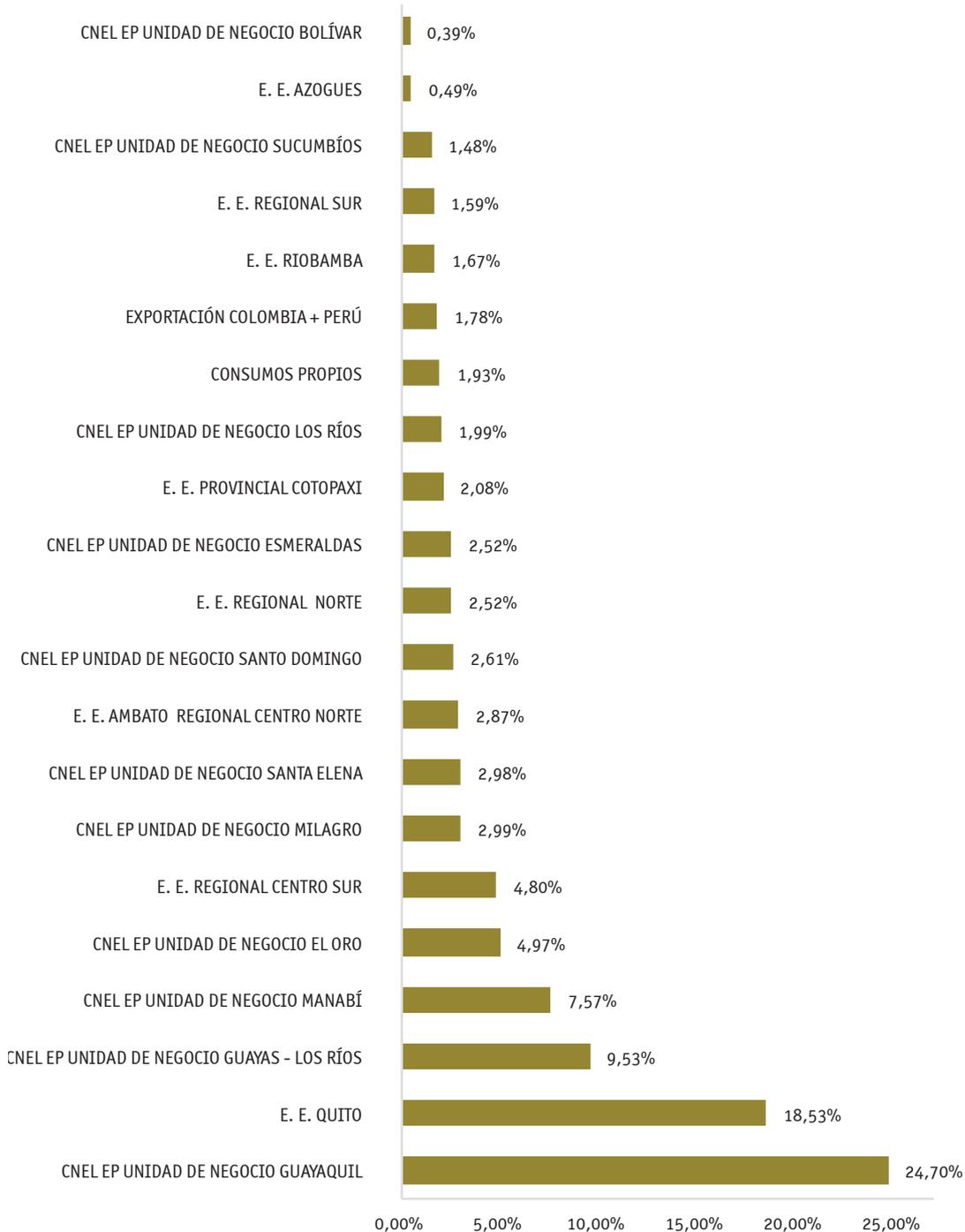


Figura 1.3 Participación de las Empresas Distribuidoras, Consumos Propios y exportaciones, en la demanda de energía (%)

3 Las empresas que integran la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, son: Unidad de Negocio Bolívar, Esmeraldas, Manabí, Milagro, El Oro, Santa Elena, Santo Domingo, Guayas - Los Ríos, Sucumbíos, Los Ríos y Guayaquil.

El número de consumos propios participantes en la demanda mensual varió entre 164 y 170 en 2016, esta fluctuación se muestra en la Figura 1.4.

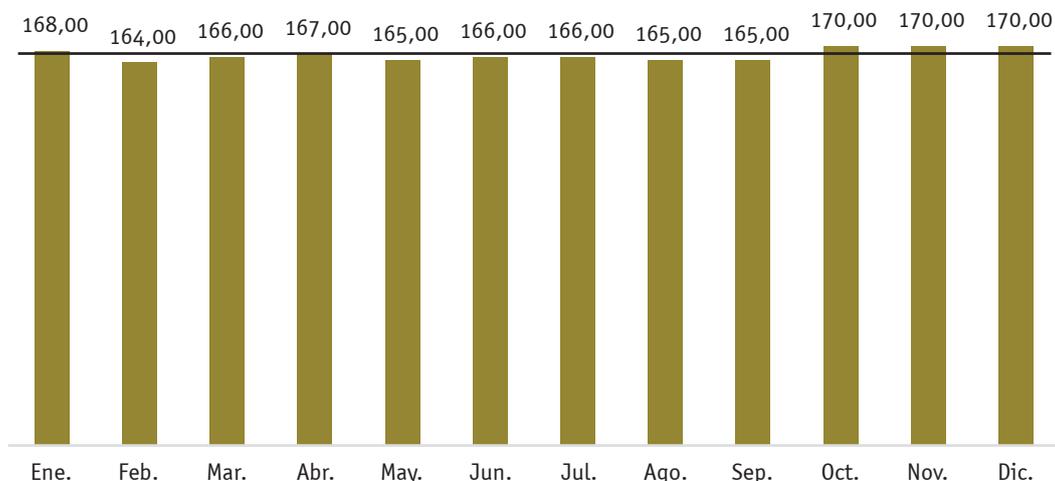


Figura 1.4 Número de Consumos Propios participantes en la demanda mensual

Las pérdidas mensuales de energía en el Sistema Nacional de Transmisión, SNT durante 2016, respecto a la generación neta total fueron en promedio del 2,96%, presentando un incremento del 6,10% en relación a 2015 (Figura 1.5).



Figura 1.5 Pérdidas mensuales de energía en transmisión respecto a la generación neta total (%)

La Figura 4.2 del capítulo cuarto muestra la evolución de las pérdidas para el SNT.

1.1.2. DEMANDA DE POTENCIA

Con base en la información del Sistema de Manejo de Energía, SIMAE, la demanda máxima de potencia del país en bornes de generación alcanzó los 3 654,22 MW y se registró el miércoles 23 de marzo a las 19:30, con un descenso del 0,06% con relación a la demanda máxima presentada el año anterior.

La demanda máxima de potencia en bornes de generación consta en la Figura 1.6.



Figura 1.6 Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW)

La evolución mensual y anual de la demanda máxima de potencia en bornes de generación para el período 1999 – 2016 se presenta en la Tabla 4.1 del capítulo cuarto.

El factor de carga para el 2016 registró un valor de 72,58%, calculado en base a una demanda máxima en bornes de generación de 3 654,22 MW y una producción de energía bruta de 23 298,07 GWh para el período de un año (8 760 horas).

Como se observa en la Tabla 1.1, el factor de carga mensual en el SNI calculado en base a la demanda máxima de potencia y producción de energía bruta respectiva varió entre el 71,91% y el 78,80%.

Tabla 1.1 Factores de carga del SNI⁴

MES	POTENCIA MÁXIMA (MW)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA BRUTA (GWh)	FACTOR DE CARGA
Ene.	3 593,11	1 965,28	73,52%
Feb.	3 638,11	1 868,33	73,79%
Mar.	3 654,22	2 142,27	78,80%
Abr.	3 583,04	1 889,37	73,24%
May.	3 586,75	2 059,51	77,18%
Jun.	3 624,79	1 941,15	74,38%
Jul.	3 450,38	1 898,14	73,94%
Ago.	3 450,27	1 922,85	74,91%
Sep.	3 490,36	1 869,47	74,39%
Oct.	3 457,48	1 897,58	73,77%
Nov.	3 572,86	1 849,80	71,91%
Dic.	3 624,67	1 994,31	73,95%
ANUAL	3 654,22	23 298,07	72,58%

⁴ Producción de energía bruta. Incluye la energía importada.

En la Figura 1.7 se indica la variación del factor de carga para cada mes de 2016.

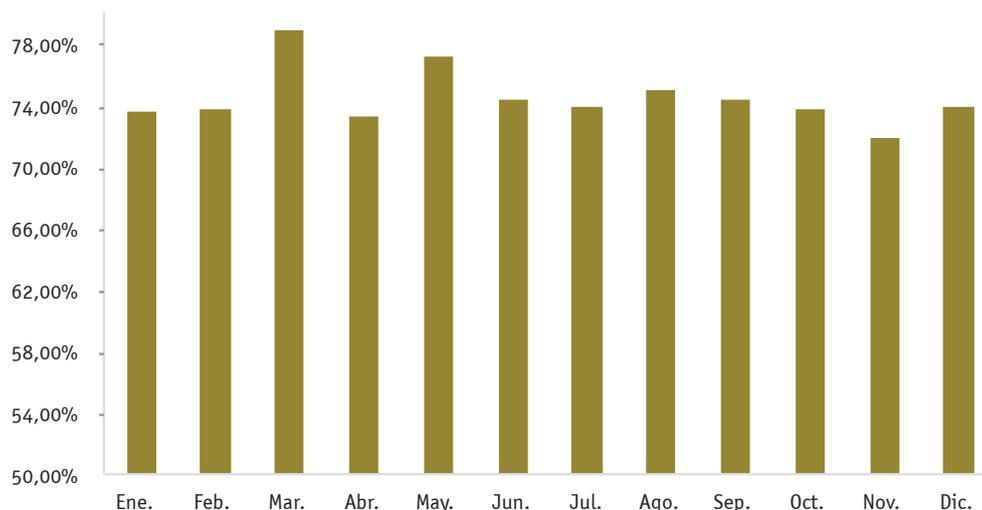


Figura 1.7 Factor de carga del SNI (%)

La estructura de generación en la hora de punta para el día de demanda máxima de potencia del período lluvioso (3 624,80 MW), martes 07 de junio de 2016, se muestra en la Figura 1.8.

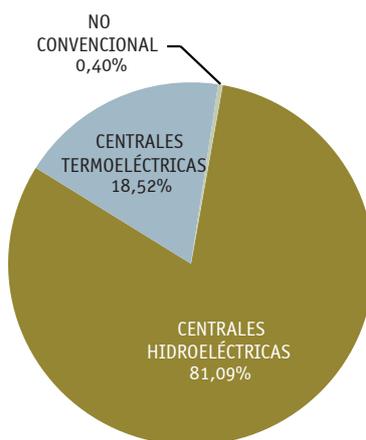


Figura 1.8 Estructura de generación en la hora de punta para el día de demanda máxima, período lluvioso (%)

Durante el mismo día, en cuanto a la estructura de generación se refiere, el 81,36% corresponde a energía hidroeléctrica, el 17,97% a energía termoeléctrica y el 0,67% a energía no convencional (Figura 1.9).

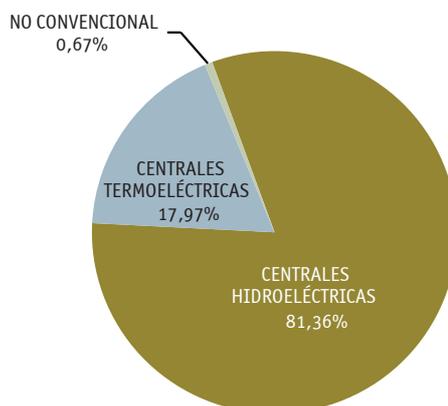


Figura 1.9 Estructura de generación durante todo el día de demanda máxima, período lluvioso (%)



En la Figura 1.10 se observa el despacho de generación correspondiente a ese día.

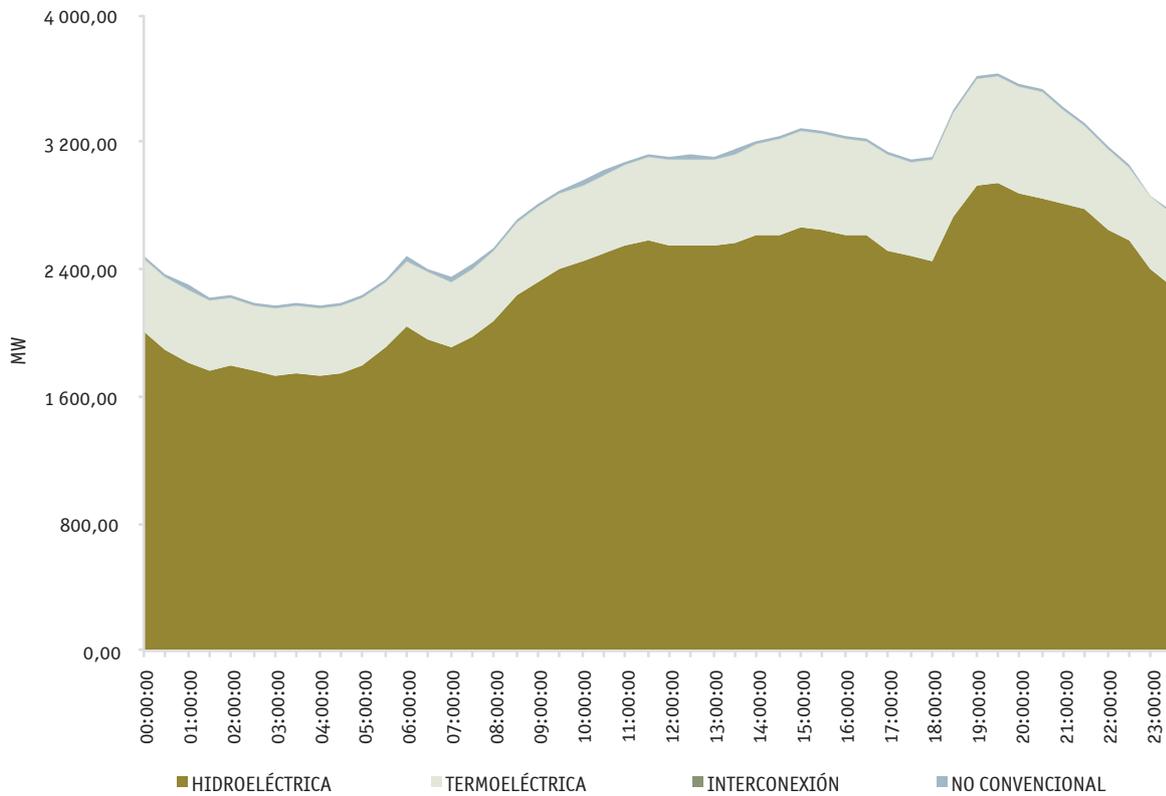


Figura 1.10 Despacho de generación para el día de demanda máxima, período lluvioso (MW)

La estructura de generación en la hora de punta para el día de demanda máxima de potencia del período de estiaje con 3 654,20 MW, que resultó el miércoles 23 de marzo, se muestra en la Figura 1.11.

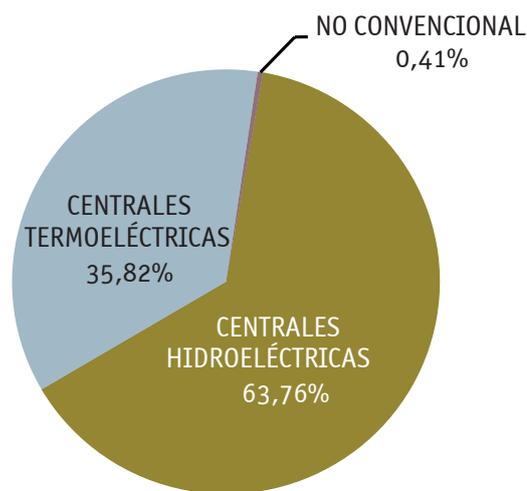


Figura 1.11 Estructura de generación en la hora de punta para el día de demanda máxima, período de estiaje (%)

Durante el mismo día, en cuanto a la estructura de generación se refiere: el 65,53% corresponde a energía hidroeléctrica, el 34,10% a energía termoeléctrica, el 0,03% a energía importada y el 0,34% a energía no convencional (Figura 1.12).

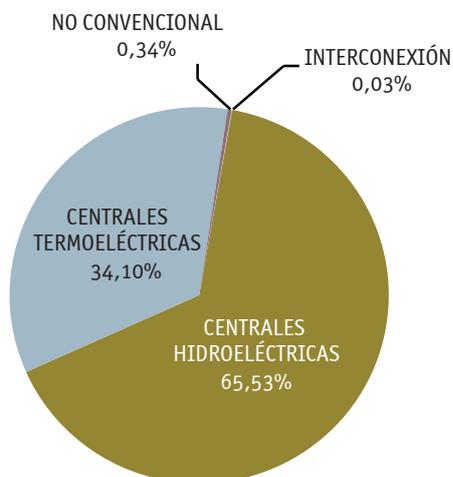


Figura 1.12 Estructura de generación durante todo el día de demanda máxima, período de estiaje (%)

En la Figura 1.13 se observa el despacho de generación correspondiente a ese día.

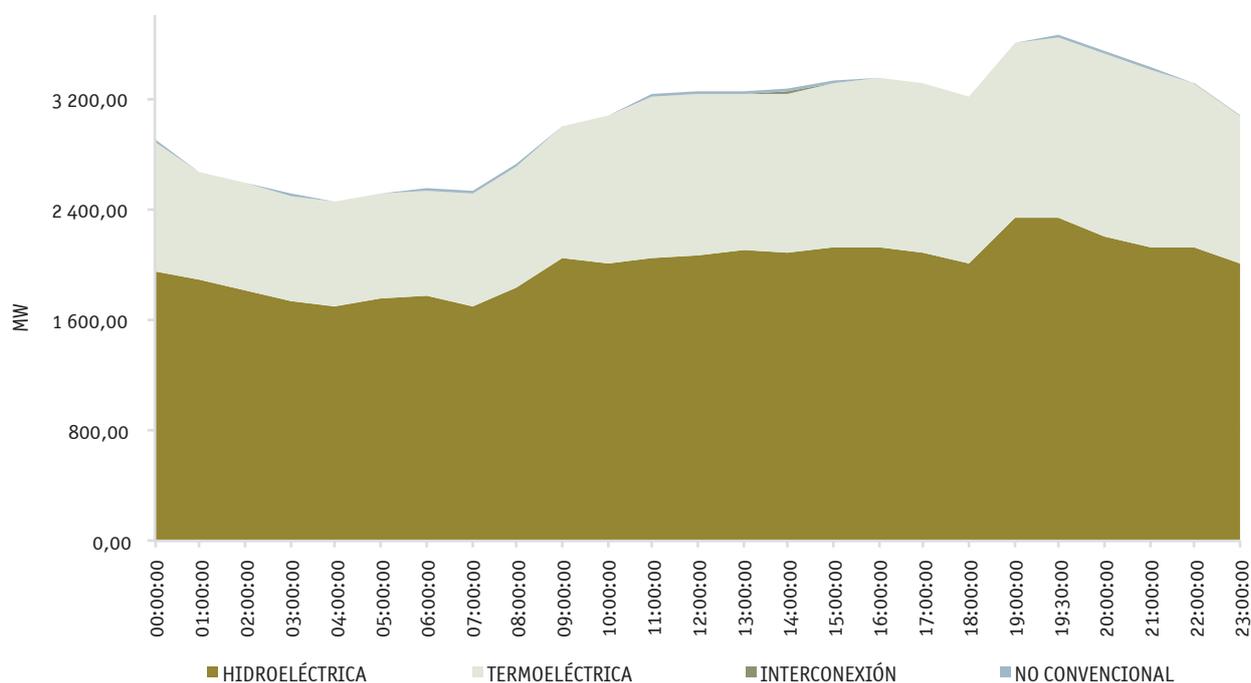


Figura 1.13 Despacho de generación para el día de demanda máxima, período de estiaje (MW)

A continuación, en la Figura 1.14 se ilustra el despacho por tipo de generación para el día de demanda máxima de 2016, que ocurrió el 23 de marzo.

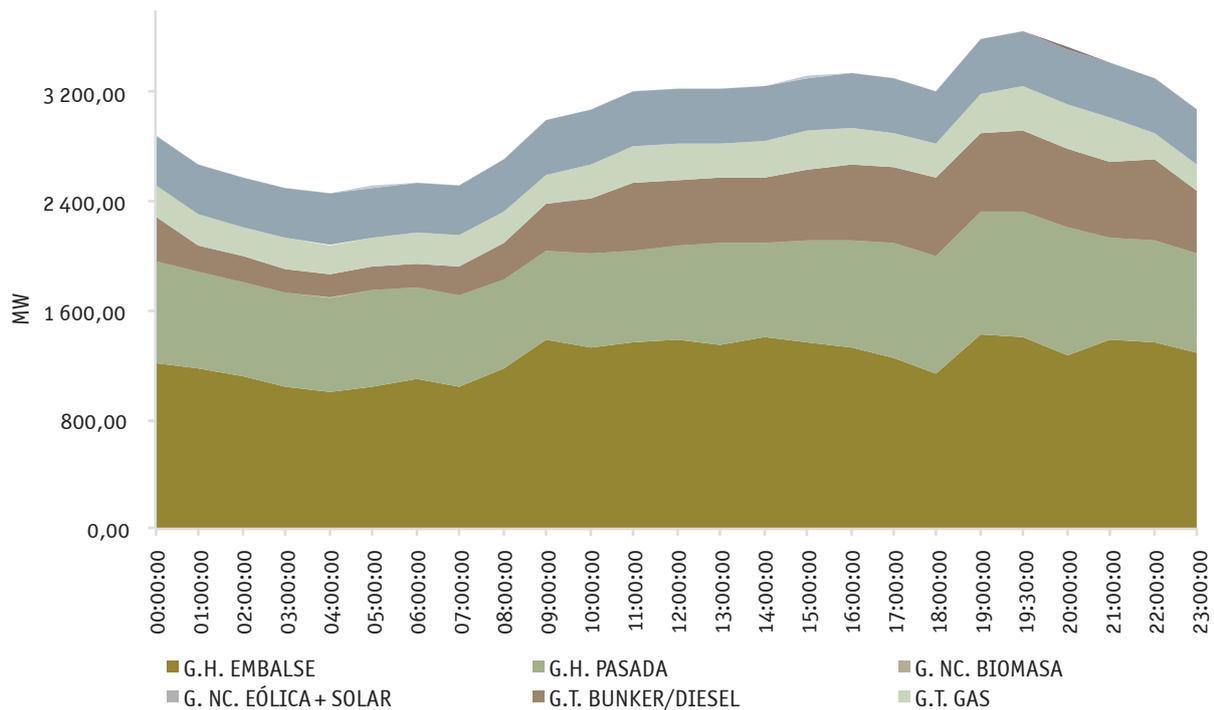


Figura 1.14 Despacho por tipo de generación para el día de demanda máxima del año (MW)

El día de demanda mínima de potencia del año, con 2 212,55 MW se registró el domingo 14 de agosto a las 13:30; el 74,57% fue cubierto con centrales hidroeléctricas, el 22,14% con centrales termoeléctricas y el 3,29% con no convencional (Figura 1.15).

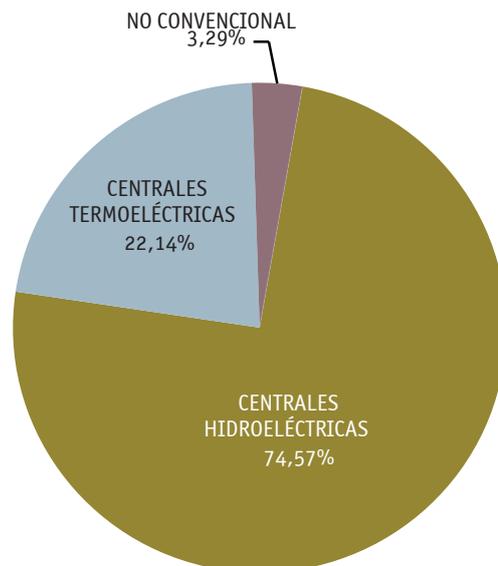


Figura 1.15 Estructura de generación en la hora de demanda mínima del año (%)



Durante el mismo día, en cuanto a la estructura de generación se refiere, el 73,03% corresponde a energía hidroeléctrica, el 23,29% a energía termoeléctrica, el 0,10% a energía importada y el 3,58% a energía no convencional (Figura 1.16).

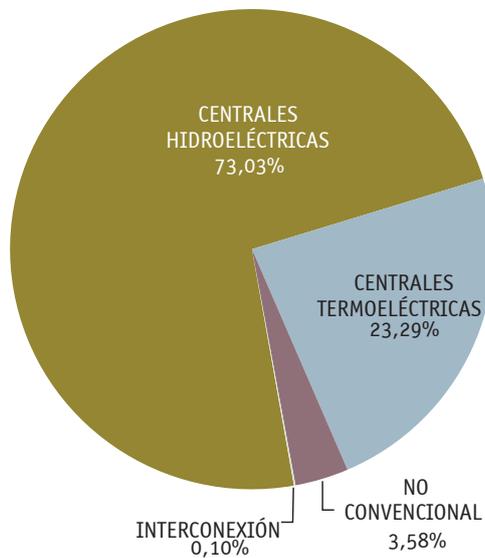


Figura 1.16 Estructura de generación durante todo el día de demanda mínima del año (%)

La Figura 1.17 se observa el despacho por tipo de generación para el citado día de demanda mínima del año.

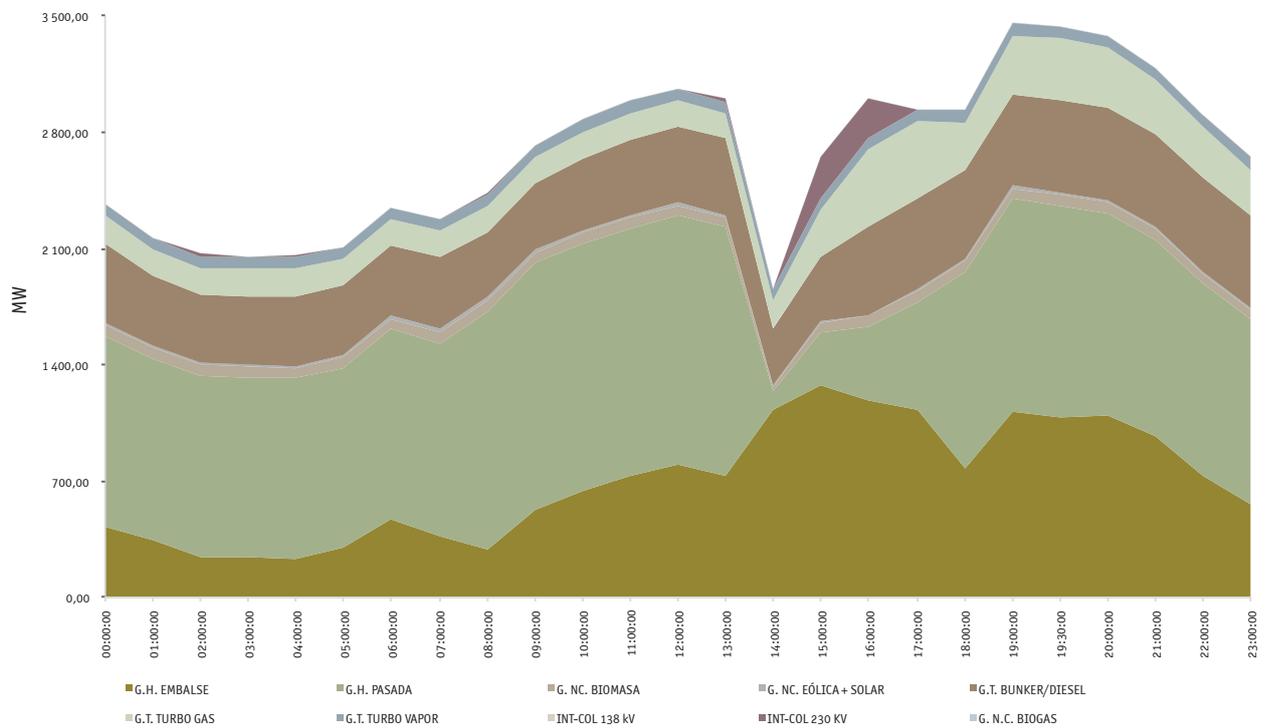


Figura 1.17 Despacho de generación para el día de demanda mínima del año (MW)

1.1.3 EXPORTACIONES

En 2016 se exportaron 398,32 GWh a través de las interconexiones con Colombia y contratos con Perú. El mes con mayor exportación de energía fue marzo con 142,09 GWh. En la Figura 1.18 se muestra la energía exportada para cada mes del año.

Las exportaciones de energía representan el 1,78% respecto a la totalidad de la demanda de energía en este año.

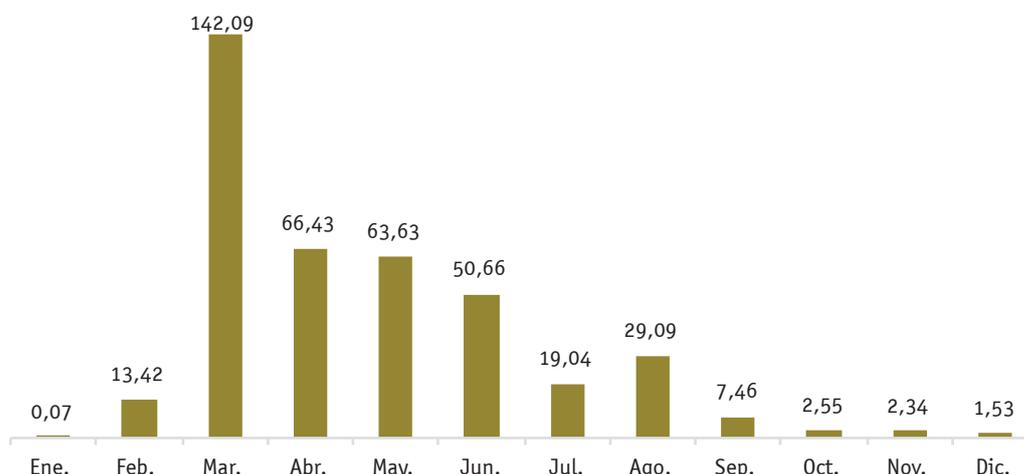


Figura 1.18 Exportaciones de energía (GWh)

1.2. OFERTA

1.2.1. PRODUCCIÓN BRUTA

La producción bruta total de energía en 2016 fue de 23 298,07 GWh, distribuida de la siguiente manera: 15 015,34 GWh generación hidroeléctrica; 7 143,20 GWh generación termoeléctrica; 1 057,73 GWh generación no convencional; 43,92 GWh importación desde Colombia medida en la S/E Jamondino; y, 37,88 GWh importación desde Perú, medida en la S/E Zorritos, (Información proporcionada por el Comité de Operación Económica del Sistema, COES de Perú). El detalle consta en la Tabla 1.2 y en la Figura 1.19.

Tabla 1.2 Producción bruta total de energía en el SNI (GWh)

MES	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	GENERACIÓN NO CONVENCIONAL	IMPORTACIÓN COLOMBIA*	IMPORTACIÓN PERÚ**	TOTAL
Ene.	804,69	1 052,93	81,72	10,91	15,02	1 965,28
Feb.	869,59	876,71	83,36	18,79	19,89	1 868,33
Mar.	1 229,21	820,13	89,91	0,05	2,97	2 142,27
Abr.	1 270,43	545,81	72,13	1,00	0,00	1 889,37
May.	1 541,13	444,22	73,33	0,82	0,00	2 059,51
Jun.	1 447,11	419,35	74,36	0,33	0,00	1 941,15
Jul.	1 464,35	341,30	92,37	0,12	0,00	1 898,14
Ago.	1 453,66	375,66	90,30	3,23	0,00	1 922,85
Sep.	1 392,85	378,10	92,87	5,65	0,00	1 869,47
Oct.	1 290,32	512,68	92,55	2,04	0,00	1 897,58
Nov.	1 133,18	615,98	99,82	0,82	0,00	1 849,80
Dic.	1 118,80	760,34	115,01	0,15	0,00	1 994,31
ANUAL	15 015,34	7 143,20	1 057,73	43,92	37,88	23 298,07

* Medido en Jamondino.

