

2011

BOLETÍN ESTADÍSTICO SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



Microsoft
Diciembre 2012

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), publicada el 10 de octubre de 1996 en el Registro Oficial No.43 (Suplemento), plantea como objetivo: proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad para garantizar el desarrollo económico y social del país, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, orientado a precautelar los derechos de los usuarios partiendo de un serio compromiso de preservación del ambiente.

La LRSE creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. Esta institución inició sus actividades el 20 de noviembre de 1997. Así, el CONELEC se constituyó en el ente regulador y controlador, a través del cual el Estado delega las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias

Para el cumplimiento de sus objetivos, una de las herramientas que utiliza el CONELEC es la conformación de sistemas de información que permitan a las entidades del sector, realizar monitoreos en materia de producción de energía, consumo de combustibles, disponibilidades de energía en los sistemas de distribución, facturación de los consumos a los clientes finales, pérdidas técnicas y comerciales de energía, de las empresas generadoras, autogeneradoras, distribuidoras y de grandes consumidores.

**Directorio del Consejo Nacional de Electricidad
-CONELEC-
Quito – Ecuador, diciembre de 2012**

PRESIDENTE

Dr. Esteban Albornoz Vintimilla

Delegado del Señor Presidente de la República y
Ministro de Electricidad y Energía Renovable

MIEMBROS DEL DIRECTORIO:

Dr. Sergio Ruíz Giraldo

Representante Permanente del Sr. Presidente de la República

Ing. Carlos Durán Noritz

Representante Permanente del Sr. Presidente de la República

Dr. Fander Falconí Benítez

Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo

Ing. Diego Ormaza Andrade

Representante de los Trabajadores del Sector Eléctrico

DIRECTOR EJECUTIVO INTERINO

Dr. Francisco Vergara Ortiz

ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO **AÑO 2011**

PRESENTACIÓN

Siendo la energía eléctrica el motor y eje fundamental del desarrollo del país y coadyuvante principal del mejoramiento de la calidad de vida del ser humano, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) pone a disposición de todas las instituciones y personas vinculadas con la actividad del sector eléctrico, el RESUMEN DE LAS ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO DEL AÑO 2011, a fin de que éste constituya una herramienta de consulta para todas y cada una de las personas que de una u otra manera reconocen la importancia de este recurso estratégico.

En este documento se reflejan los principales indicadores del Sector, que permitirán realizar monitoreos de la producción de energía, consumo de combustibles, transacciones de compra y venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), disponibilidades de energía en los sistemas de distribución, facturación de los consumos a los clientes finales, balance de energía de los sistemas de distribución, pérdidas técnicas y comerciales de energía.

Se brinda también una breve revisión a la infraestructura actual de que disponen las empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano.

Se destaca el apoyo recibido de todas las empresas que conforman el Sector Eléctrico Ecuatoriano; como son: las empresas generadoras, autogeneradoras, transmisora, distribuidoras, grandes consumidores, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y demás entidades y personas que han brindado soporte técnico para la elaboración de este folleto.

En procura de mejorar las condiciones de servicio a los usuarios, el marco legal en el cual se enmarcan nuestras actividades, ha sufrido varios cambios, que buscan facilitar el desarrollo de este Sector.

El CONELEC aspira que este documento constituya un medio de análisis y orientación sobre el desenvolvimiento del sector eléctrico ecuatoriano, especialmente para quienes están vinculados con esta importante área de desarrollo del país.

Dr. Francisco Vergara Ortiz
DIRECTOR EJECUTIVO INTERINO

ANTECEDENTES

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE, de 10 de octubre de 1996, señala que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, debe proveerse de las herramientas para ejercer sus funciones de planificación para el desarrollo del sector, proveer información y ejercer todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley. En el año 2009, se han producido algunos cambios en la normativa jurídica y operativa de la Institución, que inciden en la planificación y ejecución de las actividades que cumple el CONELEC dentro de la política del sector eléctrico del país, las que a continuación mencionamos:

1. El Mandato Constituyente N° 15 expedido el 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial N° 393 de 31 de julio de 2008, asigna al CONELEC, la responsabilidad de aprobar nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual debe establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.

Además, en este mismo mandato se establece que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros, compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación que existe entre esas empresas; para lo cual éstas, realizarán los ajustes contables necesarios que permitan el cumplimiento de las disposiciones de este mandato.

Debido a las disposiciones del citado Mandato, los valores indicados en este Folleto, a la fecha de su emisión, están sujetos al ajuste contable de las transacciones del Mercado Eléctrico, por lo que, en las Tablas estadísticas que los afecte, tienen el carácter de provisionales.

2. A partir del mes de marzo de 2009, se conformó La Corporación Nacional de Electricidad (CNEC) con plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, asociando como gerencias regionales a las Empresas Eléctricas Esmeraldas S.A.; Regional Manabí S.A.; Santo Domingo S.A.; Regional Guayas-Los Ríos S.A.; Los Ríos C.A.; Milagro C.A.; Península de Santa Elena S.A.; El Oro S.A.; Bolívar S.A.; y, Regional Sucumbíos S.A.
3. En este mismo sentido, CELEC, a partir del 19 de enero de 2009, se conformó por las siguientes empresas: Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A.; Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A.; y, Empresa de Transmisión de Electricidad –TRANSELECTRIC S.A.-. Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A. A diciembre de 2010 CELEC EP estuvo conformada por siete unidades de negocio, tres de generación térmica, tres de generación hidráulica y una de transmisión.
4. Con la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el 24 de julio de 2009, se dio paso a la creación de varias empresas que serán las que gestionen y desarrollen las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica, estas empresas son: HIDROPASTAZA EP, CELEC EP, COCASINCLAIR EP, HIDROLITORAL EP, HIDROTOAPI EP, HIDROEQUINOCCIO EP.

5. Mediante Decreto Ejecutivo N° 1786 publicado en el Registro Oficial No. 625 del 2 de julio de 2009, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil –

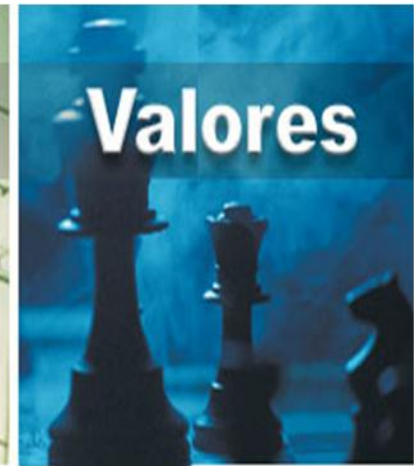
CATEG- en sus secciones de generación y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil - Eléctrica de Guayaquil-, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas y desconcentradas, funcionando adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

A través del Decreto Ejecutivo N° 887 publicado en el Registro Oficial N° 548 del 4 de octubre de 2011, en ejercicio de las atribuciones que le confiere el numeral 5 del artículo 147 de la Constitución de la República del Ecuador, el numeral 1 del artículo 5 de la Ley de Empresas Públicas, créase la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP., como entidad de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal en la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas

6. Finalmente, el Mandato No. 15 dispuso que, en virtud de los indicadores de gestión de algunas empresas de distribución, las siguientes sociedades anónimas: Empresa Eléctrica Quito S.A.; Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.; Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.; Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.; Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.; y, Empresa Eléctrica Riobamba S.A. mantengan su estado hasta que la normativa del sector eléctrico sea expedida conforme los principios constitucionales.

MISIÓN, VISIÓN, VALORES DEL CONELEC.

Bajo el accionar estratégico del CONELEC, se trabajó en equipo para lograr la actualización del Plan Estratégico para el período de gestión 2013-2016; en el que se presentan los siguientes elementos orientadores: Misión, Visión y Valores.

 Misión	 Visión	 Valores
“Regular, planificar y controlar los servicios públicos de suministro de energía eléctrica y de alumbrado público general, en beneficio de la ciudadanía ecuatoriana, promoviendo su prestación con alta calidad a precios justos y responsabilidad socio ambiental.”	“Ser reconocido por ser el mejor organismo de regulación y control de servicios públicos en el Ecuador”	Compromiso • Brindamos el mayor esfuerzo tanto individual como en equipo, para ir más allá de lo esperado y cumplir la misión y visión de nuestra Institución Honestidad • Trabajamos con rectitud, cumplimos las normas, hacemos buen uso de los recursos y reconocemos nuestras debilidades Transparencia • Toda la información de nuestra gestión está siempre a disposición de la ciudadanía y sin distorsionar la realidad Responsabilidad • Analizamos nuestras decisiones, acciones y omisiones y, por supuesto, asumimos sus consecuencias

ÁREAS DE INICIATIVA ESTRATÉGICA.

Para el cumplimiento de este nuevo Direccionamiento Estratégico de la misión, visión y los valores, se identificaron áreas de iniciativa estratégicas en las que se establecen objetivos estratégicos en función de las cuatro dimensiones establecidas para la Administración Pública.

DIMENSIÓN	Áreas de Iniciativa Estratégica
Ciudadanía	1. Calidad de servicio eléctrico a usuarios directos e indirectos
	2. Calidad de la Planificación, Regulación y Control del sector eléctrico
	3. Eficiencia en la gestión de la información del sector
Procesos	4. Eficiencia operacional
Talento Humano	5. Desarrollo del talento humano de acuerdo a los requerimientos de la Misión y Visión institucionales.
Finanzas	6. Uso adecuado y eficiente del presupuesto

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	9
INDICE DE TABLAS	11
INDICE DE FIGURAS.....	16
GLOSARIO DE TÉRMINOS	20
GLOSARIO DE SIGLAS	27
NORMAS JURÍDICAS CITADAS	30
ALCANCE	33
1. Resumen de la estadística del sector eléctrico ecuatoriano, año 2011	35
1.1 Resumen de los principales indicadores eléctricos nacionales	37
1.1.1 Evolución histórica de los principales indicadores eléctricos nacionales en el período 2002-2011.....	37
1.1.2 Evolución histórica de la potencia instalada periodo 2002-2011.	38
1.2 Balance nacional de energía eléctrica en el año 2011	40
1.3 Generación de energía eléctrica.....	43
1.3.1 Potencia nominal y efectiva de las centrales de generación a nivel nacional 43	
1.3.2 Producción e importación de energía y consumo de combustibles	45
1.3.3 Transacciones económicas por venta de energía.....	50
1.4 Sistema Nacional de Transmisión.....	53
1.5 Distribución de energía eléctrica.....	54
1.5.1 Territorio y Cobertura.....	54
1.5.2 Clientes finales de las distribuidoras.....	55
1.5.3 Energía facturada a clientes finales	57
1.5.4 Precio Medio a Clientes Finales	58
1.5.5 Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución	60
1.5.6 Balance de energía en sistemas de distribución	63
2 Principales Indicadores en los Países de la Región	71
2.1 Consumo final de energía Per cápita.....	71
2.2 Intensidad energética	72
2.3 Capacidad instalada	72
2.3.1 Potencia Hidráulica.....	72
2.1.1.1 <i>Potencia hidráulica per cápita</i>	74
2.3.2 Potencia turbo vapor.....	75
2.3.2.1 <i>Potencia turbo vapor per cápita</i>	76
2.3.3 Potencia turbo gas.....	76
2.1.1.1 <i>Potencia turbo gas per cápita</i>	77
2.3.4 Potencia a diesel	78
2.4 Precios medios	79
2.4.1 Precios medios uso Industrial	80
2.4.2 Precios medios uso residencial	80

2.4.3	Precios medios uso Comercial	81
3	Producción de energía eléctrica.....	84
3.1	Principales indicadores eléctricos de las empresas del sector	84
3.1.1	Potencia y producción de energía.....	84
3.1.2	Generadoras.....	94
3.1.3	Distribuidoras con generación	105
3.1.4	Empresas autogeneradoras.....	112
4	Transporte de energía eléctrica	132
4.1	Características técnicas del sistema nacional de transmisión	132
4.2	Características operativas del Sistema Nacional de Transmisión	135
4.3	Facturación de la unidad de negocios CELEC-Transelectric	139
5	Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica-2011.....	142
5.1.	Generalidades	142
5.2.	Concesión de la Distribución de Energía Eléctrica.....	143
5.3.	Características Físicas y Técnicas de las Empresas Eléctricas Distribuidoras	144
5.4.	Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución.....	148
5.5.	Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución	154
5.6.	Balance de Energía en Sistemas de Distribución	156
5.6.1	Consumos Promedios.	157
5.7.	Clientes Finales de las Distribuidoras	158
5.8.	Energía Facturada a Clientes Finales.....	160
5.9.	Precio Medio a Clientes Finales	161
5.10.	Facturación de Energía a Clientes Regulados de Empresas Eléctricas de Distribución	163
5.11.	Facturación de Impuestos a Clientes Regulados de las Empresas de Distribución	179
5.12.	Facturación de Impuestos a Clientes no Regulados de las Empresas de Distribución	180
5.13.	Cliente no Regulado-Exportación	181
5.14.	Cliente no Regulado-Gran Consumidor	181
5.15.	Cliente no Regulado-Consumo Propio.....	181

INDICE DE TABLAS

TABLA No. 1. 1: PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PERÍODO 2002-2011.....	35
TABLA No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERÍODO 2002-2011.....	36
TABLA No. 1. 3: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	38
TABLA No. 1. 4: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	39
TABLA No. 1. 5 : POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	39
TABLA No. 1. 6: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	41
TABLA No. 1. 7: POTENCIA DE LA INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS.....	43
TABLA No. 1. 8: POTENCIA POR TIPO DE ENERGÍA Y TIPO DE CENTRAL	45
TABLA No. 1. 9: POTENCIA POR TIPO DE SERVICIO Y TIPO DE EMPRESA.....	45
TABLA No. 1. 10: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR SISTEMA, TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL	46
TABLA No. 1. 11: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL	47
TABLA No. 1. 12: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL (GWh)	47
TABLA No. 1. 13: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA.....	48
TABLA No. 1. 14: CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR TIPO DE EMPRESA	49
TABLA No. 1. 15: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES EN TEP	49
TABLA No. 1. 16: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN	51
TABLA No. 1. 17: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y TIPO DE EMPRESA.....	51
TABLA No. 1. 18: COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO POR PROVINCIA.....	55
TABLA No. 1. 19: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2011.	56
TABLA No. 1. 20: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	57
TABLA No. 1. 21: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	59
TABLA No. 1. 22: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	62
TABLA No. 1. 23: VENTA DE ENERGÍA POR EXCEDENTES.....	63
TABLA No. 1. 24: BALANCE DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	64
TABLA No. 1. 25: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2011.....	65
TABLA No. 1. 26: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS	68
TABLA No. 2. 1: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA (kWh/hab).....	71
TABLA No. 2. 2: INTENSIDAD ENERGÉTICA	72
TABLA No. 2. 3: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO	73
TABLA No. 2. 4: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA DE AUTOGENERADORES.....	73

TABLA No. 2. 5: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA	74
TABLA No. 2. 6: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO	75
TABLA No. 2. 7: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA DE AUTOGENERADORES	75
TABLA No. 2. 8: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA	76
TABLA No. 2. 9: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO	76
TABLA No. 2. 10: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA DE AUTOGENERADORES	77
TABLA No. 2. 11: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA	77
TABLA No. 2. 12: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO	78
TABLA No. 2. 13: POTENCIA A DIESEL INSTALADA DE AUTOGENERADORES	78
TABLA No. 2. 14: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA.....	79
TABLA No. 2. 15: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO INDUSTRIAL (¢\$/kWh).....	80
TABLA No. 2. 16: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO RESIDENCIAL ¢\$/kWh	81
TABLA No. 2. 17: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO COMERCIAL SERVICIO PÚBLICO ¢\$/kWh.....	82
TABLA No. 3. 1: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (1/2)	84
TABLA No. 3. 2: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (2/2)	85
TABLA No. 3. 3: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO POR TIPO DE SERVICIO	87
TABLA No. 3. 4: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	88
TABLA No. 3. 5: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (1/2)	89
TABLA No. 3. 6: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (2/2)	90
TABLA No. 3. 7: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (1/2)	91
TABLA No. 3. 8: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (2/2)	92
TABLA No. 3. 9: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL	94
TABLA No. 3. 10: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS GENERADORAS.....	95
TABLA No. 3. 11: CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS GENERADORAS.....	96
TABLA No. 3. 12: CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS GENERADORAS.....	97
TABLA No. 3. 13: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (1/3)	97
TABLA No. 3. 14: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (2/3)	98

TABLA No. 3. 15: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (3/3)	99
TABLA No. 3. 16: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (1/2)	100
TABLA No. 3. 17: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (2/2)	101
TABLA No. 3. 18: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (1/3)	102
TABLA No. 3. 19: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (2/3)	103
TABLA No. 3. 20: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (3/3)	104
TABLA No. 3. 21: VALORES FACTURADOS Y RECAUDADOS POR LA VENTA DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS	105
TABLA No. 3. 22: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (1/2)	106
TABLA No. 3. 23: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (2/2)	107
TABLA No. 3. 24: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (1/3)	108
TABLA No. 3. 25: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (2/3)	109
TABLA No. 3. 26: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (3/3)	110
TABLA No. 3. 27: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN	111
TABLA No. 3. 28: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN	112
TABLA No. 3. 29: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (1/2)	113
TABLA No. 3. 30: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (2/2)	114
TABLA No. 3. 31: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	115
TABLA No. 3. 32: CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	116
TABLA No. 3. 33: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/10)	116
TABLA No. 3. 34: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/10)	117
TABLA No. 3. 35: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/10)	118
TABLA No. 3. 36: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (4/10)	119
TABLA No. 3. 37: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (5/10)	120
TABLA No. 3. 38: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (6/10)	121
TABLA No. 3. 39: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (7/10)	122

TABLA No. 3. 40: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (8/10)	123
TABLA No. 3. 41: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (9/10)	124
TABLA No. 3. 42: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (10/10)	125
TABLA No. 3. 43: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/3)	126
TABLA No. 3. 44: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/3)	127
TABLA No. 3. 45: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/3)	128
TABLA No. 3. 46: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/3)	129
TABLA No. 3. 47: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/3)	129
TABLA No. 3. 48: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/3)	129
 TABLA No. 4. 1: SUBESTACIONES DE LA TRANSMISORA.....	133
TABLA No. 4. 2: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE LA TRANSMISORA	134
TABLA No. 4. 3: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT	135
TABLA No. 4. 4: NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (1/2)	136
TABLA No. 4. 5: NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (2/2)	137
TABLA No. 4. 6: DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T.....	138
TABLA No. 4. 7: PÉRDIDA DE ENERGÍA EN EL S.N.T.	139
TABLA No. 4. 8: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (miles USD)	140
 TABLA No. 5. 1: ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS.....	144
TABLA No. 5. 2: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS	145
TABLA No. 5. 3: REDES DE MEDIO VOLTAJE DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS	147
TABLA No. 5. 4: PERSONAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	148
TABLA No. 5. 5: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS	149
TABLA No. 5. 6: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2011.....	152
TABLA No. 5. 7: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	155
TABLA No. 5. 8: VENTA DE ENERGÍA POR EXCEDENTES.....	156
TABLA No. 5. 9: BALANCE DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	157
TABLA No. 5. 10: Consumos Promedios por Grupo de Consumo (KWh/cliente)	158

TABLA No. 5. 11: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2011.	159
TABLA No. 5. 12: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS.....	160
TABLA No. 5. 13: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	162
TABLA No. 5. 14: NÚMERO TOTAL DE CLIENTES REGULADOS.....	165
TABLA No. 5. 15: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA.....	166
TABLA No. 5. 16: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS (GWh).....	167
TABLA No. 5. 17: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (GWh).....	168
TABLA No. 5. 18: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (MILLONES USD).....	169
TABLA No. 5. 19: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD MILLONES).....	170
TABLA No. 5. 20: PRECIOS MEDIOS NACIONALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh).....	171
TABLA No. 5. 21: PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh).....	171
TABLA No. 5. 22: PRECIOS MEDIOS MENSUALES A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh).....	173
TABLA No. 5. 23: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL) (1/2).....	174
TABLA No. 5. 24: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL) (2/2).....	175
TABLA No. 5. 25: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (1/2).....	175
TABLA No. 5. 26: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (2/2).....	176
TABLA No. 5. 27: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN TOTAL MENSUAL A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL.....	176
TABLA No. 5. 28: RECAUDACIÓN DE VALORES FACTURADOS A CLIENTES REGULADOS (USD MILLONES).....	177
TABLA No. 5. 29: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS.....	179
TABLA No. 5. 30: ENERGÍA FACTURADA EN GWH Y USD, IMPUESTOS Y PRECIO MEDIO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO.....	180
TABLA No. 5. 31: VALOR TOTAL FACTURADO POR DISTRIBUIDORA A CLIENTES NO REGULADOS.....	180
TABLA No. 5. 32: VALOR TOTAL FACTURADO TIPO DE CLIENTES NO REGULADOS.....	181
TABLA No. 5. 33: FACTURACIÓN A LOS GRANDES CONSUMIDORES.....	181
TABLA No. 5. 34: FACTURACIÓN DE IMPUESTOS Y PEAJES DE CONSUMOS PROPIOS (1/2).....	183
TABLA No. 5. 35: FACTURACIÓN DE IMPUESTOS Y PEAJES DE CONSUMOS PROPIOS (2/2).....	184