** Medido en Zorritos. (Información proporcionada por COES Perú)



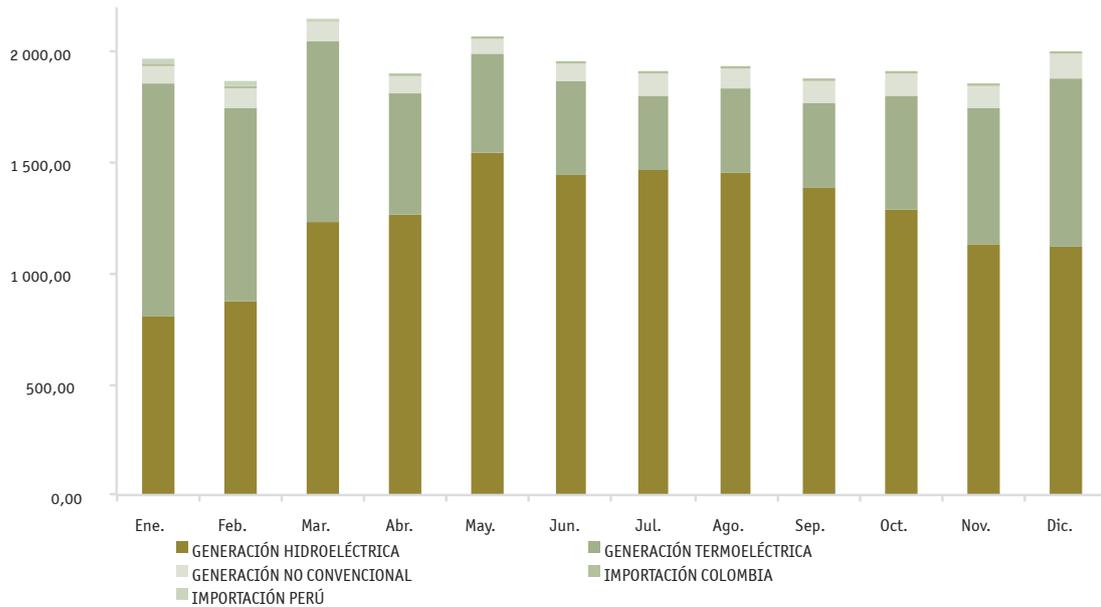


Figura 1.19 Producción bruta total de energía en el SNI (GWh)

En la Figura 1.20 se observa la estructura de la generación bruta en el año.

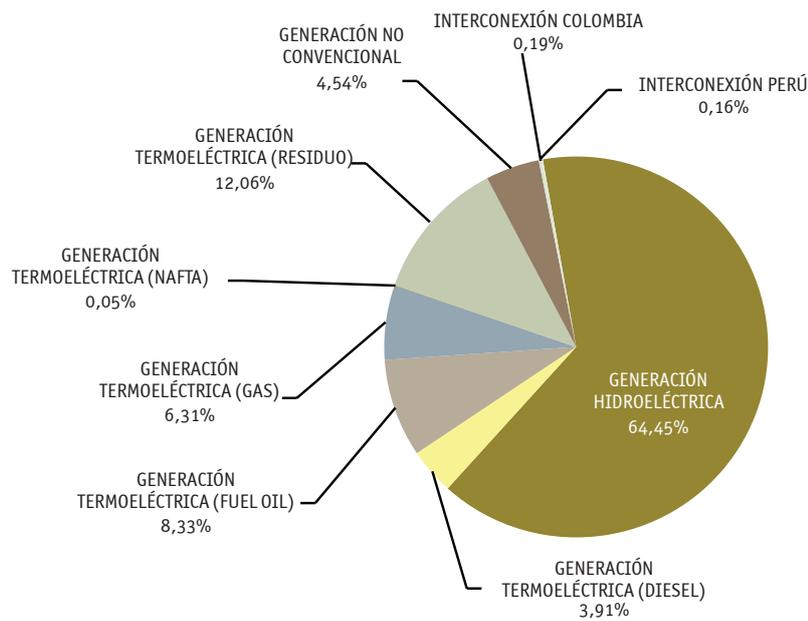


Figura 1.20 Estructura de la generación bruta (%)

La producción bruta desde el año 1999 al 2016 consta en la Figura 4.4 del capítulo cuarto.

1.2.2. PRODUCCIÓN NETA

En 2016, la producción neta total de energía fue de 22 963,44 GWh, distribuida de la siguiente manera: 14 937,59 GWh generación hidroeléctrica; 6 886,86 GWh generación termoeléctrica; 1 057,73 GWh generación no convencional; 43,51 GWh importación desde Colombia medida en la S/E Pomasquí; y 37,75 GWh importación desde Perú, medida en la S/E Machala.

En marzo se presentó la mayor producción neta de energía con 2 103,55 GWh, y en noviembre con 1 819,26 GWh fue el mes con menor producción. El detalle consta en la Tabla 1.3 y en la Figura 1.21.

Tabla 1.3 Producción neta total de energía en el SNI (GWh)

MES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	794,27	860,42	1222,99	1267,63	1536,94	1444,36	1462,34	1446,77	1386,71	1284,17	1123,20	1107,78	14 937,59
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	1013,22	843,78	787,63	525,17	428,33	404,06	328,16	362,41	366,39	495,76	595,42	736,54	6 886,86
GENERACIÓN NO CONVENCIONAL	81,72	83,36	89,91	72,13	73,33	74,36	92,37	90,30	92,87	92,55	99,82	115,01	1 057,73
IMPORTACIÓN COLOMBIA*	10,82	18,58	0,05	0,96	0,82	0,32	0,12	3,21	5,61	2,02	0,83	0,16	43,51
IMPORTACIÓN PERÚ**	14,98	19,81	2,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,75
TOTAL	1 915,01	1 825,95	2 103,55	1 865,89	2 039,42	1 923,10	1 883,00	1 902,69	1 851,58	1 874,50	1 819,26	1 959,49	22 963,44

* Medido en Pomasqui.

** Medido en Machala.

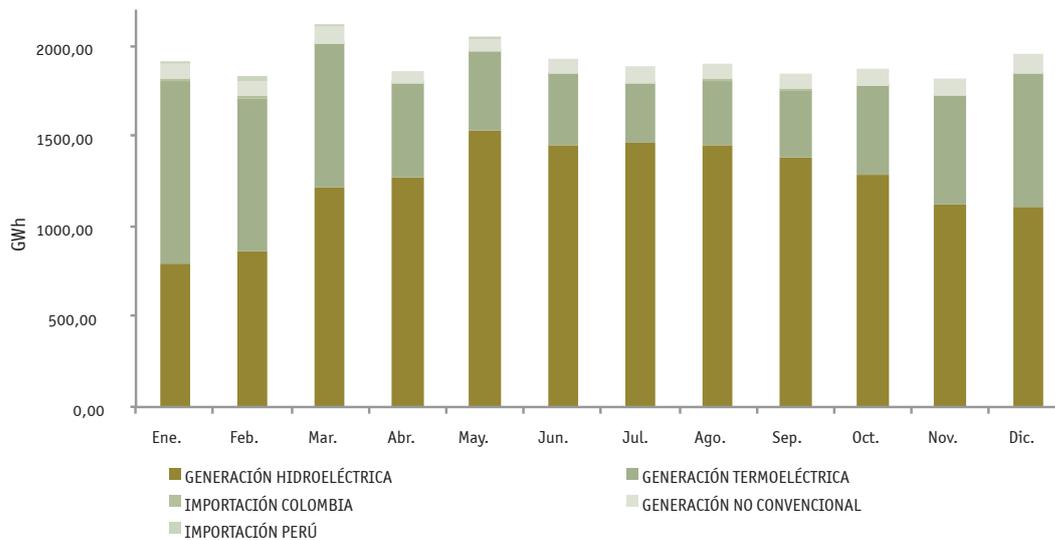


Figura 1.21 Producción neta total de energía en el SNI (GWh)

La oscilación de la producción neta total del SNI por tipo de generación y las importaciones de 2016, respecto al año anterior, se presentan en la Tabla 1.4 y en la Figura 1.22.

Tabla 1.4 Producción neta total de energía del SNI entre el 2015 y el 2016

MES	HIDROELÉCTRICA (GWh)		TERMOELÉCTRICA (GWh)		IMPORTACIONES (GWh)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Ene.	794,27	969,52	1013,22	760,68	25,80	83,21
Feb.	860,42	972,45	843,78	648,35	38,39	53,80
Mar.	1222,99	896,97	787,63	844,75	3,01	126,03
Abr.	1267,63	1 154,35	525,17	600,56	0,96	46,02
May.	1536,94	1 295,00	428,33	600,17	0,83	26,68
Jun.	1444,36	1 228,60	404,06	601,68	0,32	11,87
Jul.	1462,34	1 278,90	328,16	551,80	0,12	22,13
Ago.	1446,77	1 011,79	362,41	680,54	3,21	38,14
Sep.	1386,71	984,96	366,39	721,53	5,61	32,39
Oct.	1284,17	968,89	495,76	839,48	2,02	1,56
Nov.	1123,20	842,93	595,42	889,93	0,83	3,79
Dic.	1107,78	810,24	736,54	983,12	0,16	6,54
TOTAL	14 937,59	12 414,61	6 886,86	8 722,59	81,26	452,16

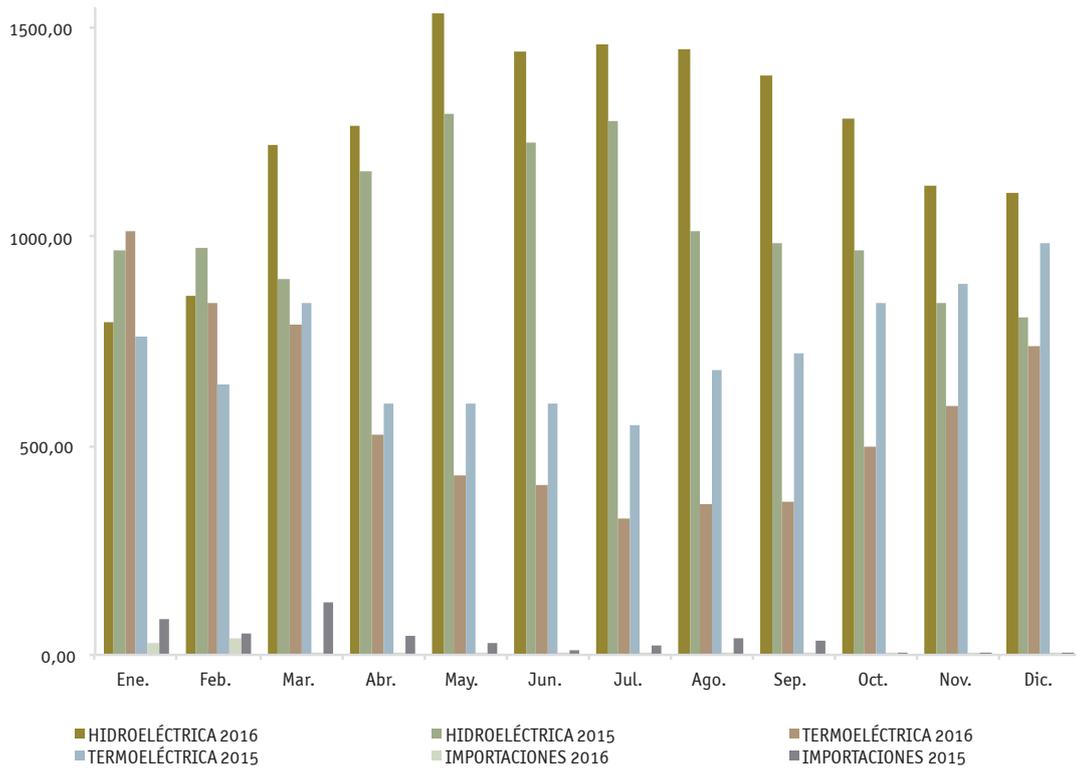


Figura 1.22 Producción neta total del SNI por tipo de generación (GWh)

La producción neta para los años 1999 al 2016 consta en la Figura 4.5 del capítulo cuarto.

En la Figura 1.23 se presenta el porcentaje de producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica e importada, respecto a la producción total de energía neta para el año. Se observa que el 65,05% de la producción corresponde a generación hidroeléctrica, el 29,99% a generación termoeléctrica, el 4,61% a generación no convencional, el 0,19% a la importación de Colombia y el 0,16% a la importación de Perú.

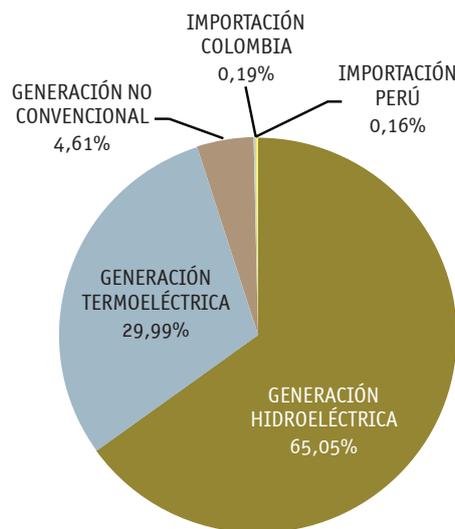


Figura 1.23 Composición de la producción total de energía neta (%)

La Figura 1.24 indica el porcentaje de producción de cada empresa de generación e importaciones, respecto a la producción total de energía neta en el año. El mayor porcentaje corresponde a la CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute, con el 29,84% de la totalidad.

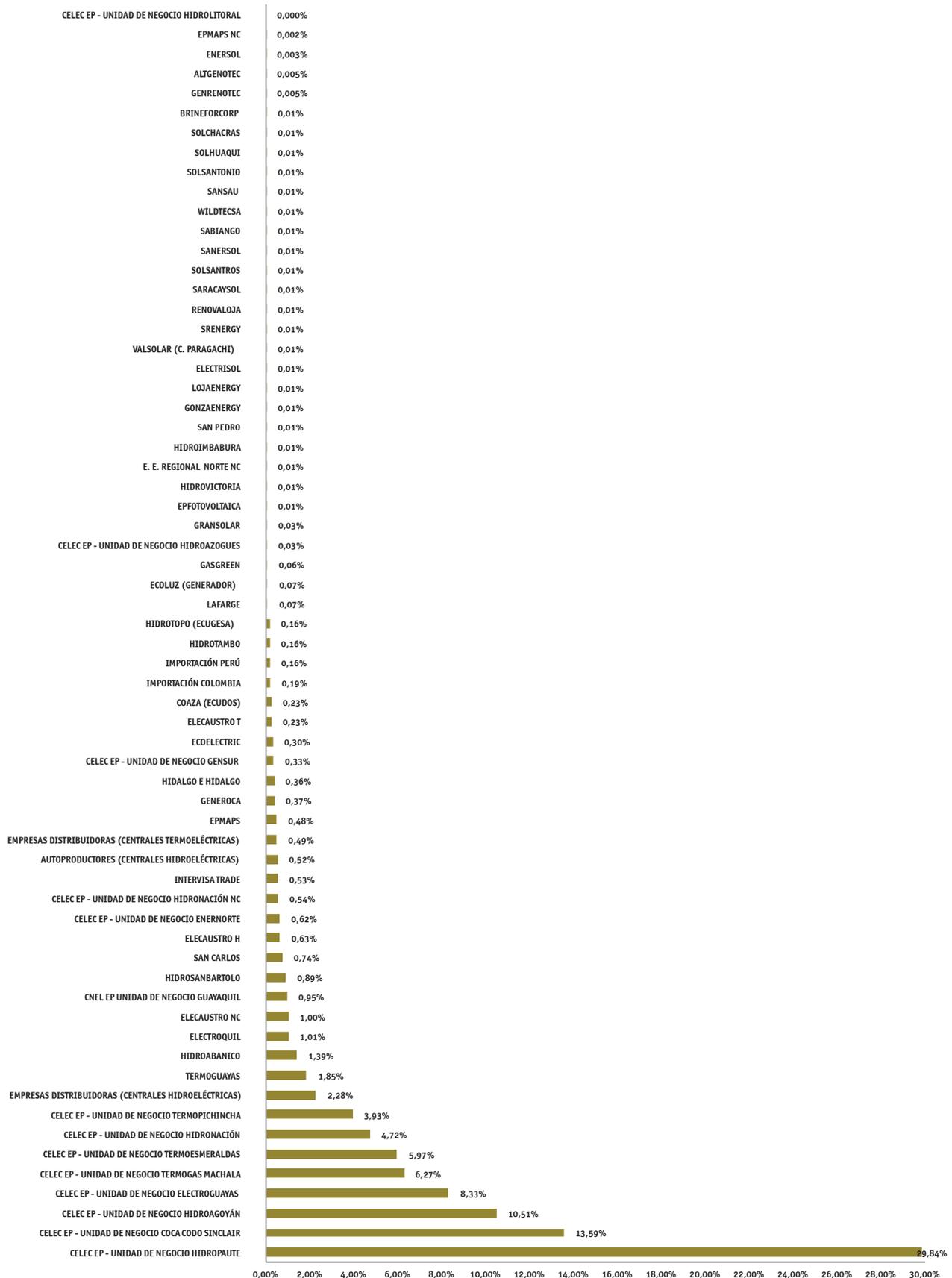


Figura 1.24 Participación de las empresas en la producción de energía (%)

1.2.3. PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA NETA

La producción hidroeléctrica neta fue 14 937,59 GWh, con un incremento del 20,32% en relación al año anterior. En la Tabla 1.5 y en la Figura 1.25 se presentan los valores mensuales de cada empresa de generación.

Tabla 1.5 Producción hidroeléctrica neta (GWh)

EMPRESA	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	JuL.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO HIDROPAUTE	395,07	454,14	655,92	715,39	717,65	539,44	707,82	795,76	688,11	472,62	372,81	336,88	6 851,61
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYÁN	146,01	177,11	278,22	250,85	246,10	258,12	218,46	193,51	189,37	171,83	146,82	137,34	2 413,73
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO HIDRONACIÓN	116,00	100,77	115,74	119,26	150,23	78,45	61,00	61,36	63,19	62,50	79,69	76,49	1 084,68
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAZOGUES	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	2,36	1,17	2,00	6,75
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO ENERNORTE	36,28	27,99	39,87	39,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	143,46
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR	0,00	0,00	0,00	0,00	277,08	432,66	350,37	301,38	356,10	478,95	448,99	475,03	3 120,56
HIDALGO E HIDALGO	9,58	9,74	9,87	8,70	10,32	9,73	7,59	5,27	4,12	3,46	2,31	2,89	83,57
EPMAPS	6,67	6,97	9,57	12,46	11,63	12,48	13,96	9,76	7,06	9,37	6,23	4,85	111,00
HIDROABANICO	27,09	25,77	26,37	26,68	27,73	26,48	27,62	23,95	26,81	27,52	25,88	27,82	319,70
ECOLUZ (GENERADOR)	1,14	1,03	1,39	1,51	1,38	1,40	1,57	1,48	1,31	1,42	1,14	1,28	16,05
AUTOPRODUCTORES (CENTRALES HIDROELÉCTRICAS)	13,75	13,62	15,34	11,16	14,97	13,91	11,06	7,62	6,18	4,85	3,58	3,62	119,67
ELECAUSTRO H	4,41	6,31	17,38	20,75	21,46	19,82	17,46	9,00	6,34	9,69	5,02	6,52	144,16
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (CENTRALES HIDROELÉCTRICAS)	38,27	36,97	52,75	61,55	58,40	51,88	45,43	37,69	37,47	39,60	29,56	33,06	522,65
TOTAL	794,27	860,42	1 222,99	1 267,63	1 536,94	1 444,36	1 462,34	1 446,77	1 386,71	1 284,17	1 123,20	1 107,78	14 937,59

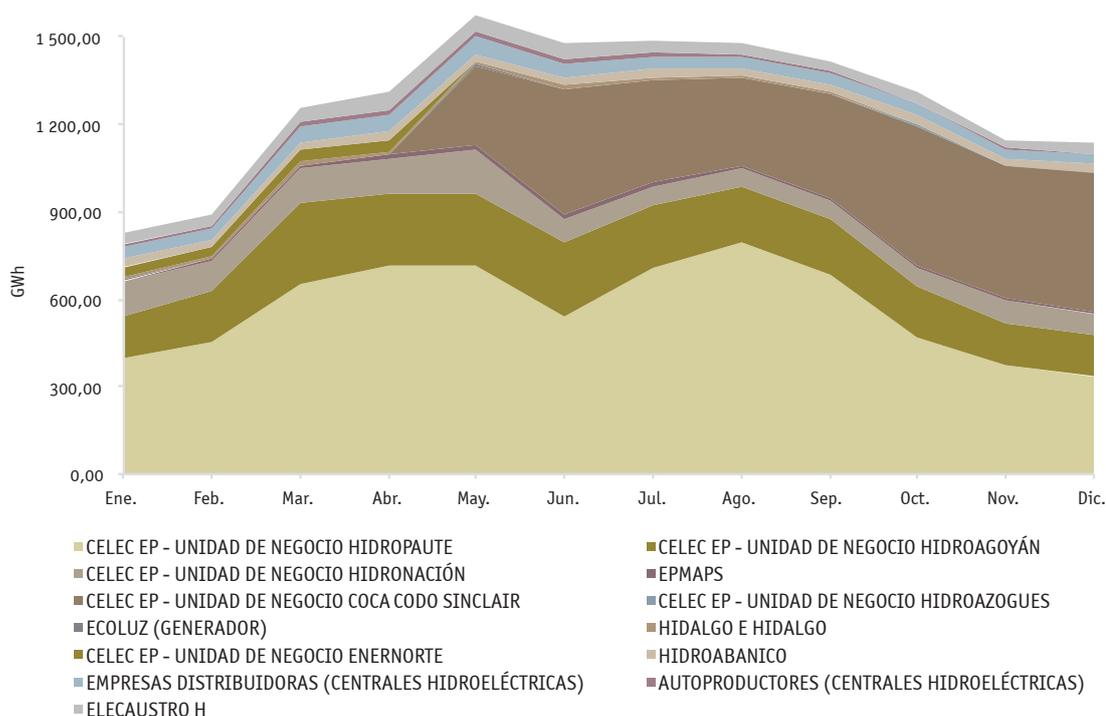


Figura 1.25 Producción hidroeléctrica neta (GWh)

La empresa con mayor producción hidroeléctrica fue CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute con 6 891,61 GWh, que corresponde al 45,87% del total de energía hidroeléctrica. La empresa con menor producción hidroeléctrica fue CELEC EP – Unidad de Negocio Hidroazoguez: generó 6,75 GWh, cifra que corresponde al 0,05% del total de energía hidroeléctrica. En el capítulo tercero, la Tabla 3.3 muestra la producción hidroeléctrica neta por unidad de generación durante 2016.

En la siguiente Figura 1.26 se ilustran los aportes de cada empresa generadora hidroeléctrica con relación a la producción hidroeléctrica anual.

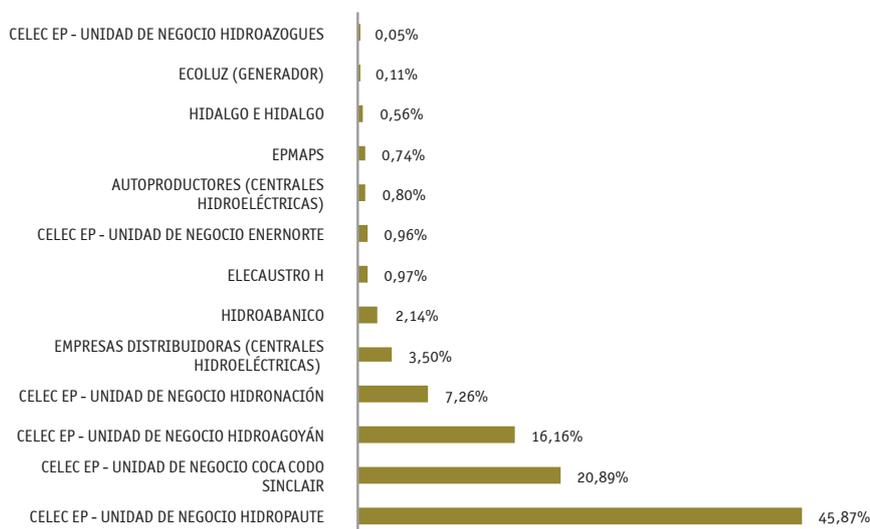


Figura 1.26 Participación de las empresas en la producción hidroeléctrica (%)

1.2.4. PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA NETA

La producción termoeléctrica neta alcanzó 6 886,86 GWh, inferior en un 21% a la producción termoeléctrica del año anterior. A continuación se indica el detalle en la Tabla 1.6 y la Figura 1.27.

Tabla 1.6 Producción termoeléctrica neta (GWh)

EMPRESA	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
ELECAUSTRO T	8,90	7,98	5,15	3,81	1,22	0,24	0,06	0,19	2,39	6,15	6,45	10,74	53,26
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	274,16	221,52	235,56	134,44	143,00	150,95	100,21	98,15	70,94	92,44	177,15	214,05	1 912,58
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO TERMOGAS MACHALA	95,03	130,50	141,50	132,04	132,73	117,61	115,83	114,90	112,03	115,43	111,07	120,66	1 439,33
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	131,20	101,67	90,98	68,35	35,76	25,52	20,26	40,72	59,62	87,05	106,26	135,37	902,75
CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	206,91	185,71	183,52	97,29	39,54	48,35	55,28	64,42	77,48	118,53	137,50	155,98	1 370,50
INTERVISA TRADE	39,26	40,82	23,61	12,47	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,01
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	57,09	25,41	15,59	15,80	15,36	6,27	0,00	0,38	1,55	4,09	32,98	43,15	217,66
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (CENTRALES TERMOELÉCTRICAS)	18,44	14,39	13,38	9,32	1,68	1,15	1,30	6,76	7,39	8,07	12,77	17,92	112,57
LAFARGE	2,20	1,85	1,91	1,56	2,24	0,99	0,96	1,19	1,06	0,77	0,91	1,22	16,85
ELECTROQUIL	91,49	42,42	18,85	9,13	11,06	16,68	6,51	9,70	6,17	18,84	0,00	0,00	230,85
TERMOGUAYAS	75,49	61,58	49,79	34,59	34,58	33,79	24,90	23,33	24,64	36,69	0,00	24,93	424,33
GENEROCA	13,06	9,94	7,77	6,37	6,32	2,53	2,85	2,66	3,13	7,69	10,32	12,52	85,17
TOTAL	1 013,22	843,78	787,63	525,17	428,33	404,06	328,16	362,41	366,39	495,76	595,42	736,54	6 886,86

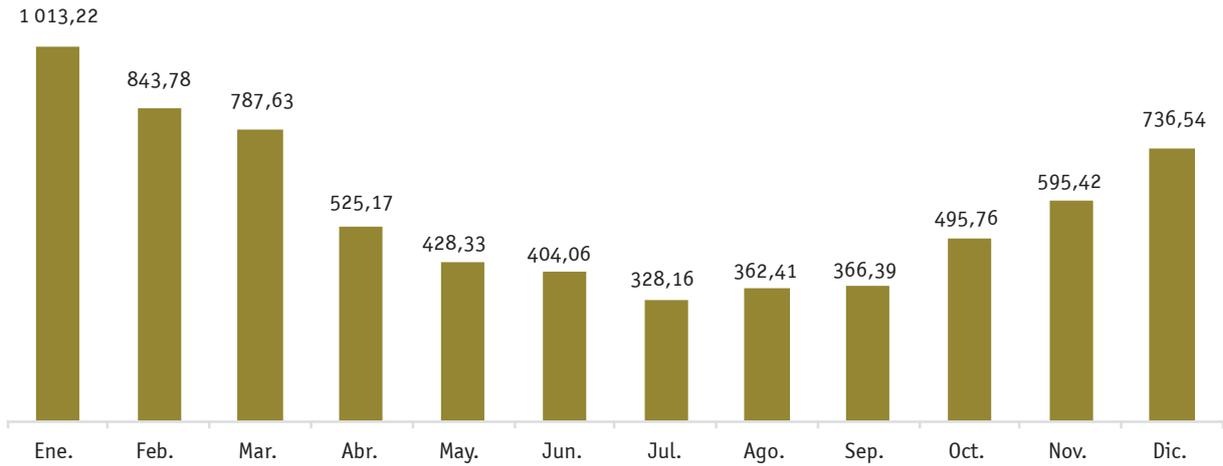


Figura 1.27 Producción termoeléctrica neta (GWh)

La empresa CELEC EP Unidad de Negocio Electroguayas contribuyó con la mayor parte de la producción termoeléctrica: 1 912,58 GWh (27,77% del total de la producción termoeléctrica neta). En el capítulo tercero, la Tabla 3.4 muestra la producción termoeléctrica neta por unidad de generación durante 2016.

Los aportes a la producción de cada empresa generadora termoeléctrica en el año se despliegan en la Figura 1.28.

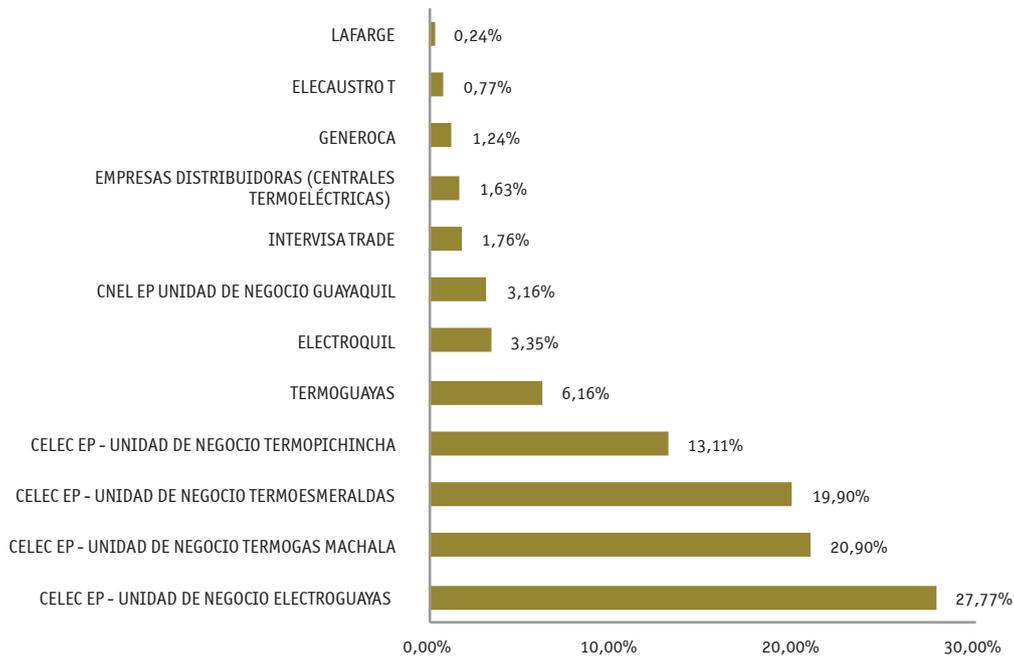


Figura 1.28 Participación de las empresas en la producción termoeléctrica (%)

1.2.5. HIDROLOGÍA

Los caudales medios afluentes a los embalses fueron los siguientes: 90,88 m³/s en Mazar (4,90% inferior al año anterior), 7,81 m³/s en Pisayambo (17,73% inferior al 2015), 136,40 m³/s en Agoyán (16,61% inferior al año anterior), 291,22 m³/s en Daule – Peripa (7,71% inferior al 2015), 43,38 m³/s en el Lateral Amaluza (15,63% inferior al año anterior), 135,15 m³/s en el Ingreso Amaluza (8,41% inferior al año anterior). Desde mayo de 2016 se registran valores en Coca Codo Sinclair que alcanzan los 431,11 m³/s. Referirse a la Tabla 1.7 y a la Figura 1.29.

Tabla 1.7 Caudales medios afluentes a los embalses del SNI (m³/s)

MES	MAZAR	LATERAL AMALUZA	INGRESO AMALUZA	PISAYAMBO	AGOYÁN	DAULE – PERIPA	COCA CODO
Ene.	26,80	20,30	75,70	2,50	57,16	742,70	
Feb.	66,50	34,50	100,20	8,10	131,80	616,00	
Mar.	110,33	54,37	134,87	9,99	156,03	678,11	
Abr.	137,65	62,04	173,09	10,83	212,87	662,91	
May.	132,67	49,05	180,42	10,05	158,26	437,10	697,90
Jun.	270,67	96,95	366,78	17,26	322,57	127,36	707,39
Jul.	113,26	61,96	174,66	12,05	173,65	76,22	560,61
Ago.	79,69	39,23	133,29	7,45	122,35	42,97	506,23
Sep.	50,50	34,60	101,75	7,27	107,20	41,16	394,34
Oct.	39,80	25,50	73,20	3,60	76,00	23,30	298,50
Nov.	27,85	21,47	56,90	2,27	58,97	27,14	148,04
Dic.	34,90	20,60	50,98	2,29	59,94	19,71	135,90
PROMEDIO	90,88	43,38	135,15	7,81	136,40	291,22	431,11

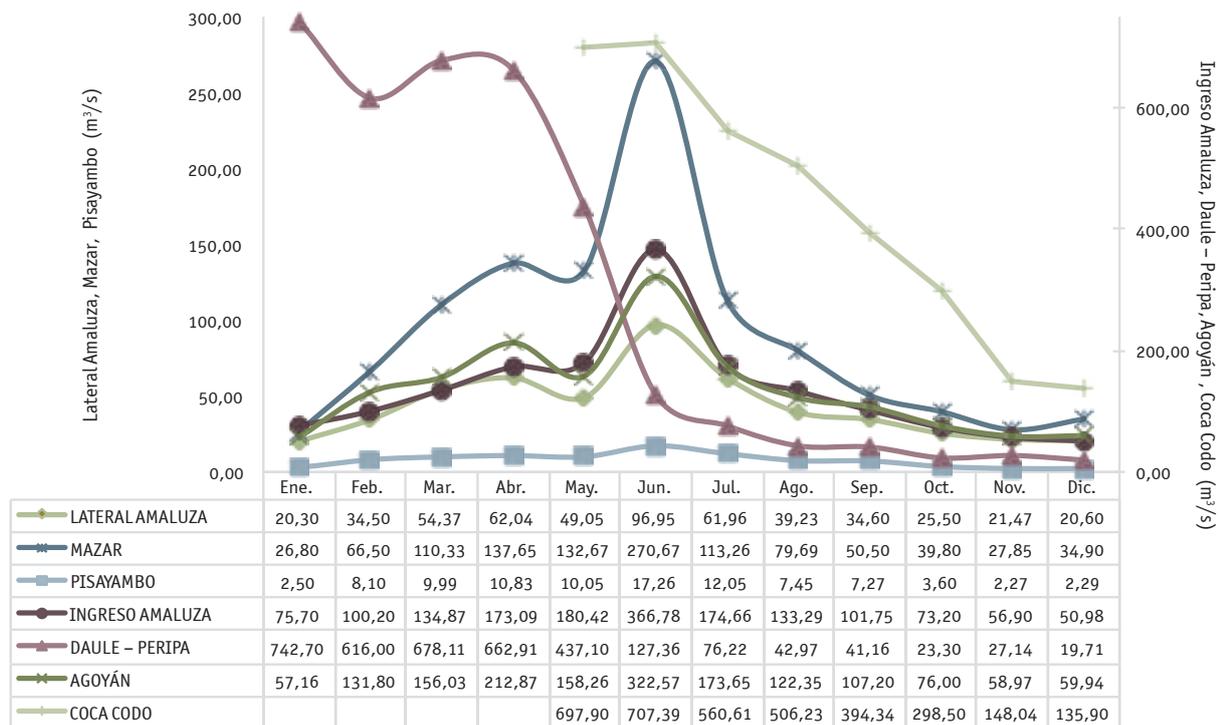


Figura 1.29 Caudales medios afluentes a los embalses del SNI (m³/s)

En la Tabla 4.2, Tabla 4.4 y Tabla 4.5 del capítulo cuarto se presentan los caudales medios afluentes a los embalses Amaluza, Aگویán y Pisayambo: en el caso de Amaluza, desde abril de 1999 hasta diciembre del 2010 y, en el caso de Aگویán y Pisayambo, desde abril de 1999 hasta diciembre del 2016 es medios afluentes de tales embalses durante los mismos períodos. En la Tabla 4.6 se presenta el caudal medio afluente al embalse Daule – Peripa desde enero del 2003 hasta diciembre del 2016 y en la Figura 4.6, Figura 4.7 y Figura 4.8 se muestra la tendencia de este mismo caudal. En la Tabla 4.3 se presenta la tendencia durante el 2010 – 2016 del caudal Mazar, el cual entró en operación en abril del 2010.

Los vertimientos registrados en Mazar totalizan 889,51 hm³, en Amaluza 1 053,76 hm³, en Daule – Peripa 869,90 hm³; mientras que en Pisayambo no se presentaron vertimientos (Tabla 1.8). En esta información se considera únicamente el volumen por los vertederos, el volumen evacuado por el desagüe de fondo no es considerado.

Tabla 1.8 Vertimientos de embalses (hm³)

MES	MAZAR	AMALUZA	PISAYAMBO	DAULE – PERIPA
Ene.	0,00	0,00	0,00	0,00
Feb.	0,00	0,00	0,00	0,00
Mar.	0,00	0,00	0,00	1,59
Abr.	43,40	36,66	0,00	0,04
May.	154,83	113,69	0,00	47,19
Jun.	560,01	684,73	0,00	0,00
Jul.	59,94	190,75	0,00	20,39
Ago.	71,36	27,92	0,00	2,05
Sep.	0,00	0,00	0,00	1,90
Oct.	0,00	0,00	0,00	0,00
Nov.	0,00	0,00	0,00	0,00
Dic.	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	889,54	1 053,75	0,00	73,16

En la Tabla 1.9 se indican las cotas de los embalses al final de cada mes.

Tabla 1.9 Cotas al final de cada mes (msnm)

MES	MAZAR	AMALUZA	PISAYAMBO	DAULE – PERIPA	COCA CODO
Ene.	2 132,89	1 980,73	3 555,00	76,20	
Feb.	2 132,88	1 982,53	3 553,54	77,75	
Mar.	2 144,56	1 981,73	3 551,40	81,58	
Abr.	2 153,19	1 990,87	3 552,99	84,68	
May.	2 153,47	1 990,60	3 555,85	84,57	1 229,20
Jun.	2 153,50	1 990,90	3 562,16	83,73	1 227,50
Jul.	2 153,94	1 990,97	3 564,53	82,78	1 222,60
Ago.	2 149,37	1 988,54	3 563,01	81,47	1 228,90
Sep.	2 143,73	1 984,95	3 562,59	79,93	1 226,60
Oct.	2 140,78	1 981,27	3 560,11	77,88	1 220,40
Nov.	2 137,80	1 980,28	3 555,92	74,99	1 225,30
Dic.	2 139,45	1 982,27	3 552,02	71,54	1 229,60

1.2.6. CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En la Figura 1.30 se observa el consumo global de combustibles líquidos en el año (diesel y fuel oil más residuo).

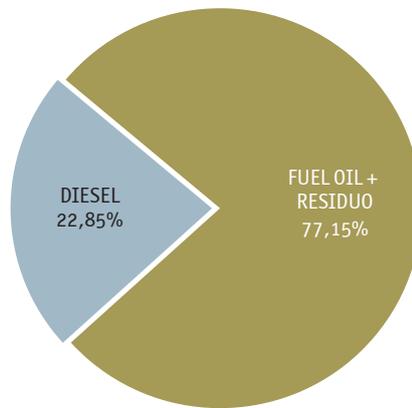


Figura 1.30 Consumo total de combustibles líquidos (%)

El consumo de combustibles para el año fue de: 299 228 637,31 galones de Fuel Oil más Residuo (Figura 1.31); 88 607 727,21 galones de Diesel (Figura 1.32); 16 147 498 560,00 pies³ de Gas Natural (Figura 1.33); además se consumió Nafta alrededor de 1 059 917,00 galones en la Centra Victoria II, el mes de febrero.

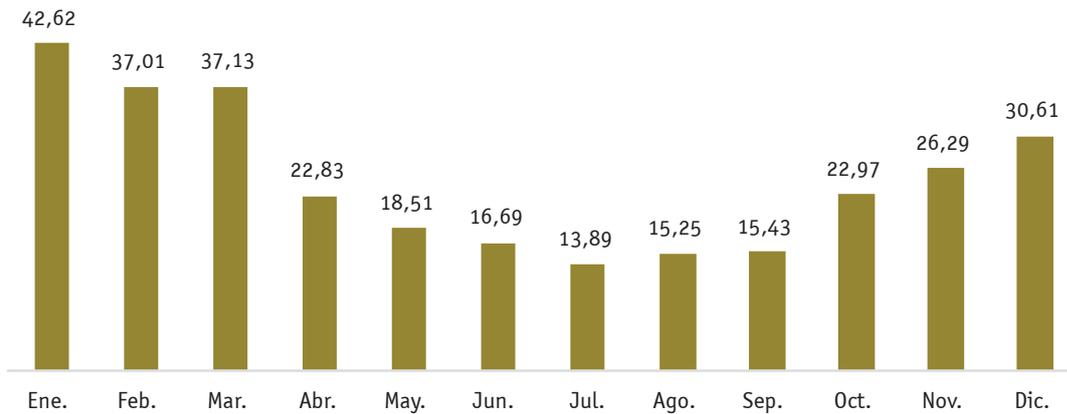


Figura 1.31 Consumo de Fuel Oil más residuo (Millones de galones)

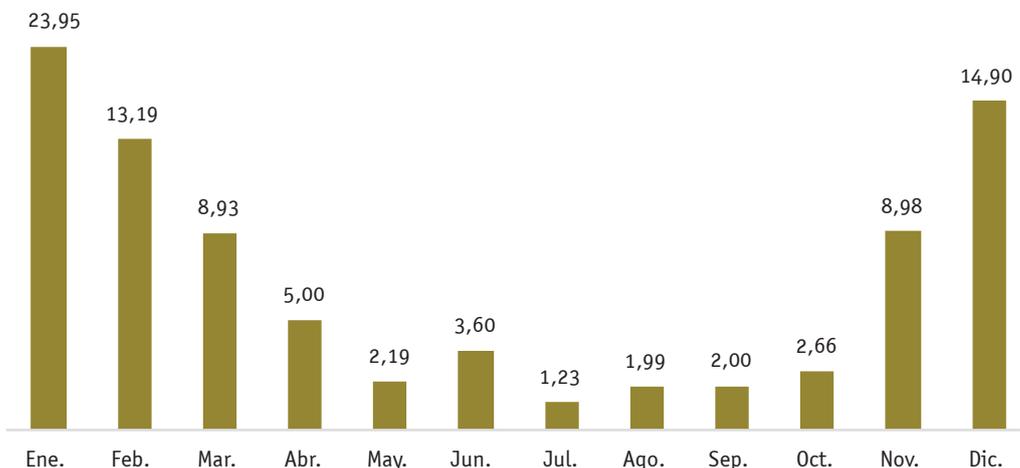


Figura 1.32 Consumo de Diesel (Millones de galones)

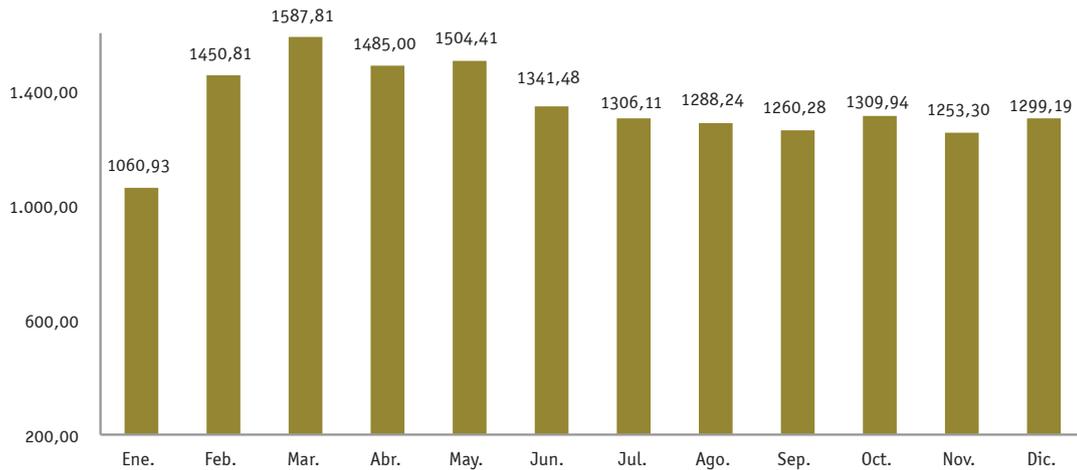


Figura 1.33 Consumo de Gas Natural (Millones de pies³)

En la Tabla 3.5 del capítulo tercero constan los rendimientos de las unidades termoelectricas declarados por los participantes del sector eléctrico para el mes de diciembre. La Tabla 3.7 presenta, con detalle, el consumo total de combustibles durante el año.

En la Tabla 4.7, Figura 4.9, Figura 4.10, Figura 4.11 y Figura 4.12 del capítulo cuarto se detalla el consumo de combustibles para el período 1999 – 2016.

1.2.7. IMPORTACIONES

En 2016, la energía importada a través de la interconexión internacional con Colombia fue de 43,51 GWh (que representa el 0,19% respecto del total de la energía bruta producida), medida en la S/E Jamondino. La importación del Perú se realizó a través de contratos y fue de 37,88 GWh (que representa el 0,16% respecto del total de la energía bruta producida), medida en la S/E Zorritos (Información proporcionada por el Comité de Operación Económica del Sistema, COES de Perú) (Figura 1.34).

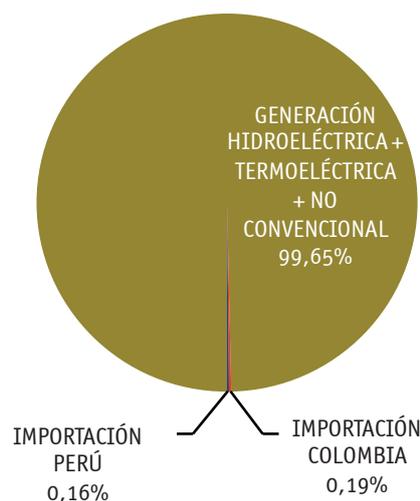


Figura 1.34 Importaciones respecto al total de producción de energía bruta (%)

A continuación, en la Figura 1.35 se muestran las importaciones de energía de Colombia y Perú para cada mes del año, medida en las barras del exportador. La mayor importación de Colombia ocurrió en febrero: 18,79 GWh, y la menor en marzo: 0,05 GWh; para el caso de Perú, la mayor importación ocurrió en febrero: 19,89 GWh, y el menor valor de importación se registró en marzo: 2,97 GWh.

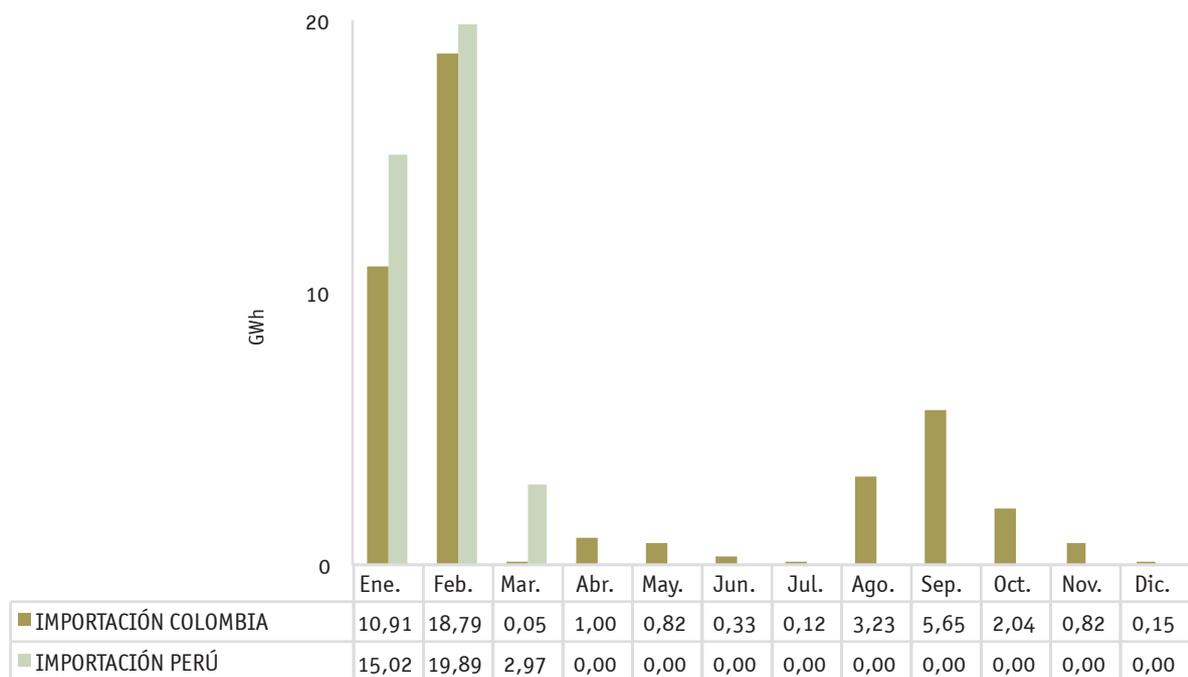


Figura 1.35 Importación de energía medida en las barras del exportador (GWh)

La energía importada a través de la interconexión internacional con Colombia, medida en la S/E Pomasqui fue de 43,51 GWh (0,19% respecto al total de energía neta producida); la importación del Perú se realizó a través de contratos y fue de 37,75 GWh (que representa el 0,16% respecto del total de la energía neta producida), medida en la S/E Machala (Figura 1.36).

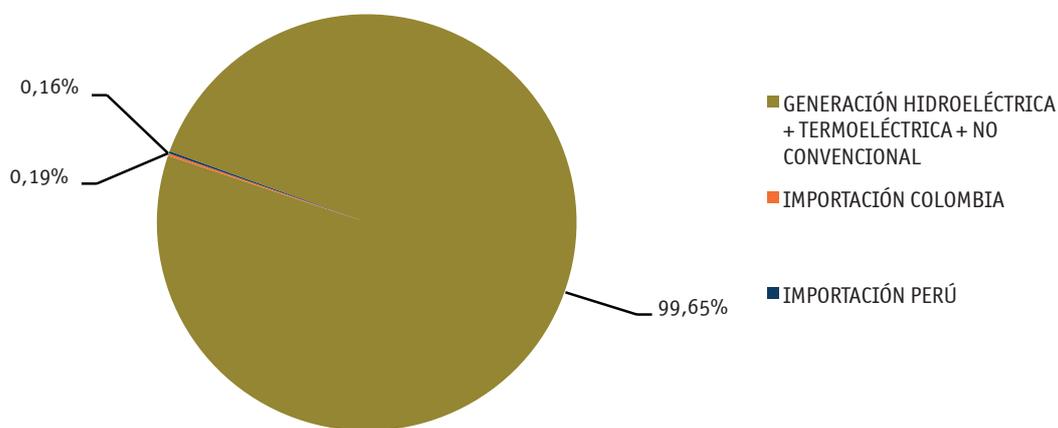


Figura 1.36 Importaciones respecto al total de producción de energía neta (%)

En la Figura 1.37 se muestran las importaciones de energía de Colombia y Perú para cada mes del año medidas en barras de Ecuador. La mayor importación fue en febrero con 18,58 GWh y la menor en marzo: 0,05 GWh para Colombia; para el caso de Perú la mayor importación ocurrió en febrero con 19,81 GWh y la menor en marzo con 2,96 GWh.

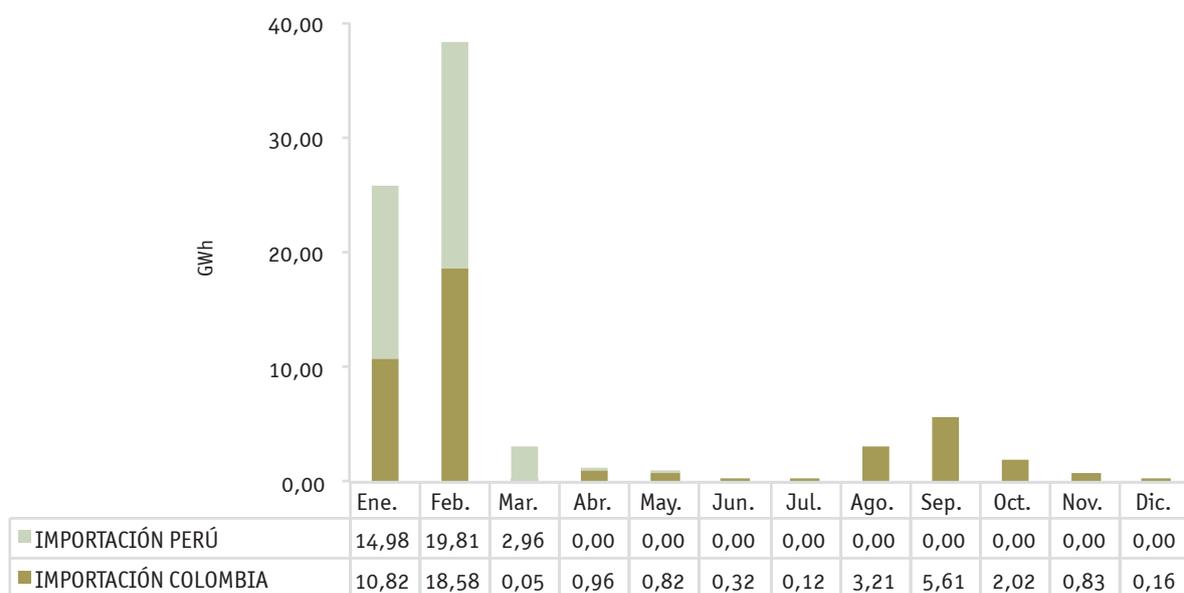


Figura 1.37 Importación de energía medida en barras de Ecuador (GWh)

1.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OPERACIÓN

En la Tabla 1.10, en la Figura 1.38 y Figura 1.39 se presentan las desviaciones mensuales entre la demanda de energía prevista y real del SNI en bornes de generación, así como las desviaciones entre los valores de la demanda máxima de potencia prevista y real en bornes de generación para el año, respectivamente.

Tabla 1.10 Desviaciones entre la demanda prevista y real de energía y potencia (%)

MES	DEMANDA DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN (GWh)			DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN (*) (MW)		
	Prevista (+)	Real	Desvío (%) (**)	Prevista (+)	Real (*)	Desvío (%) (**)
Ene.	2 005,17	1 965,28	1,99	3 784,19	3 593,11	5,05
Feb.	1 882,94	1 868,33	0,78	3 811,06	3 638,11	4,54
Mar.	2 082,20	2 142,27	2,88	3 868,80	3 654,22	5,55
Abr.	1 986,00	1 889,37	4,87	3 725,80	3 583,04	3,83
May.	2 097,90	2 059,51	1,83	3 725,90	3 586,75	3,73
Jun.	2 013,60	1 941,15	3,60	3 687,70	3 624,79	1,71
Jul.	1 907,50	1 898,14	0,49	3 573,80	3 450,38	3,45
Ago.	1 887,30	1 922,85	1,88	3 509,30	3 450,27	1,68
Sep.	1 866,00	1 869,47	0,19	3 550,00	3 490,36	1,68
Oct.	1 883,10	1 897,58	0,77	3 535,70	3 457,48	2,21
Nov.	1 832,50	1 849,80	0,94	3 582,80	3 572,86	0,28
Dic.	1 937,10	1 994,31	2,95	3 643,10	3 624,67	0,51
ANUAL	23 381,31	23 298,07	0,36	3 868,80	3 654,22	5,55

(*) En los valores de la demanda máxima de potencia se incluye la exportación a Colombia.

(**) Los desvíos son calculados con los valores totales mensuales.

(+) Corresponden a valores del Plan Anual de Operación del MEE.

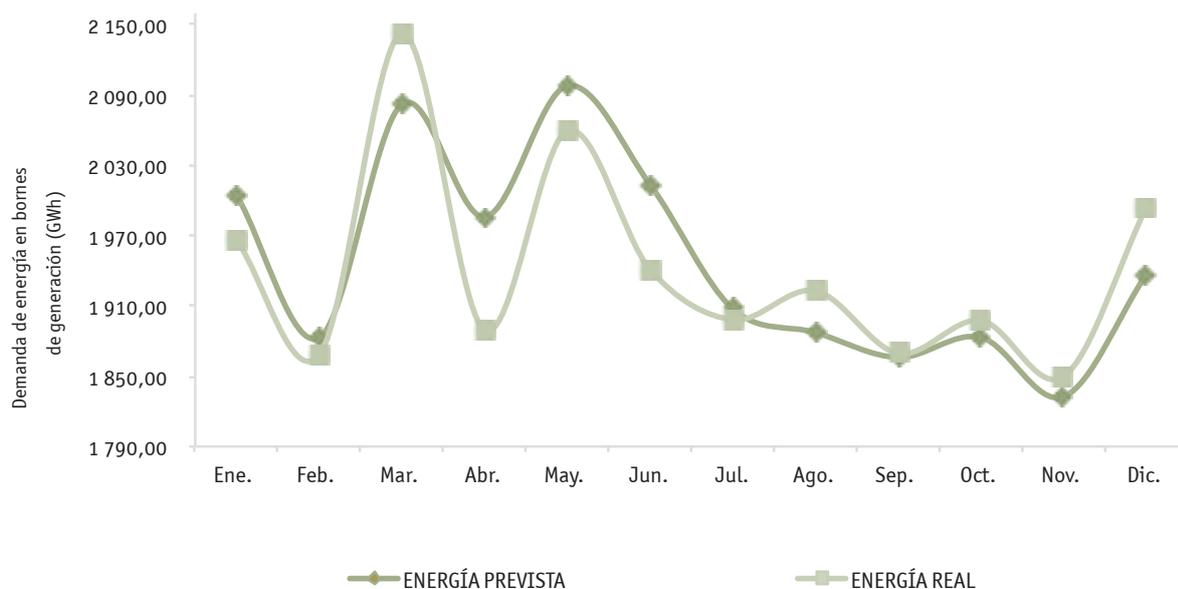


Figura 1.38 Demanda de energía prevista y real en bornes de generación (GWh)

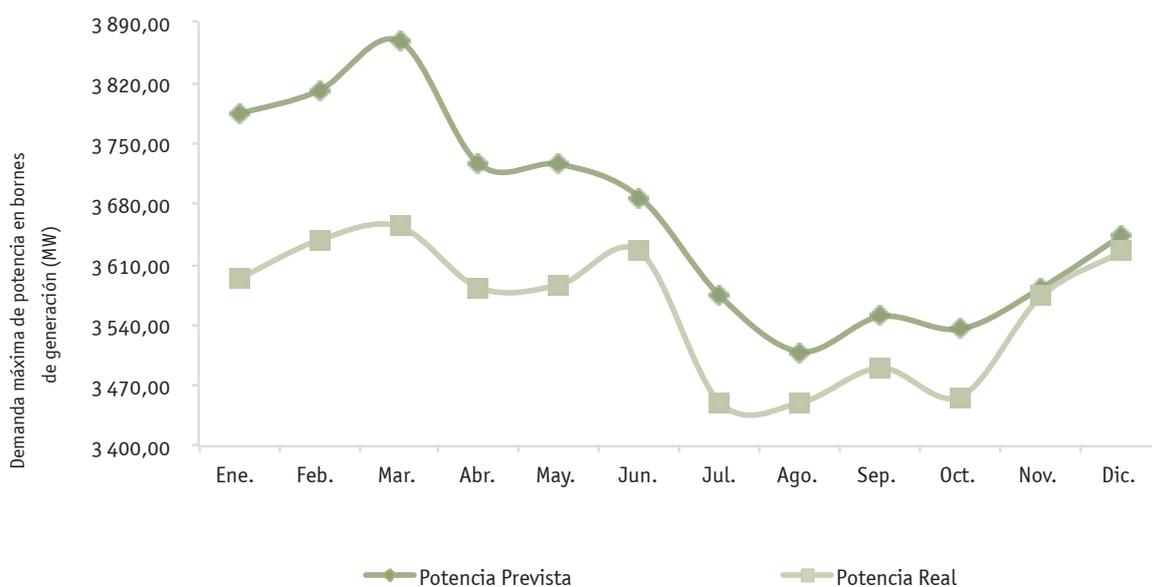


Figura 1.39 Demanda máxima de potencia prevista y real en bornes de generación (MW)

Se observa una desviación promedio del 4,49% entre la demanda de energía anual prevista y real, con una desviación estándar del 2,01%; y una desviación promedio del 5,59% entre la demanda máxima de potencia prevista y real del año, con una desviación estándar del 1,91%.

La potencia indisponible de generación mensual para demanda máxima en este año se ilustra en la Tabla 1.11 y en la Figura 1.40.

Tabla 1.11 Potencia indisponible de generación mensual para demanda máxima (MW)

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
MÁXIMA	1112,69	1003,01	964,92	1178,57	1.143,58	1.574,51	1160,70	1.337,39	1.849,93	1.918,77	1.736,38	2.618,63
PROMEDIO	743,35	626,26	669,84	855,77	976,21	1.062,80	1012,99	1.187,72	1.284,93	1.188,79	1.416,36	1.384,19
MÍNIMA	597,97	403,58	568,76	598,53	873,19	832,96	843,80	989,38	986,80	1.009,36	1.017,09	1.013,28

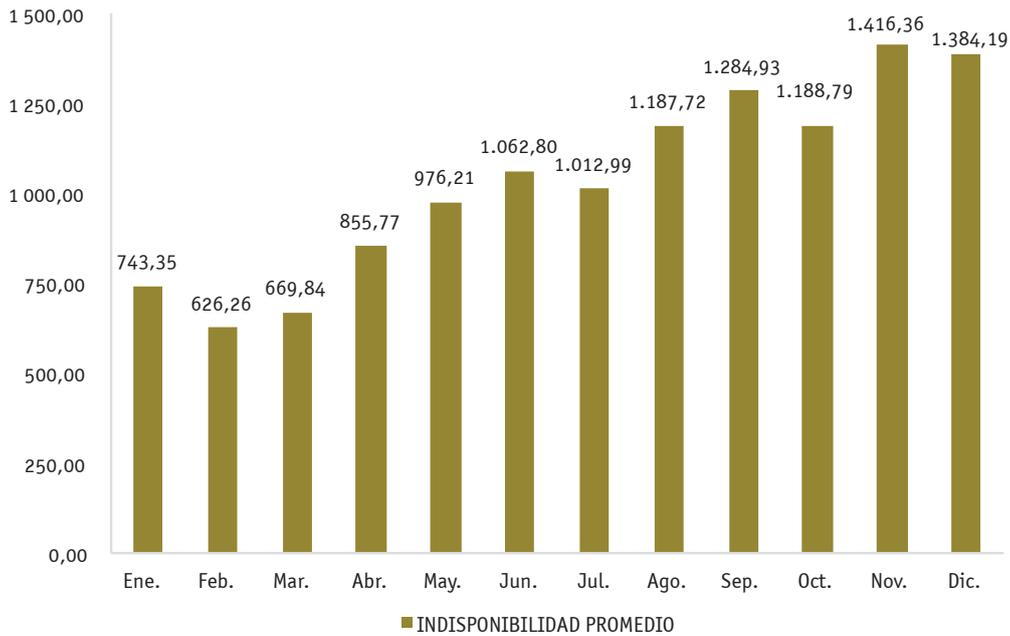


Figura 1.40 Indisponibilidad del parque generador (MW)

1.4. PRINCIPALES MANTENIMIENTOS Y CONDICIONES OPERATIVAS

En el SNI se han registrado 4 962 mantenimientos, según el siguiente detalle (Figura 1.41):

- En distribución se registraron 595 mantenimientos de los cuales se ejecutaron 519 y se suspendieron 76.
- En generación se registraron 2 650 mantenimientos, se ejecutaron 2 542 y se suspendieron 108.
- En transmisión se registraron 1 577 mantenimientos, se ejecutaron 1 363 y se suspendieron 214.
- El Operador Nacional de Electricidad registró 140 mantenimientos, se ejecutaron 109 y se suspendieron 31 mantenimientos.