INDICE DE FIGURAS

FIG. No. 1. 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I. (GW)	37
FIG. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO	39
FIG. No. 1. 3: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES	40
FIG. No. 1. 4: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	40
FIG. No. 1. 5: POTENCIA NOMINAL POR SISTEMA (MW)	43
FIG. No. 1. 6: POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)	43
FIG. No. 1. 7: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE EMPRESA (MW)	44
FIG. No. 1. 8: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (MW)	44
FIG. No. 1. 9: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW)	44
FIG. No. 1. 10: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL (GWH)	46
FIG. No. 1. 11: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA (GWH)	47
FIG. No. 1. 12: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	48
FIG. No. 1. 13: OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL S.N.I.	48
FIG. No. 1. 14: ENERGÍA BRUTA GENERADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO	49
FIG. No. 1. 15: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES	50
FIG. No. 1. 16: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA POR CONTRATOS Y M. OCASIONAL	52
FIG. No. 1. 17: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA IMPORTADA Y EXPORTADA	52
FIG. No. 1. 18: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO	56
FIG. No. 1. 19: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN GWh.	58
FIG. No. 1. 20: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN USD MILLONES.	58
FIG. No. 1. 21: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	60
FIG. No. 1. 22: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/KWH).	60
FIG. No. 1. 23: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %.	61
FIG. No. 1. 24: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %.	61
FIG. No. 1. 25: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA	62
FIG. No. 1. 26: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	63
FIG. No. 1. 27: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %.	64
FIG. No. 1. 28: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA, A DICIEMBRE DE 2011	65
FIG. No. 1. 29: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWH Y %, A DICIEMBRE DE 2011	67
 FIG. No. 2. 1: CONSUMO PER CÁPITA AÑO 2011 (kWh/hab)	71
FIG. No. 2. 2: INTENSIDAD ENERGÉTICA AÑO 2011	72
FIG. No. 2. 3: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011	73
FIG. No. 2. 4: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011	74

FIG. No. 2. 5: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011.....	74
FIG. No. 2. 6: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011.....	75
FIG. No. 2. 7: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011.....	75
FIG. No. 2. 8: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011	76
FIG. No. 2. 9: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011.....	77
FIG. No. 2. 10: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011.....	77
FIG. No. 2. 11: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011.....	78
FIG. No. 2. 12: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011	78
FIG. No. 2. 13: POTENCIA A DIESEL INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011.....	79
FIG. No. 2. 14: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011.....	79
FIG. No. 2. 15: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO INDUSTRIAL 2011.....	80
FIG. No. 2. 16: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO RESIDENCIAL 2011.....	81
FIG. No. 2. 17: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO COMERCIAL SERVICIO PÚBLICO 2011.....	82
FIG. No. 3. 1: PRODUCCIÓN BRUTA MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL	93
FIG. No. 3. 2: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS.....	104
FIG. No. 3. 3: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN.....	112
FIG. No. 3. 4: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS.....	130
FIG. No. 4. 1: DEMANDA MÁXIMA MENSUAL Y PRECIO MEDIO	139
FIG. No. 5. 1: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	149
FIG. No. 5. 2: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	150
FIG. No. 5. 3: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS PORCENTUALES TOTALES	150
FIG. No. 5. 4: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y % AL 2011.....	151
FIG. No. 5. 5: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA, A DICIEMBRE DE 2011.....	151
FIG. No. 5. 6: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWh Y %, A DICIEMBRE DE 2011.....	153
FIG. No. 5. 7: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %.....	154
FIG. No. 5. 8: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %.....	154
FIG. No. 5. 9: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA	155

FIG. No. 5. 10: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	156
FIG. No. 5. 11: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %.....	157
FIG. No. 5. 12: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO	159
FIG. No. 5. 13: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN GWh.	161
FIG. No. 5. 14: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN USD MILLONES.	161
FIG. No. 5. 15: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	162
FIG. No. 5. 16: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/kWh).	163
FIG. No. 5. 17: COMPOSICIÓN DE CLIENTES REGULADOS POR SECTOR DE CONSUMO.....	164
FIG. No. 5. 18: COMPOSICIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MWh.	164
FIG. No. 5. 19: COMPOSICIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN USD.	164
FIG. No. 5. 20: NÚMERO TOTAL DE CLIENTES REGULADOS.....	165
FIG. No. 5. 21: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS A DICIEMBRE DE 2011, POR EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA	166
FIG. No. 5. 22: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS (GWh)	167
FIG. No. 5. 23: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (GWh).....	168
FIG. No. 5. 24: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (MILLONES USD)	169
FIG. No. 5. 25: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD MILLONES)	170
FIG. No. 5. 26: PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)	171
FIG. No. 5. 27: PRECIOS MEDIOS POR GRUPO DE CONSUMO DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh).....	172
FIG. No. 5. 28: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh).....	173
FIG. No. 5. 29: RECAUDACIÓN DE VALORES FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS	178
FIG. No. 5. 30: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS (USD MILES)	179

GLOSARIO DE TÉRMINOS

En esta sección se definen los términos técnicos empleados de acuerdo al uso que se les ha dado en los diferentes capítulos de este Boletín:

Abonado	Persona natural o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica de la empresa eléctrica distribuidora en cuya área de concesión está ubicada, y cuyo abastecimiento de energía eléctrica está sujeto a las regulaciones y tarifas establecidas en la ley y reglamentos correspondientes. Se clasifican en Residenciales, Comerciales, Industriales, Alumbrado Público y Otros.
Acometida	Ramal de la instalación eléctrica que conecta la red de distribución de la empresa y la caja general de protección. Una acometida eléctrica, está conformada por los siguientes componentes: Punto de Alimentación; Conductores; Ductos; Tablero general de acometidas; Interruptor general; Armario de medidores.
Agente	Persona natural o jurídica dedicada a las actividades de: generación, distribución o transmisión; o grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.
Alimentadores Primarios	Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.
Alto Voltaje	Nivel de voltaje superior a 40 kV., y asociado con la Transmisión y Subtransmisión.
Autoconsumo	Se refiere a la energía producida y consumida por las empresas autogeneradoras o consumos propios, sin necesidad de utilizar los sistemas de transmisión y distribución.
Bajo Voltaje	Instalaciones y equipos del sistema de la Distribuidora que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.
Barra de Mercado	Barra eléctrica de una subestación (punto específico) asignado por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio de la energía.
Carga Instalada	Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en el interior de una instalación. Esta carga instalada la describe el consumidor en su solicitud para el servicio de suministro de electricidad.
Cargos o Costos Fijos	Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente de la cantidad de producción.
Cargos o Costos Variables	Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la cantidad de producción.
Central Hidroeléctrica de Embalse	Aquellas centrales Hidroeléctricas donde el objeto preferente de las presas de embalse es el almacenamiento de agua para regular el caudal del río, siendo de efecto secundario la elevación del nivel del agua para producir salto.
Central Hidroeléctrica de Pasada	Aquellas centrales Hidroeléctricas cuyas presas están dispuestas preferentemente, para elevar el nivel del agua, contribuyendo a crear el salto y siendo efecto secundario el almacenamiento del agua cuando lo requieran las necesidades de consumo.
Central o Planta	Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.
Central Térmica	Instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, Fuel-Oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante. El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la central, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta última genera el vapor a partir del agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los álabes de la turbina.

	cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando un nuevo ciclo.
Cliente Regulado	Es aquel cuya facturación por el suministro de energía eléctrica se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por el CONELEC.
Cliente No Regulado	Es aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe; estos contratos se los conoce también como de libre pactación.
Cientes Finales	Suma de los clientes regulados y los no regulados.
Cogeneración	Es la producción conjunta en una o varias etapas de energía mecánica (eléctrica si se coloca un generador) y térmica.
Consumo Propio	Es la demanda de potencia y energía de la instalación o instalaciones de una persona jurídica que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en una empresa autogeneradora. Las instalaciones o empresas que bajo la categoría de consumo propio sean servidas por la empresa autogeneradora podrán estar físicamente separadas de la central generadora.
Combustible: Fuel Oil	El Fuel Oil es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre un 30 y un 50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono, y su color es negro. El Fuel Oil se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos.
Combustible: Diesel	Diesel es producido de petróleo y es parecido al gasóleo calefacción.
Combustible: Nafta	Líquido incoloro, volátil, más ligero que el agua y muy combustible que se utiliza como disolvente industrial: la nafta es una fracción ligera del petróleo natural que se obtiene en la destilación de la gasolina como una parte de ésta.
Combustible: Gas Natural	El Gas Natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón.
Combustible: LPG	El petróleo licuado o gas LP, es uno de los combustibles alternativos más comunes actualmente utilizados, por su eficiencia y versatilidad. Hay dos tipos de gases que se pueden almacenar en forma líquida con una moderada presurización: el butano y el propano. Propano – Es particularmente útil como un combustible portable porque su punto de ebullición es de -42 grados centígrados. Esto significa que a temperaturas muy bajas, se vaporizará tan pronto como sea liberado del contenedor presurizado. El resultado es un combustible de quemado limpio que no requiere mucho equipamiento para vaporizarlo y mezclarlo con el aire. Butano – Su punto de ebullición es aproximadamente de -0.6 C, lo cual significa que no se vaporizará en temperaturas muy frías. Esta es la razón de que el butano tenga usuarios más limitados y se mezcle con el propano en lugar de usarse por si mismo.

Combustible: Crudo	El petróleo es una mezcla en la que coexisten en fases sólida, líquida y gas, compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrógeno y pequeñas proporciones de heterocompuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales, ocurriendo en forma natural en depósitos de roca sedimentaria. Su color varía entre ámbar y negro. La palabra petróleo significa aceite de piedra.
Combustible: Bagazo de Caña	El bagazo de caña es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustible derivados de petróleo. Se utiliza como combustible en los ingenios azucareros. Su rendimiento es bajo debido a la utilización de tecnologías de combustión tradicionales.
Combustible: Residuo	Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo.
Coordinador	Persona designada por el Agente para recopilar la información y remitirla al CONELEC, en los formularios diseñados para el efecto.
Contratos de Concesión	Es el acto jurídico por el cual el CONELEC a nombre del Estado, conviene con una persona natural o jurídica, la delegación de facultades que incluyen los derechos y obligaciones para ejercer actividades de generación y para la prestación del servicio público de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y en el cual se precisan los términos, condiciones y alcances de la facultad delegada.
Contratos Regulados	Contratos suscritos por los generadores o autogeneradores con todas las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.
Corriente Monofásica	Se denomina corriente monofásica a la que se obtiene de tomar una fase de la corriente trifásica y un cable neutro; en nuestro medio, este tipo de corriente facilita una tensión de 110/120 voltios, lo que la hace apropiada para que puedan funcionar adecuadamente la mayoría de electrodomésticos y luminarias que hay en las viviendas.
Corriente Trifásica	Se denomina corriente trifásica al conjunto de tres corrientes alternas de igual frecuencia, amplitud y valor eficaz que presentan una diferencia de fase entre ellas de 120°, y están dadas en un orden determinado. Cada una de las corrientes que forman el sistema se designa con el nombre de fase. La generación trifásica de energía eléctrica es más común que la monofásica y proporciona un uso más eficiente de los conductores. La utilización de electricidad en forma trifásica es mayoritaria para transportar y distribuir energía eléctrica y para su utilización industrial, incluyendo el accionamiento de motores. Las corrientes trifásicas se generan mediante alternadores dotados de tres bobinas o grupos de bobinas, arrolladas en un sistema de tres electroimanes equidistantes angularmente entre sí.
Demanda	Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido.
Demanda Regulada	
Empresa Autogeneradora	Generadora independiente de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados.
Empresa Distribuidora	Persona jurídica titular de una concesión o que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar el servicio público de energía eléctrica a los clientes finales, dentro de su área de concesión o de servicio.

Empresa Generadora	Persona jurídica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución.
Transmisor	Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación del voltaje vinculado a dicho servicio de transmisión, desde el punto de entrega por una generadora o una autogeneradora, hasta el punto de recepción por una distribuidora o un gran consumidor. Actualmente es una Unidad Estratégica de Negocios de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC.
Energía Bruta	Es la energía total producida por una unidad de generación.
Energía facturada	Es la energía facturada por las empresas eléctricas a sus clientes regulados, la unidad de medida es el kWh.
Energía No Renovable	Es un término genérico referido a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas, no pueden regenerarse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable, o la producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo. En el presente documento se indican los combustibles fósiles (petróleo y sus derivados).
Energía Neta	Es igual a la energía bruta menos el consumo de auxiliares de unidades de generación
Energía Generada Para Servicio No Público	Es la energía eléctrica que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades.
Energía Entregada para Servicio No Público	Es la energía puesta a disposición de las propias necesidades de las autogeneradoras, sin considerar los consumos internos de generación.
Energía Renovable	Se denomina así a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. En esta Estadística se han considerado como Energía Renovable a las fuentes: Hidráulica, Solar, Eólica y Biomasa.
Energía Hidráulica	Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.
Energía Eólica	La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento.
Energía Generada para Servicio Público	Es la energía bruta necesaria para abastecer a los clientes finales.
Energía Entregada para Servicio Público	Es la energía puesta a disposición de los clientes finales a través de los distintos sistemas de distribución.
Energía Térmica	Se denomina energía térmica a la energía liberada en forma de calor. Puede ser obtenida de la naturaleza o del sol, mediante una reacción exotérmica, como la combustión de algún combustible; por una reacción nuclear de fisión o de fusión; mediante energía eléctrica por efecto Joule o por efecto termoeléctrico; o por rozamiento, como residuo de otros procesos mecánicos o químicos. Asimismo, es posible aprovechar energía de la naturaleza que se encuentra en forma de energía térmica, como la energía geotérmica o la energía solar fotovoltaica.

Energía Solar	Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, y de la cual se obtiene calor y electricidad. El calor se adquiere mediante colectores térmicos, y la electricidad a través de paneles fotovoltaicos.
Factor de Carga	Es la relación entre la energía disponible en un periodo de tiempo (E_d) y la demanda máxima (D_m) multiplicada por las horas totales de ese periodo (horas). Este resultado se multiplica por cien para expresarlo en porcentaje. $F_c = [E_d(kWh)/(D_m(kW)*horas)]*100$.
Factor de Planta	Es la relación entre la energía total producida por una unidad o central de generación en un periodo de tiempo (E_p) y la potencia efectiva promedio (P_e) multiplicada por las horas totales de ese periodo (horas). Este resultado se multiplica por cien para expresarlo en porcentaje. $F_p = [E_p(kWh)/(P_e(kW)*horas)]*100$.
Generación Hidroeléctrica	Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.
Generación Térmoeleétrica	Es aquella que utiliza combustible, para producir electricidad.
Gran Consumidor	Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo son definidas por el CONELEC, a través de la respectiva regulación y que previa calificación de este organismo, le facultan para acordar libremente con una generadora o distribuidora, el suministro y precio de la energía eléctrica, para consumo propio.
Interconexión Internacional	La barra donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y/o exportación entre dos países.
Institución Descentralizada	Una institución descentralizada es un ente al que la administración central le transfirió parte de su competencia. En consecuencia tiene personería jurídica (diferente del ente centralizado) y tiene órganos propios que expresan su voluntad. En teoría los entes descentralizados facilitan la administración y la relación entre los particulares administrados y el Estado.
Institución Desconcentrada	Es aquel ente de la administración pública que tiene determinadas facultades de decisión limitada, que manejan su autonomía y presupuesto, pero sin que deje de existir su nexo de jerarquía.
Línea de Transmisión	Es la línea que forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, opera a un voltaje superior a 90 kV, se extiende entre dos subestaciones adyacentes y consiste en un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos).
Luminarias de Mercurio	Es una luminaria que cuenta con una lámpara de vapor de mercurio a baja presión y que es utilizada normalmente para la iluminación doméstica e industrial
Luminarias de Sodio	Las lámparas de vapor de sodio son una de las fuentes de iluminación más eficientes, ya que generan mayor cantidad de lúmenes por vatio. El color de la luz que producen es amarilla brillante. Se divide en dos tipos: 1.- Vapor de sodio a baja presión (SBP): la lámpara genera más lúmenes por vatio del mercado, y por esto es la más utilizada en las lámparas solares; la desventaja de ésta es que la reproducción de los colores es muy pobre. 2.-Vapor de sodio a alta presión (SAP): la lámpara de este tipo es una de las más utilizadas en el alumbrado público ya que tiene un alto rendimiento y la reproducción de los colores se mejora considerablemente aunque no al nivel que pueda iluminar anuncios espectaculares o algo que requiera excelente reproducción cromática
Medio Voltaje	Instalaciones y equipos del sistema de distribución, que operan a voltajes entre 600 voltios y 40 kV.
Peaje de Distribución	Según el Art. 21 del Reglamento de Tarifas, Los peajes de distribución tendrán un cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado

	de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas. Se establecerán peajes de distribución para alta, media tensión y, de ser el caso, baja tensión.
Peaje de Transmisión	Es un valor que se reconoce a la transmisora por el hecho de conducir la energía eléctrica desde el punto de generación hasta la subestación de recepción.
Pérdidas Técnicas	Son aquellas producidas debido al efecto Joule por la circulación de corriente en las redes eléctricas.
Pérdidas No Técnicas	Son aquellas constituidas por la energía efectivamente suministrada pero no medida, o bien no registrada comercialmente como tal (fraude, robo o hurto de energía, errores de facturación, errores de lectura de mediciones, etc.)
Pliego Tarifario	Comprende el conjunto de: tarifas al cliente final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajustes correspondientes, que se cobran por la prestación del servicio público de energía eléctrica.
Potencia	Es la rapidez con respecto al tiempo de transferir o transformar energía.
Potencia eléctrica	Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado ($p = dW / dt$). La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el Vatio. Cuando una corriente eléctrica fluye en un circuito, puede transferir energía al hacer un trabajo mecánico o termodinámico. Los dispositivos convierten la energía eléctrica de muchas maneras útiles, como calor, luz (lámpara incandescente), movimiento (motor eléctrico), sonido (altavoz) o procesos químicos. La electricidad se puede producir mecánicamente por la generación de energía eléctrica, o químicamente, o por la transformación de la luz en las células fotoeléctricas, también se puede almacenar químicamente en baterías..
Potencia Efectiva	Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.
Potencia Instalada o Nominal	Potencia especificada en la placa de la unidad generadora.
Potencia Disponible	Potencia efectiva del generador que está operable y puede estar o no considerada en el despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado.
Precio Medio	Cociente entre el valor facturado en USD y la energía facturada en kWh.
Régimen Tarifario	Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio público de energía eléctrica en aquellas actividades sujetas a regulación.
Servicios de Mercado	Corresponden a los rubros que son facturados en el mercado ocasional para cubrir los costos de operación y corresponden a Cargos por energía recibida para Auxiliares de Generación, Generación Forzada, Reconocimiento de Combustibles, Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reservas Primarias y Secundarias de Frecuencia, Energía Reactiva, Interconexión, Rentas de Congestión y Reconocimiento a la generación No Convencional.
Sistema de Distribución	Conjunto de instalaciones para la distribución de energía, conformado por líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía eléctrica en una determinada región.
Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)	Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
Sistema No Incorporado	Aquel Sistema Eléctrico que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado.

(No Inc.)	
Subestación	Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares, cuyas funciones son las de transmitir y/o distribuir energía eléctrica y la de transformar con la finalidad de reducir el voltaje para la utilización en la distribución primaria o para interconexión de subestaciones a un nivel más bajo de voltaje.
Subestación de Seccionamiento	Las subestaciones son elementos del sistema eléctrico de potencia que permiten la maniobra o interconexión con otras partes del sistema (seccionamiento).
Subestación de Distribución	Las subestaciones de distribución son aquellas que transforman la energía eléctrica para bajar el voltaje de 46 kV o 138 kV que es el voltaje de las líneas de transmisión, a 26 kV o 6 kV que es el voltaje de las líneas de distribución. Además de distribuir la energía a áreas de abastecimiento específicas.
Tensión: Alta Media Baja	Alta Tensión (Alto Voltaje).- Se emplea para transportar energía a grandes distancias, desde las centrales generadoras hasta las subestaciones de transformación. Su transportación se efectúa utilizando gruesos cables que cuelgan de grandes aisladores sujetos a torres metálicas. Las altas tensiones son aquellas que superan los 40 kV (kilovoltios.) Media Tensión (Medio Voltaje).- Son tensiones entre 0,6 kV y 40 kV. Se emplea para transportar tensiones medias desde las subestaciones hasta las subestaciones o bancos de transformadores de baja tensión, a partir de los cuales se suministra la corriente eléctrica a las ciudades. Los cables de media tensión pueden ir colgados en torres metálicas, soportados en postes de madera o cemento, o encontrarse enterrados, como ocurre en la algunas ciudades Baja Tensión (Bajo Voltaje).- Tensiones inferiores a 0,60 kV que se reducen todavía más para que se puedan emplearse en la industria, el alumbrado público y el hogar. Las tensiones más utilizadas en la industria son 220, 380 y 440 V de corriente alterna y en los hogares entre 110 y 120 V.
Transacción	En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se conoce como transacción a cualquier intercambio comercial entre agentes del mercado, producto de la compra y venta de energía eléctrica.
Transformador	Es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo (transformador ideal, esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.
Transmisión	Es el transporte de energía eléctrica por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión, que no tienen cargas intermedias.
Unidad Generadora	Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario, acoplado a un generador eléctrico.
Voltaje (Tensión)	El voltaje, tensión o diferencia de potencial, es la presión que ejerce una fuente de suministro de energía eléctrica o fuerza electromotriz (FEM) sobre las cargas eléctricas o electrones en un circuito eléctrico cerrado para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica. A mayor diferencia de potencial o presión que ejerza una fuente de FEM sobre las cargas eléctricas o electrones contenidos en un conductor, mayor será el voltaje o tensión existente en el circuito al que corresponda ese conductor.
Voltaje en Barras	Es la determinación de voltajes en las barras de una red eléctrica.