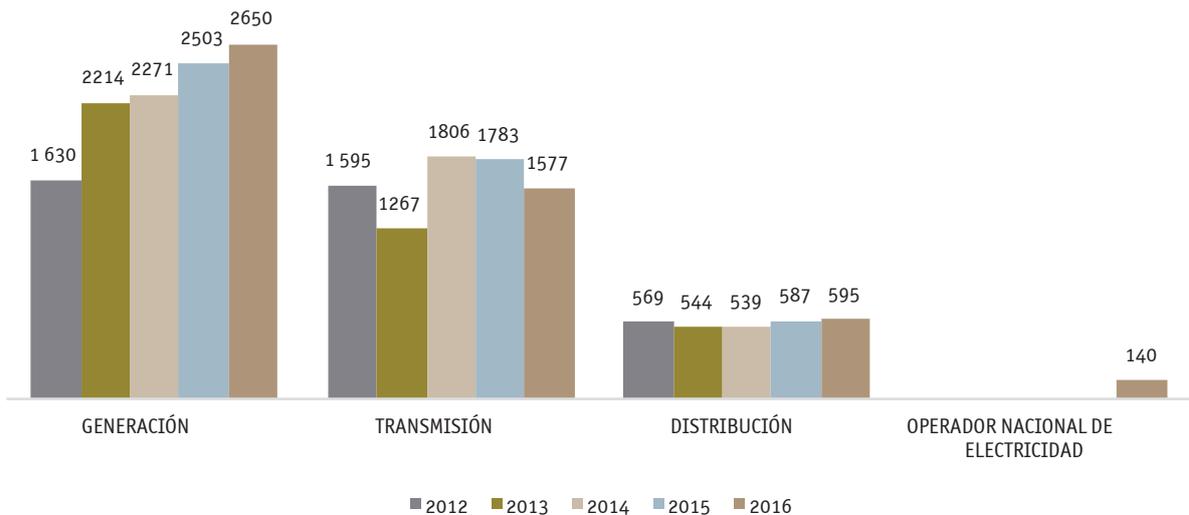


Figura 1.41 Ejecución de mantenimientos

La Energía No Suministrada total por mantenimientos en 2016 corresponde a 6,48 GWh, el 0,029% del consumo anual, y representa un incremento de 0,002% con respecto al 2015 (0,027% del consumo anual).

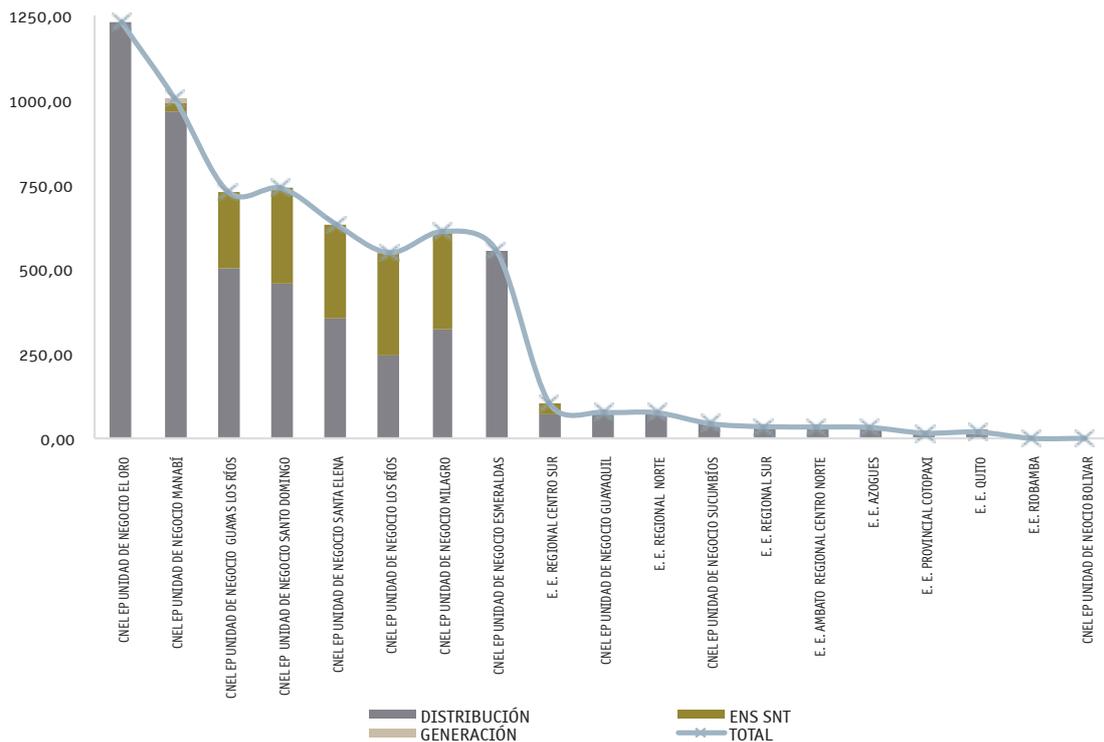


Figura 1.42 Energía No Suministrada por Empresas de Distribución (GWh)

En el capítulo tercero se presenta información de los mantenimientos, con detalle en lo referente a: Figura 3.8 Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocio de generación, Figura 3.9 Frecuencia de mantenimientos por Empresas de Generación, Figura 3.12 Frecuencia de Mantenimientos por Empresa y Elementos de Transmisión y Figura 3.14 Frecuencia de mantenimientos por Empresa de Distribución.

1.5. FALLAS PRESENTADAS EN EL SNI

En 2016 se registraron 4 188 salidas forzadas en elementos del SNI, de las cuales, el 65,33% (2 736) corresponde a generación, el 19,34% (810) a distribución y el 15,33% (642) a transmisión.

A nivel de transmisión, el máximo valor de salidas forzadas se registra en líneas de transmisión con 274 disparos, que representan el 6,54%, seguido de campos de conexión con el 6,11% (256), el 1,48% (62) en elementos de compensación y el 1,03% (43) en transformadores; en barras se registraron 7 disparos, que representan el 0,17%.

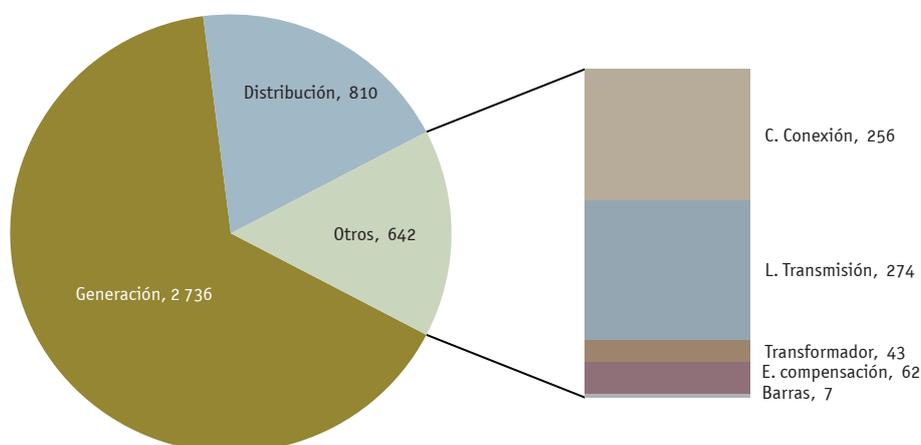


Figura 1.43 Fallas por elementos

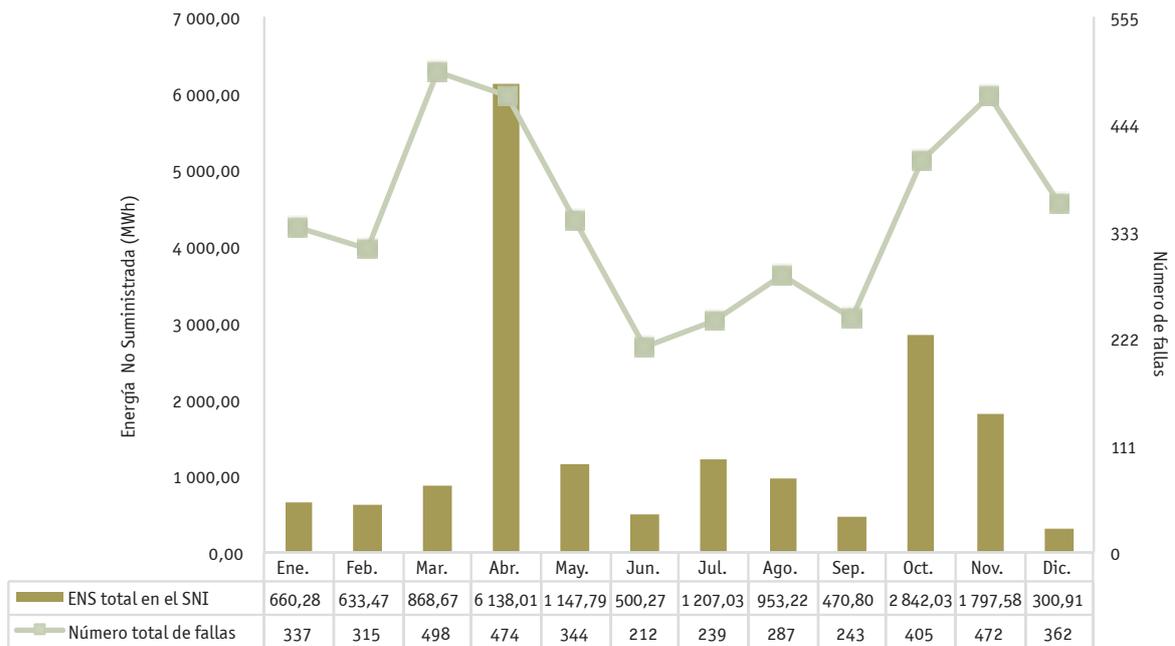


Figura 1.44 Número total de fallas y Energía No Suministrada en el SNI (MWh)

El CENACE registró 810 desconexiones por fallas en los sistemas de subtransmisión de las empresas distribuidoras (desconexiones mayores a 5 MW), que ocasionaron el no suministro de 4,88 GWh.

En el período enero – diciembre de 2016 se registraron 11 eventos que provocaron la actuación del Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia, EAC⁵, de los cuales: 6 ocurrieron por eventos en el sistema ecuatoriano y 5 por eventos en el sistema colombiano; estos eventos produjeron una energía no suministrada a la demanda de 2 376,12 MWh.

La Energía No Suministrada a consecuencia de todas las fallas registradas en el SNI, desciende a 7,54 GWh, 0,08% del consumo anual. En la Figura 1.45 se presenta la Energía No Suministrada a consecuencia de fallas registradas en el SNI.

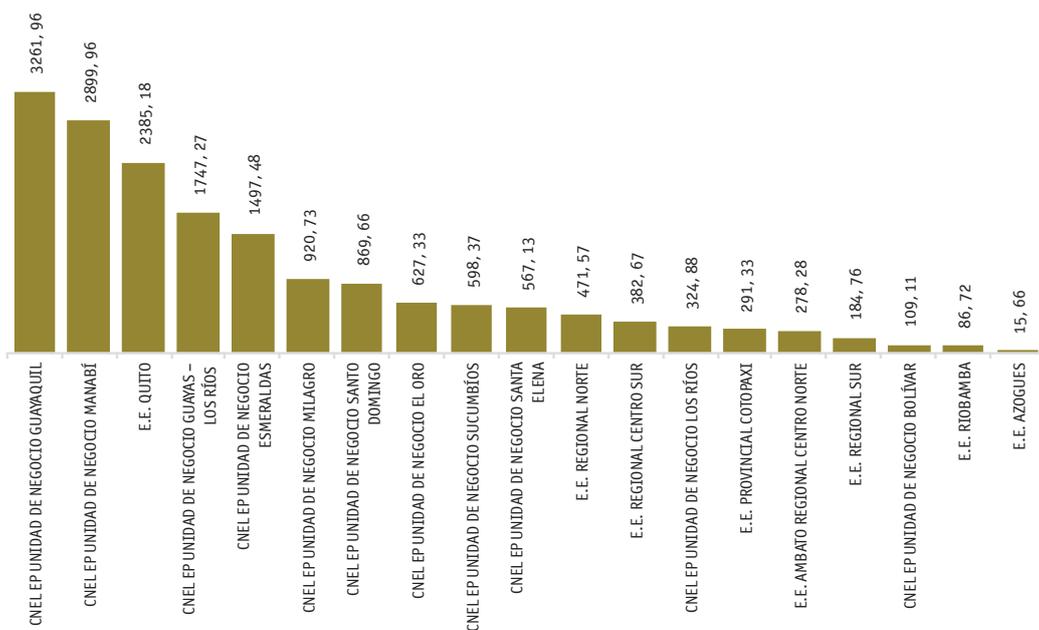


Figura 1.45 Energía No Suministrada por fallas en el SNI (MWh)

5 El EAC por baja frecuencia, determinado por el CENACE, es implementado por las Empresas Distribuidoras con la finalidad de preservar la operación del SNI ante eventos que originan pérdida de generación y subsiguientes desbalances entre la carga y la generación, que afectan a la frecuencia.

Tabla 1.12 Fallas relevantes 2016

FECHA - HORA	PARTICIPANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	ELEMENTO DISPARADO	DEMANDA DESCONECTADA (MW)	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN AFECTADAS	GENERACIÓN DESCONECTADA (MW)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWh)
1 Marzo 23:08	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1 y 2 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia y posiciones Jamondino 3 y Jamondino 4 de 230 kV en la subestación Pomasquí.	0,00		22.45	0,00
2 Marzo 00:09	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1 y 2 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia y posiciones Jamondino 3 y Jamondino 4 de 230 kV en la subestación Pomasquí.	0,00		2.67	0,00
1 Abril 01:18	CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	Posiciones L3 y L4 de 69 kV de la subestación Dos Cerritos.	57,70		0	459,50
16 Abril 18:59 - 19:00	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Disparo de elementos del sistema nacional de transmisión y de unidades de generación y, disparo de los circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia, debido al movimiento telúrico registrado en el país, que alcanzó 7,8 grados en la escala de Richter y que afectó especialmente a la costa pacífica ecuatoriana.	1441,00	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	994	4924,00
16 Abril 19:40	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	0,00		0	0,00
4 Mayo 11:29	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	0,00		0	0,00
18 Mayo 11:46	CNEL EP UNIDADES DE NEGOCIO MANABÍ, ESMERALDAS, GUAYAS LOS RÍOS, SANTO DOMINGO; E.E. QUITO S.A.	Disparo 201.8 MW de demanda en el Sistema Nacional Interconectado, debido al movimiento telúrico registrado en el país, que alcanzó 6.8 grados en la escala de Richter con epicentro cerca de la población de Mompiche en la provincia de Esmeraldas.	201,80	CNEL EP UNIDADES DE NEGOCIO MANABÍ, ESMERALDAS, GUAYAS LOS RÍOS, SANTO DOMINGO; E.E. QUITO S.A.	0	461,90
17 Junio 18:35	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Circuitos 1 y 2 de la línea de transmisión Molino - Pascuales de 230 kV y actuación del sistema de protección sistémica - SPS, que ejecutó el disparo de los siguientes elementos: o Subestación Pascuales 69 kV: posiciones Cervecería y T. Daule. o Línea de transmisión Pascuales - Policentro de 138 kV: circuitos 1 y 2. o Unidades 1 y 3 de la central Paute, con una generación de 153 MW en total.	153,50	CNEL EP UNIDADES DE NEGOCIO GUAYAQUIL y GUAYAS LOS RÍOS	153	62,40
1 Julio 10:29	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Línea de transmisión 1 El Inga - San Rafael de 500 kV.	783,13	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	1056.47	524,58
17 Agosto 21:18	Colombia / CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	5 unidades de la central Guavio con 1200 MW de generación / Circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	287,15	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	56.29	45,12
21 Agosto 20:42	Colombia	5 unidades de la central Guavio con 470 MW de generación.	147,74	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	39	12,74
27 Agosto 05:09	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	0,00		2.5	0,00
30 Agosto 15:47	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR	Rechazo de 676,6 MW de generación.	439,40	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	38.3	226,21
20 Septiembre 22:48	Colombia	4 unidades de la central Chivor con 500 MW de generación.	145,58	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	2.8	19,04
16 Octubre 23:11	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR	Transformadores de elevación, 13,8/500 kV, de las unidades 1 y 4 de la central Coca Codo Sinclair.	377,90	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	411.84	46,28
20 Octubre 13:09	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Circuito 2 de la línea de transmisión Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV.	1347,11	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	1561.19	2468,40
1 Noviembre 01:13	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	83,80	CNEL EP UNIDADES DE NEGOCIO GUAYAQUIL, GUAYAS LOS RÍOS, MILAGRO Y SANTA ELENA	113.2	43,05

Tabla 1.12 Fallas relevantes 2016 (continuación)

FECHA - HORA	PARTICIPANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	ELEMENTO DISPARADO	DEMANDA DESCONECTADA (MW)	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN AFECTADAS	GENERACIÓN DESCONECTADA (MW)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWh)
8 Noviembre 17:01	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Unidades 1 a la 8 de la central San Carlos con una generación de 1240 MW, de las unidades 1 y 2 de la central Jaguas con 170 MW, y de las unidades 1 y 2 de la central Amoyá La Esperanza con 70 MW, para un total de 1480 MW.	397,70	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	257,6	50,51
17 Noviembre 11:20 - 11:22	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Líneas de 230 kV: El Inga - Pomasqui, Santa Rosa - Santo Domingo y Santa Rosa - Totoras.	1291,50	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA	1574	630,53

La Energía No Suministrada total debido a las fallas antes anotadas fue de 9 974,26 MWh.

La máxima potencia desconectada a consecuencia de una falla se registró el 16 de abril a las 19:00, debido al disparo de elementos del Sistema Nacional de Transmisión y de las unidades de generación, y al disparo de los circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasqui - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia, como consecuencia del movimiento telúrico registrado en el país que alcanzó 7,8 grados en la escala de Richter, el cual afectó especialmente a la costa pacífica ecuatoriana. La demanda se restableció hasta las 14:00 del 20 de abril (la demanda de CNEL EP Unidad de Negocio Manabí tomó más tiempo para su restablecimiento), ocasionando una energía no suministrada de 4 924 MWh.

El evento produjo además la pérdida de 994 MW de generación en diferentes centrales de CELEC EP, Unidades de Negocio: ELECTROGUAYAS, TERMOESMERALDAS, TERMOGAS MACHALA, HIDRONACION; ELECTROQUIL, TERMOGUAYAS, GENEROCA y CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil.

En la Tabla 1.13 se detallan las causas que provocaron las fallas consideradas como relevantes y en la Figura 1.46 la demanda desconectada y la Energía No Suministrada.

Tabla 1.13 Detalle de las fallas relevantes 2016

FECHA - HORA	PARTICIPANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	ELEMENTO DISPARO	CAUSA	AGENTE CAUSANTE
1 Marzo 23:08	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1 y 2 de la línea de transmisión Pomasqui - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia y posiciones Jamondino 3 y Jamondino 4 de 230 kV en la subestación Pomasqui.	Actuación en la subestación Jamondino del sistema eléctrico de Colombia del Esquema de Separación de Áreas - ESA, en su función de sobrepotencia inversa.	SISTEMA
2 Marzo 00:09	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1 y 2 de la línea de transmisión Pomasqui - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia y posiciones Jamondino 3 y Jamondino 4 de 230 kV en la subestación Pomasqui.	Actuación en la subestación Jamondino del sistema eléctrico de Colombia del Esquema de Separación de Áreas - ESA, en su función de sobrepotencia inversa	SISTEMA
1 Abril 01:18	CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	Posiciones L3 y L4 de 69 kV de la subestación Dos Cerritos.	Descarga atmosférica que provocó la explosión de 4 aisladores línea post en una estructura en común, entre las subestaciones Durán Norte y El Recreo de 69 kV del sistema de CNEL EP - Guayas Los Ríos.	CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS LOS RÍOS
16 Abril 18:59 - 19:00	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Disparo de elementos del sistema nacional de transmisión y de unidades de generación y, disparo de los circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasqui - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	Movimiento telúrico registrado en el país, que alcanzó 7,8 grados en la escala de Richter y que afectó especialmente a la costa pacífica ecuatoriana.	SISTEMA
16 Abril 19:40	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasqui - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	Actuación de la función de bajo voltaje del esquema de separación de áreas, cuyo ajuste se encuentra para magnitudes de voltaje menores a 188 kV con un retardo de tiempo de 0,5 segundos, cuando se encuentra en el grupo 2 de funcionamiento.	SISTEMA
4 Mayo 11:29	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasqui - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	Presencia de oscilaciones crecientes en el sistema, presentadas a partir de la falla originada en el sistema de CNEL EP - Guayaquil, que produjo el disparo del disyuntor de la posición Vergeles de 69 kV.	SISTEMA
18 Mayo 11:46	CNEL EP UNIDADES DE NEGOCIO MANABÍ, ESMERALDAS, GUAYAS LOS RÍOS, SANTO DOMINGO; E.E. QUITO S.A.	Disparo 201.8 MW de demanda en el Sistema Nacional Interconectado.	Movimiento telúrico registrado en el país, que alcanzó 6.8 grados en la escala de Richter con epicentro cerca de la población de Mompiche en la provincia de Esmeraldas.	SISTEMA

Tabla 1.13 Detalle de las fallas relevantes 2016 (continuación)

FECHA - HORA	PARTICIPANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	ELEMENTO DISPARO	CAUSA	AGENTE CAUSANTE
17 Junio 18:35	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Circuitos 1 y 2 de la línea de transmisión Molino - Pascuales de 230 kV y actuación del sistema de protección sistémica - SPS, que ejecutó el disparo de los siguientes elementos: o Subestación Pascuales 69 kV: posiciones Cervecería y T. Daule. o Línea de transmisión Pascuales - Policentro de 138 kV: circuitos 1 y 2. o Unidades 1 y 3 de la central Paute, con una generación de 153 MW en total.	Colapso de la estructura E-004 de la línea de transmisión Molino - Pascuales de 230 kV, debido a un deslave en la zona.	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC
1 Julio 10:29	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Línea de transmisión 1 El Inga - San Rafael de 500 kV.	Actuación de la protección diferencial del reactor asociado a la línea El Inga - San Rafael de 500 kV, en el extremo de la subestación San Rafael, ante la detección de una corriente muy baja en la fase B de este reactor, debido posiblemente a una conexión floja.	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC
17 Agosto 21:18	Colombia / CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	5 unidades de la central Guavio con 1200 MW de generación / Circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	Descargas atmosféricas en la línea Guavio - Reforma.	Colombia
21 Agosto 20:42	Colombia	5 unidades de la central Guavio con 470 MW de generación.	Disparo de las fases A y B de los interruptores de los transformadores de unidad, por discrepancia de polos presentada en la fase B.	Colombia
27 Agosto 05:09	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	Cambio erróneo realizado por el COT, del ajuste del esquema de separación de áreas en la subestación Pomasquí, desde el grupo 2 al grupo 4, cuando se había solicitado el cambio al grupo 3.	SISTEMA
30 Agosto 15:47	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR	Rechazo de 676,6 MW de generación.	Problemas en la interface OPC ICCP del software del control automático de generación de la central Coca Codo Sinclair.	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR
20 Septiembre 22:48	Colombia	4 unidades de la central Chivor con 500 MW de generación.	Problemas en los servicios auxiliares de la central Chivor.	Colombia
16 Octubre 23:11	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR	Transformadores de elevación, 13,8/500 kV, de las unidades 1 y 4 de la central Coca Codo Sinclair.	Falla en el sistema de enfriamiento de los transformadores.	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR
20 Octubre 13:09	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Circuito 2 de la línea de transmisión Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV.	Falla presentada en el circuito 2 de la línea de transmisión Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV.	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC
1 Noviembre 01:13	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Circuitos 1, 2, 3 y 4 de la línea de transmisión Pomasquí - Jamondino de interconexión a 230 kV con Colombia.	Actuación en la subestación Pomasquí, de la función de potencia inversa del esquema de separación de áreas - ESA implementado, que se encontraba en el grupo 2 de funcionamiento.	SISTEMA
8 Noviembre 17:01	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC / Colombia	Unidades 1 a la 8 de la central San Carlos con una generación de 1240 MW, de las unidades 1 y 2 de la central Jaguas con 170 MW, y de las unidades 1 y 2 de la central Amoyá La Esperanza con 70 MW, para un total de 1480 MW.	Realización de maniobras de normalización sobre el circuito San Carlos - Esmeralda 1 de 230 kV, que había disparado a las 16:50: al realizarse el cierre de la posición Esmeralda 1 en la subestación San Carlos, se activó una falla en este circuito.	Colombia
17 Noviembre 11:20 - 11:22	CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC	Líneas de 230 kV: El Inga - Pomasquí, Santa Rosa - Santo Domingo y Santa Rosa - Totoras.	Oscilaciones crecientes presentadas en el sistema nacional interconectado, en circunstancias en que se realizaban de forma programada, pruebas de subida de generación en la central Coca Codo Sinclair.	SISTEMA

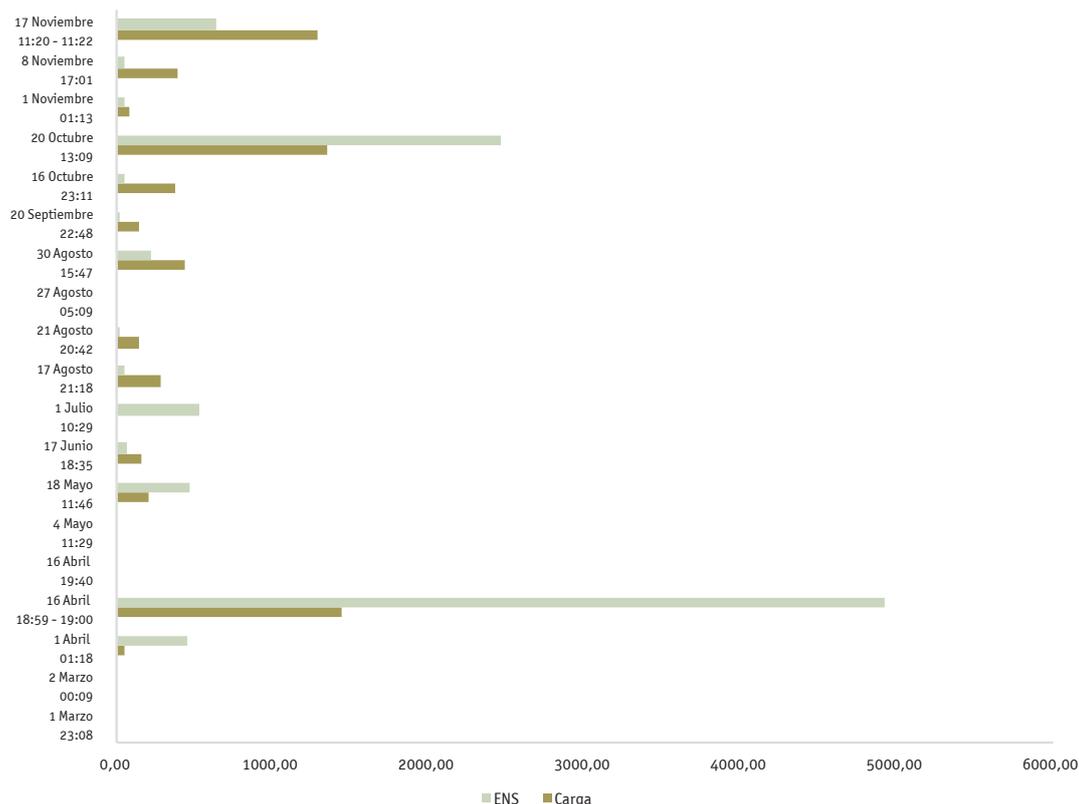


Figura 1.46 Demanda desconectada (MW) y Energía No Suministrada (MWh) por fallas relevantes

1.5.1. REUNIONES DEL COMITÉ DE ANÁLISIS DE FALLA

Para un análisis más detallado de los eventos, de conformidad con lo establecido en la Regulación CONELEC 003/08, en 2016 se realizaron los respectivos Comités de Análisis de Falla. En la Tabla 1.14 se presenta la información sobre la fecha de realización y el actor involucrado, entre otros aspectos.

Tabla 1.14 Comités de Análisis de Falla

No.	FECHA - HORA	EVENTOS ANALIZADOS		
		ELEMENTO DISPARADO	FECHA	ACTOR PARTICIPANTE
1	10 mayo 10:05	Disyuntor de la posición de alto voltaje del autotransformador ATQ 138/69 kV de la subestación Manta	27 de febrero	ARCONEL, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS, CENACE
2	24 mayo 10:10	Disyuntor de la posición Vergeles de 69 kV de la subestación Pascuales y de la interconexión Ecuador - Colombia a 230 kV	4 de mayo	ARCONEL, MEER, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL, CENACE
3	19 julio 10:30	Círculo 1 de la línea El Inga - San Rafael de 500 kV	1 de julio	ARCONEL, MEER, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDRONACION, E. E. AZOGUES, CENACE
4	9 septiembre 10:25	Disyuntor de la posición de alto voltaje del transformador ATQ 138/69 kV de la subestación Baños	25 de agosto	ARCONEL, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, E. E. AMBATO, CENACE
5	10 octubre 10:30	Disyuntor de la posición Sacha de 69 kV de la subestación Francisco de Orellana	Entre el 28 octubre de 2015 y el 2 de octubre de 2016	ARCONEL, CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SUCUMBÍOS, CENACE
6	13 octubre 10:20	Disparos de la posición de alto voltaje del transformador ATQ 138/69 kV de la subestación Manta, y de las posiciones asociadas a la barra de 138 kV de la subestación Jaramijó	30 de septiembre	ARCONEL, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS, CENACE
7	25 octubre 10:10	Disparos en la zona norte	20 y 21 de octubre	MEER, ARCONEL, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR, E. E. QUITO S. A., CENACE
8	1 diciembre 10:25	Disparos del 30 de noviembre de 2016	30 de noviembre	MEER, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO COCA CODO SINCLAIR, CENACE

Como resultado de estos comités se establecieron actividades para gestión del CENACE, la ARCONEL, los participantes empresariales involucrados y CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, que consideran, entre otros aspectos, los siguientes:

- Revisión y ajuste de protecciones en los sistemas de las empresas de distribución y de generación. Coordinación de protecciones entre los sistemas de las empresas de distribución y de generación y, enlaces con el Sistema Nacional de Transmisión.
- Análisis de los tiempos críticos para el despeje de fallas en los puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión a las empresas de distribución, con el fin de ajustar el tiempo de operación de la protección de sobrecorriente en estas posiciones de entrega.
- Intensificación del mantenimiento en las líneas de subtransmisión de las empresas de distribución y de generación.
- Seguimiento del cumplimiento del esquema de alivio de carga por baja frecuencia, ante eventos con baja frecuencia en el sistema.
- Impulso y seguimiento a las acciones consideradas para evitar los disparos repetidos del disyuntor de la posición Sacha de 69 kV de la subestación Francisco de Orellana de CELEC EP - TRANSELECTRIC, por problemas presentados en la línea de subtransmisión Orellana - Sacha - Jivino de 69 kV del sistema de CNEL EP - Sucumbíos.
- Revisión de las protecciones de las líneas de transmisión de 230 kV, de forma de asegurar la selectividad en la actuación de las protecciones en estas líneas, en consideración a la nueva topología (red de 500 kV) y al ingreso de nueva generación en el sistema de transmisión.
- Establecimiento de un esquema de protección local que permita el disparo controlado de unidades en la central Coca Codo Sinclair, ante eventos en las líneas El Inga - Santa Rosa, El Inga - Pomasqui y Santa Rosa - Pomasqui.
- Análisis para informar a CELEC EP - COCA CODO SINCLAIR el estatismo requerido en las unidades de la central Coca Codo Sinclair.
- Impulsar el análisis para determinar la posibilidad de cambiar el grupo de operación del ESA en la subestación Pomasqui, en condiciones de importación o exportación desde Colombia.
- Reuniones de trabajo con las empresas de generación, a fin de mejorar la coordinación operativa en caso de restablecimiento del sistema ante la ocurrencia de eventos.
- Reuniones de trabajo con CELEC EP - TRANSELECTRIC para el análisis de las maniobras de restablecimiento, de los eventos del 20 y 21 de octubre de 2016.
- Modificación de los ajustes de las protecciones generador/transformador de las unidades de la central Coca Codo Sinclair, a fin de conseguir su operación coordinada, como protecciones de respaldo ante fallas externas.
- Acciones necesarias para que el CENACE disponga de la información de las PMUs de las subestaciones El Inga y San Rafael, en el sistema WAProtector.
- Coordinación con XM para la realización de las pruebas requeridas, para asegurar el envío/recepción de señales de disparo directo transferido desde/hacia las subestaciones Pomasqui y Jamondino.
- Cumplimiento en la entrega, por parte de las empresas del sector, de los correspondientes informes de falla y envío de registros oscilográficos.

En el capítulo tercero consta el detalle de las fallas con relación a: Figura 3.3 Frecuencia de fallas por empresa, Figura 3.4 Frecuencia de fallas CELEC EP, Figura 3.5 Frecuencia de fallas por central y Figura 3.6 Frecuencia de fallas en la empresa de transmisión.

1.6. ÍNDICES DE SEGURIDAD, CALIDAD Y DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN

1.6.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR CAUSAS NO PROGRAMADAS

Las salidas forzadas en 2016 provocaron 17,52 GWh de Energía No Suministrada, el 0,08% del consumo anual. La energía no suministrada por fallas presenta un incremento de 0,03% con respecto al 2015 (9,98 GWh de ENS que representa 0,05% del consumo anual), este incremento se produjo a causa del movimiento telúrico registrado en el Ecuador, en abril de 2016.

1.6.2. CARGA MÁXIMA DESCONECTADA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En la Figura 1.47 se indica la carga desconectada por fallas, con un valor máximo de 1 441,35 MW que corresponde a la S/E Montecristi 138/69 kV; y en la Figura 1.48 se muestra la energía no suministrada con un valor máximo de 4 987,56 MWh, atribuible a la S/E Montecristi 138/69 kV, esto es producto del terremoto sufrido en el mes de abril.

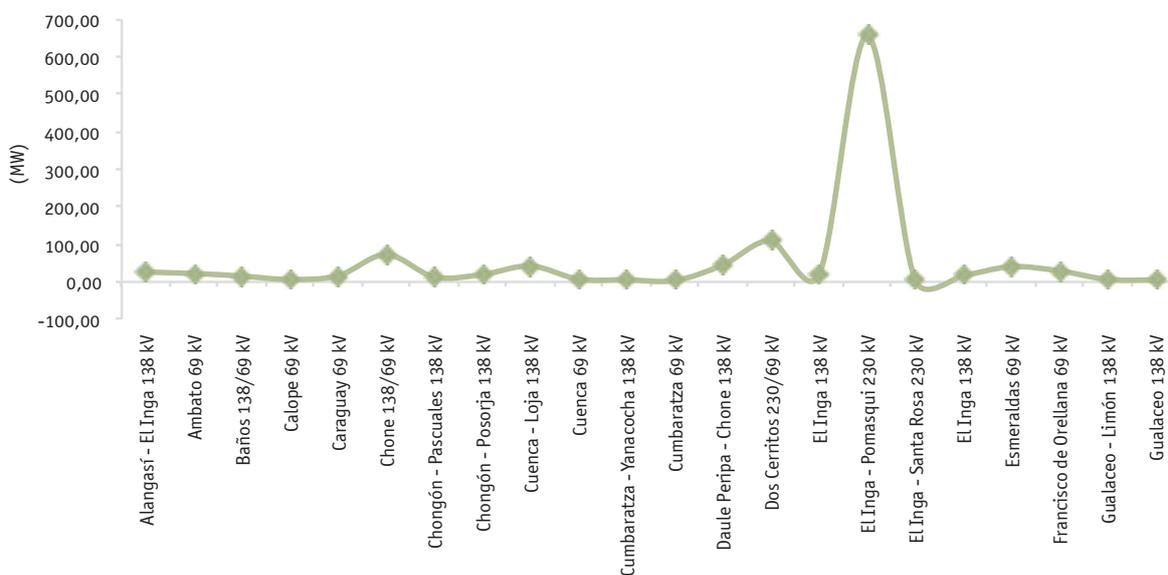


Figura 1.47 Carga máxima desconectada (MW)

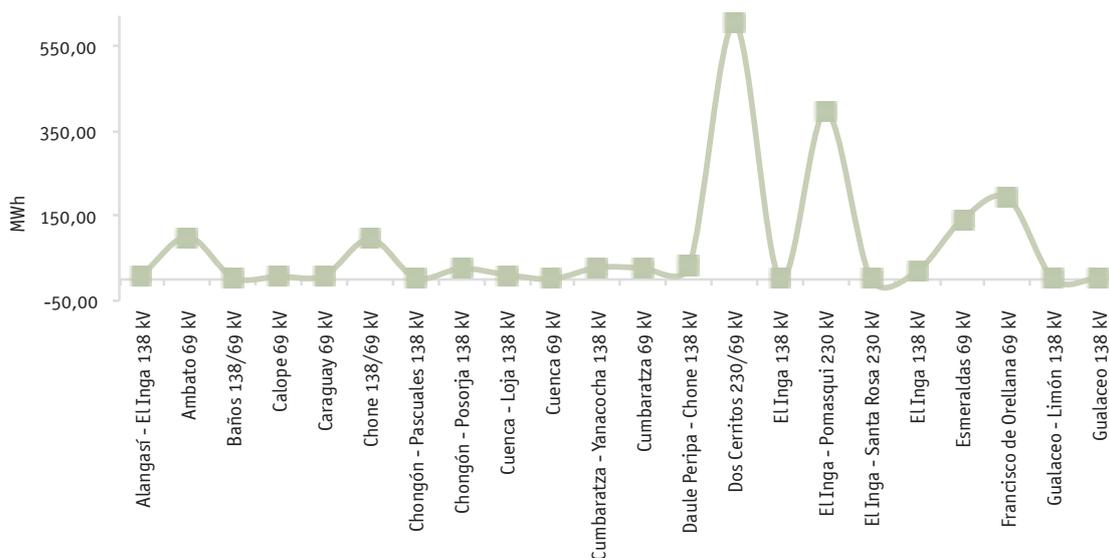


Figura 1.48 Energía No Suministrada (MWh)

1.6.3. DESEMPEÑO DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN, AGC

Para evaluar el desempeño del funcionamiento del AGC se han utilizado los criterios del Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica, NERC⁶. En la Tabla 1.15 y en la Figura 1.49 se muestra el cumplimiento de los criterios NERC para la evaluación del desempeño del AGC.

Tabla 1.15 Cumplimiento de los criterios NERC (%)

MES	CPS1 (%)	CPS2 (%)	DISTURBIOS (%)
Ene.	199,80	99,50	100,00
Feb.	199,90	99,80	100,00
Mar.	199,80	92,90	100,00
Abr.	199,90	99,60	100,00
May.	199,80	92,90	100,00
Jun.	196,60	90,90	100,00
Jul.	199,30	97,40	100,00
Ago.	199,70	98,30	100,00
Sep.	199,70	98,10	100,00
Oct.	199,70	98,60	100,00
Nov.	199,50	98,40	100,00
Dic.	199,70	97,50	100,00

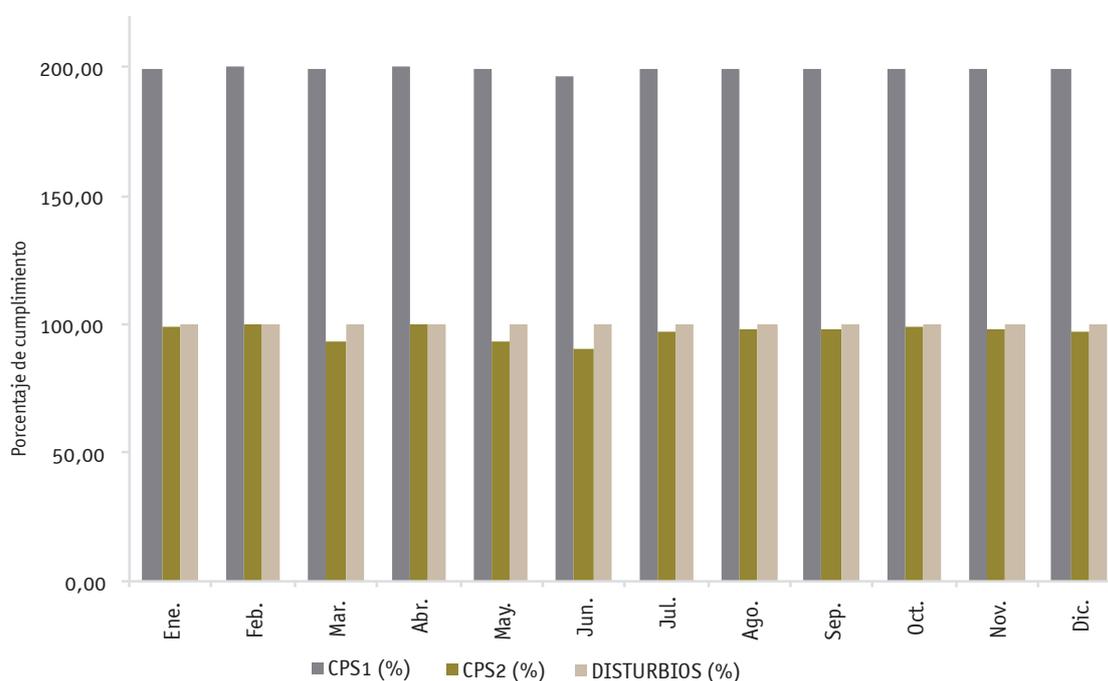


Figura 1.49 Cumplimiento de los criterios NERC (%)

6 **Criterio CPS1:** Es una medición estadística de la variabilidad del Error de Control de Área, ACE, y su relación con la desviación de frecuencia. De acuerdo al NERC, el índice tiene un cumplimiento adecuado cuando su valor es mayor o igual al 100%.

Criterio CPS2: Es una medición estadística encaminada a garantizar que la magnitud del ACE no supere los límites establecidos. De acuerdo al NERC, el índice tiene un cumplimiento adecuado cuando su valor es mayor o igual al 90%.

Criterio Durante Disturbios: Establece los límites para la recuperación del sistema ante una contingencia; el cumplimiento con este índice requiere que en 15 minutos luego de ocurrida la contingencia, el valor del ACE retorne a cero o por lo menos al valor del ACE pre-contingencia.

1.6.4. MÁXIMA VARIACIÓN DE VOLTAJE EN 230 kV

Se entiende por máxima variación de voltaje en 230 kV al máximo de las diferencias entre el voltaje real y el valor del rango establecido en la normativa (-5% +7%).

En el nivel de 230 kV, el máximo desvío positivo mensual fue del 11,7% que se registró en el mes de octubre; el máximo desvío mensual negativo fue de -13,5% y se registró en el mes de mayo (Figura 1.50).

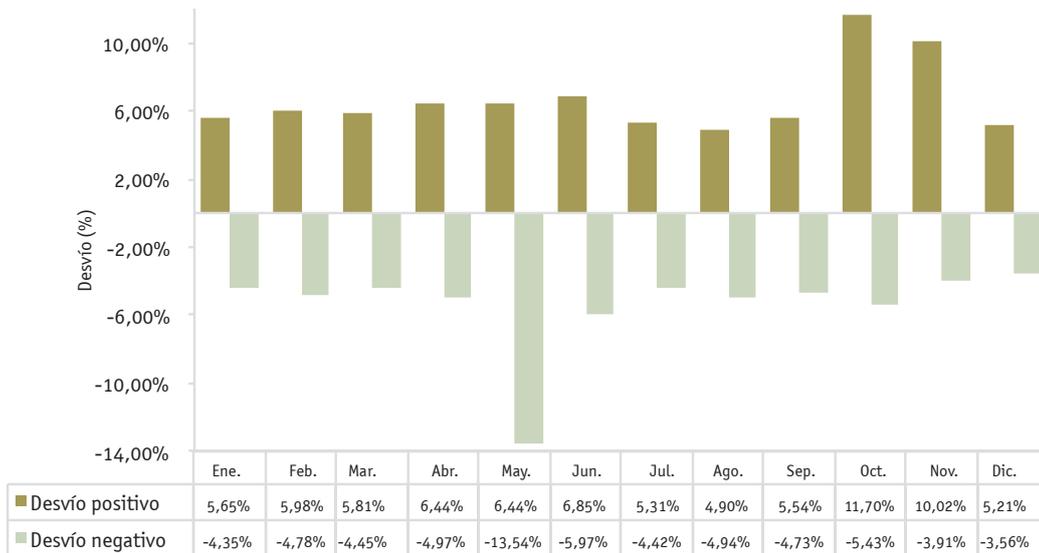


Figura 1.50 Máxima variación de voltaje a nivel de 230 kV (%)

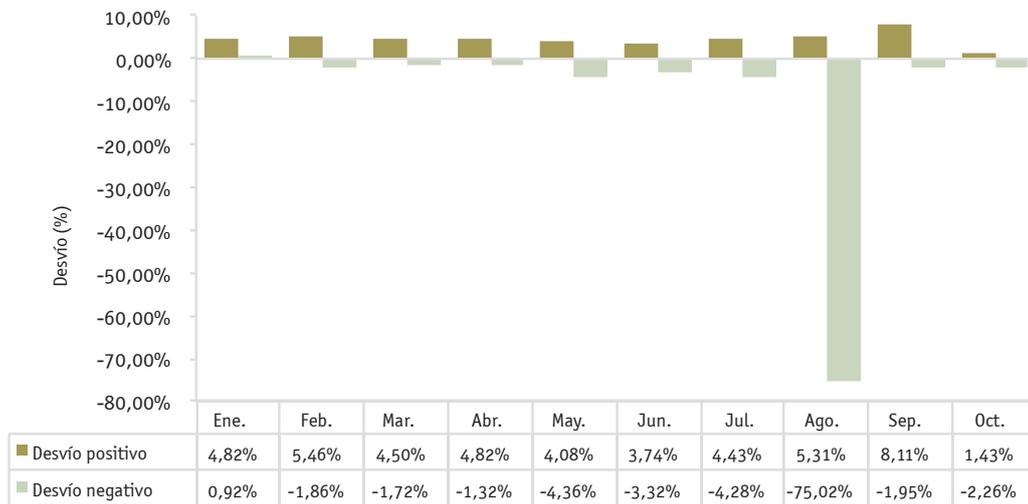


Figura 1.51 Máxima variación de voltaje a nivel de 500 kV (%)



CAPÍTULO 2

TRANSACCIONES COMERCIALES

INFORME
ANUAL 2016

2. TRANSACCIONES COMERCIALES

2.1. MONTOS TOTALES

Durante 2016, el monto total de transacciones mediante Contratos Regulados fue de 820,35 millones de dólares, correspondientes a 20 678,10 GWh.

En lo referente a otras transacciones, el 2016 registra una facturación de 262,33 millones de dólares, que tienen relación con las Transacciones Internacionales de Electricidad, la generación no convencional, el IVA de combustibles, los servicios complementarios, la producción de los grupos no escindidos de las empresas distribuidoras, que se liquidan con costos fijos y variables regulados y la tarifa de transmisión.

La operación del sector eléctrico, en 2016 representó 1 082,68 millones de dólares. El promedio mensual de las transacciones fue de 90,22 millones de dólares; el volumen máximo se realizó en enero por un valor de 112,82 millones de dólares, y el mínimo en julio por un valor de 76,06 millones de dólares.

En la Figura 2.1 se muestra las transacciones comerciales mensuales totales.



Figura 2.1 Transacciones comerciales mensuales totales (Millones USD)

Del total de transacciones durante el año, el 75,77% correspondió a Contratos Regulados y el 24,23% a otras transacciones. En la Figura 2.2 se observa la composición porcentual de las transacciones.

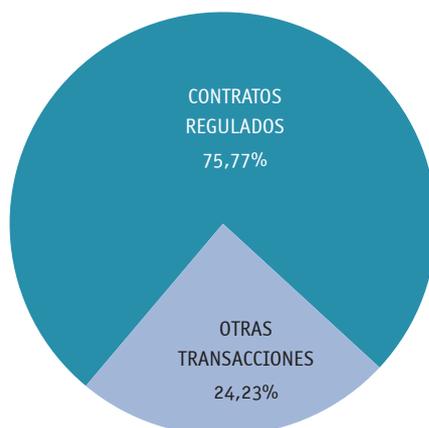


Figura 2.2 Composición porcentual de las transacciones (%)

2.2. CONTRATOS

2.2.1. VALORES TOTALES

En 2016, el monto total de los Contratos Regulados fue de 820,35 millones de dólares. El promedio mensual de las transacciones fue de 68,36 millones de dólares. El volumen máximo se realizó en enero por un valor de 85,16 millones de dólares y el mínimo en julio por un valor de 56,80 millones de dólares.

En la Figura 2.3 se presenta el monto total de las transacciones mensuales en GWh y en millones de dólares.

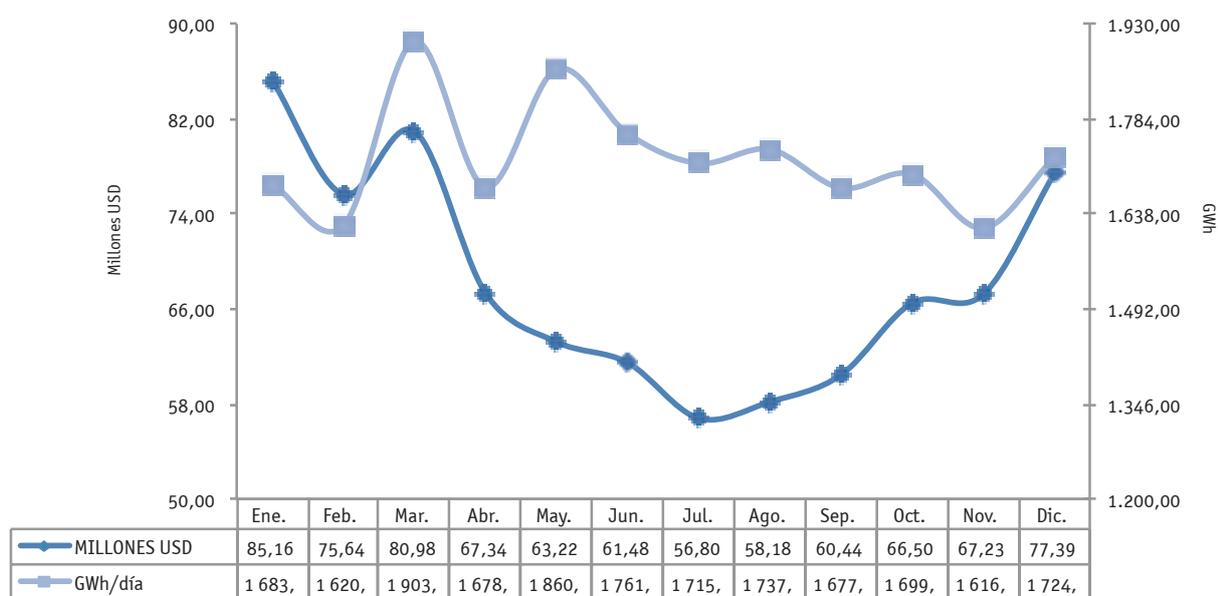


Figura 2.3 Monto total de transacciones mensuales en GWh y en millones USD

En la Figura 4.13 del capítulo cuarto se presentan las transacciones de energía en contratos durante el período 2000 – 2016 y las transacciones económicas en contratos, en el mismo período.

2.2.2. CONTRATOS REGULADOS

En la Tabla 2.1 y Tabla 2.2 se detallan los pagos que realizan las empresas distribuidoras mediante los Contratos Regulados y los ingresos que perciben las empresas generadoras con esta modalidad de contratos. La información presentada sobre facturación, corresponde a lo vendido en Contratos Regulados y cuyos pagos es responsabilidad de las empresas distribuidoras y Consumos Propios (Demanda); por esta razón no se considera la facturación por RPF en la información a la que se hace referencia.

Tabla 2.1 Pagos por energía comprada en Contratos Regulados (Millones UDS)

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
E. E. AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE	2,48	2,22	2,39	2,01	1,85	1,84	1,73	1,77	1,84	2,07	2,08	2,30	24,57
E. E. AZOGUES	0,44	0,38	0,40	0,34	0,31	0,30	0,30	0,31	0,31	0,34	0,05	0,07	3,55
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO BOLÍVAR	0,34	0,31	0,22	0,18	0,17	0,17	0,16	0,16	0,25	0,28	0,29	0,33	2,88
E. E. PROVINCIAL COTOPAXI	1,73	1,51	1,61	1,39	1,25	1,29	1,29	1,33	1,36	1,57	1,34	1,39	17,07
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO ESMERALDAS	2,20	1,95	2,10	1,77	1,68	1,68	1,56	1,56	1,58	1,72	1,77	2,04	21,62
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS	1,72	1,54	1,64	1,46	1,39	1,28	1,15	1,19	1,27	1,36	1,39	1,70	17,07

Tabla 2.1 Pagos por energía comprada en Contratos Regulados (Millones UDS) (continuación)

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MANABÍ	7,04	6,24	6,88	4,72	4,79	4,80	4,50	4,62	4,77	5,27	5,39	6,37	65,38
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MILAGRO	2,60	2,37	2,58	2,20	2,11	1,94	1,80	1,85	1,78	1,96	2,07	2,44	25,69
E. E. QUITO	16,23	14,42	15,27	12,82	11,85	11,90	11,25	11,50	11,88	13,33	13,52	14,44	158,41
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	4,13	3,70	4,00	3,38	3,10	3,10	2,92	2,96	3,09	3,48	3,51	3,85	41,23
E. E. REGIONAL SUR	1,41	1,23	0,89	0,75	0,70	0,68	0,65	0,67	0,70	0,78	0,77	0,87	10,10
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO EL ORO	4,39	3,91	4,26	3,66	3,44	3,25	2,95	3,04	3,08	3,27	3,42	4,04	42,70
E. E. RIOBAMBA	1,43	1,29	1,35	1,13	1,05	1,02	1,01	1,03	1,05	1,19	1,02	1,11	13,69
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA	2,77	2,50	2,59	2,17	1,91	1,87	1,72	1,79	1,76	2,06	2,11	2,52	25,76
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO	2,25	1,99	2,16	1,81	1,72	1,68	1,60	1,64	1,67	1,85	1,90	2,10	22,38
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	22,07	19,69	21,51	18,19	16,96	16,09	14,47	14,47	15,42	16,47	16,89	20,53	212,78
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS-LOS RÍOS	8,27	7,31	7,87	6,61	6,48	6,20	5,46	5,88	6,14	6,69	6,89	8,12	81,92
E. E. REGIONAL NORTE	2,22	1,96	2,00	1,68	1,53	1,51	1,44	1,51	1,55	1,73	1,70	1,90	20,74
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SUCUMBÍOS	1,43	1,15	1,24	1,05	0,94	0,88	0,84	0,90	0,95	1,06	1,12	1,25	12,82
TOTAL	85,16	75,64	80,98	67,34	63,22	61,48	56,80	58,18	60,44	66,50	67,23	77,39	820,35

Tabla 2.2 Ingresos por energía vendida en Contratos Regulados (Millones USD)

EMPRESAS GENERADORAS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYÁN	2,41	2,47	4,68	4,66	4,66	4,71	4,60	4,47	4,41	4,35	4,24	4,18	49,83
ELECAUSTRO	0,86	0,83	0,75	0,70	0,60	0,56	0,55	0,54	0,63	0,79	0,78	0,97	8,55
ELECTROQUIL	8,62	4,81	2,93	2,18	2,35	2,78	1,98	2,22	1,93	2,83	0,00	0,00	32,62
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	11,49	9,66	10,23	8,92	7,41	6,16	5,83	6,93	7,88	9,20	10,59	12,68	106,98
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDROPAUTE	4,17	4,29	10,72	10,84	10,75	10,37	10,55	11,00	10,71	10,28	10,10	10,22	113,98
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	21,01	17,97	18,16	12,82	12,78	13,64	10,85	10,69	9,51	10,22	15,56	18,02	171,23
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	14,52	13,14	13,12	9,57	7,22	7,67	8,11	8,64	9,32	10,97	12,10	13,27	127,66
INTERVISA TRADE	3,86	4,04	2,75	1,93	1,34	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	0,35	0,35	15,33
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDRONACIÓN	1,92	1,92	3,10	3,10	3,16	3,02	2,99	2,99	2,99	2,99	3,02	3,02	34,21
EPMAPS	0,08	0,08	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,08	0,09	0,08	0,07	1,05
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOGAS MACHALA	4,93	6,37	6,66	6,64	6,51	5,98	5,90	5,87	5,77	5,90	5,79	6,43	72,77
ECOLUZ	0,12	0,14	0,11	0,15	0,12	0,16	0,19	0,10	0,09	0,07	0,06	0,07	1,38
HIDROBANICO	0,32	0,17	0,21	0,22	0,23	0,24	0,28	0,19	0,22	0,23	0,19	0,34	2,83
LAFARGE	0,11	0,10	0,10	0,08	0,12	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,05	0,06	0,87
HIDALGO E HIDALGO	0,50	0,51	0,51	0,46	0,53	0,51	0,40	0,30	0,24	0,21	0,16	0,19	4,51
ENERMAX	0,42	0,40	0,44	0,27	0,42	0,34	0,18	0,08	0,03	0,01	0,00	0,01	2,61
TERMOGUAYAS	7,06	5,90	4,85	3,54	3,54	3,48	2,66	2,52	2,69	3,74	0,00	2,74	42,71
GENEROCA	1,25	1,04	0,83	0,70	0,69	0,34	0,37	0,33	0,36	0,82	1,11	1,29	9,15
PERÚ	0,93	1,25	0,16	-0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20

Tabla 2.2 Ingresos por energía vendida en Contratos Regulados (Millones USD) (continuación)

EMPRESAS GENERADORAS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
CELEC E.P. ENERNORTE	0,58	0,56	0,59	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31
CELEC EP COCA CODO SINCLAIR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	1,37	1,21	1,17	3,18	3,40	3,04	3,49	17,54
CELEC EP HIDROAZOGUES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
TOTAL	85,16	75,64	80,98	67,34	63,22	61,48	56,80	58,18	60,44	66,50	67,23	77,39	820,35

Nota: Los ingresos no consideran la devolución del IVA de combustible.

De igual forma, en la Tabla 2.3 y Tabla 2.4 se indica la compra de energía de las empresas distribuidoras y la energía vendida por las empresas de generación en los Contratos Regulados.

Tabla 2.3 Energía comprada mediante Contratos Regulados (GWh)

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
E. E. AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE	49,10	47,33	55,60	49,87	53,96	52,38	51,96	52,32	50,75	52,67	49,68	51,15	616,77
E. E. AZOGUES	8,54	8,14	9,60	8,61	9,17	8,90	9,16	9,31	8,74	8,93	7,92	8,98	105,98
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO BOLÍVAR	6,77	6,66	7,57	6,73	7,42	7,04	6,98	7,13	6,92	7,16	6,81	7,19	84,38
E. E. PROVINCIAL COTOYACI	34,05	32,60	38,19	35,12	37,12	37,28	39,16	39,77	38,17	40,23	38,35	37,03	447,08
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO ESMERALDAS	43,40	41,67	49,10	43,83	49,14	47,60	46,66	46,30	43,57	43,69	41,66	44,44	541,07
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS	34,08	32,92	38,34	36,08	40,49	36,29	34,30	35,14	34,77	34,44	32,61	36,89	426,35
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MANABÍ	139,19	133,52	160,55	115,74	140,21	136,37	134,96	137,01	131,11	133,70	126,69	138,57	1 627,62
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MILAGRO	51,30	50,68	60,25	54,63	61,61	55,08	53,88	54,75	49,00	49,50	48,66	53,21	642,55
E. E. QUITO	321,19	308,10	355,75	317,70	346,70	339,11	338,24	341,20	328,94	339,76	320,93	318,61	3 976,23
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	81,52	79,02	93,06	83,76	90,27	87,86	87,52	87,57	85,21	88,08	82,31	83,80	1 029,97
E. E. REGIONAL SUR	27,83	26,20	30,54	27,44	29,98	28,38	28,56	29,19	28,17	29,22	27,66	28,75	341,92
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO EL ORO	86,59	83,83	99,40	90,75	100,42	92,16	88,49	89,93	84,87	82,91	80,37	87,92	1 067,64
E. E. RIOBAMBA	28,27	27,48	31,98	28,51	31,12	29,43	30,63	31,13	29,54	30,67	29,48	29,79	358,03
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA	54,70	53,20	60,61	53,89	55,77	53,20	51,42	53,08	48,32	52,15	49,52	54,87	640,74
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO	44,44	42,47	50,29	44,58	50,26	47,71	48,01	48,60	45,88	46,94	44,68	45,77	559,64
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	436,94	423,25	501,44	449,05	493,69	456,43	432,37	427,76	424,29	417,07	396,11	447,30	5 305,68
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS-LOS RÍOS	163,07	156,78	183,67	163,51	189,23	176,44	163,41	174,04	168,82	169,34	161,94	176,93	2 047,17
E. E. REGIONAL NORTE	44,00	41,86	48,26	43,17	46,57	44,53	45,05	46,48	44,58	45,81	44,49	46,23	541,03
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SUCUMBÍOS	28,31	24,50	28,85	25,88	27,41	25,15	25,06	26,60	26,08	26,89	26,31	27,17	318,22
TOTAL	1 683,30	1 620,18	1 903,06	1 678,88	1 860,53	1 761,35	1 715,82	1 737,31	1 677,72	1 699,18	1 616,19	1 724,58	20 678,10

Tabla 2.4 Energía vendida mediante Contratos Regulados (GWh)

EMPRESAS GENERADORAS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	JUL.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYÁN	146,01	177,11	278,22	250,85	246,10	258,12	218,46	193,51	189,37	171,83	146,82	137,34	2 413,73
ELECAUSTRO	13,31	14,29	22,53	24,55	22,68	20,06	17,52	9,19	8,73	15,84	11,47	17,26	197,43
ELECTROQUIL	91,49	42,42	18,85	9,13	11,06	16,68	6,51	9,70	6,17	18,84	0,00	0,00	230,85
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	131,20	101,67	90,98	68,35	35,76	25,52	20,26	40,72	59,62	87,05	106,26	135,37	902,75
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDROPAUTE	395,07	454,14	655,92	715,39	717,65	539,44	707,82	795,76	688,11	472,62	372,81	336,88	6 851,61
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	274,16	221,52	235,56	134,44	143,00	150,95	100,21	98,15	70,94	92,44	177,15	214,05	1 912,58
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	206,91	185,71	183,52	97,29	39,54	48,35	55,28	64,42	77,48	118,53	137,50	155,98	1 370,50
INTERVISA TRADE	39,26	40,82	23,61	12,47	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,01
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDRONACIÓN	116,00	100,77	115,74	119,26	150,23	78,45	61,00	61,36	63,19	62,50	79,69	76,49	1 084,68
EPMAPS	5,03	5,38	8,13	11,13	10,28	11,16	12,57	8,14	5,47	7,73	4,58	3,18	92,80
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOGAS MACHALA	95,03	130,50	141,50	132,04	132,73	117,61	115,83	114,90	112,03	115,43	111,07	120,66	1 439,33
ECOLUZ	2,37	2,70	2,01	2,99	2,26	3,20	3,80	1,86	1,69	1,45	1,14	1,28	26,76
HIDROABANICO	6,86	3,66	4,41	4,65	4,91	5,00	5,97	4,00	4,62	4,83	3,94	7,30	60,15
LAFARGE	2,20	1,85	1,91	1,56	2,24	0,99	0,96	1,19	1,06	0,77	0,91	1,22	16,85
HIDALGO E HIDALGO	9,58	9,74	9,87	8,70	10,32	9,73	7,59	5,27	4,12	3,46	2,31	2,89	83,57
ENERMAX	9,01	8,60	9,31	5,80	8,97	7,13	3,92	1,76	0,61	0,16	0,04	0,19	55,50
TERMOGUAYAS	75,49	61,58	49,79	34,59	34,58	33,79	24,90	23,33	24,64	36,69	0,00	24,93	424,33
GENEROCA	13,06	9,94	7,77	6,37	6,32	2,53	2,85	2,66	3,13	7,69	10,32	12,52	85,17
PERÚ	14,98	19,81	2,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,75
CELEC E.P. ENERNORTE	36,28	27,99	39,87	39,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	143,46
CELEC EP COCA CODO SINCLAIR	0,00	0,00	0,00	0,00	277,08	432,66	350,37	301,38	356,10	478,95	448,99	475,03	3 120,56
CELEC EP HIDROAZOGUES	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	2,36	1,17	2,00	6,75
TOTAL	1 683,30	1 620,18	1 903,06	1 678,88	1 860,53	1 761,35	1 715,82	1 737,31	1 677,72	1 699,18	1 616,19	1 724,58	20 678,10

2.2.3. CONTRATO CON EL PERÚ

Durante 2016 se registraron importaciones y exportaciones con Perú, en apego al contrato suscrito entre CELEC EP con la Empresa ENERSUR S.A., del vecino país. Estas transacciones se desarrollaron empleando la línea de interconexión entre Machala en Ecuador y Zorritos en Perú. Para el tratamiento técnico y comercial de estas transacciones se aplicó el "PROCEDIMIENTO TÉCNICO Y COMERCIAL PARA LAS TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD ENTRE ECUADOR Y PERÚ", que fuese desarrollado por el CENACE y aprobado por la ARCONEL en su oportunidad.