GLOSARIO DE SIGLAS

En esta sección se define el significado de las siglas empleadas en este informe, así como también se presentan algunas equivalencias de magnitudes eléctricas:

CAN	Comunidad Andina de Naciones.- Es una comunidad de cuatro países que tienen un objetivo común: alcanzar un desarrollo integral, más equilibrado y autónomo, mediante la integración andina, sudamericana y latinoamericana. El proceso andino de integración se inició con la suscripción del Acuerdo de Cartagena el 26 de mayo de 1969. Está constituida por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, además de los órganos e instituciones del Sistema Andino de Integración (SAI). Antes de 1996, era conocida como el Pacto Andino o Grupo Andino.
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador, conformada por la fusión de las ex empresas generadoras Electroguayas, Hidroagoyán, Hidropaute, Termoesmeraldas y Termopichincha y la Transmisora Transelectric.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.- Corporación civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad, creada a partir de la unión de las ex empresas distribuidoras: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Sta. Elena, Sto. Domingo y Sucumbíos.
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad.- Organismo de desarrollo público encargado de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.
EMAAP-Q	Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito.- Es una entidad con personería jurídica administrativa, operativa y financiera, que se rige por la ley de régimen municipal, su ordenanza de constitución y demás disposiciones legales y reglamentarias.
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal.- Regulado a través del Art. 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el que se identifican los recursos con los que cuenta este Fondo, la planificación y manejo de los proyectos, la coordinación interinstitucional y el sistema de administración de estos recursos.
Gal	Galon, unidad en la que se expresa el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica como Fuel Oil, Nafta, Diesel 2, Crudo, Residuo y LPG.
GWh	Gigavatio hora (GWh) es una medida de energía eléctrica equivalente a la potencia suministrada por un gigavatio en una hora. Giga es el prefijo métrico utilizado para mil millones, en esta caso se trataría de mil millones de vatios o de 1.000.000 kilovatios suministrados en una hora. El GWh se utiliza para medir consumos de grandes países, o conglomerados industriales de carácter multinacional y que sean grandes consumidores de energía eléctrica. También se utiliza para conocer el índice de producción de energía eléctrica de un país, aunque para estos casos también se utiliza el concepto de gigavatio año que equivale a la energía suministrada durante un año.
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. Holding estatal Colombiano que cotiza en la bolsa. Se dedica al transporte de electricidad. Posee una red de transmisión de alta tensión de más de 38.000 Km. de circuitos desplazados en Colombia, Perú, Bolivia, Brasil e interconexiones entre Colombia y Venezuela, Colombia y Ecuador y Ecuador y Perú. Su participación en el mercado asciende al 80% en Colombia, 77% en Perú, 35% en Bolivia y 17% en Brasil.
kV	kV significa mil voltios. El Sector Eléctrico Ecuatoriano dispone de los siguientes voltajes: en alta tensión, 230; 138; 69 y 46 kV.; en media tensión los voltajes disponibles son 34,50; 22,86; 22,00; 13,80; 13,20; 6,30 y 4,16 kV.

kWh/u	Medida de rendimiento, expresa la cantidad de kilovatios-hora (kWh) que se pueden generar a partir de las diferentes unidades de medida de consumo de combustible: galones (gal), miles de pies cúbicos (mpc), Toneladas métricas (Ton), etc.
GLP	Gas Licuado de Petróleo. (ver concepto en “Glosario de Términos”).
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico. - Contiene las normas referidas a la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento, relacionadas con Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas. Está vigente desde el 10 de octubre de 1996. Registro Oficial Suplemento N° 43.
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía. - Es la organización política de cooperación y de apoyo técnico, mediante el cual sus Estados Miembros realizan esfuerzos comunes para la integración energética regional y subregional.
MCI	Motor de Combustión Interna. - Es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión, la parte principal de un motor
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. - Este Ministerio se crea mediante Decreto Ejecutivo 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial N° 132 de 23 de julio de 2007, con la misión fundamental de formular la política nacional del sector eléctrico y la gestión de proyectos.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista. - Es el mercado integrado por generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencias eléctricas.
mpc	Miles de pies cúbicos, unidad en la que se expresa el consumo de gas natural.
MVA	Unidad de potencia aparente expresada en Megavoltamperios , $VA \times 10^6$, se utiliza para expresar la capacidad de las máquinas eléctricas en especial de los transformadores y subestaciones.
MVARh	Megavares hora. Unidad de energía reactiva expresada en Megavares hora, $VARh \times 10^6$.
MWh	Megavatios hora. Unidad de medida de la energía eléctrica, es decir la potencia que se ha consumido o se ha generado en un determinado tiempo, $Wh \times 10^6$.
REP	Red de Energía del Perú S.A. Empresa dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica, servicio que brinda a las empresas de generación, distribución y a clientes libres. Además de servicio de operación de instalaciones de transmisión de energía eléctrica y servicios de mantenimiento electromecánico.
SIEE	Sistema de Información Económica Energética. - Publicación anual que presenta información histórica nacional, regional y mundial añadida de oferta y demanda de los 26 países de América Latina y el Caribe. Realizado en base a información oficial obtenida de los Ministerios de Energía de los Países Miembros de OLADE,
SISDAT	Sistematización de Datos del Sector Eléctrico. - Sistema que permite centralizar toda la información del sector eléctrico requerida por el CONELEC por parte de los agentes, para que pueda ser utilizada y analizada por entidades, agentes y público en general.
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado. - Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre si el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.
S.N.T.	Sistema Nacional de Transmisión. - Es el sistema de transmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre los consumidores y los

	centros de generación, el cual permite el intercambio de energía entre ellos a todo el territorio nacional y que es administrado por la Unidad de Negocio CELEC-Transelectric.
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo , es el equivalente que se consumiría en toneladas de petróleo para generar energía en lugar del combustible normalmente utilizado, o de la misma energía.
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad .- Las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y los acuerdos regulatorios que han permitido optimizar los recursos energéticos para beneficio mutuo.
Tn	Tonelada , unidad en la que se expresa el consumo de Bagazo de Caña para la generación de energía eléctrica.
V	V Voltio , es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor. Su nombre recuerda al Físico Italiano Alessandro Volta.
VA	Voltamperios .- El voltamperio es la unidad de la potencia aparente de una corriente eléctrica. Este valor se utiliza principalmente para determinar la capacidad de los equipos y cables alimentadores a una carga eléctrica, aunque en el caso de los cables puede bastar el valor de la intensidad de la corriente.
WATT (W)	El vatio o watt (símbolo W , unidad que recibe su nombre de James Watt por sus contribuciones al desarrollo de la máquina de vapor), es la unidad de potencia eléctrica del Sistema Internacional de Unidades. Es el equivalente a 1 julio sobre segundo (1 J/s) y es una de las unidades derivadas. Expresado en unidades utilizadas en electricidad, el vatio es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (1 VA). La potencia eléctrica de los aparatos eléctricos se expresa en vatios, si son de poca potencia, pero si son de mediana o gran potencia se expresa en kilovatios (kW) que equivale a 1000 vatios. Un kW equivale a 1,35984 CV (caballos de vapor).

NORMAS JURÍDICAS CITADAS

A continuación se presenta un resumen de las normas jurídicas que se mencionan en este Boletín, con una síntesis del contenido relacionado con el sector eléctrico y la fecha de su vigencia:

NORMATIVA	CONTENIDO	VIGENCIA
Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico, su funcionamiento y el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Norma la actividad de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución; el Mercado Eléctrico Mayorista, convenios, mercados, tarifas y la preservación ambiental.	Registro Oficial, Suplemento N° 43 de 10 de octubre 1996
Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Establece normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.	Registro Oficial N° 401 de 21 de noviembre de 2006
Mandato Constituyente N° 15	Reforma la estructura operativa del sector eléctrico del país, para que el Estado tenga capacidad regulatoria y atribuciones respecto al servicio de energía eléctrica.	Registro Oficial N° 393 de 31 de julio de 2008, expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008
Ley Orgánica de Defensa del Consumidor	Contiene disposiciones de defensa al consumidor para los servicios públicos domiciliarios.	Registro Oficial, Suplemento N° 116 de 10 de julio de 2000
Codificación del Reglamento de Tarifas	Establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.	Registro Oficial N° 598 de 17 de junio de 2002
Decisión 757 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN)	Funcionamiento de la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina.	PERÍODO CIENTO SIETE DE SESIONES ORDINARIAS DE LA COMISIÓN 22 de agosto de 2011 Lima - Perú
Decreto Ejecutivo N° 1786	Convierte la "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil" en Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil, en organismo de la Función Ejecutiva del Estado que conforma la Administración Pública Central, actúa de modo desconcentrado.	Registro Oficial N° 625 de 2 de julio de 2009

Regulación N° CONELEC 001/09	Establece los parámetros regulatorios específicos para la participación del autoproducer, en adelante autogenerador con cogeneración, dentro del sector eléctrico.	Vigente desde el 12 de febrero de 2009
Regulación N° CONELEC 013/08	El objetivo de esta Regulación es aplicar las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15 y complementar la Regulación No. CONELEC 006/08, especialmente en los temas relacionados con generación, distribución, mercado eléctrico mayorista, transmisión.	Vigente desde el 27 de noviembre de 2008
Regulación N° CONELEC 012/08	Establece los procedimientos que deben emplear las empresas eléctricas distribuidoras para atender los reclamos de los consumidores del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.	Vigente desde el 23 de octubre de 2008
Regulación N° CONELEC 006/08	Establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.	Vigente desde el 12 de agosto de 2008
Regulación N° CONELEC 001/02	Regula la participación de las autogeneradoras, con sus excedentes de generación en el mercado eléctrico mayorista.	Vigente desde el 6 de marzo de 2002
Regulación N° CONELEC 001/06	Establece los requisitos para ser considerado como Gran Consumidor, y el procedimiento para su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-.	Vigente desde el 18 de enero de 2006
Regulación N° CONELEC 007/00	Proporciona una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	Vigente desde el 9 de agosto de 2000

ALCANCE

En este documento se consolida y se procesan los datos e información estadística entregada, por los coordinadores de las empresas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, al CONELEC por medio del SISDAT, y tiene como objetivo principal mostrar el comportamiento de este sector, este boletín está compuesto por los siguientes capítulos:

Capítulo Uno **“Resumen de la Estadística del año 2011 del Sector Eléctrico Ecuatoriano”**, aquí se presenta un extracto general con toda la información proporcionada por los Agentes durante el año 2011.

Capítulo Dos, **“Producción de Energía”**, se refiere a las empresas que disponen de la capacidad de producir y/o entregar energía eléctrica, y que han sido clasificadas como generadoras, distribuidoras con generación, autogeneradoras e interconexión. En este capítulo se muestran índices relacionados con la potencia instalada y efectiva de cada una, así como de su producción de energía eléctrica, consumo de combustibles, factor de planta, precios medios de la energía vendida, además se incluyen datos técnicos de la infraestructura eléctrica de estas (subestaciones, transformadores, líneas de transmisión).

Capítulo Tres, **“Transporte de Energía”**, contiene la información enviada por la Unidad Estratégica de Negocio CELEC-Transelectric referente a las características técnicas y el comportamiento operativo de sus subestaciones, transformadores y líneas de transmisión. Se incluye además la información proporcionada por el CENACE respecto a las pérdidas de energía en el S.N.T.

Capítulo Cuatro, **“Distribución de Energía”**, muestra cómo se repartió el consumo de energía, empezando por la ubicación, la disponibilidad de personal de cada una de las distribuidoras del país, la energía comprada y su tipo de transacción, la facturación al Cliente Final ya sea Regulado y/o No Regulado, las pérdidas de energía, cobertura eléctrica y datos técnicos de subestaciones, líneas de subtransmisión, transformadores de potencia, alimentadores primarios, transformadores de distribución, luminarias, medidores y acometidas.

Adicionalmente en la parte preliminar de este boletín, se muestra tres tablas de información auxiliar y complementaria, necesarios para una mejor comprensión del lector:

2011

CAPÍTULO I RESUMEN

Microsoft

1. Resumen de la estadística del sector eléctrico ecuatoriano, año 2011

TABLA No. 1. 1: PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PERÍODO 2002-2011

CONCEPTO \ AÑO	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energía generada bruta (1)	GWh	11.887,56	11.546,13	12.584,85	13.404,02	15.115,85	17.336,65	18.608,53	18.264,95	19.509,85	20.544,14
Energía importada desde Colombia	GWh	56,30	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59
Energía importada desde Perú	GWh	n.a.	n.a.	n.a.	7,44	-	-	-	62,22	78,39	-
Energía bruta total	GWh	11.943,86	12.665,74	14.226,46	15.127,47	16.686,32	18.197,52	19.108,69	19.385,37	20.382,76	21.838,73
Energía generada no disponible para servicio público (2)	GWh	287,41	337,76	1.086,79	1.219,30	1.850,67	2.540,75	2.610,30	2.219,64	2.746,03	2.925,93
	%	2,41%	2,67%	7,64%	8,06%	11,09%	13,96%	13,66%	11,45%	13,47%	13,40%
Energía generada e importada para servicio público	GWh	11.656,45	12.327,98	13.139,67	13.908,16	14.835,65	15.656,78	16.498,39	17.165,72	17.636,72	18.912,80

- (1) Es la energía eléctrica generada por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público)
- (2) Corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación (es el total de la energía producida por las empresas autogeneradoras Andes Petro, Agip, OCP, Petrobras, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Ecudos, Ecoluz, EMAAP-Q, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabí, San Carlos).
- El % de la energía no disponible para Servicio Público es respecto a la Energía BrutaTotal.
- n.d. -> no disponible n.a.-> no aplica.

La mayor producción de energía eléctrica a nivel nacional en el 2011, también resultó en una mayor oferta de energía para Servicio Público, que comparado con el 2010, tuvo un incremento del 5,92 % equivalente a 1111,22 GWh.

TABLA No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERÍODO 2002-2011

CONCEPTO \ AÑO	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energía generada e importada para servicio público	GWh	11656,45	12327,98	13139,67	13908,16	14835,65	15656,78	16498,39	17165,72	17636,72	18912,80
Autoconsumos en generación para servicio público (1)	GWh	234,00	238,09	215,22	270,93	300,91	307,25	321,84	524,17	260,18	304,21
	%	2,01%	1,93%	1,64%	1,95%	2,03%	1,96%	1,95%	3,05%	1,48%	1,61%
Energía entregada para servicio público	GWh	11422,45	12089,89	12924,45	13637,23	14534,74	15349,52	16176,54	16641,56	17376,55	18608,59
Pérdidas en transmisión (2)	GWh	394,20	389,28	458,31	430,95	426,61	485,46	614,73	643,92	542,44	715,10
	%	3,38%	3,16%	3,49%	3,10%	2,88%	3,10%	3,73%	3,75%	3,08%	3,78%
Energía disponible para servicio público	GWh	11028,24	11700,61	12466,14	13206,29	14108,13	14864,06	15561,81	15997,64	16834,11	17893,49
Energía exportada a Colombia y Perú	GWh	n.a.	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	10,06	10,60
	%	n.a.	0,55%	0,27%	0,12%	0,01%	0,25%	0,23%	0,12%	0,06%	0,06%
Energía entregada a Grandes Consumidores en Subtransmisión (3)	GWh	129,15	127,62	125,59	133,22	315,57	397,81	264,70	0,00	0,00	0,00
	%	1,11%	1,04%	0,96%	0,96%	2,13%	2,54%	1,60%	0,00%	0,00%	0,00%
Energía disponible en sistemas de distribución	GWh	10899,09	11505,78	12305,57	13057,04	13791,49	14427,86	15259,58	15976,88	16824,04	17882,88
Pérdidas totales de energía en sistemas de distribución	GWh	2453,62	2633,41	2831,31	2971,72	3069,01	3089,83	2993,08	2766,31	2747,43	2634,08
	%	22,51%	22,89%	23,01%	22,76%	22,25%	21,42%	19,61%	17,31%	16,33%	14,73%
Energía facturada a clientes finales (4)	GWh	8445,47	8872,37	9474,26	10085,32	10722,48	11338,02	12266,51	13210,57	14076,61	15248,80
Demanda máxima en bornes de generación (solo Sistema Nacional Interconectado S.N.I.) (5)	GW	2,13	2,22	2,36	2,42	2,64	2,71	2,79	2,77	2,88	3,05
Demanda máxima en subestaciones principales (solo Sistema Nacional Interconectado S.N.I.) (5)	GW	2,06	2,13	2,29	2,33	2,48	2,61	2,73	2,74	2,77	2,90

- (1) Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica que estará disponible para el Servicio Público.
- (2) Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.).
- (3) A Holcim Guayaquil se le entregó energía en el período sep/05 - ago/08 y a Interagua en el período dic/01 - agos/08.
- (4) Incluye clientes Regulados y No Regulados, excepto la energía exportada a Colombia y la entregada a los grandes consumidores en subtransmisión (Holcim Guayaquil> sep/05 - ago/08 e Interagua -> dic/01 - ago/08).
- (5) Para el año 2011, la demanda máxima en bornes de generación del S.N.I., se produjo el 16 de diciembre, a las 19:00.
n.d.-> no disponible n.a.-> no aplica.

La energía facturada a clientes finales creció en 7,68 % equivalente a 1172,26 GWh.

1.1 Resumen de los principales indicadores eléctricos nacionales

1.1.1 Evolución histórica de los principales indicadores eléctricos nacionales en el período 2002-2011

La demanda en bornes de generación en cada año se refiere a la sumatoria de las demandas máximas no coincidentes de cada mes, medida a la salida de las centrales de generación, y tuvo un crecimiento del 2010 al 2011 del 5,98 %, mientras que en el período 2002-2011 creció 43,06 %, es decir, un promedio anual del 4,54 %. Por otro lado, la demanda máxima en subestaciones principales, es la resultante de la sumatoria de las demandas máximas no coincidentes de cada uno de los sistemas de distribución conectados al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), el incremento del 2011 respecto del 2010 fue 1,21 %, mientras que en el periodo de análisis, creció 51,24 %.

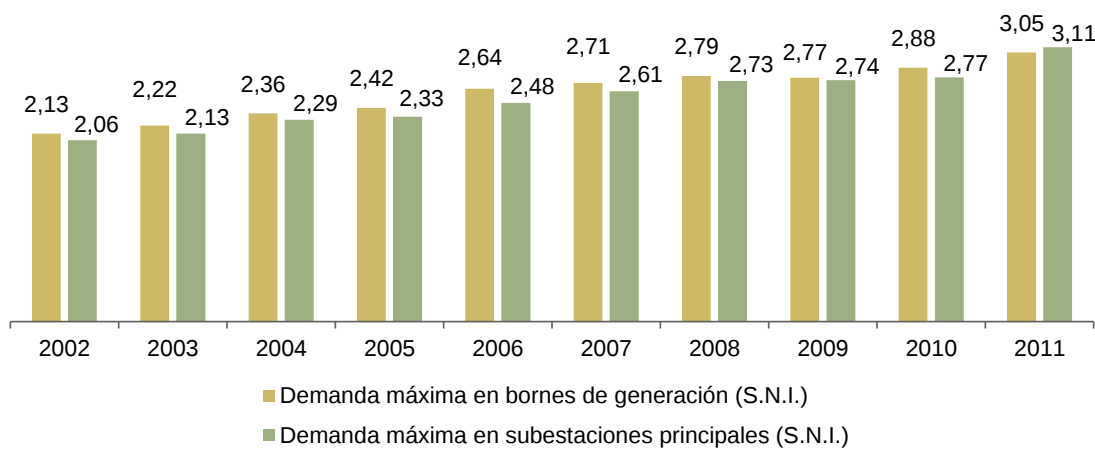


FIG. No. 1. 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I. (GW)

A continuación se presenta un análisis comparativo multianual de la evolución de la potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y por tipo de central en el periodo del 2002 al 2011.

1.1.2 Evolución histórica de la potencia instalada periodo 2002-2011.

TABLA No. 1. 3: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Año	Tipo Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2002	Generadora	2.736,63	2.678,50
	Distribuidora	623,40	531,46
	Autogeneradora	61,72	56,03
Total 2002		3.421,76	3.265,99
2003	Generadora	2.743,35	2.693,30
	Distribuidora	625,96	529,71
	Autogeneradora	110,12	101,32
Total 2003		3.479,43	3.324,33
2004	Gran Consumidor	35,00	28,00
	Generadora	2.743,21	2.685,70
	Distribuidora	627,55	525,96
	Autogeneradora	131,99	119,37
Total 2004		3.537,75	3.359,04
2005	Gran Consumidor	64,80	55,60
	Generadora	2.788,21	2.709,20
	Distribuidora	608,00	494,51
	Autogeneradora	293,58	250,98
Total 2005		3.754,59	3.510,29
2006	Gran Consumidor	64,80	55,60
	Generadora	2.945,55	2.819,52
	Distribuidora	592,16	489,43
	Autogeneradora	459,15	395,33
Total 2006		4.061,65	3.759,88
2007	Generadora	3.180,58	3.083,67
	Distribuidora	585,26	488,96
	Autogeneradora	711,14	568,66
Total 2007		4.476,99	4.141,29
2008	Generadora	3.180,66	3.068,65
	Distribuidora	585,19	494,42
	Autogeneradora	775,03	615,94
Total 2008		4.540,88	4.179,01
2009	Generadora	3.301,34	3.253,85
	Distribuidora	595,95	494,89
	Autogeneradora	813,07	644,77
Total 2009		4.710,36	4.393,52
2010	Generadora	3.729,78	3.597,35
	Distribuidora	501,03	452,48
	Autogeneradora	911,87	711,56
Total 2010		5.142,68	4.761,39
2011	Generadora	3.810,07	3.670,63
	Distribuidora	503,57	455,20
	Autogeneradora	918,28	712,35
Total 2011		5.231,92	4.838,18

TABLA No. 1. 4: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)									
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Renovable	Hidráulica	1.745,81	1.745,93	1.745,84	1.808,54	1.800,64	2.057,32	2.057,29	2.059,25	2.242,42	2.234,41
	Biomasa	-	-	35,00	64,80	73,80	73,80	106,80	106,80	101,30	101,30
	Eólica	-	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07
Total Renovable		1.745,81	1.745,93	1.780,84	1.873,35	1.874,45	2.133,54	2.166,51	2.168,47	2.346,13	2.338,18
No Renovable	Térmica	1.675,95	1.733,50	1.756,91	1.881,23	2.187,19	2.343,45	2.374,36	2.541,90	2.796,55	2.893,75
Total No Renovable		1.675,95	1.733,50	1.756,91	1.881,23	2.187,19	2.343,45	2.374,36	2.541,90	2.796,55	2.893,75
Total general		3.421,76	3.479,43	3.537,75	3.754,59	4.061,65	4.476,99	4.540,88	4.710,36	5.142,68	5.231,92

TABLA No. 1. 5 : POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Efectiva (MW)									
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Renovable	Hidráulica	1.733,40	1.735,49	1.732,50	1.794,94	1.785,73	2.030,64	2.033,52	2.032,16	2.215,19	2.207,17
	Biomasa	-	-	28,00	55,60	63,30	63,30	94,50	94,50	93,40	93,40
	Eólica	-	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07
Total Renovable		1.733,40	1.735,49	1.760,50	1.850,56	1.849,04	2.096,36	2.130,44	2.129,08	2.311,01	2.303,04
No Renovable	Térmica	1.532,59	1.588,84	1.598,54	1.659,74	1.910,83	2.044,93	2.048,57	2.264,44	2.450,38	2.535,15
Total No Renovable		1.532,59	1.588,84	1.598,54	1.659,74	1.910,83	2.044,93	2.048,57	2.264,44	2.450,38	2.535,15
Total general		3.265,99	3.324,33	3.359,04	3.510,29	3.759,88	4.141,29	4.179,01	4.393,52	4.761,39	4.838,18

En las tablas anteriores se detallan las potencias nominal y efectiva de todas las empresas del sector eléctrico por tipo de empresa generadora, distribuidora y autogeneradora, con su participación o no dentro del S.N.I.