En la Tabla 2.5 Transacciones con el Perú (GWh, Millones USD y ctvs.USD) se muestran los resultados de la importación y exportación en energía y millones de dólares, así como el precio medio de estas transacciones.

Tabla 2.5 Transacciones con el Perú (GWh, Millones USD y ctvs.USD)

Importación	PERÚ			Exportación	PERÚ		
	Energía (GWh)	Liquidación (Millones USD)	Precio medio ctvs.USD/kWh		Energía (GWh)	Liquidación (Millones USD)	Precio medio ctvs.USD/kWh
Ene.	14,98	0,93	6,19	May.	2,62	0,01	0,21
Feb.	19,81	1,25	6,29	Jun.	10,34	0,02	0,24
Mar.	2,96	0,16	5,44	Jul.	3,07	0,01	0,31
Abr.	0,00	-0,14*	0,00	Ago.	5,47	0,02	0,28
May.	0,00	0,00	0,00	Sep.	1,17	0,00	0,22
TOTAL	37,75	2,20	5,82	TOTAL	22,67	0,06	0,25

* El valor negativo se debe a un ajuste a otro mes a favor de Ecuador.

2.2.4. ESTRUCTURA DE TIPO DE CONTRATOS

Los contratos son de naturaleza financiera y no afectan al despacho económico. Se pueden comprometer los siguientes rubros: Costo Fijo, Costo Variable, Costo Variable Adicional y Potencia Remunerada⁷.

Los Contratos Regulados son suscritos por todas las empresas distribuidoras con las siguientes modalidades:

TIPO	RUBROS COMPROMETIDOS	SUSCRIPTORES
1	Costo Fijo + Costo Variable	Generadores Estatales
		Generadores Privados
		Autoproductores Públicos
2	Costo Variable	Autoproductores Privados
3	Potencia Remunerable + Costo Variable + Costo Variable Adicional	Generadores Privados

Adicionalmente, y por fuera del esquema de contratación regulada, están los contratos de libre acuerdo que pueden suscribir los generadores privados o los autoproducidos privados con los grandes consumidores.

En la Tabla 2.6 se indica la energía por tipo de contrato y en la Figura 2.4 se muestra la participación que tiene cada tipo de contrato en el total de la energía.

Tabla 2.6 Energía por tipo de Contratos Regulados (GWh)

TIPO DE CONTRATO	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Contrato Tipo 1	1 549,75	1 502,31	1 815,03	1 614,22	1 790,95	1 698,98	1 665,82	1 697,23	1 637,85	1 644,12	1 597,51	1 674,26	19 888,03
Contrato Tipo 2	99,27	82,29	68,83	51,17	52,60	47,45	36,92	32,74	33,20	49,27	13,77	41,62	609,13
Contrato Tipo 3	34,28	35,58	19,21	13,49	16,99	14,92	13,08	7,33	6,67	5,79	4,90	8,70	180,94
Total	1 683,30	1 620,18	1 903,06	1 678,88	1 860,53	1 761,35	1 715,82	1 737,31	1 677,72	1 699,18	1 616,19	1 724,58	20 678,10

⁷ RUBROS A COMPROMETER EN CONTRATOS REGULADOS

- **COSTO FIJO:** Se reconoce una anualidad que cubre los costos fijos (que no dependen de la producción). Esta anualidad la distribuye CENACE mensualmente como parte del proceso de liquidación.
- **COSTO VARIABLE:** Corresponde al Costo Variable de Producción, CVP, declarado mensualmente por los Generadores con apego a la Regulación No. CONELEC - 003/03.
- **COSTO VARIABLE ADICIONAL:** Es un valor propuesto por los Generadores Privados en el proceso de negociación, que es liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. El CONELEC puede establecer valores referenciales, los mismos que serán informados a los entes responsables de la negociación de los Contratos Regulados.
- **POTENCIA REMUNERADA:** Corresponde a la Potencia Remunerable Puesta a Disposición de cada unidad o planta de generación, que es calculada conforme lo establecido en la Regulación No. CONELEC - 003/04 "Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición".

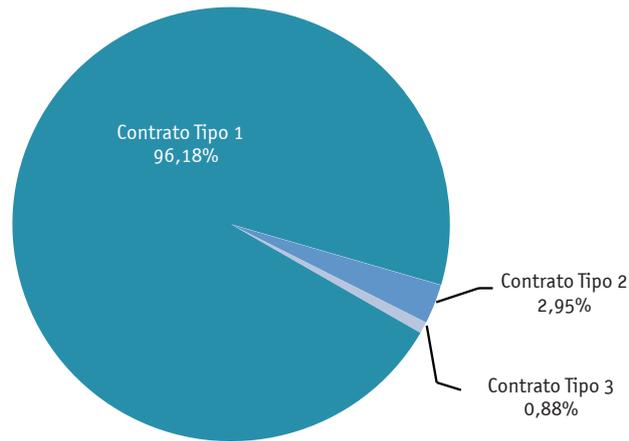


Figura 2.4 Participación energética por tipo de contratos (%)

En la Tabla 2.7 se presenta la liquidación por tipo de contrato y en la Figura 2.5 la participación que tiene cada tipo de contrato en el total de la liquidación del año.

Tabla 2.7 Liquidación de Contratos Regulados (Millones USD)

TIPO DE CONTRATO	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	JuL.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Contrato Tipo 1	74,44	66,15	73,77	62,05	57,57	56,36	52,66	54,60	56,76	61,38	65,66	72,69	754,10
Contrato Tipo 2	8,88	7,50	6,27	4,79	4,84	4,40	3,52	3,23	3,37	4,85	1,33	4,28	57,25
Contrato Tipo 3	1,85	2,00	0,93	0,50	0,81	0,71	0,62	0,35	0,32	0,28	0,23	0,41	9,01
Total	85,16	75,64	80,98	67,34	63,22	61,48	56,80	58,18	60,44	66,50	67,23	77,39	820,35

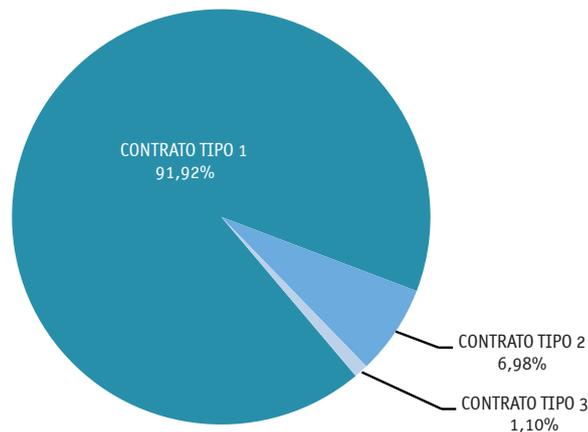


Figura 2.5 Participación en la liquidación por tipo de contratos (%)

2.3. OTRAS TRANSACCIONES

Durante 2016, el volumen total de otras transacciones fue de 262,33 millones de dólares. El promedio mensual de estas transacciones corresponde a 21,86 millones de dólares. El volumen máximo se realizó en enero por un valor de 27,66 millones de dólares y el mínimo en junio, que alcanzó los 18,19 millones de dólares.

En la Figura 2.6 se presentan los valores mensuales de otras transacciones en GWh (desde el punto de vista de la generación) y en millones de dólares.

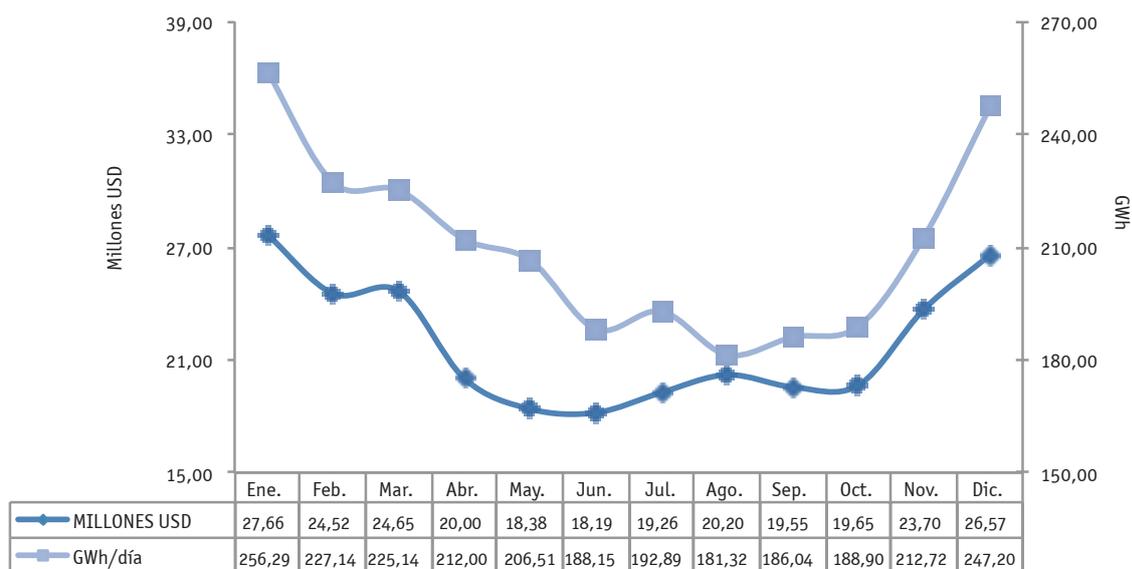


Figura 2.6 Montos mensuales por otras transacciones (Millones USD y GWh)

En la Tabla 2.8 y Tabla 2.9 se detalla la distribución mensual que existe dentro de otras transacciones, en energía y los montos en millones de dólares, respectivamente.

Tabla 2.8 Distribución energética de otras transacciones (GWh)

OTRAS TRANSACCIONES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
TIE	10,91	18,79	0,05	1,00	0,82	0,33	0,12	3,23	5,65	2,04	0,82	0,15	43,92
Generación no convencional	76,59	79,04	84,96	69,08	68,63	70,43	91,73	89,42	82,61	79,86	88,10	103,39	983,84
Generación no escindida	113,94	76,79	81,99	87,01	75,80	59,61	46,80	44,83	46,41	51,80	75,49	94,54	855,00
Generación Autoprodutores (neta)	87,53	75,76	80,88	63,94	67,73	83,27	98,50	91,24	100,50	102,68	101,01	111,03	1 064,09
Excedente de Autoprodutores	32,69	23,23	22,75	9,04	6,47	25,49	44,26	47,39	49,13	47,48	52,70	61,91	422,53
Consumos propios de Autoprodutores	32,15	32,40	35,39	33,96	35,18	34,14	33,27	35,33	34,23	41,75	42,05	41,02	430,87
Déficit Autoprodutores	1,65	1,03	1,63	3,68	1,18	2,44	4,68	6,95	0,25	0,99	3,24	3,82	31,54
Déficit contratos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	256,29	227,14	225,14	212,00	206,51	188,15	192,89	181,32	186,04	188,90	212,72	247,20	2 524,32

Tabla 2.9 Distribución de la liquidación de otras transacciones (Millones USD)

OTRAS TRANSACCIONES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
TIE	1,96	2,87	0,01	0,10	0,05	0,03	0,01	0,34	0,46	0,17	0,07	0,01	6,07
Generación no convencional	6,20	6,02	6,65	5,69	5,85	6,20	8,34	8,40	7,77	7,64	8,14	8,74	85,63
IVA de combustibles	4,72	3,68	3,20	2,05	1,74	1,91	1,45	1,58	1,47	2,00	2,87	3,73	30,40

Tabla 2.9 Distribución de la liquidación de otras transacciones (Millones USD) (continuación)

OTRAS TRANSACCIONES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Servicios complementarios	-0,13	-0,03	3,21	1,02	0,01	-0,12	0,04	0,19	-0,01	-0,07	-0,10	-0,13	3,88
Generación no escindida	8,55	5,52	4,59	4,54	4,12	3,70	3,23	3,47	3,59	3,70	6,34	7,77	59,11
Tarifa de transmisión	6,36	6,47	6,99	6,60	6,61	6,47	6,20	6,22	6,27	6,21	6,39	6,45	77,25
TOTAL	27,66	24,52	24,65	20,00	18,38	18,19	19,26	20,20	19,55	19,65	23,70	26,57	262,33

En la Tabla 2.10 constan los pagos de las empresas distribuidoras y exportaciones que incluyen: generación no convencional, IVA de combustibles, TIE, tarifa fija, pérdidas, reactivos y reconciliaciones.

Tabla 2.10 Pagos por generación no convencional, IVA de combustibles, TIE, tarifa fija, pérdidas, reactivos y reconciliaciones (Millones USD)

EMPRESA	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
E. E. AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE	0,58	0,57	0,50	0,44	0,43	0,45	0,50	0,51	0,50	0,51	0,55	0,58	6,13
E. E. AZOGUES	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,08	0,08	0,01	0,02	0,85
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO BOLÍVAR	0,08	0,08	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,07	0,08	0,08	0,09	0,76
E. E. PROVINCIAL COTOPAXI	0,40	0,38	0,33	0,30	0,29	0,31	0,37	0,38	0,36	0,37	0,35	0,34	4,17
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO ESMERALDAS	0,50	0,48	0,43	0,37	0,38	0,40	0,43	0,43	0,41	0,40	0,45	0,49	5,18
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS	0,39	0,38	0,33	0,30	0,30	0,30	0,32	0,34	0,33	0,33	0,36	0,41	4,11
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MANABÍ	1,55	1,53	1,35	1,04	1,03	1,09	1,23	1,27	1,22	1,24	1,35	1,52	15,40
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MILAGRO	0,58	0,58	0,51	0,45	0,45	0,44	0,49	0,51	0,46	0,47	0,53	0,59	6,06
E. E. QUITO	3,68	3,64	3,07	2,70	2,65	2,78	3,13	3,23	3,12	3,14	3,48	3,54	38,15
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	0,94	0,94	0,81	0,71	0,70	0,73	0,82	0,84	0,82	0,84	0,91	0,95	10,00
E. E. REGIONAL SUR	0,33	0,31	0,19	0,17	0,16	0,17	0,19	0,20	0,19	0,19	0,21	0,22	2,51
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO EL ORO	0,96	0,94	0,83	0,74	0,73	0,73	0,81	0,83	0,79	0,76	0,86	0,95	9,94
E. E. RIOBAMBA	0,33	0,33	0,28	0,25	0,24	0,25	0,29	0,30	0,29	0,30	0,27	0,28	3,42
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA	0,61	0,61	0,51	0,45	0,40	0,43	0,47	0,50	0,45	0,48	0,53	0,62	6,05
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO	0,51	0,49	0,43	0,38	0,38	0,39	0,45	0,46	0,44	0,44	0,49	0,51	5,37
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	4,89	4,91	4,30	3,73	3,69	3,68	4,01	4,07	4,04	3,93	4,36	4,91	50,51
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS-LOS RÍOS	1,82	1,78	1,53	1,33	1,38	1,39	1,49	1,61	1,55	1,56	1,74	1,92	19,09
E. E. REGIONAL NORTE	0,51	0,50	0,41	0,36	0,35	0,36	0,42	0,43	0,42	0,43	0,45	0,47	5,10
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SUCUMBÍOS	0,34	0,30	0,25	0,22	0,21	0,21	0,24	0,26	0,26	0,26	0,29	0,31	3,14
EXPORTACIONES COLOMBIA	0,01	0,15	3,88	1,41	0,39	0,26	0,26	0,43	0,17	0,14	0,10	0,07	7,26
TOTAL	19,10	19,00	20,07	15,46	14,26	14,49	16,04	16,74	15,96	15,95	17,36	18,80	203,22

2.4. PRECIOS MEDIOS

En 2016, el precio mensual medio para los Contratos Regulados fue de 3,97 ctvs.USD/kWh y de 8,05 ctvs.USD/kWh para otras transacciones. El mayor precio medio en Contratos Regulados fue de 5,06 ctvs.USD/kWh, en el mes de enero y, el mínimo de 3,31 ctvs.USD/kWh, en el mes de julio; en cuanto a otras transacciones, el mayor precio medio fue de 9,23 ctvs.USD/kWh, en el mes de agosto y, el mínimo de 6,91 ctvs.USD/kWh, en el mes de mayo.

En la Figura 2.7 se presentan los precios medios mensuales en Contratos Regulados, y en otras transacciones, en ctvs.USD/kWh.

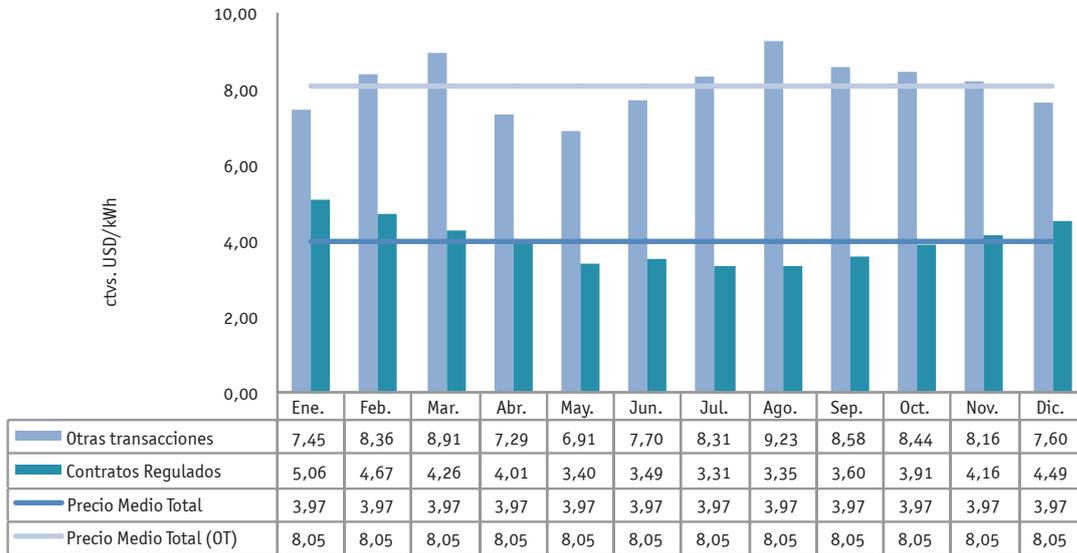


Figura 2.7 Precios medios mensuales totales (ctvs.USD/kWh)

2.4.1. COSTO HORARIO DE CORTO PLAZO DE LA ENERGÍA

El promedio del costo horario diario en el período enero - diciembre fue de 4,37 ctvs.USD/kWh. En la Figura 2.8 se muestra la evolución de los costos de corto plazo promedio.

Los costos horarios en la barra de referencia sancionados durante este año presentan variaciones entre valores máximos diarios de 8,49 ctvs.USD/kWh (enero) y valores mínimos diarios de 0,44 ctvs.USD/kWh (julio).



Figura 2.8 Costos horario promedio de corto plazo de la energía en la barra de referencia (ctvs.USD/kWh)

En la Tabla 4.9 y Figura 4.14 del capítulo cuarto se muestran los costos marginales mensuales promedio en el período comprendido entre los años 1999 y 2016.

2.5. GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

2.5.1. MONTOS

Durante 2016, el volumen total transado en generación no convencional fue de 85,63 millones de dólares, correspondiente a 983,84 GWh. El promedio mensual de transacciones fue de 7,14 millones de dólares. El volumen máximo se realizó en diciembre por un valor de 8,74 millones de dólares y, el mínimo, en abril que alcanzó los 5,69 millones de dólares.

En la Figura 2.9 se observa los valores mensuales por generación no convencional en GWh y en millones de dólares, y en la Tabla 2.11 se muestran los precios medios para la generación no convencional.

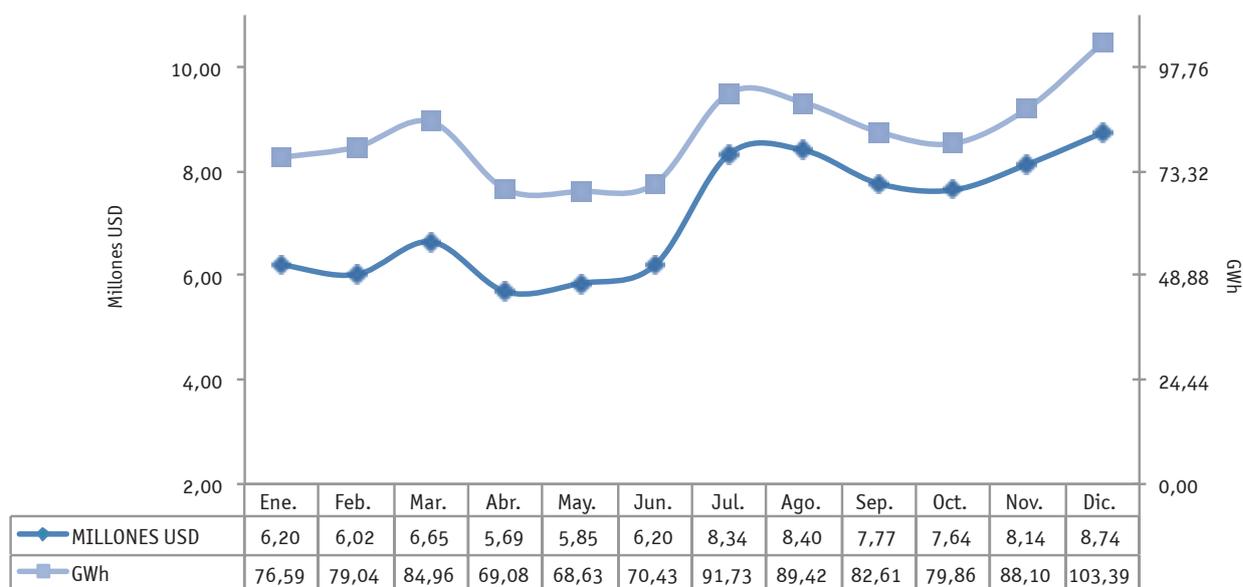


Figura 2.9 Montos mensuales por generación no convencional (Millones USD)

Tabla 2.11 Precios medios para la generación no convencional (ctvs.USD/kWh)

GENERADORES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ALTGENOTEC	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
BRINEFORCORP	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
COAZUCAR	9,67	0,00	0,00	0,00	0,00	8,91	9,78	9,71	9,62	9,67	9,66	9,64	9,68
ELECAUSTRO	6,95	6,94	6,94	6,94	6,93	6,94	6,93	6,94	6,95	6,96	6,97	6,97	6,94
ECOLECTRIC	9,66	0,00	0,00	0,00	0,00	6,22	6,58	6,58	7,24	8,61	8,85	8,99	7,62
ECUAGESA S. A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,88	6,88	6,88	6,88
ELECTRISOL FV	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
EMAAP-Q GENERADOR	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17
ENERSOL	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
EMELNORTE -G-	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	0,00	0,00	7,17	7,17	7,17	7,17
EP FOTOVOLTAICA	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
GENRENOTEC	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
GASGREEN	0,00	10,20	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	10,52

Tabla 2.11 Precios medios para la generación no convencional (ctvs.USD/kWh) (continuación)

GENERADORES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
GRANSOLAR	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
CELEC EP GENSUR	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13
GONZANERGY	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
HIDROIMBABURA	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	0,00	7,17	7,17	7,17	7,17
HIDRONACIÓN	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
HIDROSANBARTOLO	6,28	6,20	6,15	6,14	6,18	6,14	3,84	5,24	6,21	6,21	6,20	5,90	6,12
HIDROTAMBO	0,00	3,22	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	6,64
HIDROVICTORIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,93	6,44	4,65
LOJAENERGY	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
RENOVALOJA	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SANSAU	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SAN CARLOS -A-	8,84	0,00	0,00	0,00	0,00	9,57	9,59	9,59	9,60	9,60	9,60	9,55	9,59
SABIANGO	40,03	40,03	0,00	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SOLCHACRAS	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SOLHUAQUI	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SOLSANTROS	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SANERSOL	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SOLSANTONIO	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SAN PEDRO	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SURENERGY	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
SARACAYSOL	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
VALSOLAR	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
WILDTECSA	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
TOTAL	8,09	7,62	7,83	8,24	8,52	8,80	9,09	9,40	9,40	9,57	9,24	8,45	8,70

En la Figura 4.15 del capítulo cuarto constan: la energía y las transacciones económicas para la generación no convencional entre los años 2004 – 2016.

2.6. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD, TIE

2.6.1. MONTOS

En 2016, la energía transada en las TIE fue de 43,92 GWh para las importaciones, mientras que para las exportaciones fue de 378,27 GWh, como se muestra en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12 Energía transada en las TIE (GWh)

GWh	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
Importación	10,91	18,79	0,05	1,00	0,82	0,33	0,12	3,23	5,65	2,04	0,82	0,15	43,92
Exportación	0,07	13,42	142,09	66,43	63,63	40,32	15,97	23,62	6,29	2,55	2,34	1,53	378,27

El monto total de ingresos por exportación de energía para 2016 fue de 37,34 millones de dólares. El mes con mayores ingresos fue marzo, en el cual se recibieron 24,22 millones de dólares; y el menor en el mes de enero, en el que se recibieron 0,0127 millones de dólares (Figura 2.10).

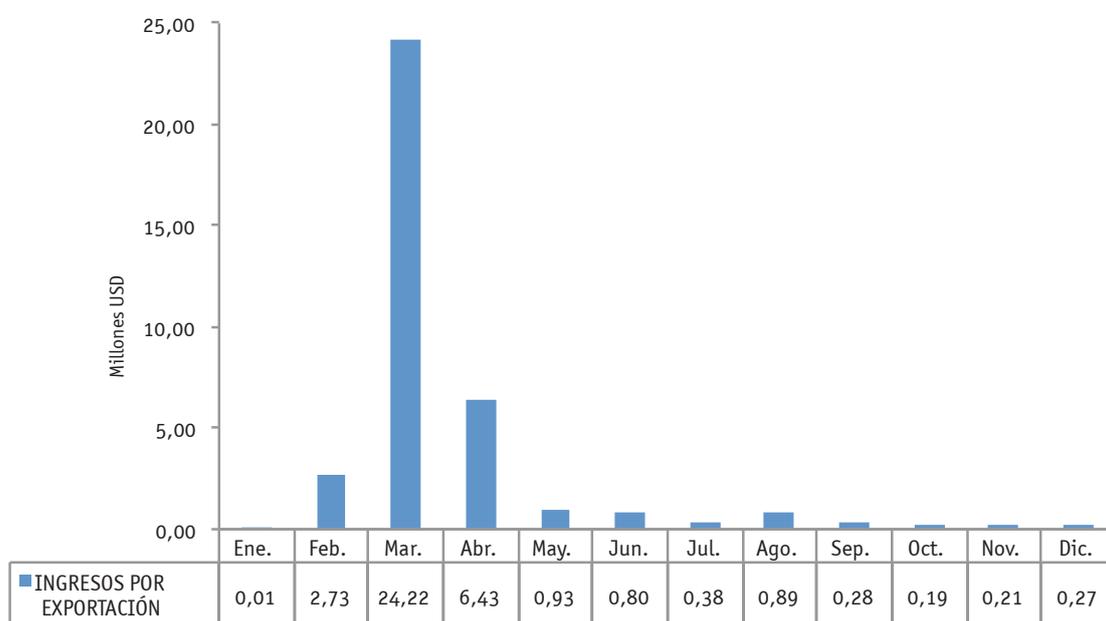


Figura 2.10 Ingresos por exportación de energía (Millones USD)

El monto total de egresos por importación de energía para 2016 fue de 6,07 millones de dólares. El mes con mayores egresos fue febrero, en el que se pagaron 2,87 millones de dólares, y el menor en julio con 0,008 millones de dólares (Figura 2.11).

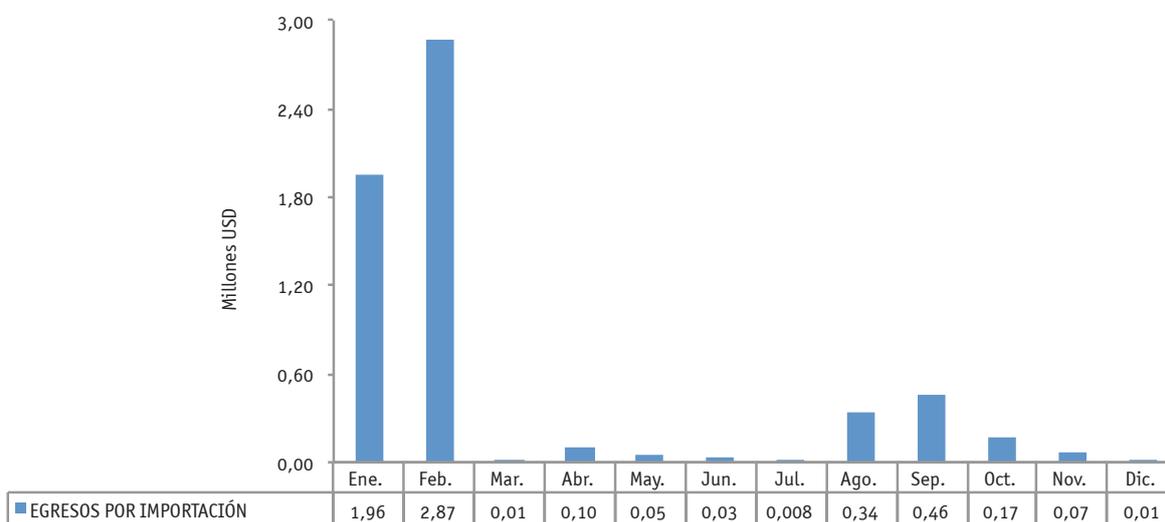


Figura 2.11 Egresos por importación de energía (Millones USD).

En la Tabla 4.10 y en la Figura 4.16 del capítulo cuarto se presenta la importación de energía, detallada, para los años 2003 - 2016. Para el caso de las exportaciones, éstas se indican en la Tabla 4.11 y Figura 4.18, para el mismo periodo.

2.6.2. PRECIO MEDIO MENSUAL

En la Tabla 2.13 se muestran los precios medios mensuales en las Transacciones Internacionales de Electricidad tanto para las importaciones como para las exportaciones. El promedio de los precios medios mensuales en las importaciones fue de 11,16 ctvs.USD/kWh; el mayor valor se obtuvo en el mes de marzo: 27,42 ctvs.USD/kWh y el menor, en el mes de mayo: 6,33 ctvs.USD/kWh. En las exportaciones el promedio de los precios medios mensuales fue de 9,46 ctvs.USD/kWh; el mes con el máximo valor fue febrero: 20,35 ctvs.USD/kWh y mayo el mes con el menor valor: 1,45 ctvs.USD/kWh.

Tabla 2.13 Precios medios mensuales TIE (ctvs.USD/kWh)

ctvs.USD/kWh	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Importación	17,92	15,25	27,42	9,73	6,33	8,12	6,91	10,50	8,15	8,30	8,35	6,93
Exportación	17,76	20,35	17,05	9,67	1,45	1,98	2,39	3,75	4,48	7,45	9,20	17,96

2.6.3. RENTAS DE CONGESTIÓN

Por las importaciones de energía del Ecuador se generaron 0,020 millones de dólares de rentas de congestión, de las cuales se asignaron 0,010 millones de dólares a Ecuador, quedando a favor de Colombia 0,010 millones de dólares, el detalle se aprecia en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14 Rentas de congestión por importación de electricidad (Millones USD)

Millón USD	Rentas de congestión totales generadas por la importación de Ecuador	Rentas de congestión reconocidas a Ecuador por sus importaciones desde Colombia	Rentas de congestión a favor de Colombia por importaciones de Ecuador
Ene.	0,000000	0,000000	0,000000
Feb.	0,000000	0,000000	0,000000
Mar.	0,000000	0,000000	0,000000
Abr.	0,000283	0,000141	0,000141
May.	0,000996	0,000498	0,000498
Jun.	0,000043	0,000021	0,000021
Jul.	0,000021	0,000011	0,000011
Ago.	0,000007	0,000004	0,000004
Sep.	0,012205	0,006103	0,006103
Oct.	0,000000	0,000000	0,000000
Nov.	0,002974	0,001487	0,001487
Dic.	0,003155	0,001578	0,001578

El registro histórico de las rentas de congestión para exportación e importación en los años 2003 – 2016 consta en las Figura 4.17 y Figura 4.19 del capítulo cuarto.

2.7. TARIFAS, PRECIOS Y COSTOS

2.7.1. PRECIO UNITARIO DE POTENCIA

La ARCONEL ha mantenido el precio unitario de potencia en un valor constante de 5,7 dólares por kW mes, durante el periodo 2016.

2.7.2. TARIFA FIJA DE TRANSMISIÓN

La tarifa fija de transmisión tuvo un valor constante en 2016, con un valor de 1,77 dólares por kW mes de demanda máxima.

2.7.3. PRECIOS PROMEDIOS PONDERADOS DE COMBUSTIBLES

Los precios promedio de los diferentes tipos de combustible para el año fueron: fuel oil más residuo 0,548352 dólares/galón, diesel 0,918718 dólares/galón, nafta 0,747929 dólares/galón y gas natural 3,127617 dólares/1000 pies³. La Tabla 2.15 presenta los precios promedios mensuales ponderados de los combustibles.

En la del capítulo cuarto Tabla 4.12 se presentan los precios anuales de combustibles para el período 2000 – 2016.

Tabla 2.15 Precios promedios ponderados de combustibles (USD/galón y USD/1000 pies³)

MES	DIESEL ** (USD/galón)	FUEL OIL ** (USD/galón)	RESIDUO ESMERALDAS ** (USD/galón)	RESIDUO SHUSHUFINDI ~ (USD/galón)	NAFTA *** (USD/galón)	GAS NATURAL * (USD/1000 pies ³)
Ene.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Feb.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Mar.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Abr.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
May.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Jun.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Jul.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Ago.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Sep.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Oct.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Nov.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617
Dic.	0,918718	0,548352	0,445802	0,392396	0,747929	3,127617

(*) Fuente de Información CELEC EP Unidad de Negocio Termogás Machala.

(**) Fuente de información EP PETROECUADOR.

(***) Del 1 de mayo al 17 de junio se aplicó valores de la nafta según Decreto 862.

(~) Precios de residuo: Shushufindi, viscosidad 7400 Segundos Redwood y Esmeraldas, viscosidad 4500 Segundos Redwood.

2.7.4. COSTO DE ARRANQUE Y PARADA

Los valores constan en la Tabla 2.16.

Tabla 2.16 Costo de arranque y parada de unidades turbovapor (USD)

PARTICIPANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	CENTRAL	INVERSIÓN ACTUALIZADA (USD)	Costo arranque - parada (USD)		
			48h < t < 360h	360h < t < 720h	> 720 h
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	110 778 500,00	14 774,94	16 621,81	18 468,68
PARTICIPANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO	CENTRAL	INVERSIÓN ACTUALIZADA (USD)	40h < t < 45h	45h < t < 50 h	> 50 h
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	GONZALO ZEVALLOS (TV2)	23 415 427,00	3 123,00	3 513,38	3 903,75
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	GONZALO ZEVALLOS (TV3)	23 305 061,00	3 108,28	3 496,82	3 885,35
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	81 194 961,00	10 829,27	12 182,93	13 536,59
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL (GENERACIÓN)	ANÍBAL SANTOS	27 205 538,00	3 628,65	4 082,23	4 535,81

2.7.5. COSTOS VARIABLES DE LA PRODUCCIÓN DE REACTIVOS

En la Tabla 2.17 se muestran los costos variables de la producción de reactivos de los compensadores sincrónicos.

Tabla 2.17 Costos variables de la producción de reactivos en los compensadores sincrónicos (ctvs.USD/kVARh)

MES	GONZALO ZEVALLOS TG4	SANTA ROSA U1	SANTA ROSA U2	SANTA ROSA U3
Ene.	2,2477	2,5328	2,8082	2,5073
Feb.	2,1275	2,3273	2,7220	2,3208
Mar.	1,6246	2,2107	0,0000	2,2216
Abr.	1,2980	2,0355	2,8978	2,0342
May.	0,0000	1,6759	1,5700	0,0000
Jun.	0,0000	1,6201	1,5700	0,0000
Jul.	0,5738	1,5970	1,5700	1,6161
Ago.	0,0000	1,7474	2,0733	1,7473
Sep.	0,0000	1,9708	2,1541	1,9564
Oct.	1,8084	2,2168	2,3492	2,2095
Nov.	1,7935	2,3277	2,4017	2,3213
Dic.	2,1410	2,4646	2,5361	2,4929

2.7.6. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

Los valores promedio para estos costos varían desde 3,47 ctvs.USD/kWh para la central Esmeraldas, a 13,71 ctvs.USD/kWh para la central Isla Puná. En el capítulo tercero, Figura 3.2, se presentan los costos variables de producción ordenados de mayor a menor y en la Tabla 3.6 se muestran de forma detallada los costos promedio variables de producción.

2.8. DEUDAS Y ACRENCIAS

La información presentada corresponde a los reportes realizados por los administradores en los Comités Técnicos de cada empresa eléctrica de distribución, conforme consta de las Tabla 2.18 y 2.19.

Tabla 2.18 Detalle de la deuda por Distribuidora período enero – diciembre 2016 (Millones USD)

DISTRIBUIDORAS	FACTURADO	PAGO	SALDO
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	694 360 451,07	650 849 296,72	43 511 154,35
E. E. AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE	32 255 930,47	29 078 997,29	3 176 933,17
E. E. AZOGUES	4 613 072,71	3 532 787,73	1 080 284,98
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	54 164 705,14	50 210 891,99	3 953 813,15
E.E. PROVINCIAL COTOPAXI	22 364 325,09	20 209 629,54	2 154 695,55
E.E. QUITO	207 434 738,87	197 450 675,54	9 984 063,33
E. E. REGIONAL NORTE	27 517 791,52	23 905 951,40	3 611 840,12
E. E. REGIONAL SUR	13 384 145,58	11 696 179,33	1 687 966,25
E. E. RIOBAMBA	18 052 806,85	15 879 872,92	2 172 933,93
TOTAL	1074 147 967,29	1002 814 282,46	71 333 684,83

*Información presentada por las empresas de distribución al comité técnico de supervisión y control.

*Saldos previos a pagos con saldos a favor y compensaciones

Tabla 2.19 Estado de cuenta por prelaaciones, periodo enero - diciembre 2016 (Millones USD)

PRELACIONES	FACTURADO	PAGO	SALDO	% COBRO
1-TRANSMISIÓN	61.443.365,58	61.443.365,58	0,00	100%
2A-IMPORTACIÓN DE ENERGÍA	5.112.843,30	5.112.843,30	0,00	100%
2B1-GENERACIÓN NO CONVENCIONAL CON PARTICIPACIÓN EN DEMANDA MÁXIMA	50.202.644,64	50.202.644,64	0,00	100%
2B2-GENERACIÓN NO CONVENCIONAL SIN PARTICIPACIÓN EN DEMANDA MÁXIMA	18.490.472,41	18.490.472,41	0,00	100%
2C1-GENERACIÓN PRIVADA EP PETROECUADOR	32.942.138,67	32.942.138,67	0,00	100%
2C2-GENERACIÓN PRIVADA RESTO COSTOS VARIABLES	49.328.286,99	49.328.286,99	0,00	100%
2C3-COSTOS FIJOS GENERACIÓN PRIVADA	27.745.576,27	27.745.576,27	0,00	100%
2D - COSTOS FIJOS GENERACIÓN ESTATAL	367.999.761,80	367.999.761,80	0,00	100%
2E - COSTOS VARIABLES GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA ESTATAL	23.549.800,61	23.534.869,68	14.930,94	100%
2F1 TERMICA ESTATAL EP PETROECUADOR	129.547.229,98	104.688.058,21	24.859.171,77	81%
2F2 - RESTO COSTOS VARIABLES TERMOELÉCTRICA ESTATAL	112.005.404,12	76.567.207,93	35.438.196,19	68%
3- MERCADO OCASIONAL	0,00	0,00	0,00	
TOTAL	878 367 524,37	818 055 225,47	60 312 298,89	93%

*Información presentada por las empresas de distribución al comité técnico de supervisión y control.

*Saldos previos a pagos con saldos a favor y compensaciones

2.9. BALANCE COMERCIAL

En la Figura 2.12 se detalla el balance comercial. Se calcula considerando los valores netos totales liquidados a los diferentes actores del sector eléctrico ecuatoriano por el CENACE y no representan los valores realmente recaudados.

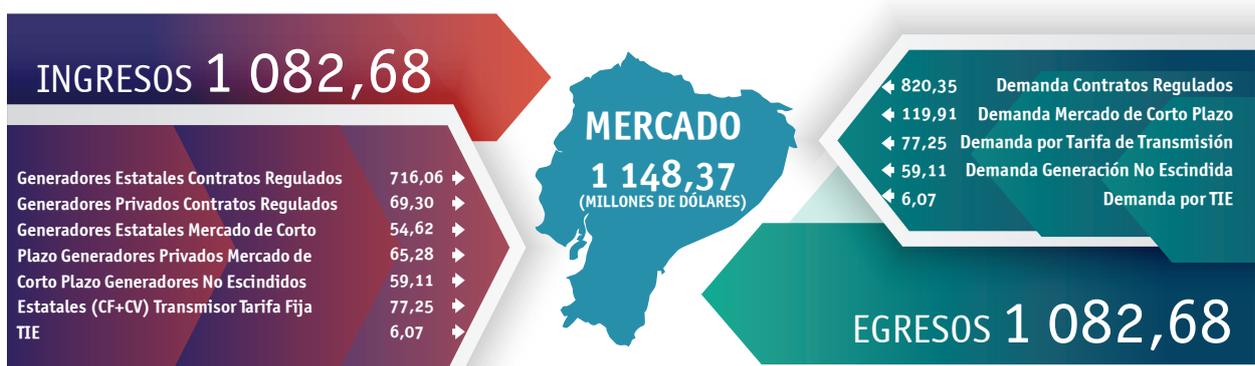
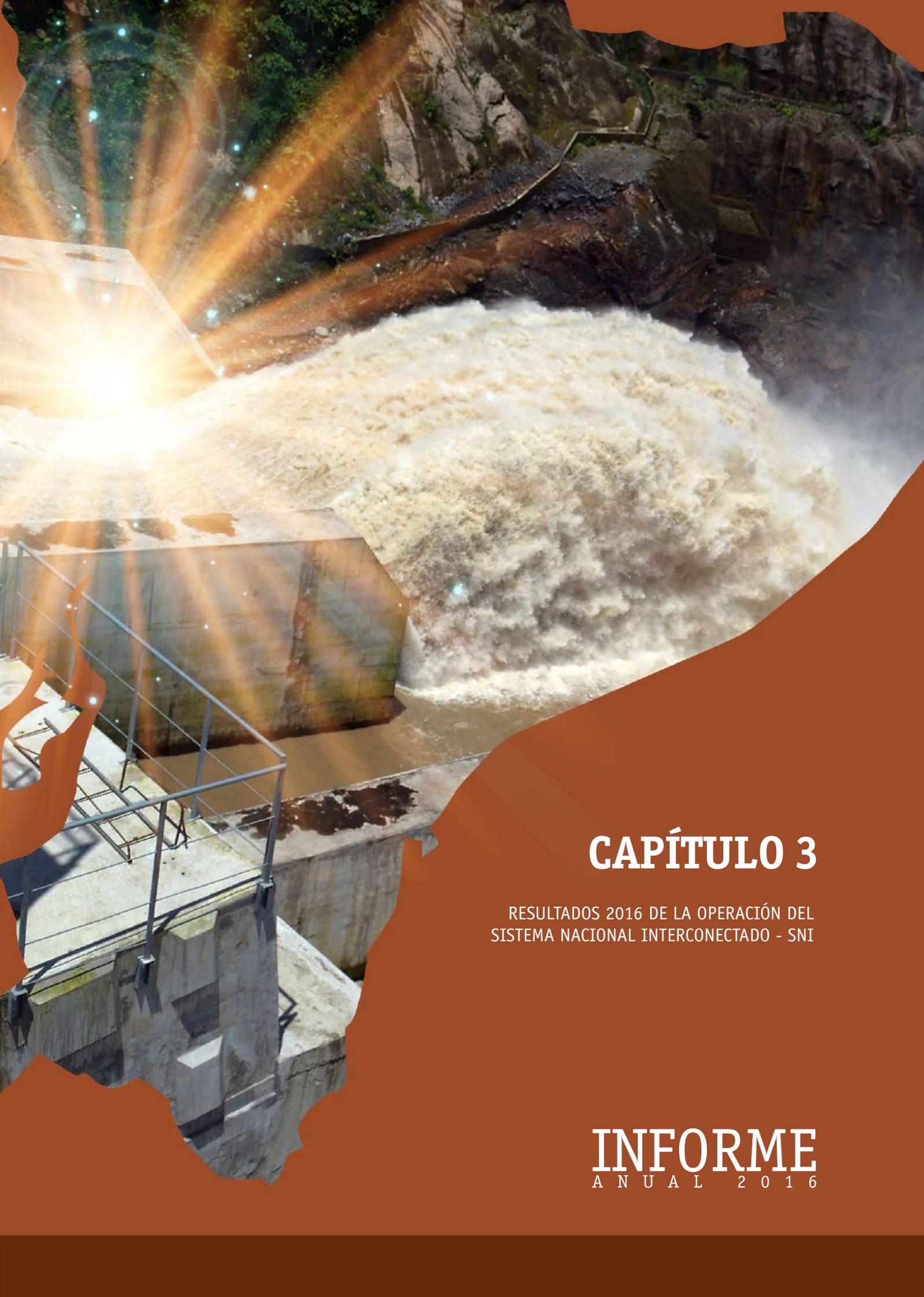


Figura 2.12 Balance comercial (Millones de USD)



CAPÍTULO 3

RESULTADOS 2016 DE LA OPERACIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - SNI

INFORME
A N U A L 2 0 1 6

3. RESULTADOS 2016 DE LA OPERACIÓN DEL SNI

3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, SNI

3.1.1. DEMANDA

Tabla 3.1 Demanda de energía (GWh) de las Empresas Distribuidoras, Consumos Propios y exportaciones

DISTRIBUIDORES, CONSUMOS PROPIOS Y EXPORTACIÓN	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	JuL.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	476,30	450,93	490,21	475,37	495,12	459,50	444,75	436,39	441,55	435,82	425,89	483,90	5.515,74
E. E. AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE	53,55	50,49	54,43	52,82	54,13	52,77	53,44	53,42	52,83	55,05	53,43	55,33	641,69
E. E. AZOGUES	9,33	8,68	9,37	9,09	9,18	8,96	9,41	9,49	9,10	9,35	8,52	9,71	110,19
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO BOLÍVAR	7,40	7,11	7,40	7,12	7,44	7,09	7,18	7,27	7,21	7,49	7,32	7,77	87,80
E. E. PROVINCIAL COTOPAXI	37,15	34,71	37,30	37,05	37,17	37,54	40,23	40,58	39,67	42,04	41,25	40,10	464,80
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	88,96	84,27	90,97	88,59	90,50	88,50	90,00	89,31	88,72	92,08	88,52	90,66	1.071,10
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO ESMERALDAS	47,39	44,42	47,95	46,25	49,25	47,99	48,00	47,19	45,36	45,69	44,81	48,07	562,36
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS- LOS RÍOS	177,95	166,96	179,37	172,93	189,61	177,62	168,13	177,46	175,75	177,02	174,14	191,40	2.128,35
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MANABÍ	151,90	142,35	156,77	121,81	140,44	137,34	138,77	139,63	136,51	139,77	136,26	149,89	1.691,43
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO MILAGRO	55,99	54,00	58,82	57,69	61,73	55,49	55,40	55,81	51,03	51,76	52,33	57,57	667,63
E. E. REGIONAL NORTE	48,00	44,66	47,21	45,71	46,71	44,86	46,33	47,43	46,41	47,89	47,86	50,01	563,10
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO EL ORO	94,49	89,34	97,08	95,90	100,62	92,85	90,98	91,68	88,34	86,69	86,44	95,10	1.109,52
E. E. QUITO	350,14	328,75	348,43	336,73	347,82	341,60	347,88	348,30	342,42	355,09	345,11	344,79	4.137,04
E. E. RIOBAMBA	30,86	29,31	31,24	30,10	31,19	29,65	31,49	31,73	30,76	32,08	31,71	32,22	372,35
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS	37,18	35,08	37,48	38,19	40,61	36,57	35,28	35,83	36,21	36,00	35,07	39,89	443,38
E. E. REGIONAL SUR	30,36	27,95	29,87	29,04	30,08	28,59	29,37	29,79	29,33	30,55	29,74	31,10	355,79
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO	48,48	45,29	49,17	47,22	50,41	48,08	49,38	49,58	47,77	49,08	48,05	49,52	582,04
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA	59,72	56,71	59,13	56,78	55,88	53,54	52,89	54,13	50,31	54,53	53,28	59,36	666,25
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SUCUMBÍOS	30,89	26,15	28,19	27,39	27,49	25,31	25,78	27,13	27,16	28,11	28,29	29,40	331,29
EXPORTACIÓN COLOMBIA + PERÚ	0,07	13,42	142,09	66,43	63,63	50,66	19,04	29,09	7,46	2,55	2,34	1,53	398,32
CONSUMOS PROPIOS	32,15	32,40	35,39	33,96	35,18	34,14	33,27	35,33	34,23	41,75	42,05	41,02	430,87
TOTAL	1.868,28	1.772,97	2.037,83	1.876,19	1.964,22	1.858,65	1.817,01	1.836,56	1.788,16	1.820,39	1.782,43	1.908,35	22.331,03

Tabla 3.2 Demanda de energía (GWh) de los Consumos Propios

CONSUMOS PROPIOS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
ACOSA	1,81	2,39	2,16	2,28	2,59	2,31	2,24	2,60	2,35	2,71	2,53	2,62	28,61
AVÍCOLA SAN ISIDRO	0,78	0,74	0,89	0,80	0,80	0,68	0,71	0,69	0,73	0,72	0,74	0,80	9,07
CODESA	0,48	0,43	0,50	0,50	0,45	0,48	0,44	0,23	0,37	0,42	0,41	0,46	5,16
EBC GUAYAQUIL	2,78	2,40	2,66	2,61	2,51	2,28	2,31	2,51	2,51	2,57	2,60	2,81	30,57
EBC QUITO	1,89	1,91	1,97	1,75	1,82	1,70	1,88	1,89	1,92	1,96	1,86	2,00	22,56
EBC STO DOMINGO	0,60	0,56	0,63	0,57	0,56	0,55	0,58	0,67	0,60	0,58	0,67	0,67	7,25
CODANA S.A. MILAGRO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00	0,29
LA UNIVERSAL GUAYAQUIL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,66	1,35
LA UNIVERSAL RIOBAMBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,27	0,51
DANEC	0,00	0,00	1,66	1,33	1,59	1,57	1,56	1,68	1,52	1,68	1,52	1,56	15,66
HCJB PICHINCHA	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,29
HCJB ANTENAS	0,12	0,11	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	1,39
HCJB H. VOZ ANDES	0,05	0,04	0,05	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,31
LOGISTPLAST	0,00	0,00	0,16	0,16	0,13	0,09	0,07	0,08	0,11	0,10	0,11	0,16	1,18
TELCONET	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,54	0,45	0,38	0,40	2,34
EDIF. A NUEVO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,43
EDIF.B ANTIGUO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,47
EDIF.A CLIENTE	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,18
BODEGA CHORRERA	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,71
PLANTA EL TROJE	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,14
PLANTA EL PLACER	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,46
ESTACIÓN BOMBEO PEDREGAL	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,04	0,04	0,06	0,05	0,34
COLINAS ALTO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,46
CHIRIYACU ALTO	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,78
POZO CONDADO 1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03	0,02	0,21
POZO CONDADO 2	0,03	0,02	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,02	0,03	0,37
POZO OFELIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GUAMANÍ	0,11	0,10	0,11	0,10	0,11	0,10	0,11	0,11	0,10	0,10	0,11	0,10	1,26
SAN ANTONIO	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,17
ESTACION CHAUPICRUZ	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,40
ESTACION PUENGASÍ	0,10	0,09	0,11	0,10	0,10	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,09	0,09	1,16
CAROLINA ALTA	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,95
BELLA VISTA	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,07	0,08	0,91
SANTA ROSA LLOA	0,21	0,25	0,06	0,01	0,01	0,01	0,01	0,14	0,25	0,24	0,25	0,18	1,62
LA COCHA	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,28
PINTAG	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,19
ARGELIA BAJA	0,05	0,05	0,06	0,09	0,08	0,07	0,08	0,09	0,07	0,08	0,07	0,07	0,86
ROLDOS MEDIO	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,18	2,07
COLLALOMA	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
CAMPAMENTO HUAYRAPUNGO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
MUSEO YAKU	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,08
E/B EL PANECILLO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,11
E/B CHILLOGALLO MEDIO	0,03	0,03	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,04	0,21
E/B LIBERTAD ALTO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,15
PLANTA TOCTIUCO	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,06
PLANTA CHILIBULO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,10
E/B LIBERTAD MEDIO	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,17
E/B CHAUPICRUZ 2	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla 3.2 Demanda de energía (GWh) de los Consumos Propios (continuación)

CONSUMOS PROPIOS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
EDIF. LA GRANJA TQ CAROLINA BAJO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,07
LABORATORIO DE BELLAVISTA	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06
POZO 18 JAPÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
E/B GRANDA GARCES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,04	0,02	0,01	0,03	0,13
POZO CARCELÉN VOLQUETAS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,17
POZO CARCELÉN 4 SIQUIATRICO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,15
POZO No. 68 EL ROCÍO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZO DIARIO HOY	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	0,17
Pozo No. 50 OFELIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZO CARCELÉN EL PEAJE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZO URINCO 1	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,16
POZO URINCO 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZO 3 CQROLINA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E/B SAN ANTONIO DE PICHINCHA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
E/B CANAL DEL PISQUE	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,12
POZO ARMENIA 4	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,06
PLAN.TRATA CONOCOTO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,08
POZO LA MOYA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZO CONOCOTO EL ESTADIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZO NO. 1 ALANGASÍ LA COCHA	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,27
POZO NO. 2 ALANGASÍ LA COCHA	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,27
PLANTA YARUQUI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
PLANTA PUEMBO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLANTA CHAUPIMOLINO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
PLANTA CHIRIYACU	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07	0,07	0,07	0,82
PLANTA TESALIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
PLANTA ARMENIA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
PLANTA EL QUINCHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
PLANTA CONOCOTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
COORDINACIÓN WRIGHT	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,07
FLEXIPLAST	1,10	1,05	1,15	1,20	1,18	1,20	1,32	1,31	1,24	1,24	1,22	1,19	14,39
GRAN AKÍ ÁMBATO	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,35
GRAN AKÍ MULTIPLAZA AUXI. ÁMBATO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,15
SUPERMAXI CIUDAD COLÓN GUAYAQUIL	0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	1,15
GRAN AKÍ MAPASINGUE GUAYAQUIL	0,07	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,77
GRAN AKÍ ASTILLERO GUAYAQUIL	0,08	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,09	0,89
GRAN AKÍ DOMINGO COMÍN GUAYAQUIL	0,07	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,79
SUPER AKÍ MUCHO LOTE GUAYAQUIL	0,06	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,72
SUPER AKÍ ENTRADA 8 GUAYAQUIL	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,59
JUGUETÓN CITYMALL GUAYAQUIL	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,21
GRAN AKÍ CAYAMBE	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,35
GRAN AKÍ IBARRA	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,04	0,42
SUPERMAXI LATACUNGA	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,59
SUPERMAXI SCALA QUITO	0,16	0,15	0,16	0,15	0,16	0,15	0,15	0,16	0,15	0,15	0,15	0,16	1,84
GRAN AKÍ CARAPUNGO QUITO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,52
GRAN AKÍ MOLINEROS QUITO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,46
SUPERMAXI RIOBAMBA	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,61
GRAN AKÍ MULTIPLAZA AUXI. RIOBAMBA	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,23
INTERFIBRA S.A	1,02	1,33	1,26	1,24	1,21	1,31	1,31	1,41	1,47	1,43	1,29	1,04	15,32

Tabla 3.2 Demanda de energía (GWh) de los Consumos Propios (continuación)

CONSUMOS PROPIOS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	JuL.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
KFC PLANTA AVICOLA TAMBILLO	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,18
GUS UYUMBICHO	0,45	0,41	0,46	0,45	0,47	0,44	0,47	0,46	0,44	0,47	0,46	0,47	5,45
NOVOPAN ITULCACHI	2,37	3,10	3,20	2,99	3,19	3,24	2,89	3,30	3,03	3,50	3,16	2,20	36,17
FAMILIA SANCELA	2,81	3,02	3,05	2,92	3,20	2,86	2,88	2,79	2,81	2,54	3,01	2,25	34,13
PLASTICSACKS	1,57	1,55	1,61	1,58	1,65	1,56	1,60	1,65	1,65	1,59	1,51	1,28	18,82
PLANTA CARAPUNGO (PUNTO 2)	0,17	0,15	0,08	0,07	0,05	0,07	0,05	0,06	0,04	0,05	0,04	0,04	0,88
PAPELERA NACIONAL S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,39	6,25	6,55	19,19
GRAN AKÍ TOTORACOCCHA	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,46
GRAN AKÍ MULTIPLAZA ESMERALDAS	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,12	1,36
SSGG MULTIPLAZA ESMERALDAS	0,07	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,79
SUPERMAXI LA JOYA	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,92
JUGUETÓN VILLAGE	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,21
GRAN AKÍ BABAHOYO	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,07	0,67
SUPERMAXI PORTOVIEJO	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,10	1,07
SUPERMAXI LA CAMPIÑA	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,95
SUPER AKÍ DEL SALTO	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,58
SUPERMAXI MACHALA	0,09	0,09	0,10	0,09	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	1,04
JUGUETÓN MACHALA	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,19
SUPER AKÍ LA PENÍNSULA	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,57
SUPERMAXI CARACOL	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,45
MEGAMAXI MALL DE LOS ANDES	0,09	0,09	0,10	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	1,10
S.S.G.G MALL DE LOS ANDES	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,39
SUPERMAXI VERGEL	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,71
SUPERMAXI AMÉRICAS	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,60
SUPERMAXI MIRAFLORES	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,65
SUKASA CUENCA	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,18
SUPERMAXI POLICENTRO 220	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,82
SUPERMAXI POLICENTRO 440	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03
SUPERMAXI ALBÁN BORJA	0,12	0,11	0,11	0,11	0,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	1,40
SUPERMAXI GARZOTA	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	1,00
SUPERMAXI PARQUE CALIFORNIA	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,73
JUGUETÓN MALL DEL SOL	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,27
MEGAMAXI MALL DEL SUR	0,20	0,19	0,21	0,21	0,21	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,19	0,21	2,33
MEGAMAXI CEIBOS	0,25	0,22	0,26	0,25	0,26	0,23	0,21	0,21	0,21	0,20	0,21	0,23	2,74
SUPERMAXI ARCOS	0,25	0,23	0,23	0,23	0,24	0,22	0,22	0,21	0,20	0,21	0,21	0,24	2,69
MEGAMAXI MALL DEL SOL	0,28	0,27	0,28	0,27	0,29	0,27	0,27	0,27	0,26	0,27	0,26	0,32	3,31
SUKASA MALL DEL SOL	0,09	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	1,00
AKÍ TERMINAL TERRESTRE	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	1,13
MEGAMAXI CITY MALL GUAYAQUIL	0,20	0,19	0,20	0,19	0,21	0,20	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,20	2,30
SUPERMAXI IBARRA	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09	1,00
SUPERMAXI MANTA	0,10	0,09	0,10	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09	1,12
JUGUETÓN MANTA	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,21
TODO HOGAR MANTA	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,40
GRAN AKÍ MANTA	0,09	0,10	0,12	0,05	0,00	0,00	0,02	0,07	0,07	0,07	0,06	0,08	0,72
CENTRO DE DISTRIBUCIÓN	0,86	0,80	0,84	0,82	0,83	0,82	0,83	0,87	0,83	0,85	0,88	0,96	10,17
SUPERMAXI AMERICA	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,76
SUPERMAXI ÑAQUITO	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,75
SUPERMAXI AEROPUERTO	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,62
SUPERMAXI EL BOSQUE	0,11	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,10	0,11	1,25

Tabla 3.2 Demanda de energía (GWh) de los Consumos Propios (continuación)

CONSUMOS PROPIOS	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
SUKASA EL BOSQUE	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,33
SUPERMAXI PLAZA NORTE	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,61
SUPERMAXI PLAZA VALLE	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,58
SUPERMAXI ATAHUALPA	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,45
SUPERMAXI TUMBACO	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,85
SUPERMAXI CARCELÉN	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,68
SUPERMAXI ELOY ALFARO	0,06	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,75
MEGAMAXI RECREO	0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10	0,09	0,10	0,09	0,10	1,14
SUPERMAXI CUMBAYA	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,83
SUPERMAXI EL JARDÍN	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08	0,94
S.S.G.G. CENTRO COMERCIAL EL JARDÍN	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	1,10
SUKASA EL JARDÍN	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,65
SUPERMAXI QUITUMBE	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	1,18
SUPERMAXI 12 DE OCTUBRE	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,63
MEGAMAXI QUITO NORTE	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,73
MEGAMAXI QUITO SUR	0,11	0,11	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	1,29
S.S.G.G. MEGAMAXI QUITO	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,22
MEGAMAXI SAN LUIS	0,13	0,12	0,13	0,12	0,13	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,13	1,53
MULTICENTRO	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05	0,53
PLANTA PANIFICADORA	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	1,20
MEGAMAXI CONDADO	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,11	0,12	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	1,39
POFASA	0,19	0,20	0,22	0,22	0,23	0,20	0,22	0,22	0,22	0,20	0,23	0,23	2,57
SUPERMAXI SANTO DOMINGO	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	1,13
CAMAL SANTO DOMINGO	0,27	0,26	0,29	0,29	0,31	0,31	0,31	0,31	0,30	0,31	0,31	0,33	3,62
SUPERMAXI SALINAS	0,10	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,00	0,00	0,06	0,07	0,78
SINTOFIL	0,47	0,43	0,48	0,57	0,56	0,56	0,53	0,59	0,49	0,48	0,42	0,38	5,96
SIGMAPLAST S.A.	2,82	3,12	2,96	2,98	2,96	2,82	3,08	3,18	2,91	2,90	3,25	2,81	35,78
PINTEX	0,67	0,72	1,01	0,88	0,89	0,98	0,71	0,81	0,86	0,91	0,79	0,67	9,90
AZUCARERA VALDEZ	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,08	0,00	0,00	0,02	0,06	0,05	0,53
ECUDOS	0,34	0,32	0,34	0,36	0,40	0,42	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	2,21
SAN CARLOS	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,13	1,17
TOTAL	32,15	32,40	35,39	33,96	35,18	34,14	33,27	35,33	34,23	41,75	42,05	41,02	430,87