En año 2011 tenemos una variación en la potencia efectiva con respecto al año anterior de 1,61 % y al 2002 del 48,14 %, siendo un aumento significativo pasando de 3266 MW en el 2002 a 4838 en el 2011, la mayor variación es de 10 % y se presenta en el año 2007 pasando de 3760 MW en el 2006 a 4141 MW en el 2007.

Con respecto a la potencia nominal tenemos una variación con respecto al año anterior de 1,74 % y al 2002 del 52,90 %, pasando de 3422 MW en el 2002 a 5232 en el 2011, la mayor variación es de 10 % y se presenta de igual manera en el año 2007 pasando de 4062 MW en el 2006 a 4477 MW en el 2007.

La energía entregada para servicio público, es aquella entregada a los clientes finales a través de los sistemas de transmisión y distribución. En la **FIG. No. 1. 2** se muestra los valores totales anuales, donde se aprecia que en el periodo, esta energía se incrementó en 62,95 %, mientras que en el 2011 creció 7,12 % respecto al 2010.

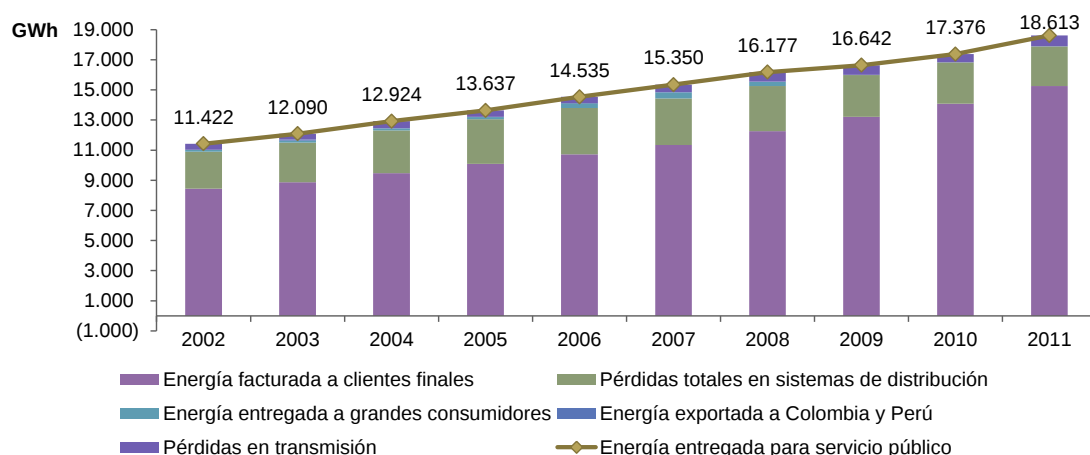


FIG. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO

La energía facturada a clientes finales incluye a los clientes regulados y no regulados de los sistemas de distribución. De acuerdo a la **FIG. No. 1. 3**, este valor en el periodo 2002-2011 se

incrementó en 80,56 %, es decir, un promedio anual de 7,32 %. La variación entre los años 2011 y 2010 fue del 8,33 %. En estos valores no se incluye la energía que se exportó a Colombia (abr/2003 – dic/2009) ni la consumida por los grandes consumidores Holcim (sep/2005 – ago/2008) e Interagua (ene/02 – ago/2008), ya que ésta fue liquidada en el sistema de transmisión.

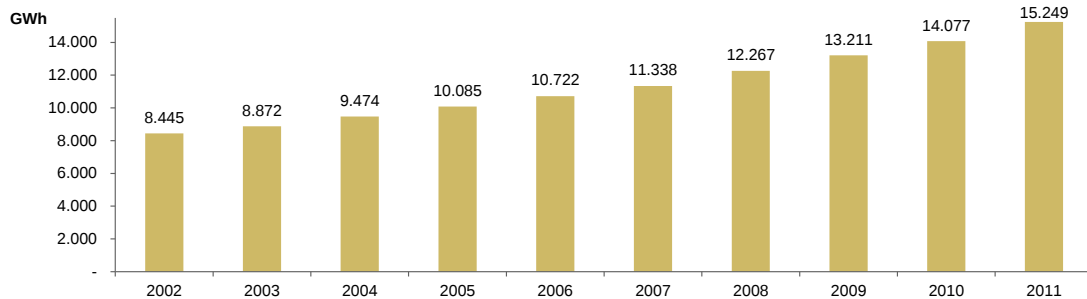


FIG. No. 1. 3: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES

Las pérdidas de energía (GWh) en los sistemas de distribución en el periodo 2002-2011 han tenido un incremento del 7,35 %; notándose que este indicador tiene tendencia a disminuir desde el 2008, que se puede atribuir a las políticas implementadas para la reducción de las pérdidas, tal como se muestra en la **FIG. No. 1. 4**. En el 2011 las pérdidas disminuyeron en 4,13 % respecto al 2010.

Si las pérdidas son analizadas en función de la energía disponible en los sistemas de distribución, se observa en el gráfico que éstas han sufrido una disminución significativa desde 2002, año en el que alcanzaron el 22,51 %, llegando a 14,73 % en el 2011. Su máximo valor se dio en el 2004 con 23,01 %.

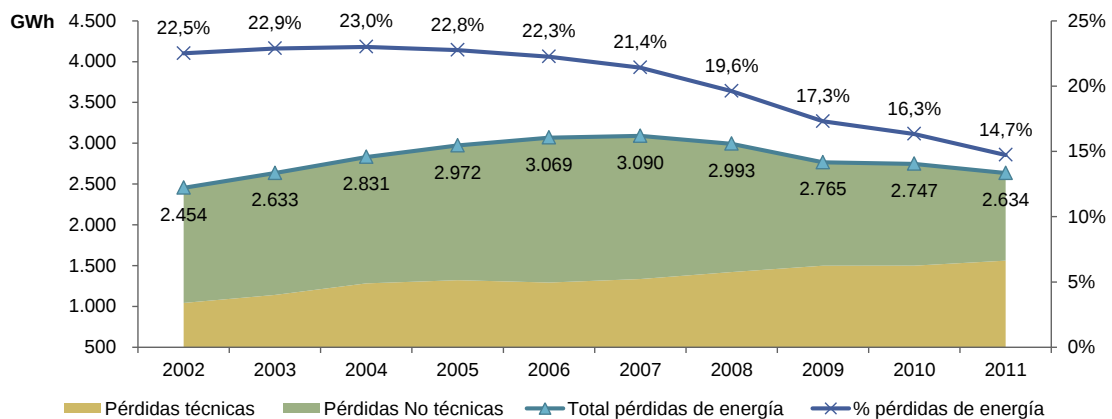


FIG. No. 1. 4: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN

1.2 Balance nacional de energía eléctrica en el año 2011

La **TABLA No.1.6** muestra un Balance de la Energía entre la producción e importación, las pérdidas y el consumo a nivel nacional, enfocado principalmente desde el punto de vista de la energía que se puso a disposición del servicio público. Nótese que *las pérdidas en transmisión, no corresponden exactamente a las pérdidas del Sistema Nacional de Transmisión S.N.T.*, ya que en este análisis se incluye la energía que no fluye por dicho Sistema.

TABLA No. 1. 6: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

1. Capacidad efectiva en generación		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2.234,41	44,55%
	Solar	0,05	0,00%
	Eólica	2,40	0,05%
	Turbovapor	101,30	2,02%
Total Energía Renovable		2.338,16	46,61%
No Renovable	MCI	1.379,94	27,51%
	Turbogas	839,94	16,75%
	Turbovapor	458,00	9,13%
Total Energía No Renovable		2.677,87	53,39%
Total Capacidad Instalada		5.016,03	100%

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	540,00	83,08%
	Perú	110,00	16,92%
Total Interconexiones		650,00	100%

2. Energía entregada para servicio no público		GWh	%
Total energía entregada para servicio no público		2.925,93	100%

3. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	11.133,09	50,98%
	Eólica	3,34	0,02%
	Fotovoltaica	0,06	0,00%
	Térmica Turbopar (1)	278,20	1,27%
Total Energía Renovable		11.414,69	52,27%
No Renovable	Térmica MCI	4.375,78	20,04%
	Térmica Turbogás	2.272,25	10,40%
	Térmica Turbopar	2.481,42	11,36%
Total No Renovable		9.129,45	41,80%
Total Producción Nacional		20.544,14	94,07%
Interconexión	Importación	1.294,59	5,93%
Total Producción Nacional + Importación		21.838,73	100%

4. Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	11.047,07	60,18%
	Eólica	3,34	0,02%
	Solar	0,06	0,00%
	Térmica Turbopar (1)	147,27	0,80%
Total Energía Renovable		11.197,74	61,00%
No Renovable	Térmica MCI	2.101,26	11,45%
	Térmica Turbogás	1.510,17	8,23%
	Térmica Turbopar	2.252,42	12,27%
Total No Renovable		5.863,86	31,94%
Total Producción Nacional		17.061,60	92,95%
Interconexión	Importación	1.294,59	7,05%
Total Energía Entregada para Servicio Público		18.356,19	100%

5. Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		458,92	2,50%
Total Energía Disponible para Servicio Público		17.897,27	97,50%
Energía Exportada Perú		6,17	0,03%
Energía Exportada Colombia		8,22	0,04%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución		17.882,88	97,42%

6. Consumos de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	5.350,95	29,92%
	Comercial	2.955,82	16,53%
	Industrial	4.797,85	26,83%
	A. Público	882,97	4,94%
	Otros	1.261,22	7,05%
Total		15.248,80	85,27%
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.560,95	8,73%
	No Técnicas	1.073,13	6,00%
Total Pérdidas de Energía en Distribución		2.634,08	14,73%
Facturación		USD Facturados (Millones)	1.191,56
USD Recaudados (Millones)		1.169,65	98,16%

- (1) Corresponde a la generación cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).
- (2) El porcentaje de Consumo total de Auxiliares y Otros está referido al Total Producción Nacional.
- (3) Los porcentajes de Pérdidas en Transmisión y Total Energía Disponible para Servicio Público están referidos al Total Energía Entregada para Servicio Público.
- (4) Corresponde a la energía vendida a Colombia por la interconexión de 230 kV y 138kV, más la energía vendida a Perú por la E.E. Sur.
- (5) Incluye la energía de clientes regulados y no regulados para uso comercial, además de los consumos propios de las Autogeneradoras que entran al S.N.I.
- (6) Incluye la energía de clientes regulados y clientes no regulados para uso industrial, además de los consumos propios de las Autogeneradoras que entregan energía al S.N.I.
- (7) Los porcentajes de consumos y pérdidas en distribución están referidos a la energía disponible para servicio público.

La producción de energía eléctrica en el Ecuador se incrementó en 5,93 % (1.111,22 GWh), respecto al 2010, de forma semejante la importación de energía se incrementó en 48,31 % (421,69 GWh), dando como resultado final un aumento de la energía bruta total a nivel nacional de 7,14 % (1.455,98 GWh).

1.3 Generación de energía eléctrica

1.3.1 Potencia nominal y efectiva de las centrales de generación a nivel nacional

En el contexto de ubicación de las centrales de generación eléctrica en el país, constan aquellas que están directamente relacionadas con el S.N.I. y aquellas que se encuentran aisladas o no incorporadas al mismo.

En las **FIG. No.1.5** y **FIG. No.1.6** se representan las potencias y porcentajes de participación de las centrales de generación dentro de estos dos sistemas para el año 2011. Es importante anotar que en estos valores no se incluye lo correspondiente a las Interconexiones eléctricas internacionales, por lo que los totales tendrán una diferencia significativa con las estadísticas de los años anteriores. Adicionalmente, también existe diferencia por la salida y/o ingreso de generación, entre las más importantes cabe destacar: la contratación de 130 MW térmicos con la empresa Energy International, instalados en Quevedo y 75 MW térmicos con la empresa APR Energy LLC, instalados en Santa Elena, la Corporación del Ecuador CELEC EP encarga a la Unidad de Negocio TERMOPICHINCHA el suministro de combustible para la operación de la Central Termoeléctrica Santa Elena I; además se debe señalar el ingreso de la Central Hidroeléctrica Mazar con 183,7 MW. De esta forma lo representado gráficamente corresponde a la potencia que estuvo disponible en el Ecuador durante el año 2011 en cada uno de los sistemas indicados.

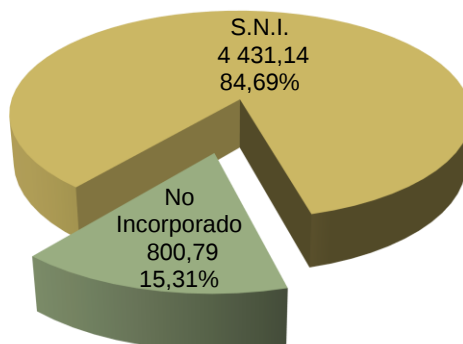


FIG. No. 1. 5: POTENCIA NOMINAL POR SISTEMA (MW)

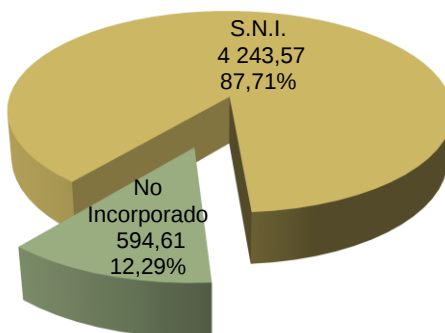


FIG. No. 1. 6: POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)

Con respecto al año 2010, las Interconexiones eléctricas con Colombia y Perú no tuvieron variación tanto de la potencia nominal, como de la efectiva; en conjunto el total de las Interconexiones fue 650,00 MW y 635,00 MW, respectivamente.

TABLA No. 1. 7: POTENCIA DE LA INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

Procedencia	País	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)
Interconexión	Colombia	540,00	83,08	525,00	82,68
	Perú	110,00	16,92	110,00	17,32
Total general		650,00	100,00	635,00	100,00

Como se mencionó en los antecedentes de este documento, los agentes de generación eléctrica son clasificados en generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras. Como se puede apreciar en las **Figs. No. 1.7 y 1.8**, cada uno de estos grupos tiene diferente porcentaje de participación en el total de la capacidad instalada y efectiva a nivel del país, siendo para el año 2011 las empresas generadoras las de mayor aporte registrado con 72,82% en potencia nominal y 75,87 % en potencia efectiva.

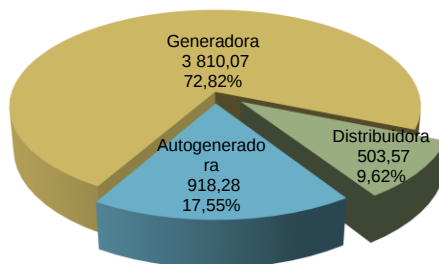


FIG. No. 1. 7: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE EMPRESA (MW)

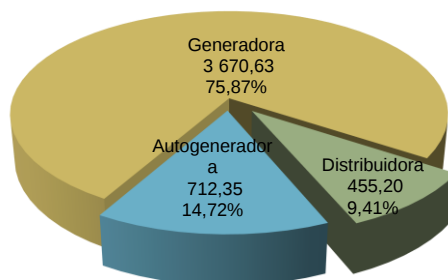


FIG. No. 1. 8: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (MW)

En la **FIG. No.1.9** se muestra porcentualmente la potencia de las centrales eléctricas de acuerdo a su accionamiento primario o tipo de central, observando que las de mayor representación son las centrales termoeléctricas que, en total, representan el 54,33 % de la potencia efectiva, en tanto que las centrales hidráulicas el 45,62 %.

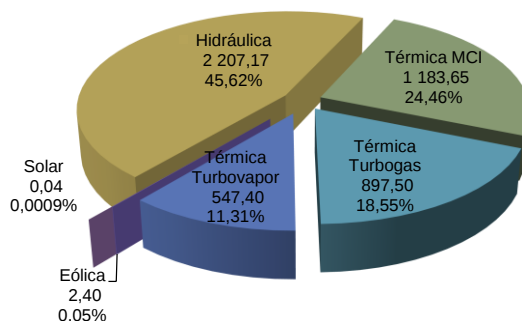


FIG. No. 1. 9: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW)

En la **TABLA No.1.8**, se da otra clasificación de la energía eléctrica, la cual está basada en su fuente de procedencia o de obtención. Tal es así que, como Energía Renovable, el Ecuador cuenta con 2.338,15 MW de potencia instalada y 2.303,01 MW de efectiva, considerando como renovable, la potencia de aquellas centrales térmicas que pertenecen a los ingenios azucareros que utilizan el bagazo de caña como combustible. Además, en la misma tabla, se observa que el 55,31 % corresponde a la Energía No Renovable, es decir, que la dependencia de los derivados y productos del petróleo aún es significativa en el Ecuador.

TABLA No. 1. 8: POTENCIA POR TIPO DE ENERGÍA Y TIPO DE CENTRAL

Tipo de energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Hidráulica	2 234,41	42,71	2 207,17	45,62
	Térmica Turbovapor (1)	101,30	1,94	93,40	1,93
	Eólica	2,40	0,05	2,40	0,05
	Solar	0,04	0,00	0,04	0,00
Total Renovable		2 338,15	44,69	2 303,01	47,60
No Renovable	Térmica MCI	1 459,01	27,89	1 183,65	24,46
	Térmica Turbogás	976,74	18,67	897,50	18,55
	Térmica Turbovapor	458,00	8,75	454,00	9,38
Total No Renovable		2 893,75	55,31	2 535,15	52,40
Total general		5 231,90	100,00	4 838,16	100,00

(1) Corresponde a la generación, cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).

Según su objetivo principal, las diferentes empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano disponen de centrales cuya producción total se destina al servicio público (energía eléctrica que se produce para ponerla a disposición de los clientes finales, a través de los distintos sistemas de distribución) o para su consumo interno, también conocida como energía de servicio no público (energía eléctrica que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus consumos propios y que no se puede poner a disposición de los clientes finales). También hay empresas cuya energía es destinada a los dos tipos de servicios.

La **TABLA No.1.9** muestra los valores de potencia destinados tanto para el servicio público, como para no público según el tipo de empresa. Desprendiéndose, prácticamente, que las generadoras y distribuidoras destinan el total de su producción al servicio público, mientras que las autogeneradoras, cuyo objetivo principal no es el negocio de la electricidad, utilizan sus centrales eléctricas para satisfacer sus necesidades productivas y en caso de disponer excedentes, éstos son vendidos o entregados al servicio público. Para la empresa EMAAP-Q, su calificación es también como autogeneradora.

TABLA No. 1. 9: POTENCIA POR TIPO DE SERVICIO Y TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	3 802,11	3 662,80	7,96	7,83	3 810,07	3 670,63
Distribuidora	503,52	455,16	-	-	503,52	455,16
Autogeneradora	136,75	123,47	781,53	588,88	941,84	712,35
Total	4 442,39	4 241,43	789,49	596,71	5 231,88	4 838,14

1.3.2 Producción e importación de energía y consumo de combustibles

En el año 2011 la producción e importación de energía fue de 21.838,73 GWh, de los cuales el 87,34 % corresponde a la energía del S.N.I., es decir 19.073,50 GWh, en la que se incluye la

importación desde Colombia y Perú. En la **TABLA No. 1.10** se puede ver el aporte de energía bruta de cada tipo de empresa y tipo de central.

La energía producida por las Autogeneradoras, corresponde a la generada por las empresas petroleras para sus procesos extractivos o complementarios.

TABLA No. 1. 10: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR SISTEMA, TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)
S.N.I.	Generadora	Hidráulica	9.905,14
		Térmica	5.779,41
	Distribuidora	Hidráulica	706,49
		Térmica	507,55
	Autogeneradora	Biomasa	278,20
		Hidráulica	505,18
		Térmica	96,93
	Interconexión	Interconexión	1.294,59
Total S.N.I.			19.073,50
No Incorporado	Generadora	Eólica	3,34
		Térmica	106,64
	Distribuidora	Hidráulica	16,28
		Solar	0,06
		Térmica	78,51
	Autogeneradora	Térmica	2.560,41
Total No Incorporado			2.765,24
Total			21.838,73

En la **FIG. No.1.10** se aprecia los valores de energía bruta en GWh y porcentajes de participación de cada uno de los tipos de centrales disponibles en el país. Para el caso de la generación solar, se tiene una producción de 0,06 GWh.

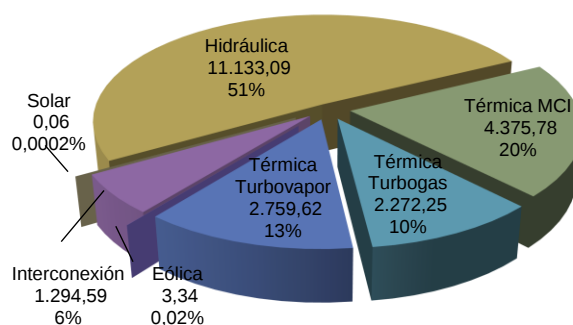


FIG. No. 1. 10: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL (GWH)

De acuerdo al contenido de la **TABLA No. 1.11** del total de la energía bruta a nivel nacional, el 52,27 % corresponde a la energía producida por fuentes renovables, el 41,80 % a la energía de fuentes no renovables y el 5,93 % a la importación de energía. El mayor porcentaje de producción de energía por medio de fuentes renovables fue consecuencia de las mejores condiciones hidrológicas presentadas en las cuencas que alimentan las principales centrales hidroeléctricas.