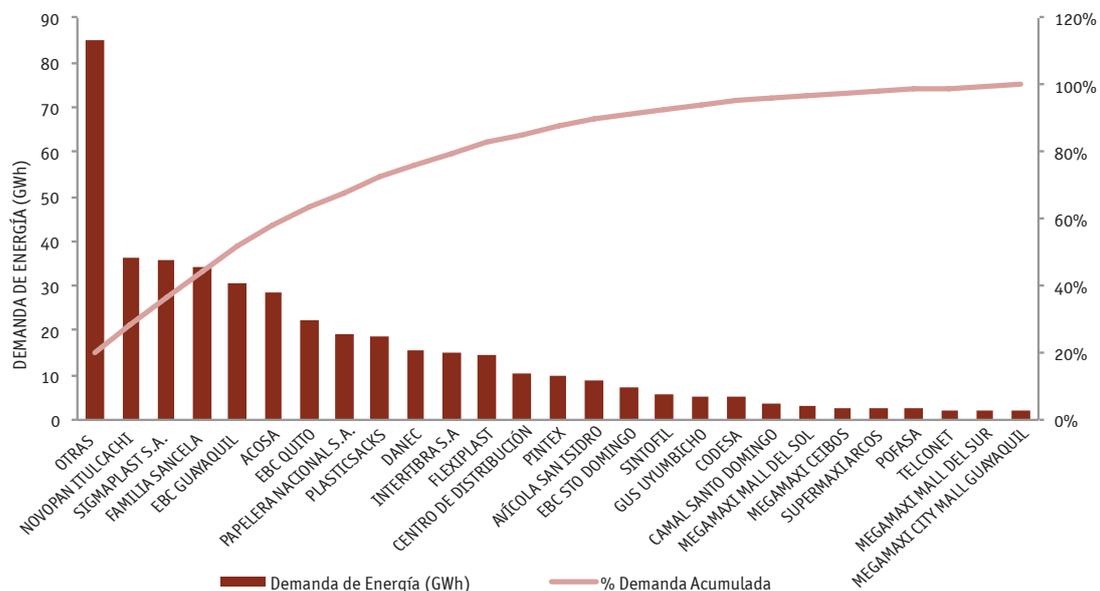


Figura 3.1 Participación de los Consumos Propios en la demanda de energía (GWh)

Tabla 3.3 Producción hidroeléctrica neta por unidad de generación (GWh)

UNIDAD	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	JuL.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
AGOYÁN U 1	38,65	46,39	55,27	92,09	58,40	57,70	51,42	48,82	47,04	26,64	20,38	10,75	553,56
AGOYÁN U 2	13,92	20,23	49,26	6,53	45,80	46,46	51,44	46,91	45,43	46,81	33,63	38,82	445,24
ALAO U1	5,03	5,88	7,45	7,01	7,60	7,29	7,27	7,32	6,97	6,09	4,51	4,79	77,20
AMBI U1	0,91	0,04	1,05	1,55	1,40	1,04	0,11	0,62	0,66	1,57	0,56	0,05	9,55
AMBI U2	1,39	1,52	2,03	1,88	1,91	1,98	1,50	0,45	0,15	0,55	1,23	1,76	16,36
ALAZÁN U1	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	2,36	1,17	2,00	6,75
CALOPE U1	12,32	11,78	12,73	8,03	12,21	10,28	7,04	4,85	3,60	2,80	2,22	2,41	90,28
CARMEN U 1	4,92	4,72	4,67	3,65	3,86	3,75	3,84	4,72	1,75	4,43	4,89	4,57	49,77
COCA CODO SINCLAIR U1	0,00	0,00	0,00	0,00	244,35	405,42	330,96	287,78	345,01	463,18	436,45	458,48	2971,63
LOS CHILLOS U1	0,84	0,81	1,04	1,29	1,32	1,19	1,23	0,91	0,89	0,98	0,89	0,05	11,43
CARLOS MORA U1	1,48	1,56	1,76	1,43	0,90	1,02	1,48	1,72	1,68	1,40	0,88	1,15	16,46
CUMBAYÁ U1	3,65	2,70	3,34	4,35	4,00	3,30	2,27	1,66	1,77	2,42	2,33	2,24	34,03
CUMBAYÁ U2	3,61	2,80	2,99	4,45	3,95	3,43	1,90	1,68	2,18	2,44	2,22	2,77	34,43
CUMBAYÁ U3	0,06	1,07	3,18	3,67	3,49	2,47	2,19	2,01	1,92	2,12	1,65	1,85	25,68
CUMBAYÁ U4	2,63	1,69	2,38	3,48	2,76	2,01	2,02	1,33	1,66	1,77	1,25	1,73	24,70
GUANGOPOLO 2 MC U6	4,30	3,67	5,59	7,30	6,64	5,27	3,68	2,89	3,17	3,68	3,14	3,62	52,96
HIDROABANICO U 1	5,26	5,18	5,18	5,31	5,52	5,30	5,54	5,33	5,37	5,52	5,19	5,56	64,26
HIDROABANICO U 2	5,47	5,18	5,17	5,33	5,55	5,29	5,58	5,36	5,37	5,53	5,12	5,56	64,51
HIDROABANICO U 3	5,47	5,17	5,33	5,35	5,56	5,29	5,53	4,43	5,37	5,51	5,18	5,56	63,75
HIDROABANICO U 4	5,49	5,18	5,34	5,33	5,55	5,29	5,48	4,42	5,37	5,53	5,18	5,57	63,72
HIDROABANICO U 5	5,40	5,06	5,35	5,35	5,56	5,29	5,49	4,41	5,33	5,43	5,22	5,57	63,47
ILLUCHI 1 U1	1,46	1,65	2,19	2,25	2,29	2,44	2,55	2,17	1,98	1,71	1,14	1,17	23,00
ILLUCHI 2 U1	1,39	1,66	2,40	2,61	2,64	2,92	2,97	2,32	2,10	1,77	1,18	1,38	25,35
LORETO U1	1,14	1,03	1,39	1,51	1,38	1,40	1,57	1,48	1,31	1,42	1,14	1,28	16,05
LA PLAYA U1	0,32	0,44	0,72	0,83	0,91	0,88	0,83	0,69	0,53	0,85	0,55	0,81	8,37
MANDURIACU U1	0,00	0,00	0,00	0,00	16,36	13,54	9,71	5,22	6,21	8,07	5,09	4,62	68,82
MANDURIACU U1	17,81	13,75	19,91	19,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	71,00
MANDURIACU U2	0,00	0,00	0,00	0,00	16,37	13,70	9,70	8,38	4,87	7,70	7,45	11,93	80,10
MANDURIACU U2	18,47	14,24	19,96	19,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,46
MAZAR U1	21,90	26,75	41,06	45,71	35,48	28,09	43,02	25,76	35,94	25,53	12,60	9,52	351,36
MAZAR U2	31,71	31,61	35,81	49,46	42,18	27,19	49,08	44,77	29,67	21,62	20,08	19,35	402,53
DAULE PERIPA U 1	39,47	34,46	38,75	37,90	51,06	29,27	24,17	38,86	24,45	0,77	22,41	27,09	368,66
DAULE PERIPA U 2	38,32	32,56	39,12	40,63	49,07	43,21	36,84	3,55	11,03	37,56	32,04	25,92	389,85
DAULE PERIPA U 3	38,21	33,76	37,86	40,73	50,10	5,97	0,00	18,95	27,71	24,17	25,24	23,48	326,17
NAYÓN U1	4,50	3,66	4,74	6,64	5,91	3,63	3,83	2,50	3,05	2,80	2,17	3,39	46,81
NAYÓN U2	3,89	3,67	5,32	6,02	5,30	5,33	3,48	3,12	3,21	4,06	2,79	3,47	49,65
PAPALLACTA U1	0,01	0,23	0,08	0,25	0,08	0,78	0,99	0,12	0,13	0,05	0,19	0,23	3,14
PAPALLACTA U2	1,42	1,62	2,54	2,88	2,68	2,85	3,03	2,65	2,45	2,00	1,17	0,98	26,26
PASOCHOA U1	1,22	1,69	2,09	1,61	2,07	2,22	2,36	2,14	2,03	2,04	1,85	2,10	23,42
MOLINO U 1	20,53	34,33	48,57	51,66	52,84	34,04	40,44	58,44	46,86	37,15	24,11	16,22	465,18
MOLINO U 2	30,00	34,93	50,25	52,90	51,00	31,69	43,65	59,94	50,43	33,29	26,38	14,67	479,12
MOLINO U 3	30,59	35,90	46,15	51,81	49,30	38,46	48,74	61,99	46,79	32,21	24,99	20,46	487,38

Tabla 3.3 Producción hidroeléctrica neta por unidad de generación (GWh) (continuación)

UNIDAD	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
MOLINO U 4	37,55	26,69	49,23	51,81	53,13	46,49	45,63	59,53	49,68	38,04	15,59	42,81	516,16
MOLINO U 5	35,25	39,23	51,08	52,69	52,89	40,53	48,41	62,03	50,35	33,68	24,11	9,04	499,29
MOLINO U 6	39,73	44,68	70,30	72,11	68,81	52,21	51,48	56,73	41,45	13,31	33,50	32,96	577,27
MOLINO U 7	42,50	39,70	67,14	72,29	67,45	42,89	35,57	17,16	10,23	29,53	32,17	30,06	486,69
MOLINO U 8	36,95	46,74	66,50	71,80	68,82	55,75	51,04	55,25	47,66	33,60	20,82	17,72	572,66
MOLINO U 9	35,89	49,07	65,96	71,85	64,69	40,92	44,26	54,29	45,70	43,19	15,03	13,46	544,31
MOLINO U 10	32,49	44,51	63,88	71,30	66,37	44,30	37,53	55,84	49,11	29,58	16,60	9,01	520,52
PENÍNSULA U1	0,08	0,53	1,28	1,56	1,94	1,57	2,03	1,14	0,63	0,54	0,08	0,07	11,45
PUCARÁ U1	10,89	13,41	17,64	10,45	7,61	8,67	10,71	12,79	10,86	10,34	11,89	10,68	135,93
PUCARÁ U2	10,83	12,57	17,34	11,37	7,59	8,52	10,85	13,64	9,93	10,28	11,98	10,92	135,81
RÍO BLANCO U1	0,38	1,02	1,74	1,77	1,45	1,81	1,99	1,77	1,94	1,07	0,84	0,41	16,19
RECUPERADORA U1	1,75	2,25	4,90	8,81	7,77	8,73	10,12	5,03	5,32	4,94	1,33	0,28	61,23
SAUCAY U1	4,22	5,57	13,15	15,42	15,94	14,81	13,11	8,01	5,98	8,23	4,93	6,16	115,53
SAYMIRÍN U1	0,19	0,74	4,22	5,33	5,52	5,01	4,35	0,99	0,36	1,46	0,09	0,36	28,63
SAN FRANCISCO U 1	51,73	51,70	70,54	67,08	57,94	75,65	20,60	3,08	2,83	0,00	1,06	37,42	439,62
SAN FRANCISCO U 2	19,99	32,82	68,17	63,34	68,76	61,13	73,44	68,27	73,27	77,75	67,89	28,75	703,57
SIBIMBE U1	9,58	9,74	9,87	8,70	10,32	9,73	7,59	5,27	4,12	3,46	2,31	2,89	83,57
SIBIMBE U2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAN MIGUEL U1	1,13	0,91	1,48	1,86	1,91	2,09	1,73	1,26	0,95	1,75	0,30	0,25	15,63
SOPLADORA U1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	101,74	94,67	69,91	54,98	42,73	40,31	404,82
SOPLADORA U2	0,00	0,00	0,00	0,00	13,68	23,34	18,81	24,70	34,24	37,10	23,95	0,66	176,47
SOPLADORA U3	0,00	0,00	0,00	0,00	31,01	33,06	48,43	64,67	80,09	9,81	40,15	60,65	367,85
TOTAL	794,27	860,42	1 222,99	1 267,63	1 536,94	1 444,36	1 462,34	1 446,77	1 386,71	1 284,17	1 123,20	1 107,78	14 937,59

Tabla 3.4 Producción termoeléctrica neta por unidad de generación (GWh)

UNIDAD	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
ANÍBAL SANTOS V1	11,98	13,78	14,77	13,80	14,71	4,33	0,00	0,00	0,00	3,58	14,16	11,37	102,50
ANÍBAL SANTOS U1	8,20	1,79	0,21	0,31	0,04	0,50	0,00	0,15	0,61	0,04	4,39	7,59	23,85
ANÍBAL SANTOS U2	3,51	2,28	0,13	0,24	0,13	0,36	0,00	0,18	0,11	0,04	2,76	6,75	16,50
ANÍBAL SANTOS U5	1,34	0,06	0,01	0,13	0,01	0,14	0,00	0,04	0,20	0,05	2,28	3,36	7,62
ÁLVARO TINAJERO U1	18,67	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,72
ÁLVARO TINAJERO U2	13,39	3,43	0,47	1,32	0,46	0,94	0,00	0,00	0,62	0,38	9,38	14,07	44,46
CATAMAYO U1	0,26	0,11	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,26	0,35	1,02
CATAMAYO U2	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,26	0,35	0,65
CATAMAYO U4	0,14	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,32	0,72
CATAMAYO U5	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,40	0,64
CATAMAYO U7	0,81	0,10	0,05	0,03	0,01	0,01	0,00	0,03	0,00	0,01	0,06	0,00	1,11
CATAMAYO U9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,36	0,37
CATAMAYO U10	0,90	0,24	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,60	2,39
CELSO CASTELLANOS MC U1	0,15	0,15	0,18	0,11	0,07	0,05	0,04	0,05	0,01	0,02	0,16	0,48	1,48
CELSO CASTELLANOS MC U2	0,17	0,14	0,19	0,08	0,08	0,06	0,01	0,05	0,03	0,02	0,18	0,49	1,50

Tabla 3.4 Producción termoeléctrica neta por unidad de generación (GWh) (continuación)

UNIDAD	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
CELSO CASTELLANOS MC U3	0,15	0,16	0,20	0,11	0,06	0,06	0,02	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79
CELSO CASTELLANOS MC U4	0,18	0,13	0,19	0,13	0,04	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,16	0,45	1,31
DAYUMA MC U1	0,24	0,20	0,20	0,20	0,20	0,16	0,11	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	2,26
EL DESCANSO U1	2,31	1,62	1,24	1,25	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	2,84	10,32
EL DESCANSO U2	2,23	2,41	1,92	1,45	0,52	0,08	0,02	0,11	0,83	2,56	2,47	2,97	17,58
EL DESCANSO U3	1,88	1,94	0,56	0,00	0,00	0,11	0,02	0,03	0,78	1,99	1,28	2,95	11,53
EL DESCANSO U4	2,47	2,00	1,45	1,11	0,28	0,06	0,02	0,05	0,77	1,60	2,07	1,98	13,84
ENRIQUE GARCÍA U1	60,38	41,94	28,75	9,01	0,00	13,21	0,00	0,06	0,00	0,00	42,50	62,77	258,62
ELECTROQUIL U1	13,42	5,66	1,15	0,91	1,18	2,15	0,09	1,28	0,42	0,43	0,00	0,00	26,67
ELECTROQUIL U2	28,01	13,98	8,78	3,29	4,14	3,38	1,02	1,95	0,78	3,71	0,00	0,00	69,05
ELECTROQUIL U3	24,99	12,58	3,39	1,60	1,67	4,47	1,61	2,45	1,58	6,35	0,00	0,00	60,70
ELECTROQUIL U4	25,07	10,19	5,54	3,32	4,08	6,67	3,79	4,01	3,39	8,35	0,00	0,00	74,43
ESMERALDAS 2 MC U1	14,51	15,18	16,02	11,40	4,05	6,29	7,01	8,79	11,40	13,85	15,53	13,48	137,50
ESMERALDAS 2 MC U2	12,45	12,68	12,75	9,03	9,99	7,26	7,31	6,79	8,64	3,43	5,28	6,22	101,84
ESMERALDAS U1	81,08	79,86	85,81	34,55	0,00	1,19	0,00	0,00	0,00	22,55	34,27	43,81	383,13
GUALBERTO HERNÁNDEZ U1	3,49	3,02	2,81	1,97	0,34	0,21	0,21	1,05	1,37	1,59	2,09	2,88	21,04
GUALBERTO HERNÁNDEZ U2	3,32	2,35	0,28	0,00	0,00	0,14	0,24	1,10	1,36	1,46	2,19	2,89	15,33
GUALBERTO HERNÁNDEZ U3	1,18	3,07	3,16	1,81	0,37	0,18	0,23	1,15	1,34	1,35	2,28	3,10	19,24
GUALBERTO HERNÁNDEZ U4	2,07	0,00	0,89	1,94	0,36	0,21	0,22	1,22	1,34	1,64	2,27	3,12	15,27
GUALBERTO HERNÁNDEZ U5	3,55	2,77	3,22	1,79	0,33	0,20	0,22	1,09	1,14	1,55	2,20	2,97	21,03
GUALBERTO HERNÁNDEZ U6	2,59	2,70	2,90	1,71	0,26	0,18	0,19	1,06	0,82	0,45	0,00	0,37	13,23
GENEROCA U1	1,14	0,60	0,84	0,44	0,68	0,33	0,37	0,29	0,34	0,89	1,04	1,41	8,37
GENEROCA U2	1,23	1,13	0,83	0,42	0,73	0,36	0,35	0,41	0,48	0,87	1,29	1,78	9,88
GENEROCA U3	1,75	1,34	1,14	0,57	0,98	0,35	0,48	0,47	0,55	0,85	1,19	1,09	10,77
GENEROCA U4	1,97	1,52	1,01	0,21	0,75	0,47	0,47	0,52	0,59	1,26	1,48	1,88	12,13
GENEROCA U5	0,00	0,00	0,00	0,36	0,05	0,00	0,00	0,00	0,27	1,22	1,60	2,06	5,56
GENEROCA U6	2,66	2,41	1,41	2,22	1,45	0,48	0,53	0,52	0,53	0,88	1,04	1,48	15,59
GENEROCA U7	2,20	2,17	1,89	1,26	0,37	0,13	0,43	0,10	0,00	0,92	1,69	1,96	13,13
GENEROCA U8	2,11	0,76	0,64	0,88	1,30	0,41	0,23	0,36	0,38	0,81	0,99	0,88	9,75
GUANGOPOLO 2 MC U1	4,92	3,97	4,13	2,56	0,31	0,04	0,19	1,10	1,67	2,31	2,86	4,48	28,55
GUANGOPOLO 2 MC U2	4,59	2,85	0,00	0,00	0,40	0,27	0,15	1,20	1,58	2,31	2,81	3,40	19,55
GUANGOPOLO 2 MC U3	4,88	3,90	4,15	2,54	0,69	0,19	0,03	0,00	0,90	2,37	2,62	4,32	26,59
GUANGOPOLO 2 MC U4	4,71	4,07	4,31	2,81	0,71	0,25	0,12	1,10	1,72	2,38	2,87	4,31	29,35
GUANGOPOLO 2 MC U5	4,90	3,62	4,36	2,88	0,72	0,25	0,11	1,28	1,68	1,96	2,77	4,45	29,00
GUANGOPOLO 2 MC U6	5,06	2,14	3,81	2,77	0,76	0,24	0,29	1,48	1,87	2,60	2,52	4,33	27,88
GUANGOPOLO U1	3,21	1,75	1,60	0,67	0,00	0,00	0,00	0,41	0,18	0,00	1,47	2,79	12,08
GUANGOPOLO U3	3,43	2,74	0,00	0,18	0,02	0,00	0,00	0,62	0,75	0,65	1,81	3,00	13,20
GUANGOPOLO U4	3,47	2,61	2,41	1,68	0,06	0,00	0,00	0,58	0,67	0,57	1,70	2,75	16,50

Tabla 3.4 Producción termoeléctrica neta por unidad de generación (GWh) (continuación)

UNIDAD	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
GUANGOPOLO U6	3,51	2,67	2,70	1,71	0,03	0,05	0,00	0,66	0,75	0,64	1,80	2,98	17,50
GUANGOPOLO U7	0,69	0,19	0,22	0,11	0,00	0,00	0,00	0,09	0,04	0,01	0,40	0,44	2,18
GONZALO ZEVALLOS TG4	6,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	4,77	8,82	20,18
GONZALO ZEVALLOS TV2	46,45	43,46	45,66	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	46,37	47,47	48,13	298,92
GONZALO ZEVALLOS TV3	42,25	37,32	34,24	27,66	27,89	28,10	24,83	25,88	16,24	0,00	41,31	46,84	352,56
JARAMIJÓ MC U1	70,87	63,42	57,85	34,98	19,30	28,15	34,16	41,27	49,19	69,12	63,97	63,27	595,54
JIVINO 1 MC U1	0,10	0,11	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,07	0,25	0,57
JIVINO 1 MC U3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16
JIVINO 2 MC U1	3,18	2,31	0,77	1,56	0,91	0,26	0,00	0,60	0,41	0,46	1,37	0,00	11,84
JIVINO 2 MC U2	3,01	2,78	1,99	1,59	0,98	0,27	0,00	0,01	0,54	0,93	1,64	2,56	16,30
JIVINO 3 MC U1	0,11	2,92	7,21	6,86	6,19	4,53	3,87	4,80	4,65	6,11	5,82	4,84	57,89
JIVINO 3 MC U2	7,41	2,99	0,00	2,34	6,88	4,53	2,72	4,40	4,59	5,39	4,61	7,06	52,92
JIVINO 3 MC U3	6,63	5,97	6,21	2,84	0,00	1,95	3,75	4,12	4,92	5,20	4,72	5,96	52,29
JIVINO 3 MC U4	7,33	6,94	6,65	6,78	6,39	3,54	4,14	5,51	5,36	2,63	5,47	7,32	68,07
LAFARGE U1	2,20	1,85	1,91	1,56	2,24	0,99	0,96	1,19	1,06	0,77	0,91	1,22	16,85
LLIGUA U2	0,09	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,00	0,15	0,20	0,51
LORETO MC U1	0,27	0,23	0,25	0,25	0,24	0,20	0,21	0,24	0,24	0,20	0,21	0,30	2,84
MANTA 2 MC U1	11,08	10,06	9,20	6,71	6,14	5,37	6,77	6,38	7,02	8,76	8,89	11,02	97,41
MIRAFLORES U8	0,57	0,09	0,04	0,02	0,00	0,01	0,00	0,04	0,03	0,00	0,33	0,81	1,96
MIRAFLORES U10	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,06	0,04	0,01	0,43	0,85	1,41
MIRAFLORES U11	2,28	0,66	0,18	0,09	0,03	0,03	0,00	0,13	0,08	0,02	1,34	2,19	7,03
MIRAFLORES U13	0,64	0,24	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,38	0,81	2,18
MIRAFLORES U14	0,64	0,23	0,06	0,04	0,01	0,01	0,00	0,05	0,03	0,00	0,36	0,83	2,25
MIRAFLORES U15	0,68	0,26	0,07	0,13	0,01	0,01	0,03	0,05	0,04	0,01	0,26	0,64	2,18
MIRAFLORES U16	0,57	0,09	0,06	0,02	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,35	0,80	1,98
MIRAFLORES U18	0,56	0,24	0,06	0,02	0,00	0,01	0,00	0,04	0,03	0,00	0,31	0,81	2,08
MIRAFLORES U22	0,62	0,24	0,05	0,03	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,00	0,36	0,91	2,23
MIRAFLORES TG U1	8,74	1,94	1,28	0,23	0,00	0,01	0,00	0,30	0,40	0,09	4,58	8,54	26,12
PAYAMINO MC U1	0,13	0,10	0,00	0,02	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,10	0,49	0,88
LA PROPICIA U1	1,04	0,29	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,24	0,35	0,48	0,50	0,01	2,96
LA PROPICIA U2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,02	0,07	0,07	0,24
LA PROPICIA U3	0,54	0,22	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,15	0,17	0,14	0,28	0,92	2,45
ISLA PUNÁ MC U1	0,30	0,28	0,29	0,29	0,30	0,28	0,28	0,28	0,27	0,28	0,28	0,31	3,44
QUEVEDO 2 MC U1	51,93	41,52	30,27	17,46	4,84	4,14	0,31	7,39	21,57	45,83	48,38	50,42	324,05
SISTEMAS AISLADOS U01	0,73	0,64	0,75	0,67	0,69	0,66	0,63	0,55	0,61	0,72	0,70	0,70	8,03
SANTA ELENA 2 MC U1	43,55	35,39	31,12	23,65	21,20	21,07	15,25	20,18	27,39	37,12	33,46	35,47	344,85
SANTA ELENA 3 MC U1	7,19	6,84	6,60	3,51	0,50	3,59	3,66	3,71	2,83	7,79	7,63	7,47	61,32
SANTA ELENA 3 MC U2	2,40	4,45	4,13	2,82	3,48	3,91	4,39	2,16	4,48	1,12	0,01	0,00	33,34
SANTA ELENA 3 MC U3	9,06	5,06	7,47	1,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,07	27,51
SISTEMAS INSULARES U01 SANTA CRUZ HYUNDAI	0,00	0,00	0,00	2,53	2,38	1,81	1,71	1,56	1,52	1,58	1,52	1,80	16,40
SISTEMAS INSULARES U02 SANTA CRUZ CATERPILLAR	0,00	0,00	0,00	0,17	0,07	0,25	0,20	0,14	0,17	0,11	0,14	0,26	1,51

Tabla 3.4 Producción termoeléctrica neta por unidad de generación (GWh) (continuación)

UNIDAD	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	ANUAL
SISTEMAS INSULARES U03 FLOREANA	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,17
SISTEMAS INSULARES U04 SAN CRISTOBAL	0,00	0,00	0,00	1,27	1,24	0,96	0,88	0,88	0,99	0,99	1,06	1,23	9,49
SISTEMAS INSULARES U05 ISABELA	0,00	0,00	0,00	0,48	0,43	0,39	0,37	0,36	0,35	0,34	0,34	0,40	3,46
SANTA ROSA U1	2,99	1,82	3,97	2,25	0,06	0,09	0,09	0,40	0,16	0,09	2,02	5,14	19,10
SANTA ROSA U2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,53	0,09	1,78	5,86	8,28
SANTA ROSA U3	2,81	1,74	3,95	2,41	0,00	0,00	0,00	0,59	0,62	0,05	1,70	1,42	15,31
MACHALA 2 TG U1	10,70	1,85	11,88	13,04	14,25	14,08	14,24	8,68	6,03	5,09	4,69	10,50	115,03
MACHALA 2 TG U2	13,46	11,83	11,58	4,52	13,69	13,74	4,41	8,89	5,20	1,84	13,63	7,02	109,82
MACHALA 2 TG U3	3,62	7,90	13,54	12,06	0,06	0,10	0,64	6,80	13,04	10,71	6,24	3,23	77,94
MACHALA 2 TG U4	13,75	11,28	10,39	10,50	13,14	7,25	13,14	14,33	6,22	2,92	6,99	6,74	116,63
MACHALA 2 TG U5	5,14	10,90	8,53	8,23	5,53	1,25	5,26	14,00	11,04	8,83	10,72	3,23	92,66
MACHALA 2 TG U6	1,91	3,82	3,55	3,79	1,54	0,81	3,72	1,26	0,18	0,06	0,95	0,10	21,68
MACHALA TG U1	3,08	42,47	46,06	41,28	45,27	43,88	45,25	46,51	31,68	47,47	37,96	46,72	477,64
MACHALA TG U2	43,37	40,46	35,98	38,63	39,26	36,50	29,16	14,44	38,64	38,50	29,88	43,12	427,92
TERMOGUAYAS B1	14,70	13,46	13,83	12,61	13,46	13,09	13,72	13,63	13,10	13,89	0,00	4,91	140,40
TERMOGUAYAS B2	28,95	22,40	17,97	11,97	11,70	11,55	6,08	6,63	6,23	10,95	0,00	9,38	143,82
TERMOGUAYAS B3	28,08	21,60	15,42	9,63	9,24	9,01	4,97	3,03	4,84	10,00	0,00	9,12	124,93
TERMOGUAYAS B4	3,77	4,13	2,56	0,38	0,18	0,14	0,13	0,04	0,47	1,86	0,00	1,52	15,18
TRINITARIA U1	56,32	47,06	77,59	64,58	89,93	81,05	52,07	46,18	0,00	0,00	0,00	0,49	515,28
VICTORIA II U1 DIESEL	39,26	30,18	23,61	12,47	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,36
VICTORIA II U1 NAFTA	0,00	10,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,65
TOTAL	1 013,22	843,78	787,63	525,17	428,33	404,06	328,16	362,41	366,39	495,76	595,42	736,54	6 886,86

Tabla 3.5 Rendimiento de las unidades termoeléctricas

EMPRESA	UNIDAD - CENTRAL	COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (kWh/galón)
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 3-1	FUEL OIL	18,13
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 3-2	FUEL OIL	18,15
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 3-3	FUEL OIL	18,29
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	JIVINO 3-1	RESIDUO	17,75
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	JIVINO 3-2	RESIDUO	17,75
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	JIVINO 3-4	RESIDUO	17,75
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	JIVINO 3-3	RESIDUO	17,75
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2 U1	RESIDUO	17,45
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2 U2	RESIDUO	17,45
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2 U3	RESIDUO	17,45
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2 U4	RESIDUO	17,45
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2 U5	RESIDUO	17,45
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2 U6	RESIDUO	17,45
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS 2 U1	RESIDUO	17,15
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS 2 U2	RESIDUO	17,15
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	JARAMIJÓ	RESIDUO	16,20
E. E. QUITO	GUALBERTO HERNÁNDEZ 4	RESIDUO	16,68

Tabla 3.5 Rendimiento de las unidades termoeléctricas (continuación)

EMPRESA	UNIDAD - CENTRAL	COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (kWh/galón)
E. E. QUITO	GUALBERTO HERNÁNDEZ 3	RESIDUO	16,65
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	RESIDUO	16,12
E. E. QUITO	GUALBERTO HERNÁNDEZ 6	RESIDUO	16,61
E. E. QUITO	GUALBERTO HERNÁNDEZ 5	RESIDUO	16,60
E. E. QUITO	GUALBERTO HERNÁNDEZ 1	RESIDUO	16,54
E. E. QUITO	GUALBERTO HERNÁNDEZ 2	RESIDUO	16,54
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	RESIDUO	15,92
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	RESIDUO	16,30
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 2-1	FUEL OIL	16,53
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	RESIDUO	16,49
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	QUEVEDO 2	RESIDUO	15,90
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	MANTA 2	RESIDUO	16,07
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	TRINITARIA TV1	FUEL OIL	16,04
LAFARGE	LAFARGE CEMENTOS	RESIDUO	16,10
UNACEM ECUADOR	UNACEM	FUEL OIL	16,10
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 12	FUEL OIL	16,00
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	JIVINO 2-1	RESIDUO	16,39
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	JIVINO 2-2	RESIDUO	16,39
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 11	DIESEL	16,00
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	RESIDUO	15,78
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	RESIDUO	16,40
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	RESIDUO	16,40
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	RESIDUO	16,40
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	RESIDUO	16,40
TERMOGUAYAS	KEPPEL B1	RESIDUO	15,60
TERMOGUAYAS	KEPPEL B2	RESIDUO	15,53
TERMOGUAYAS	KEPPEL B3	RESIDUO	15,46
GENEROCA	ROCAFUERTE 4	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 1	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 5	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 6	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 7	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 8	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 3	RESIDUO	15,10
GENEROCA	ROCAFUERTE 2	RESIDUO	15,10
TERMOGUAYAS	KEPPEL B4	RESIDUO	15,39
E. E. REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	DIESEL	14,67
E. E. REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	DIESEL	14,57
E. E. QUITO	LULUNCOTO 12	DIESEL	14,35
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	DIESEL	15,05
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	DIESEL	14,97
CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	ÁLVARO TINAJERO 1	DIESEL	13,70
CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	GONZALO ZEVALLOS TV3	FUEL OIL	13,30
E. E. REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	DIESEL	13,80
E. E. QUITO	LULUNCOTO 13	DIESEL	13,90
E. E. QUITO	LULUNCOTO 11	DIESEL	13,85
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	DIESEL	13,78
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	DIESEL	14,99