TABLA No. 1. 11: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	11.133,09	50,98
	Térmica Turbogapapor *	278,20	1,27
	Eólica	3,34	0,02
	Solar	0,06	0,00
Total Renovable		11.414,69	52,27
No Renovable	Térmica MCI	4.375,78	20,04
	Térmica Turbogap	2.272,25	10,40
	Térmica Turbogapapor	2.481,42	11,36
Total No Renovable		9.129,45	41,80
Interconexión	Interconexión	1.294,59	5,93
Total Interconexión		1.294,59	5,93
Total general		21.838,73	100

En la **FIG. No.1.11**, se expresa la estructura de la producción bruta por tipo de energía.

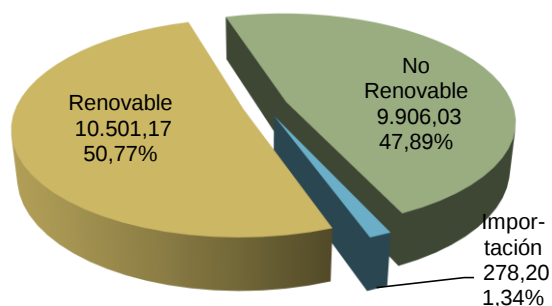


FIG. No. 1. 11: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA (GWH)

La **TABLA No. 1.12** y la **FIG. No.1.12** muestran el comportamiento de la oferta de energía mes a mes durante todo el año 2011. Una mayor oferta de energía hidráulica, por parte de las empresas generadoras, se observa durante el período abril–septiembre, lo que se debe a la época lluviosa en las cuencas de las mayores centrales hidroeléctricas del país.

Adicionalmente se advierte el aumento de la energía importada durante los tres primeros y los tres últimos meses del año, lo que ocurrió con el objeto de reemplazar energía térmica y por ende disminuir el consumo de combustibles.

TABLA No. 1. 12: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL (GWh)

Mes	Generadora			Distribuidora			Autogeneradora		Interconexión	Total general
	Hidráulica	Eólica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Solar	Hidráulica	Térmica	Interconexión	
Ene	695,36	0,17	522,11	66,32	68,70	-	47,29	223,28	179,90	1.803,13
Feb	696,40	0,06	485,23	58,89	54,05	-	43,55	200,49	126,24	1.664,91
Mar	560,67	0,07	657,36	65,35	66,58	0,01	45,98	223,55	257,21	1.876,79
Abr	828,54	0,01	516,04	67,17	45,31	0,01	46,04	211,50	97,89	1.812,49
May	1.027,44	0,40	421,60	69,04	39,01	0,01	48,38	217,94	51,22	1.875,03
Jun	1.021,39	0,42	400,68	65,59	25,74	0,01	43,64	231,32	19,75	1.808,53
Jul	1.103,74	0,46	328,16	62,81	12,67	0,01	43,19	262,53	13,44	1.827,02
Ago	837,02	0,44	507,37	54,27	69,43	0,01	41,21	278,96	29,32	1.818,03
Sep	929,23	0,36	390,76	47,23	45,34	0,01	36,69	274,25	77,27	1.801,15
Oct	723,11	0,36	563,28	54,94	54,59	0,01	37,00	283,59	122,77	1.839,64
Nov	577,40	0,37	618,85	47,20	60,78	0,01	34,92	272,71	186,61	1.798,86
Dic	904,84	0,23	474,63	63,94	43,85	0,01	37,28	255,41	132,97	1.913,16
Total	9.905,14	3,34	5.886,05	722,76	586,06	0,06	505,18	2.935,54	1.294,59	21.838,73

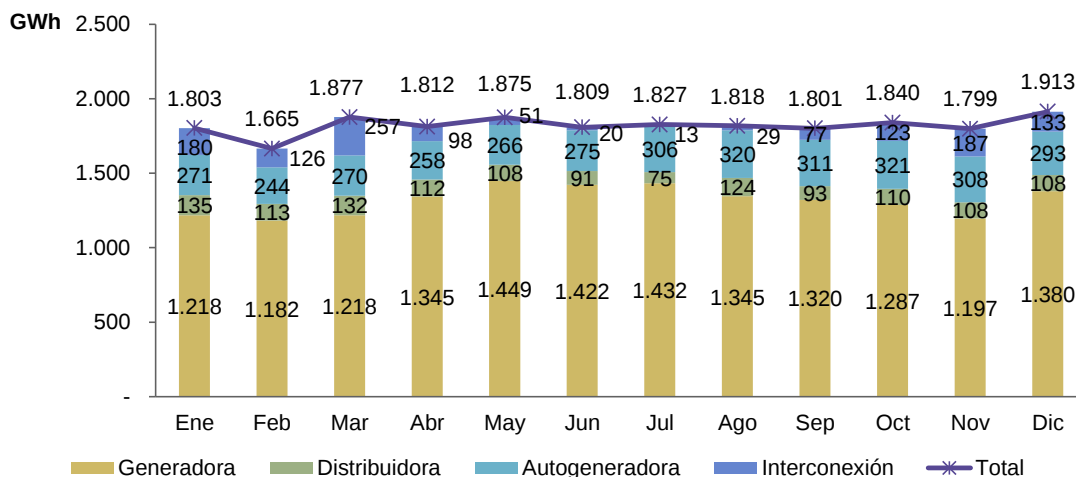


FIG. No. 1. 12: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

La variación de la oferta de energía térmica, hidráulica e interconexión en el S.N.I., mes a mes, se puede apreciar en la **FIG. No.1.13**.

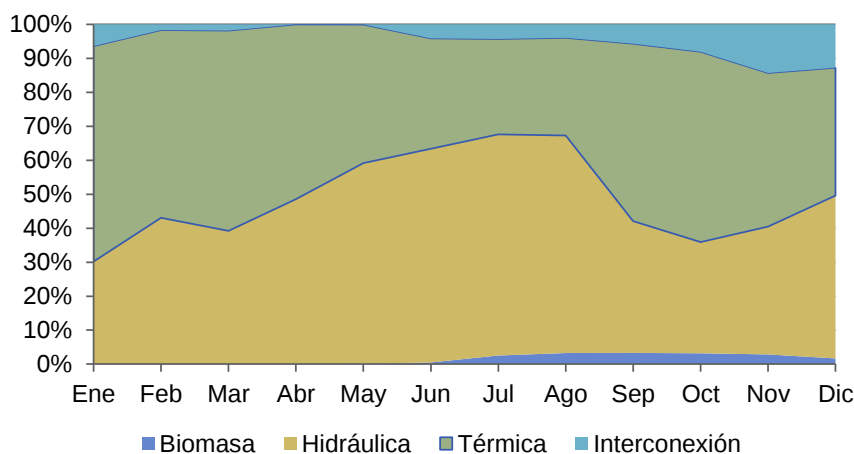


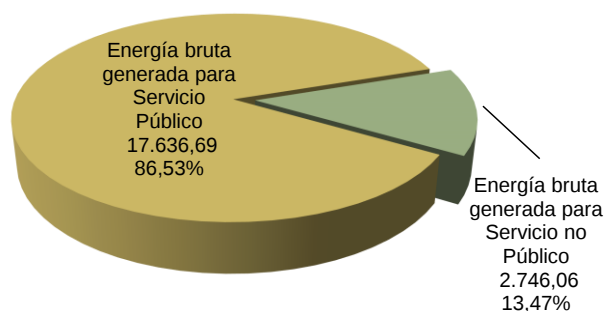
FIG. No. 1. 13: OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL S.N.I.

Del total de la energía disponible (21.538,81 GWh), a la salida de las centrales de generación, luego del consumo de sus servicios auxiliares, el 87,03 % fue entregado al servicio público y el 13,58 % al servicio no público, como se puede apreciar en la **TABLA No. 1.13**. En esta clasificación, las empresas generadoras son las de mayor aporte al servicio público, en tanto que las autogeneradoras al servicio no público, entrando en estas últimas, principalmente, las empresas petroleras, las mismas que utilizan el total de su producción de energía eléctrica en sus procesos extractivos y relacionados.

TABLA No. 1. 13: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	15.253,56	14.980,46	14.980,46	133,38
Distribuidora	1.308,89	1.294,66	1.294,66	-
Autogeneradora	3.440,72	3.428,12	635,57	2.792,55
Importación	1.835,56	1.835,56	1.835,56	-
Total	21.838,73	21.538,81	18.746,26	2.925,93

Igual relación se puede ver en la **FIG. No. 1. 14**, donde se representan los totales de la energía bruta generada tanto para servicio público, como no público, es decir, antes de sus consumos de sus servicios auxiliares. En este gráfico se incluye la energía importada que es considerada como energía bruta generada para servicio público.



Se incluye la importación de energía desde Colombia y Perú

FIG. No. 1. 14: ENERGÍA BRUTA GENERADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO

Las centrales de generación térmica utilizan como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo se ha incluido, en la **TABLA No. 1. 14**, el consumo de bagazo de caña, que aunque se la considera como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 1. 14: CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Fuel Oil (Mill gal)	Diesel 2 (Mill gal)	Nafta (Mill gal)	Gas Natural (Mill pc)	Residuo (Mill gal)	Crudo (Mill gal)	LPG (Mill gal)	Bagazo de caña (Miles Tn)
Generadora	207,97	59,12	14,71	8,47	44,46	-	-	-
Distribuidora	24,25	18,51	-	-	1,42	-	-	-
Autogeneradora	-	69,18	-	7,02	15,32	60,94	7,07	1.064,25
Total general	232,22	146,80	14,71	15,50	61,20	60,94	7,07	1.064,25

De la tabla se concluye que los combustibles más utilizados en el 2011, a nivel nacional, fueron el Diesel 2 y el Fuel Oil.

En la siguiente tabla se representan los totales de los diferentes tipos de combustible consumidos en el 2011. Se utiliza el concepto de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo), que permite un mejor entendimiento de la cantidad de combustible utilizado en los procesos de generación termoeléctrica.

TABLA No. 1. 15: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES EN TEP

Combustibles		Equivalencias (TEP) *		Total (TEP)
Cantidad	Unidades			
232,22	millones de galones de Fuel Oil	1 galón	= 0,003404736	790.631,38
172,52	millones de galones de Diesel 2	1 galón	= 0,003302303	569.728,03
14,71	millones de galones de Nafta	1 galón	= 0,002907111	42.767,29
17.708,43	millones de pies cúbicos de Gas Natural	1 pie ³	= 0,022278869	394.523.838,16
67,88	millones de galones de Residuo	1 galón	= 0,003302303	224.159,79
62,81	millones de galones de Crudo	1 galón	= 0,003404736	213.839,51
7,07	millones de galones de LPG	1 galón	= 0,002046800	14.468,87
1.064,25	miles de Toneladas de Bagazo de Caña	1 Tonelada	= 0,181997480	193.691,44

* Fuente: OLADE, SIEE

A continuación se visualiza gráficamente esta información.

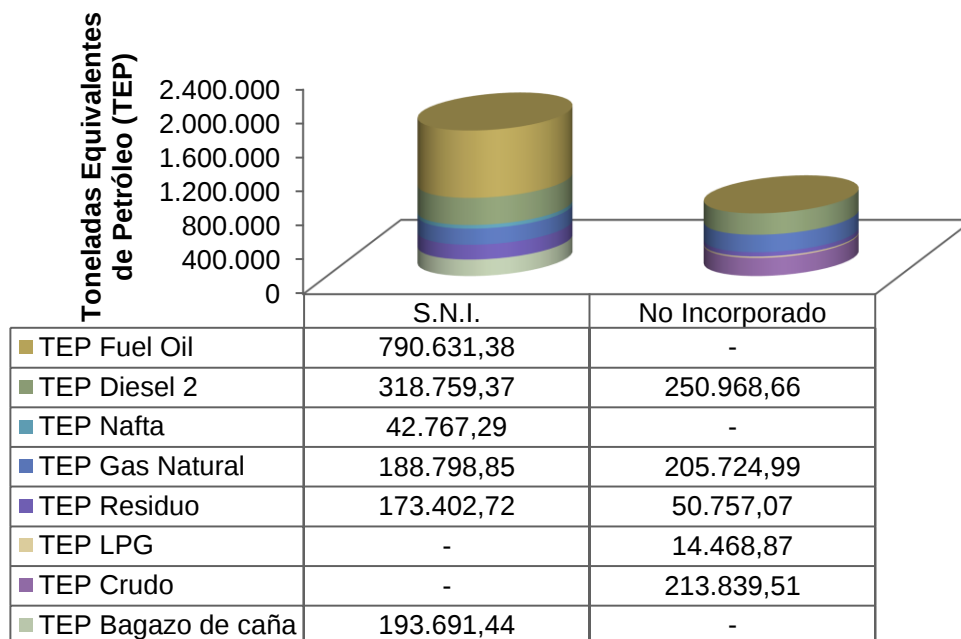


FIG. No. 1. 15: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES

1.3.3 Transacciones económicas por venta de energía

El Mercado Eléctrico abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre sus agentes, sea a través del corto plazo, de contratos de largo plazo, así como también las transacciones internacionales de electricidad.

Los contratos regulados a plazo suscritos por los generadores son liquidados por toda la producción real de energía eléctrica y son asignados a todas las distribuidoras en proporción a su demanda regulada.

Para el caso de los autogeneradores, la contratación es sobre sus excedentes de generación y contemplan un solo componente o cargo variable para su liquidación.

La producción de los generadores de propiedad de las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización se determina mediante un cargo fijo y un cargo variable o costo variable de producción, de forma similar a un contrato regulado aplicable a los restantes generadores del mercado.

En el corto plazo o mercado ocasional se liquidarán únicamente los remanentes de la producción de los generadores que no estén comprometidos en contratos regulados, es decir, la diferencia entre la energía neta producida y la energía contratada por estos generadores, además de las TIE.

El Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- liquida todas las transacciones comerciales del mercado, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos de compraventa, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

En el 2011 el total de la energía comercializada en el Mercado Eléctrico fue de 16.978,72 GWh, por un monto de USD 826,76 millones, dando como resultado un precio medio de 4,87 USD ¢/kWh, tal como se detalla en la **TABLA No. 1.16**.

TABLA No. 1. 16: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN

Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Total (Millones USD)	Precio medio (USD ¢/KWh)
	GWh	%		
Contratos	15.074,14	88,78	644,75	4,28
Mercado Ocasional	1.021,62	6,02	88,85	8,70
Importación	872,90	5,14	92,59	10,61
Exportación	10,06	0,06	0,57	5,71
Total general	16.978,72	100,00	826,76	4,87

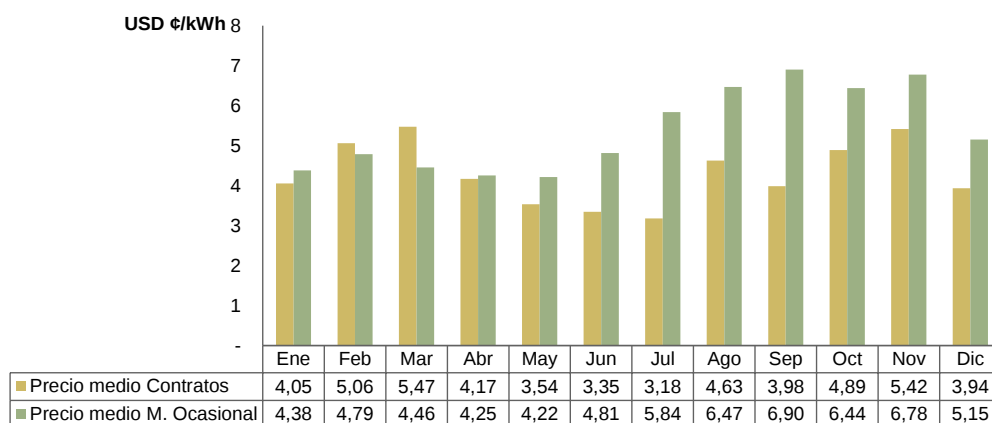
En el Mercado Ocasional se incluye la facturación de la generación no escindida, así como los servicios del mercado. No están incluidos los valores por compras de energía para cumplir contratos.

En la **TABLA No. 1. 17** se muestran los valores de la energía vendida, la facturación y los precios medios por tipo de transacción y tipo de empresa. Lo vendido en Contratos por las distribuidoras corresponde a la venta realizada por la distribuidora Eléctrica de Guayaquil.

TABLA No. 1. 17: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y TIPO DE EMPRESA

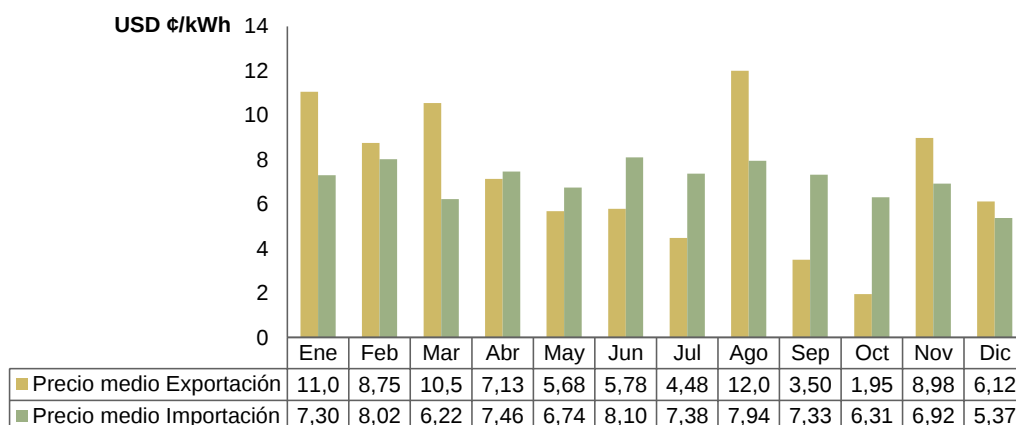
Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (Millones USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	14.558,07	598,37	4,11
	M. Ocasional	-	-	-
Total Generadora		14.558,07	598,37	4,11
Distribuidora	Contratos	331,45	33,74	10,18
	M. Ocasional	870,30	39,61	4,55
Total Distribuidora		1.201,75	73,35	6,10
Autogeneradora	Contratos	184,62	12,65	6,85
	M. Ocasional	151,32	84,31	55,71
Total Autogeneradora		335,94	96,95	28,86
Importación	M. Ocasional	1.294,59	88,39	6,83
Total Importación		1.294,59	88,39	6,83
Exportación	M. Ocasional	8,55	0,31	3,68
Total Exportación		8,55	0,31	3,68
Total general		17.398,90	857,37	4,93

En los siguientes gráficos se visualiza la variación que tuvo el precio medio durante el 2011 tanto en los contratos a plazo, como en el ocasional, también se grafican los precios medios de la energía importada y exportada. El precio medio de la energía importada desde Colombia fue 6,83 USD ¢/kWh, mientras que desde Perú no hubo importación de energía.



En el Mercado Ocasional no se incluyen la Importación y la Exportación de energía.

FIG. No. 1. 16: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA POR CONTRATOS Y M. OCASIONAL



La importación desde Perú se realizó únicamente durante el período enero-marzo

FIG. No. 1. 17: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA IMPORTADA Y EXPORTADA

1.4 Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) está administrado por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), a través de su Unidad de Negocio, Transelectric (CELEC-Transelectric).

Según los datos reportados por el CENACE, durante el año 2011 las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 16.462,55 GWh de energía y entregaron 15.809,23 GWh. El total de la pérdidas fue 624,18 GWh, es decir el 3,79 %.

El total de la facturación efectuada por CELEC-Transelectric fue USD 53,40 millones. De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., incluida la capacidad de reserva, es la siguiente:

- | | |
|---|--------------|
| - Enfriamiento natural de aire (OA): | 5.151,08 MVA |
| - Enfriamiento por aire forzado (FA): | 6.844,83 MVA |
| - Enfriamiento por aire y aceite forzado (FOA): | 8.516,50 MVA |

Se tiene un total de 37 subestaciones: 14 funcionan a 230 kV (incluida una de seccionamiento: Zhoray); 21 a 138 kV (dos de seccionamiento: Pucará, San Idelfonso); y, 2 subestaciones móviles.

Las líneas de transmisión que conforman el S.N.T. tienen una longitud total de 3.654,56 km. De los cuales: 1.901,06 km corresponden a líneas con nivel de voltaje 138 kV; y, 1.753,50 km a líneas de 230 kV.

1.5 Distribución de energía eléctrica

En base al artículo 39 del capítulo VII, de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC ha realizado la concesión de servicios de distribución de energía eléctrica a 11 empresas eléctricas del país, las mismas que están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

Las empresas de distribución de energía eléctrica son: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) que está conformada por diez Gerencias Regionales.

1.5.1 Territorio y Cobertura

El Ecuador tiene un territorio de 256.591 km², en el que habita una población de más de catorce millones de habitantes, se encuentra atravesado por la cordillera de los Andes, propiciando la formación de tres regiones claramente identificables: Costa o Litoral que representa la cuarta parte del territorio nacional y contiene casi el 50 % de la población; la Sierra que representa casi la cuarta parte del País y contiene un poco menos del 50 % de la población y; finalmente la Amazonia que ocupa casi la mitad del territorio y posee un 5 % de la población. Estas regiones del Ecuador continental poseen características geográficas particulares que las hacen diferentes unas de otras por su clima, población, y su cultura. A estas regiones se suma al Archipiélago de Galápagos compuesto por cerca de un centenar de islas, siendo cuatro de ellas habitadas. En el Anexo 2.1, se muestra la División Política y Administrativa de la República del Ecuador.

En noviembre de año 2010 según el censo de población y vivienda, existían 3.748.919 viviendas habitadas con personas presentes, registrando 14.483.499 habitantes, y un promedio de ocupación de 3,86 habitantes por vivienda, de las cuales 3.499.701 viviendas contaban con servicio eléctrico, proporcionado por la distribuidora de electricidad, según declararon el día del censo, esto es el 93,35 %. En el ámbito urbano 94,82 % de las viviendas tenían electricidad y en el sector rural 89,03 %. Además existieron 345.808 viviendas con servicio eléctrico y sin registrador de energía, ya sea porque tenían un servicio convenido o conexiones clandestinas ilegales.

A diciembre de 2011, se tiene una población de 15.266.431, de donde se tiene en la zona urbana 11.392.057 que representa el 74,62 % y en la zona rural 3.874.374 que corresponde el 25,38 % de la población. Los clientes atendidos son 3.679.492, de los cuales se tiene 2.792.855 en la zona urbana que representa el 75,9 %, mientras que en la zona rural se tiene 886.637 clientes atendidos y corresponde al 24,1 %; Así también se tiene un total de viviendas de 3.951.574 de los cuales, 2.953.099 y 998.474 corresponde a la zona urbana y rural respectivamente representando el 74,73 % en la zona urbana y el 25,27 % en la zona rural; con esta información se pudo determinar la cobertura de electrificación que alcanzó el 93,1 % a nivel nacional, mientras que para la zona urbana se tiene un 94,6 % y para la zona rural el 88,8 %.

Las provincias que tienen mayor cobertura de servicio eléctrico son: Pichincha con el 98,9%, Galápagos 98,8 %, Azuay el 97,2 %, Carchi 96,9 %, en cambio las provincia con menor cobertura son: Morona Santiago 75,4 %, Orellana 80,3 %, Pastaza 80,7 %, Sucumbíos 84,8 % y Esmeraldas 86,4 %.

Las provincias con mayor cobertura en el área rural son: Pichincha 98,1 %, Galápagos con 96,4 %, Azuay con 94,9% e Imbabura con 94,6 %; en cambio las provincias con menor cobertura en la zona rural son: Pastaza 62 %, Morona Santiago con 63,4 %, Orellana 67,5 %, Sucumbíos 74 % y Esmeraldas 76,7 %.

Los mayores porcentajes de cobertura de servicio eléctrico en la zona urbana se encuentran en las provincias de: Galápagos con el 99,3 %, Pichincha 99,1 %, Carchi 98,6 %, Azuay 98,5 %, Tungurahua con 98,4% e Imbabura con 98,3 %; mientras que las provincias con menor cobertura de servicio eléctrico son: Morona Santiago 86,8 %, Orellana 90,4 %, Los Ríos 90,5 %, Bolívar 90,6 %, Santa Elena 90,9 %, y Sucumbíos con 91,1 %

A continuación se puede observar el detalle por provincia de la cobertura del servicio eléctrico.

TABLA No. 1. 18: COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO POR PROVINCIA

COBERTURA 2011									
PROVINCIA	Clientes			Viviendas			COBERTURA (%)		
	Rural	Urbana	Total	Rural	Urbana	Total	Rural	Urbana	Total
AZUAY	66.945	121.506	188.451	70.511	123.348	193.859	94,9%	98,5%	97,2%
BOLÍVAR	14.409	29.189	43.598	17.445	32.212	49.657	82,6%	90,6%	87,8%
CAÑAR	23.910	33.733	57.644	25.587	34.891	60.479	93,4%	96,7%	95,3%
CARCHI	14.922	28.910	43.832	15.978	29.241	45.219	93,4%	98,9%	96,9%
CHIMBORAZO	46.887	71.882	118.769	54.102	75.595	129.696	86,7%	95,1%	91,6%
COTOPAXI	39.889	57.981	97.870	45.803	61.500	107.303	87,1%	94,3%	91,2%
EL ORO	25.566	136.250	161.816	27.232	140.380	167.612	93,9%	97,1%	96,5%
ESMERALDAS	37.394	80.006	117.401	48.779	87.100	135.878	76,7%	91,9%	86,4%
GALÁPAGOS	1.121	6.340	7.461	1.163	6.385	7.548	96,4%	99,3%	98,8%
GUAYAS	67.082	844.153	911.235	76.948	914.616	991.564	87,2%	92,3%	91,9%
IMBABURA	37.045	66.247	103.292	39.147	67.404	106.550	94,6%	98,3%	96,9%
LOJA	34.201	78.930	113.131	38.319	81.536	119.855	89,3%	96,8%	94,4%
LOS RÍOS	43.972	144.215	188.186	51.357	159.387	210.744	85,6%	90,5%	89,3%
MANABÍ	70.316	248.614	318.930	84.002	272.238	356.240	83,7%	91,3%	89,5%
MORONA SANTIAGO	10.647	15.418	26.066	16.807	17.757	34.564	63,4%	86,8%	75,4%
NAPO	7.645	12.743	20.387	9.863	13.683	23.546	77,5%	93,1%	86,6%
ORELLANA	9.848	16.711	26.559	14.585	18.488	33.073	67,5%	90,4%	80,3%
PASTAZA	5.374	11.188	16.561	8.660	11.854	20.514	62,0%	94,4%	80,7%
PICHINCHA	202.814	548.399	751.214	206.727	553.174	759.901	98,1%	99,1%	98,9%
SANTA ELENA	25.910	42.921	68.831	31.090	47.242	78.332	83,3%	90,9%	87,9%
SANTO DOMINGO	14.488	79.929	94.416	16.544	82.561	99.106	87,6%	96,8%	95,3%
SUCUMBIOS	12.418	25.803	38.221	16.776	28.318	45.095	74,0%	91,1%	84,8%
TUNGURAHUA	60.393	79.404	139.797	64.149	80.714	144.863	94,1%	98,4%	96,5%
ZAMORA CHINCHIPE	6.983	12.384	19.367	8.643	13.476	22.119	80,8%	91,9%	87,6%
ZONA NO DELIMITADA	6.458	-	6.458	8.257	-	8.257	78,2%	0,0%	78,2%
TOTAL	886.637	2.792.855	3.679.492	998.474	2.953.099	3.951.574	88,8%	94,6%	93,1%

Fuente: CONELEC, INEC

1.5.2 Clientes finales de las distribuidoras

Los clientes finales de las empresas de distribución de energía eléctrica se clasifican en dos grandes grupos:

- Clientes Regulados.-** son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el Pliego Tarifario; y
- Clientes No Regulados.-** son aquellos cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término, realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe; estos contratos se los conoce también como de libre pactación.

El CONELEC establece las tarifas que las empresas eléctricas aplicarán a sus Clientes Regulados; y, en el caso de los No Regulados estos precios se establecen mediante un contrato a término.

Según la etapa funcional del punto de medición de energía y el tipo de contrato, los clientes deberán pagar servicios que provee el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los cuales se dividen en: "Servicios de Mercado", cuyo cálculo, para el Cliente Regulado, lo realiza el CONELEC incluyéndolo en el pliego tarifario; mientras que para el caso de los Clientes No Regulados, el cálculo de estos servicios (o liquidación de servicios) los realiza el CENACE y "Servicios de Transmisión" que son brindados por CELEC-TRANSELECTRIC.

Las operaciones dentro del MEM, implican la facturación de servicios de mercado, los cuales incluyen los siguientes rubros: potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) y servicios complementarios, generación obligada y/o forzada, reconocimiento de combustibles, reactivos, reconocimiento a la generación no convencional y reliquidaciones.

A diciembre de 2011, el total de clientes finales de las distribuidoras fue de 4'189.535, de los cuales 4'189.478 son clientes regulados. Existen 57 clientes no regulados, de los cuales, 56 pertenecen al sector industrial (cuatro tienen la calificación de gran consumidor y 51 tienen la de consumo propio).

Varios clientes del norte del Perú son atendidos por la E.E. Sur, que los considera como un cliente no regulado del sector comercial.

TABLA No. 1. 19: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2011.

Grupo	Empresa	Sector de Consumo							Clientes Regulados	Clientes No Regulados	Clientes Finales
		Residencial	Comercial		Industrial		A. Público	Otros			
		R	R	NR	R	NR	R	R			
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	50.373	2.436	-	94	-	7	1.375	54.285	-	54.285
	CNEL-EI Oro	178.843	20.665	-	1.876	-	72	3.016	204.472	-	204.472
	CNEL-Esmeraldas	103.904	8.297	-	645	1	1	2.231	115.078	1	115.079
	CNEL-Guayas Los Ríos	259.192	14.237	-	936	3	80	2.910	277.355	3	277.358
	CNEL-Los Ríos	87.902	7.237	-	543	-	13	1.343	97.038	-	97.038
	CNEL-Manabí	272.484	15.819	-	147	4	-	2.980	291.430	4	291.434
	CNEL-Milagro	116.946	15.442	-	179	3	29	1.657	134.253	3	134.256
	CNEL-Sta. Elena	94.897	7.500	-	332	1	5	1.227	103.961	1	103.962
	CNEL-Sto. Domingo	131.907	18.092	-	246	3	1	2.054	152.300	3	152.303
	CNEL-Sucumbios	55.302	9.315	-	658	-	1	2.462	67.738	-	67.738
Total CNEL		1.351.750	119.040	-	5.656	15	209	21.255	1.497.910	15	1.497.925
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	186.149	21.830	-	6.514	3	22	4.405	218.920	3	218.923
	E.E. Azuques	29.143	2.048	-	415	-	1	533	32.140	-	32.140
	E.E. Centro Sur	275.250	26.588	-	6.618	4	31	4.120	312.607	4	312.611
	E.E. Cotopaxi	92.628	6.616	-	4.611	2	1	2.111	105.967	2	105.969
	E.E. Galápagos	6.929	1.326	-	160	-	15	315	8.745	-	8.745
	E.E. Norte	180.465	19.792	-	3.328	6	14	3.767	207.366	6	207.372
	E.E. Quito	755.070	114.456	-	14.499	11	-	4.737	888.762	11	888.773
	E.E. Riobamba	132.743	15.606	-	834	-	1	2.846	152.030	-	152.030
	E.E. Sur	142.528	14.864	1	1.696	-	26	5.424	164.538	1	164.539
	Eléctrica de Guayaquil	523.337	71.739	-	2.862	15	44	2.568	600.550	15	600.565
Total Empresas Eléctricas		2.324.242	294.865	1	41.537	41	155	30.826	2.691.625	42	2.691.667
TOTAL NACIONAL		3.675.992	413.905	1	47.193	56	364	52.081	4.189.535	57	4.189.592

La participación de los clientes finales por sector de consumo, a nivel nacional, se expresa gráficamente a continuación y se puede observar que los clientes residenciales es el mayor número con 3.675.992 que representa el 87.74%, le siguen los clientes comerciales con 413.905 que representa el 9.88%.

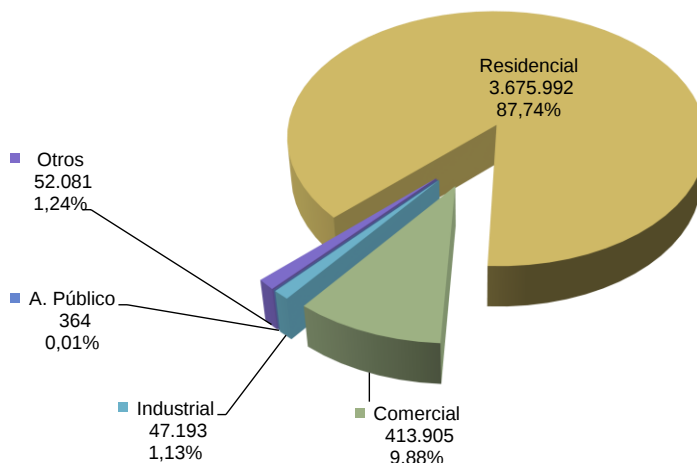


FIG. No. 1. 18: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO

Durante el 2011 se incrementaron 237.5445 clientes finales, lo que significa un crecimiento anual de 5,67%. En el mismo período, el sector residencial creció 5,59%, el comercial 6,59%, el industrial 4,00%, en Alumbrado Público 0,82% y Otros 5,23%.

En la **TABLA No. 1. 20** se muestra el crecimiento anual de los clientes finales y de la demanda de energía eléctrica por distribuidora.

TABLA No. 1. 20: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Crecimiento 2011 vs 2010			
		Clientes	%	Energía	%
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	1.769	3,26	0,35	6,99
	CNEL-EI Oro	8.206	4,01	8,78	15,97
	CNEL-Esmeraldas	10.390	9,03	(1,19)	(4,25)
	CNEL-Guayas Los Ríos	20.280	7,31	7,20	7,04
	CNEL-Los Ríos	8.792	9,06	1,58	7,94
	CNEL-Manabí	37.652	12,92	19,49	21,97
	CNEL-Milagro	8.031	5,98	(4,10)	(10,85)
	CNEL-Sta. Elena	2.160	2,08	2,37	7,04
	CNEL-Sto. Domingo	9.261	6,08	2,41	6,97
	CNEL-Sucumbíos	5.732	8,46	(1,08)	(8,03)
Total CNEL		112.273	7,50	35,80	0,74
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	7.773	3,55	2,00	4,89
	E.E. Azogues	1.233	3,84	(0,06)	(0,71)
	E.E. Centro Sur	12.123	3,88	3,08	4,73
	E.E. Cotopaxi	4.808	4,54	5,40	15,22
	E.E. Galápagos	472	5,40	0,09	3,55
	E.E. Norte	11.816	5,70	2,12	5,26
	E.E. Quito	39.672	4,46	16,07	5,25
	E.E. Riobamba	4.914	3,23	1,58	7,22
	E.E. Sur	8.933	5,43	1,79	8,40
	Eléctrica de Guayaquil	33.528	5,58	25,66	7,31
Total Empresas Eléctricas		125.272	4,65	57,72	0,55
TOTAL NACIONAL		237.545	5,67	93,52	0,61

El 30% de las distribuidoras del país (6), presentaron un crecimiento de clientes finales menor al 4%, estas son las Regionales de CNEL: Bolívar y Santa Elena y de la empresas eléctrica tenemos. Ambato, Azogues, Centro Sur.

El 25% de las distribuidoras del país (5) presentaron un crecimiento de clientes finales mayor al 7%, estas son: CNEL-Esmeraldas, CNEL-Guayas Los Ríos, CNEL-Los Ríos, CNEL Manabí y CNEL-Sucumbíos.

El 45% de las distribuidoras del país (9) presentaron un crecimiento de clientes entre el 4% y 7%.

El crecimiento de la demanda de energía a nivel nacional en el 2011 se ubicó en 7.14%, esto es, 93.52 GWh por encima del 2010; el sector residencial tuvo un crecimiento de 3,73%, (16,90 GWh); el comercial 12,51% (32,50 GWh); el industrial 6,69% (7.60 GWh); en alumbrado público 4,63% (3,4 GWh) y otros 17,95% (19,91 GWh), todo respecto al 2010.

1.5.3 Energía facturada a clientes finales

La energía facturada a los clientes finales de las distribuidoras fue de 15.248,80 GWh; de esta energía de 14.931,12 GWh (97,92%) fueron demandados por sus clientes regulados, y 317,67 GWh (2,08%) por sus clientes no regulados.

De la **FIG. No. 1.19** se puede notar que el sector de mayor consumo es el residencial, el que registró una demanda de 5.351 GWh, esto es, 35.84% del total de la energía facturada a los clientes finales; el segundo lugar lo tiene el sector industrial con una demanda de 4.481 GWh (30,01%), le sigue el sector comercial con una demanda de 2.955 GWh (19.79%), luego el sector otros y Alumbrado Público con una participación del 8.45% y 5.91% respectivamente.

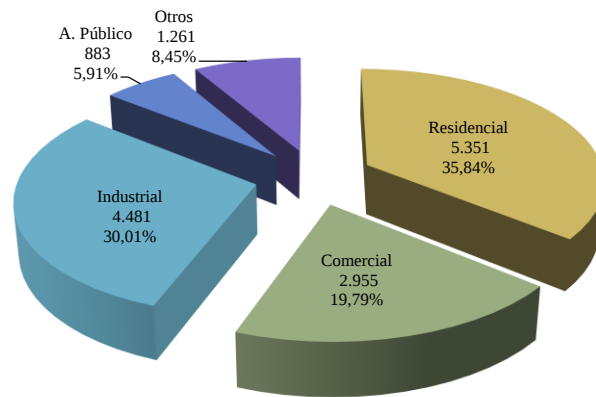


FIG. No. 1. 19: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN GWh.

En el 2011 se presentó un promedio nacional de consumo mensual por cliente de 121 kWh en el sector residencial, 595 kWh en el comercial y 8.472 kWh en el Industrial.

Los clientes finales de las empresas eléctricas demandaron una energía de 14.931 GWh, por un valor facturado de USD 1.189.61 millones; recaudando USD 1.169,094465 millones lo que representa el 98,27 % del valor facturado.

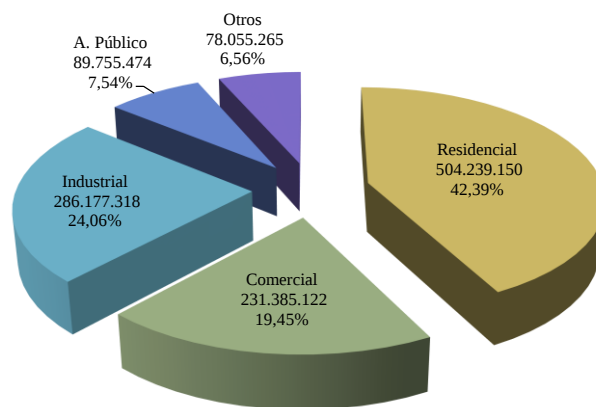


FIG. No. 1. 20: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN USD MILLONES.

Donde el sector residencial, recibió 5.351 GWh, por USD 504,24 millones; el sector comercial 2.955 GWh, por USD 231,39 millones; el sector industrial 4.481 GWh, por USD 286,18 millones; el alumbrado público 883 GWh, por USD 89,76 millones; y el grupo de consumo otros 1.261 GWh por USD 78,06 millones.

1.5.4 Precio Medio a Clientes Finales

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados fue de 7,97 USD ¢/kWh; y por sectores: residencial 9,42 USD ¢/kWh; comercial 7,83 USD ¢/kWh; Industrial 6,39 USD ¢/kWh; Alumbrado Público 10,17 USD ¢/kWh y en otros 6,19 USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 21: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Tipo Cliente	Grupo Consumo	Suma de Energía Facturada (MWh)	Suma de Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Regulado	Residencial	5.350.949	504.239.150	9,42
	Comercial	2.955.487	231.385.122	7,83
	Industrial	4.480.504	286.177.318	6,39
	A. Público	882.969	89.755.474	10,17
	Otros	1.261.215	78.055.265	6,19
Total Regulado		14.931.125	1.189.612.328	7,97
No Regulado	Comercial	331	38.146	11,52
	Industrial	317.344	1.904.807	0,60
Total No Regulado		317.675	1.942.953	0,61
Total Nacional		15.248.799	1.191.555.281	7,81

La energía facturada por los clientes no regulados de las distribuidoras fue de 306,88 GWh; de los cuales 262,92 GWh (85,39%) corresponde a consumos propios de las empresas filiales de distribuidoras, generadoras y autogeneradoras; la facturación de los grandes consumidores fue de 43,65 GWh (14,22%) y la exportación al Perú 0,32 GWh (0,39%).

El cliente no regulado de la E.E. Sur, corresponde a un grupo de consumidores que están localizados al norte del Perú, por lo que se lo clasifica como exportación; éste registró un consumo de 0,32 GWh y una facturación de energía de USD 33.110.

En la **FIG. No. 1.21**, el precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales, * 7,97 USD ¢/kWh, se calcula con el total general de energía facturada (GWh) y de la facturación por servicio eléctrico (USD).

El precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales se considera el *mínimo* de un rango estimado entre 7,76 y 7,80 USD ¢/kWh; ya que no se registra facturación de servicio eléctrico (USD) por la energía entregada (306,56 GWh) a consumos propios y grandes consumidores; sin embargo, se cancelaron USD 2'359.440 USD, de los cuales USD 1'847.083 se facturaron por concepto de peajes de distribución y USD 512.357 por impuestos. Tampoco se incluye la facturación por la exportación de energía a Colombia, ya que ésta se realiza a través del sistema de transmisión.

Los dos gráficos siguientes detallan los precios medios por mes y por área de concesión.

En la **FIG. No. 1.22** se representan los precios medios mensuales, el valor máximo obtenido es de 8,09 USD ¢/kWh en el mes de septiembre y el valor mínimo es de 7,88 USD ¢/kWh en el mes de octubre.

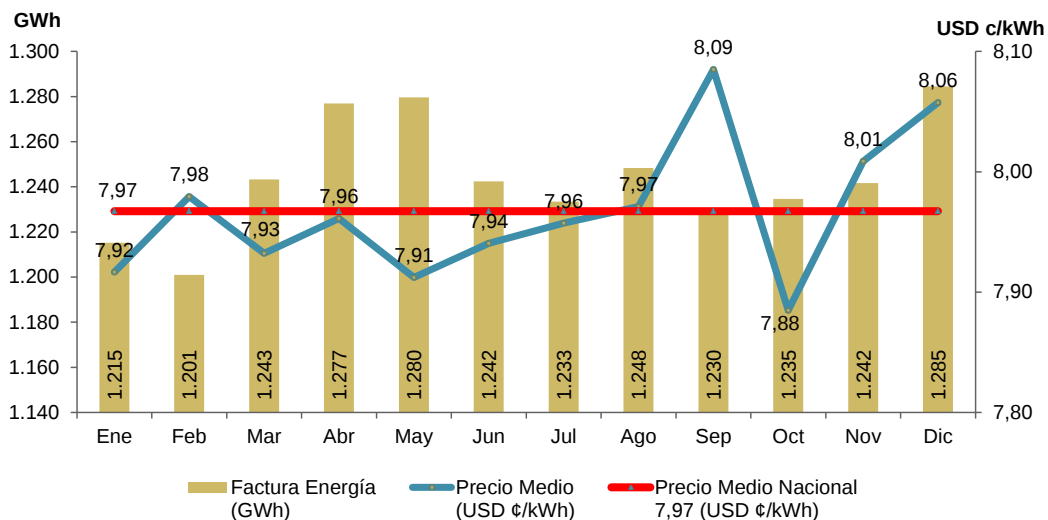


FIG. No. 1. 21: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

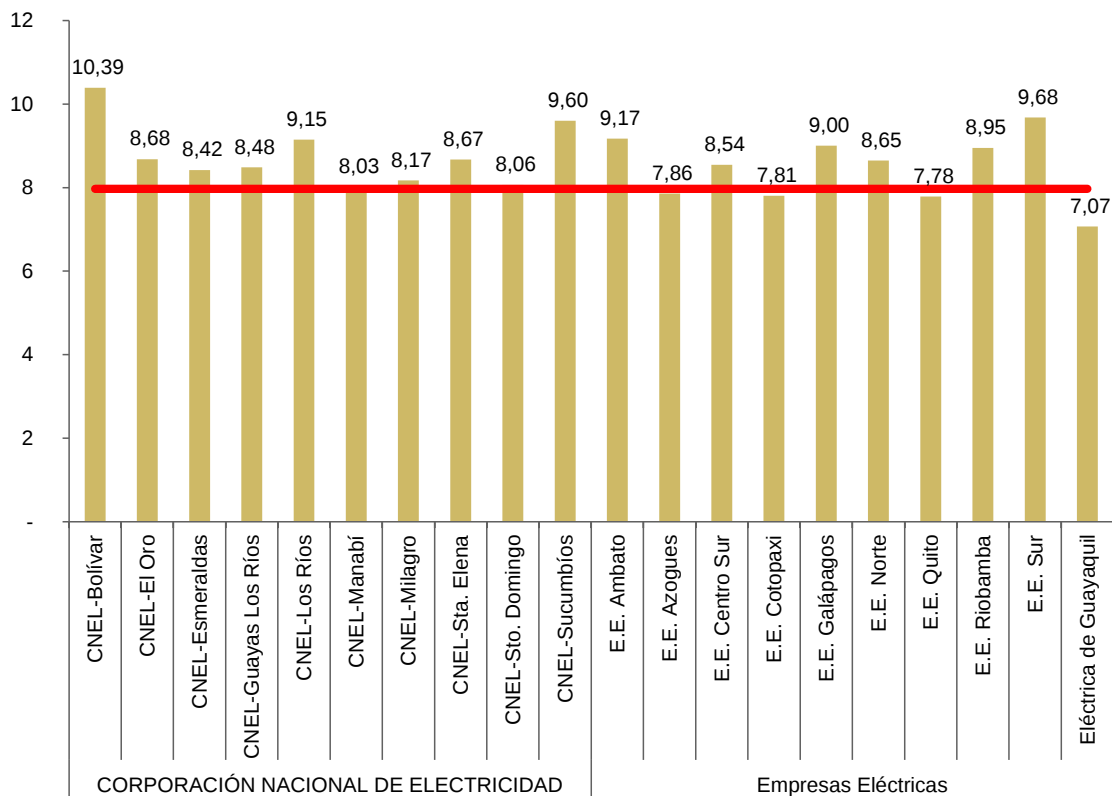


FIG. No. 1. 22: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/KWH).

1.5.5 Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución

Las distribuidoras compraron la mayor parte de la energía requerida en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM; en menor cantidad a autogeneradoras y a distribuidoras vecinas para atender a pequeñas localidades que estando dentro de su área de concesión, sus redes eléctricas no podían atenderlas.

Las distribuidoras durante el 2011, compraron 17.380,53 GWh, de los cuales, 15.530,43 GWh (89,36%) fueron adquiridos a través de contratos, 1.849,51 GWh (10,64%) se capturaron del Mercado Ocasional y 0,59 GWh mediante transacciones que no corresponden a contratos o al mercado ocasional.

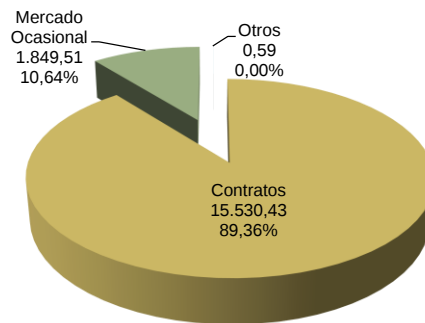


FIG. No. 1. 23: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %.

Por el total de la compra de energía en contratos (15.530,43 GWh), se facturaron USD 644,20 millones por energía, USD 11,66 millones por servicios (valores por Energía Reactiva, Inflexibilidades o Generación Obligada, Restricciones, Potencia y Otros) y USD 2,73 millones por transmisión; en total se ha facturado USD 642,7 millones. El precio medio de la energía en contratos fue de 4,15 USD €/kWh.

Por el total de la compra de energía en el Mercado Ocasional (1.849,51 GWh) se facturaron USD 61,39 millones, USD 54,83 millones por servicios (valores por Energía Reactiva, Inflexibilidades o Generación Obligada, Restricciones, Potencia y Otros) y USD 67,23 millones por transmisión, facturándose en total USD 246,41 millones. El precio medio de la energía en el Mercado Ocasional fue de 3,32 USD €/kWh.

Por la compra de energía en Otros (590,3 MWh) se facturaron USD 19.659, no se registra facturación por servicios y/o transmisión. El precio medio de la energía en el segmento Otros fue de 3,33 USD €/kWh.

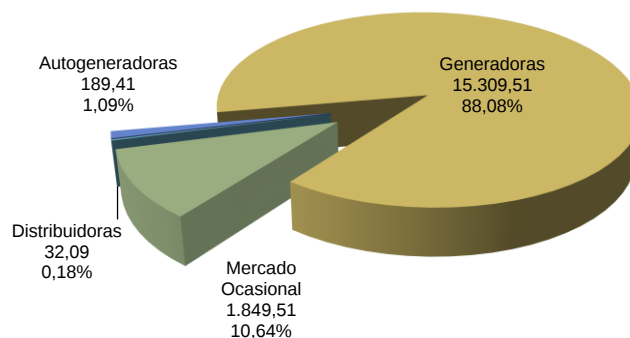


FIG. No. 1. 24: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %.

De los 17.380,53 GWh, la mayor parte de esa energía fue abastecida por generadoras con 15.309,5 GWh (88,08%), el Mercado Ocasional aportó 1.849,51 GWh (10,64%), autogeneradoras 189,41GWh (1,09%) y entre distribuidoras se registraron transacciones por 32,09 GWh (0,18%).

Según consta en la **TABLA No. 1.22**, por el total de la compra de energía de las distribuidoras (17.380,53 GWh), se facturaron USD 705,61 millones por energía, USD 43,81 millones por

servicios y USD 51,85 millones por transmisión; en total se ha facturado USD 889,12 millones. El precio medio de la energía fue de 5,44 USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 22: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo Empresa	Empresa	Energía Comprada (GWh)	Factura Energía (Miles USD)	Servicios (Miles USD)	Transmisión (Miles USD)	Total Facturado (Miles USD)	Precio Medio USD ¢/kWh	Valor Pagado (Miles USD)	Valor Pagado (%)
Corporación Nacional de Electricidad CNEC	CNEC-Bolívar	67,86	2.506,62	708,90	298,82	3.514,33	5,18	2.143,10	60,98
	CNEC-El Oro	748,26	27.865,17	7.921,99	2.481,50	38.268,65	5,11	-	-
	CNEC-Esmeraldas	442,89	21.113,06	394,44	1.584,53	23.092,04	5,21	-	-
	CNEC-Los Ríos	323,11	12.164,52	3.092,03	1.899,36	17.155,91	5,31	-	-
	CNEC-Manabí	1.399,89	51.737,57	14.393,34	4.655,16	70.786,07	5,09	73.479,47	103,80
	CNEC-Milagro	599,10	22.554,62	4.819,67	3.160,25	30.534,54	5,10	23.529,98	77,06
	CNEC-Sta. Elena	448,32	19.496,62	1.502,95	1.611,47	22.611,04	5,04	-	-
	CNEC-Sto. Domingo	428,81	15.553,53	4.944,56	1.504,41	22.002,49	5,13	9.592,42	43,60
	CNEC-Sucumbios	165,77	7.876,04	29,37	555,31	8.460,71	5,10	8.460,71	100,00
	CNEC-Guayas Los Ríos	1.502,74	69.100,82	-619,42	7.861,57	76.342,96	5,08	-	-
Total CNEC		6.116,74	249.968,54	37.187,83	25.612,38	312.768,75	5,11	117.205,68	37,47
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	497,23	20.626,18	246,97	1.731,07	22.604,22	4,55	22.604,22	100,00
	E.E. Azogues	97,20	4.456,47	170,74	338,32	4.965,52	5,11	5.620,99	113,20
	E.E. Centro Sur	831,04	33.627,23	4.613,34	4.613,51	42.854,08	5,16	42.853,73	100,00
	E.E. Cotopaxi	366,85	13.479,17	3.337,07	1.931,38	18.747,62	5,11	18.747,62	100,00
	E.E. Galápagos	3,34	428,78	0,00	0,00	428,78	12,82	428,78	100,00
	E.E. Norte	510,06	23.715,02	602,34	1.894,71	26.212,08	5,14	4.010,77	15,30
	E.E. Quito	3.666,82	158.932,20	16.032,05	12.653,66	187.617,91	5,12	161.710,06	86,19
	E.E. Riobamba	280,69	11.543,02	1.888,84	1.083,43	14.515,29	5,17	12.910,50	88,94
	E.E. Sur	270,12	10.115,83	2.222,56	1.577,28	13.915,66	5,15	-	-
	Eléctrica de Guayaquil	4.740,42	178.722,07	50.666,96	15.796,70	245.185,73	5,17	-	-
Total Empresas Eléctricas		11.263,79	455.645,98	79.780,87	41.620,06	577.046,90	5,12	268.886,68	46,60
TOTAL		17380,53	705614,52	116968,70	67232,44	889815,66	5,12	386092,36	43,39
Agente no presente información									
Servicios: Incluye valores por Energía Reactiva, Inflexibilidades o Generación Obligatoria, Restricciones, Potencia y Otros.									

Las transacciones realizadas por las distribuidoras de energía eléctrica, a nivel nacional, así como sus precios medios, gráficamente se muestran a continuación:

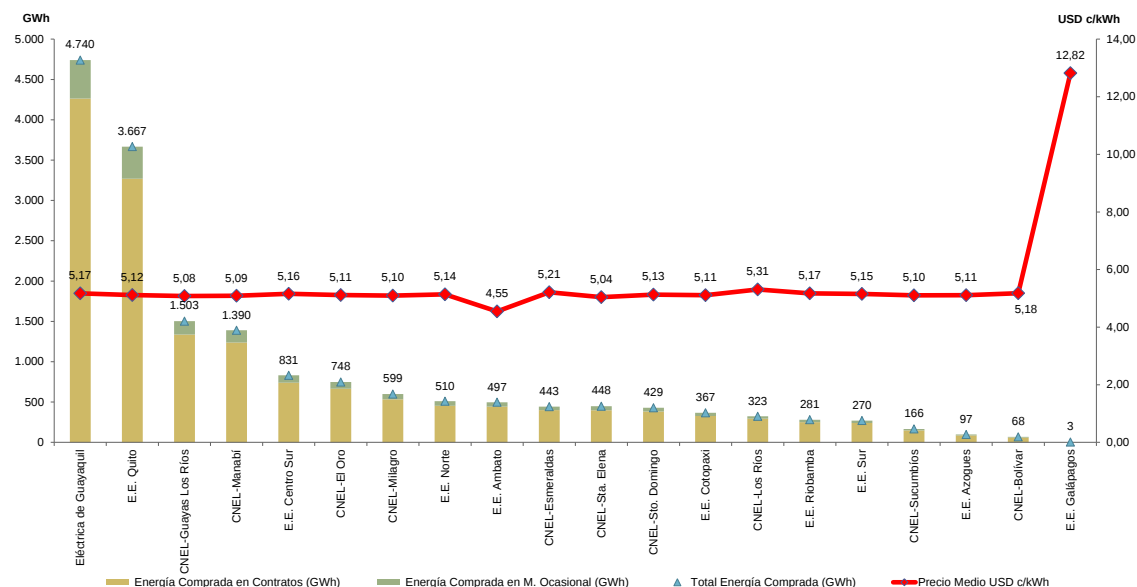


FIG. No. 1. 25: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA

En el Año 2011, las empresas eléctricas distribuidoras entregaron 1.202,08 GWh, por excedentes de energía; 331,45 GWh (27,57%) a través en contratos, 870,25 GWh (72,40%) en el Mercado Ocasional y 0,39 MWh en Otros que no corresponden a contratos o al Mercado Ocasional.

TABLA No. 1. 23: VENTA DE ENERGÍA POR EXCEDENTES

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Factura Energía (Miles USD)	Servicios (Miles USD)	Total Facturado (Miles USD)	Precio Medio USD c/kWh	Valor Pagado (Miles USD)	Valor Pagado (%)
Contratos	Eléctrica de Guayaquil	331,45	33.724,62	11,85	33.736,47	10,18	31.756,01	94,13
Total Contratos		331,45	33.724,62	11,85	33.736,47	10,18	31.756,01	94,13
M. Ocasional	E.E. Ambato	9,37	1.166,12	0,00	1.166,12	12,45	401,85	34,46
	CNEL-Bolívar	2,26	188,51	0,07	188,59	8,36	188,59	100,00
	CNEL-EI Oro	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00
	E.E. Cotopaxi	49,99	1.302,01	274,00	1.576,01	3,15	1.576,01	100,00
	E.E. Norte	69,18	2.948,43	-10,50	2.937,94	4,25	410,26	13,96
	E.E. Quito	612,82	28.430,80	19,69	28.450,49	4,64	21.613,25	75,97
	E.E. Riobamba	96,07	2.881,53	0,00	2.881,53	3,00	1.914,09	66,43
	E.E. Sur	30,56	3.984,10	-4,73	3.979,38	13,02	0,00	0,00
Total M. Ocasional		870,25	40.901,51	278,54	41.180,05	4,73	26.104,05	63,39
Otros	CNEL-Bolívar	0,05	5,36	0,00	5,36	9,93	0,00	0,00
	E.E. Sur	0,33	35,33	2.812,57	2.847,90	-	40,92	107,28
Total M. Otros		0,39	40,692	2.812,57	2.853,26	740,66	40,92	1,43
TOTAL		1.202,08	74.666,83	3.102,96	77.769,78	6,47	57.900,98	74,45

Servicios: Incluye valores por inflexibilidades o Generación Obligada, Potencia y Otros.

Se registra por concepto de facturación de energía USD 74,7 millones, en servicios USD 3,1 millones; sumando un total de USD 77,77 millones, el precio medio por venta de energía fue de 6,47 USD ¢/kWh.

1.5.6 Balance de energía en sistemas de distribución

El Balance de Energía en Sistemas de Distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los Clientes Finales.

La energía disponible en los sistemas de distribución en el año 2011 fue de 17.882,88 GWh; de los cuales, 14.931,12 GWh (83,49%) fueron demandados por clientes regulados, 317,68 GWh (1,78%) por clientes no regulados; las pérdidas de energía fueron de 2.634,08 GWh (14,73%); de los cuales 1.560,95 GWh (59,16%) corresponden a pérdidas técnicas y 1.073,13 GWh (40,74%) a pérdidas no técnicas.

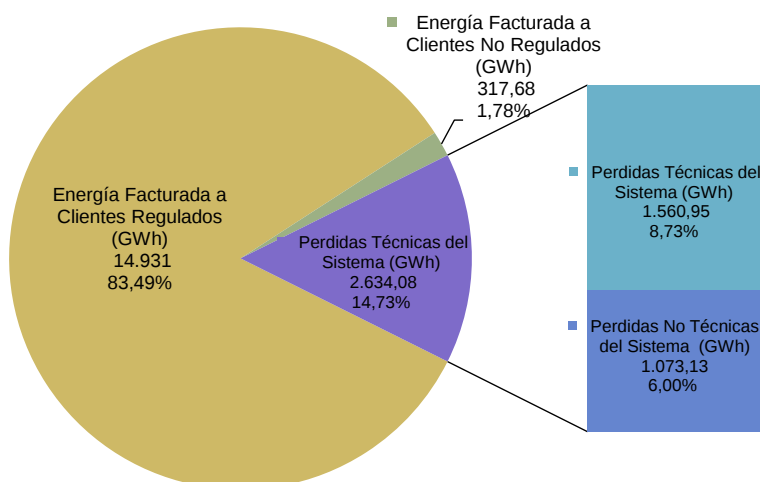


FIG. No. 1. 26: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Del total de la energía disponible (17.882,88 GWh), los sistemas de distribución de CONEL tuvieron una participación de 6.221 GWh (34,79%), de los cuales, 1.413,69 GWh corresponden a pérdidas de energía.

Del total de la energía disponible (17.882.88 GWh), los sistemas de las empresas eléctricas tuvieron una participación de 11.661,88 GWh (65,21%), de los cuales, 1.220,39 GWh corresponden a pérdidas de energía

TABLA No. 1. 24: BALANCE DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Grupo Empresa	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
Corporación Nacional de Electricidad CONEL	CONEL-Bolívar	67,81	-	59,24	8,57	12,64	8,65	(0,08)
	CONEL-EI Oro	749,12	-	612,15	136,97	18,28	70,56	66,41
	CONEL-Esmeraldas	451,16	3,58	332,59	114,99	25,49	56,30	58,69
	CONEL-Los Ríos	343,44	-	236,27	107,17	31,20	42,35	64,82
	CONEL-Manabí	1.392,44	2,55	982,26	407,62	29,27	174,15	233,48
	CONEL-Milagro	600,61	2,28	460,51	137,82	22,95	48,76	89,06
	CONEL-Sta. Elena	449,25	0,93	372,04	76,28	16,98	44,80	31,48
	CONEL-Sto. Domingo	437,10	8,30	382,39	46,42	10,62	40,31	6,11
	CONEL-Sucumbios	211,55	-	164,38	47,18	22,30	28,37	18,81
	CONEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	10,72	1.177,13	330,68	21,78	182,44	148,24
Total CONEL		6.221,00	28,37	4.778,95	1.413,69	22,72	696,69	717,00
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	502,93	2,23	461,38	39,32	7,82	33,21	6,11
	E.E. Azogues	97,20	-	92,30	4,90	5,04	3,87	1,03
	E.E. Centro Sur	838,98	2,24	780,09	56,65	6,75	47,98	8,67
	E.E. Cotopaxi	446,52	69,01	345,97	31,54	7,06	16,58	14,96
	E.E. Galápagos	35,23	-	32,52	2,71	7,69	1,84	0,87
	E.E. Norte	520,95	10,89	459,76	50,30	9,66	26,64	23,65
	E.E. Quito	3.814,23	146,01	3.410,72	257,50	6,75	256,44	1,06
	E.E. Riobamba	285,34	-	251,50	33,84	11,86	24,32	9,52
	E.E. Sur	270,12	0,33	241,26	28,53	10,56	23,52	5,02
	Eléctrica de Guayaquil	4.850,38	58,60	4.076,69	715,10	14,74	429,85	285,24
Total Empresas Eléctricas		11.661,88	289,31	10.152,18	1.220,39	10,46	864,25	356,13
TOTAL NACIONAL		17.882,88	317,68	14.931,12	2.634,08	14,73	1.560,95	1.073,13

En la **FIG. No. 1.27**, se puede apreciar la energía disponible por área de concesión, donde las EsEs Eléctricas de Guayaquil (4.840,38 GWh) y la Quito (3.814,23 GWh) que corresponde al 27.12% y 21.33% respectivamente de la energía nacional disponible.

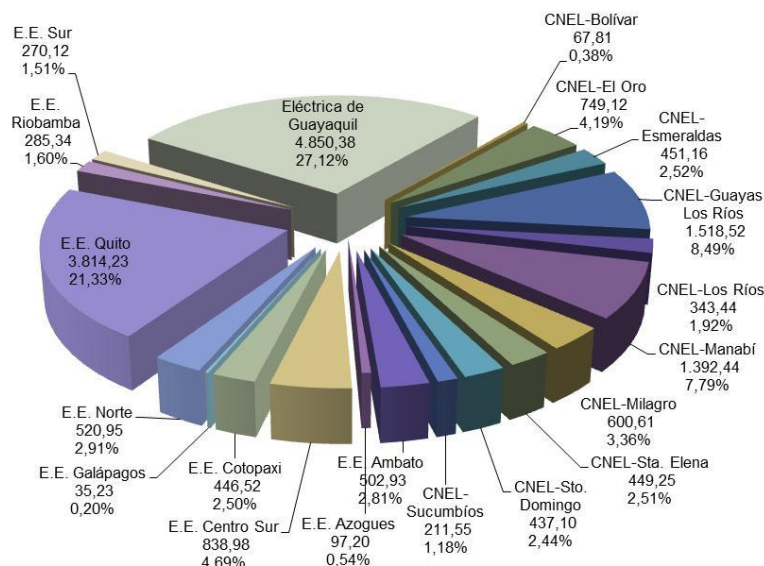


FIG. No. 1. 27: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %.

En la **FIG. No. 1.28** se puede observar, en colores por rangos de pérdidas totales, en color verde, a 9 distribuidoras con porcentajes de pérdidas inferiores al 11%, en amarillo a 3 ubicadas entre el 12% y 15%, en naranja a 2 entre el 15% y 20% y en color rojo a 6 que superan el 20%.

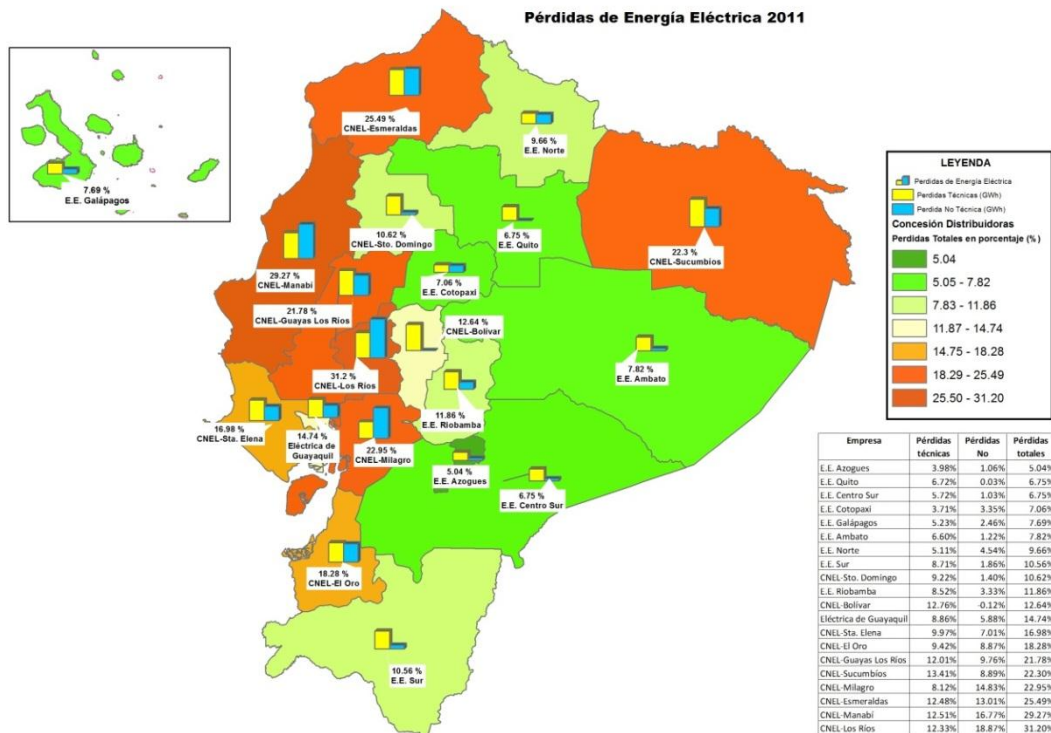


FIG. No. 1. 28: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA, A DICIEMBRE DE 2011.

TABLA No. 1. 25: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2011

Grupo	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas de Energía Eléctrica						Meta a Dic_11 (%)	Desvío Meta a Ene_11 - Dic_11 (%)
			Totales (GWh)	Técnicas (GWh)	No Técnicas (GWh)	Totales (%)	Técnicas (%)	No Técnicas (%)		
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Los Ríos	343,44	107,17	42,35	64,82	31,20%	12,33%	18,87%	28,0%	6,00%
	CNEL-Manabí	1.392,44	407,62	174,15	233,48	29,27%	12,51%	16,77%	28,4%	-0,87%
	CNEL-Esmeraldas	451,16	114,99	56,30	58,69	25,49%	12,48%	13,01%	24,5%	-0,99%
	CNEL-Milagro	600,61	137,82	48,76	89,06	22,95%	8,12%	14,83%	22,0%	-0,95%
	CNEL-Sucumbios	211,55	47,18	28,37	18,81	22,30%	13,41%	8,89%	21,0%	-1,30%
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	330,68	182,44	148,24	21,78%	12,01%	9,76%	21,0%	-0,78%
	CNEL-EI Oro	749,12	136,97	70,56	66,41	18,28%	9,42%	8,87%	16,0%	-2,28%
	CNEL-Sta. Elena	449,25	76,28	44,80	31,48	16,98%	9,97%	7,01%	15,0%	-1,98%
	CNEL-Bolívar	67,81	8,57	8,65	-0,08	12,64%	12,76%	-0,12%	13,5%	0,86%
	CNEL-Sto. Domingo	437,10	46,42	40,31	6,11	10,62%	9,22%	1,40%	10,8%	0,18%
Total CNEL		6.221,00	1.413,69	696,69	717,00	22,72%	11,20%	11,53%	18,28%	-4,45%
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	4.850,38	715,10	429,85	285,24	14,74%	8,86%	5,88%	14,30%	-0,44%
	E.E. Riobamba	285,34	33,84	24,32	9,52	11,86%	8,52%	3,33%	12,20%	0,34%
	E.E. Sur	270,12	28,53	23,52	5,02	10,56%	8,71%	1,86%	11,50%	0,94%
	E.E. Norte	520,95	50,30	26,64	23,65	9,66%	5,11%	4,54%	9,50%	-0,16%
	E.E. Ambato	502,93	39,32	33,21	6,11	7,82%	6,60%	1,22%	8,30%	0,48%
	E.E. Galápagos	35,23	2,71	1,84	0,87	7,69%	5,23%	2,46%	8,00%	0,31%
	E.E. Cotopaxi	446,52	31,54	16,58	14,96	7,06%	3,71%	3,35%	8,00%	0,94%
	E.E. Centro Sur	838,98	56,65	47,98	8,67	6,75%	5,72%	1,03%	7,00%	0,25%
	E.E. Quito	3.814,23	257,50	256,44	1,06	6,75%	6,72%	0,03%	7,00%	0,25%
	E.E. Azogues	97,20	4,90	3,87	1,03	5,04%	3,98%	1,06%	5,00%	-0,04%
Total Empresas Eléctricas		11.661,88	1.220,39	864,25	356,13	10,46%	7,41%	3,05%	10,62%	0,15%
Total Nacional		17.882,88	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73%	8,73%	6,00%	14,30%	-0,43%

*SIGOB: Sistema de Gobernabilidad

A diciembre de 2011, el indicador de pérdidas de energía a nivel nacional se ubica en 14,73%, con una disminución de 1,60% respecto del año 2010. El desvío a nivel nacional respecto de la

meta SIGOB (14,3% a diciembre de 2011) es de **-0,43%**, alcanzando en el grupo de la CNEL - **4,45%**, y en las empresas eléctricas 0,15%.

Analizando las magnitudes físicas de las pérdidas de energía eléctrica, es decir los GWh, se puede observar en la **TABLA No. 1.25** que, ciertas distribuidoras, a diciembre de 2011, mantienen valores elevados de pérdidas; y, de manera específica, las No Técnicas. Los mayores valores de pérdidas No Técnicas se presentan en la Eléctrica de Guayaquil y en las regionales de la CNEL: Manabí, Guayas-Los Ríos, Milagro, Los Ríos, El Oro y Esmeraldas.

Si bien el porcentaje de pérdidas totales en la Eléctrica de Guayaquil, es menor a los que tienen las regionales antes indicadas, en magnitudes físicas, el panorama cambia y es la que más pérdidas No Técnicas presenta.

En la **FIG. No. 1.29** se presentan las pérdidas no técnicas de energía eléctrica totales, tanto en GWh como en porcentaje. Las regionales de la CNEL: Manabí, Guayas-Los Ríos, Milagro, Los Ríos, El Oro, Esmeraldas, Santa Elena, Sucumbíos y las Empresas Eléctricas; Eléctrica de Guayaquil, Norte, Cotopaxi, son las que más pérdidas no técnicas de energía (GWh) presentan.

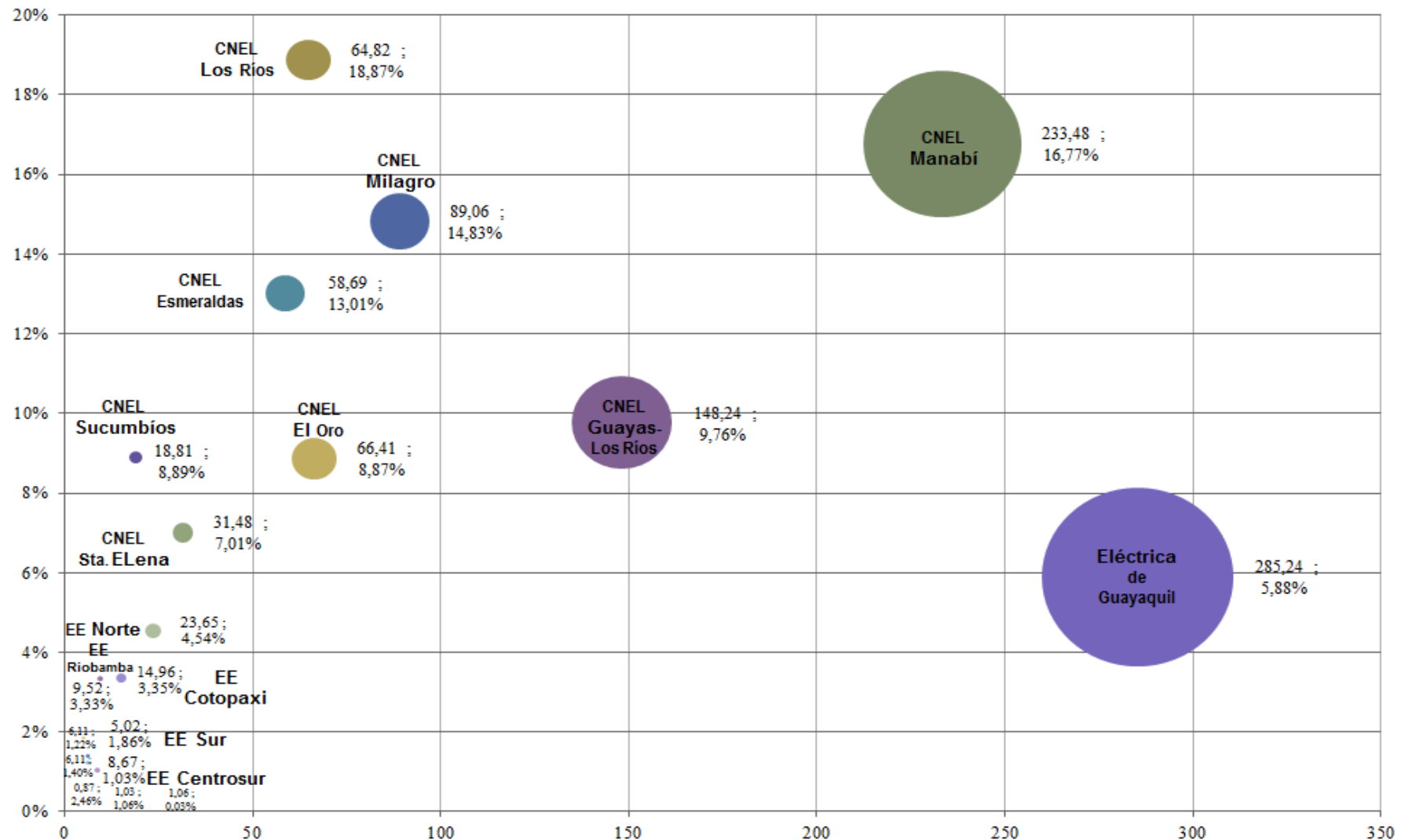


FIG. No. 1. 29: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWH Y %, A DICIEMBRE DE 2011

TABLA No. 1. 26: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Centrales de Generación			Subestaciones de Distribución (#)	Subestaciones de Distribución (MVA)	Número de Primarios	Líneas de transmisión y subtransmisión (km)	Redes de Medio Voltaje (km)	Transformadores de Distribución			Redes de Bajo Voltaje (km)	Luminarias		Acometidas (#)	Medidores (#)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Cantidad (#)						Monofásico #	Trifásico #	Total (MVA)		Cantidad (#)	Potencia (kW)		
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	1,66	1,33	1	6	26	15	109	844,40	541	106	16,63	15.667	10.494	2.395,19	53.111	52.798
	CNEL-EI Oro	0,27	0,22	2	17	249	61	259	3.506,92	7.788	1.276	290,30	52.918	62.787	11.062,45	201.723	197.255
	CNEL-Esmeraldas				16	112	38	289	2.825,16	4.834	589	179,96	19.231	27.351	5.145,19	109.006	100.172
	CNEL-Guayas Los Ríos				28	400	142	380	3.848,92	32.518	2.352	880,10	66.694	56.582	11.045,97	277.358	255.744
	CNEL-Los Ríos				9	65	22	98	1.652,83	5.248	245	137,86	19.169	15.305	3.194,29	97.038	97.038
	CNEL-Manabí				23	314	76	508	8.419,71	20.198	507	565,52	207.953	92.872	20.688,11	289.241	284.312
	CNEL-Milagro				13	173	47	231	2.191,67	6.443	290	158,38	12.143	34.524	6.150,21	134.046	134.070
	CNEL-Sta. Elena				15	120	49	184	1.425,01	5.201	134	165,23	16.656	29.554	4.669,31	102.433	103.854
	CNEL-Sto. Domingo				13	125	33	160	4.385,50	10.864	585	850,15	18.416	33.991	4.958,24	121.651	152.608
	CNEL-Sucumbios	43,64	32,04	8	4	120	15	133	2.786,66	3.571	417	103,89	31.945	18.982	2.400,40	69.808	68.388
Total CNEL		45,56	33,59	11	144	1.704	498	2.351	31.886,78	97.206	6.501	3.348	460.792	382.442	71.709	1.455.415	1.446.239
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	8,00	6,20	2	17	201	55	124	4.239,11	9.474	1.764	269,14	73.195	56.653	8.504,31	218.534	218.917
	E.E. Azogues				1	13	4	27	668,11	1.274	153	28,12	13.118	10.830	1.580,14	31.999	32.050
	E.E. Centro Sur	0,50	0,40	1	16	271	51	290	7.543,04	12.878	3.124	466,26	120.581	83.190	13.662,55	257.859	311.019
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	5	15	115	30	116	3.063,56	4.486	646	375,03	57.257	32.635	4.683,77	104.950	105.965
	E.E. Galápagos	10,10	7,92	11	4	14	9	12	175,61	469	93	17,54	2.525	2.578	291,89	7.246	8.733
	E.E. Norte	12,27	12,27	3	19	177	53	326	5.204,06	11.395	2.045	331,74	62.904	63.562	7.840,96	148.706	202.053
	E.E. Quito	140,37	136,05	8	47	1.476	173	268	7.384,49	19.744	13.569	2.121,38	78.800	204.613	30.345,29	424.845	890.321
	E.E. Riobamba	16,83	15,75	4	13	115	34	154	3.218,87	8.008	523	158,68	45.570	27.071	3.784,89	145.051	152.020
	E.E. Sur	22,14	19,57	2	24	110	66	554	6.576,88	11.672	440	177,20	46.331	41.408	4.976,22	116.176	163.100
	Eléctrica de Guayaquil	236,07	212,00	3	36	1.098	156	301	2.136,83	28.887	1.433	2.013,45	56.502	137.894	21.253,69	606.696	606.697
Total Empresas Eléctricas		458,47	422,04	39	192	3.589	631	2.172	40.211	108.287	23.790	2.013,45	556.783	660.434	96.923,69	2.062.062	2.690.875
Total Nacional		504,03	455,63	50	336	5.293	1.129	4.523	72.097	205.493	30.291	9.306,56	1.017.575,42	1.042.876	168.633,03	3.517.477	4.137.114

2011

CAPÍTULO II INDICADORES REGIONALES

Microsoft

2 Principales Indicadores en los Países de la Región

En esta sección se presenta un análisis comparativo de indicadores eléctricos de los países de Suramérica (Ecuador, Argentina, Chile, Perú, Bolivia, Paraguay, Uruguay, Brasil, Venezuela, Colombia). Estos indicadores reflejan la situación en la que se encuentra Ecuador con respecto a los países de la región.

2.1 Consumo final de energía Per cápita

Es el consumo promedio de energía anual por habitante, y se define como la relación entre el consumo total de energía (para servicio público en un año) y el número total de habitantes, su valor depende de múltiples factores económicos, sociales y geográficos. Su unidad se expresa kWh/año por habitante.

En la **TABLA No. 2.1** se indican los consumos de energía Per-Cápita para el periodo 2002-2011 de los países en análisis, siendo Bolivia el país con menor consumo Per-Cápita y Chile el de mayor, este comportamiento, se puede apreciar a todos los años de análisis.

TABLA No. 2.1: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA (kWh/hab)

País	Consumo de Energía final per cápita(kWh/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	426,22	426,35	439,11	464,39	489,21	519,53	565,13	581,05	611,53	716,71
ECUADOR	683,75	713,54	805,38	761,49	977,89	1.044,31	1.063,33	1.099,18	1.158,20	1.038,18
COLOMBIA	866,46	872,12	906,80	901,64	926,61	949,19	954,94	1.012,17	1.028,03	1.116,56
PERU	723,07	746,24	776,22	805,92	869,80	949,16	1.020,93	1.025,62	1.079,42	1.148,82
PARAGUAY	791,15	786,55	765,57	803,21	854,26	910,92	958,01	1.016,25	1.063,76	1.152,81
BRASIL	1.740,99	1.813,17	1.883,96	1.943,49	1.995,26	2.078,26	2.137,29	2.108,22	2.243,69	2.322,69
URUGUAY	1.858,71	1.799,75	1.885,33	1.946,85	2.175,17	2.361,64	2.499,41	2.548,90	2.665,08	2.749,94
ARGENTINA	1.963,04	2.121,03	2.314,31	2.096,83	2.473,28	2.588,81	2.697,42	2.657,72	2.792,96	2.859,68
VENEZUELA	2.461,33	2.421,97	2.593,02	2.729,80	2.944,41	3.059,18	3.113,29	3.202,29	2.988,68	3.097,58
CHILE	2.579,41	2.770,85	2.901,75	2.940,45	3.068,09	3.175,71	3.174,85	3.170,40	3.194,04	3.392,16

El consumo final de energía per cápita en el Ecuador ha tenido una tasa de crecimiento anual promedio de 5,24 %, durante la última década, pasando de 683,75 (kWh/hab), en el 2002, a 1.038,18 (kWh/hab), en el año 2011 y se ubica en segundo lugar en consumo per-cápita en relación a los países de la región.

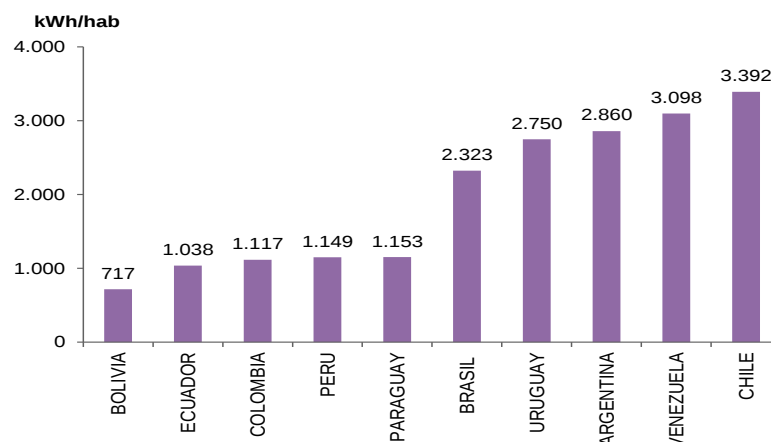


FIG. No. 2.1: CONSUMO PER CÁPITA AÑO 2011 (kWh/hab)

2.2 Intensidad energética

Este indicador determina el comportamiento de un país en el aspecto energético y productivo, por tanto, su grado de eficiencia es un importante indicador energético. La intensidad energética es la cantidad de energía utilizada por cada mil dólares producidos, es decir, muestra la relación entre la energía consumida y la producción de bienes, reflejado por el producto interno bruto (PIB) del país, este indicador está expresado en términos energéticos y económicos (bep/10³ US\$).

TABLA No. 2. 2: INTENSIDAD ENERGÉTICA

País	Intensidad Energética (bep/10 ³ US\$)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
COLOMBIA	1,31	1,27	1,12	1,13	1,07	1,01	1,04	0,94	0,89	0,91
PERU	1,18	1,11	1,11	1,05	1,00	0,99	0,98	1,06	1,00	1,03
URUGUAY	1,13	1,10	1,03	0,99	1,01	1,03	1,11	1,14	1,09	1,08
CHILE	1,36	1,34	1,31	1,28	1,27	1,29	1,26	1,25	1,21	1,24
BRASIL	1,48	1,47	1,47	1,45	1,44	1,44	1,42	1,39	1,42	1,43
ARGENTINA	1,97	1,90	2,00	1,83	1,86	1,73	1,58	1,56	1,48	1,57
ECUADOR	1,57	1,54	1,62	1,63	1,71	1,72	1,72	1,82	1,79	1,65
VENEZUELA	2,03	2,30	2,04	2,21	1,77	1,69	1,95	2,01	2,40	1,86
PARAGUAY	4,00	3,93	3,71	3,56	3,40	3,19	3,25	3,47	3,21	3,14
BOLIVIA	3,36	3,41	3,46	3,43	3,53	3,61	3,65	3,70	3,60	3,64

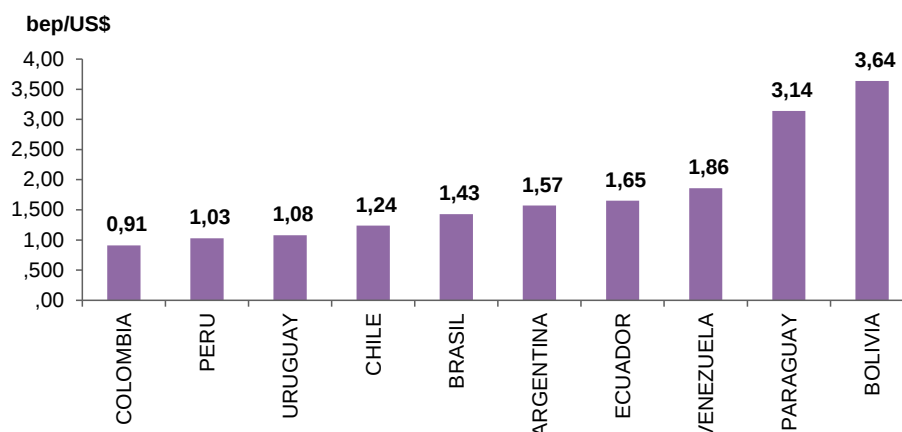


FIG. No. 2. 2: INTENSIDAD ENERGÉTICA AÑO 2011

En la **TABLA No. 2.2** se indican las intensidades energéticas de los países de la región para el periodo 2002-2011. Colombia presenta el valor más bajo con 0,91 bep/103 USD y Bolivia el mayor valor con 3,64 bep/103 USD, en el 2011 Ecuador se encuentra en el séptimo lugar con 1,65 bep/103 USD teniendo un decremento con respecto al año anterior de 7,82 %. La variación del 2002 al 2011 es de 5,1 % teniendo un incremento significativo desde el año 2002 de 1,57 bep/103 USD a 1,65 bep/103 USD en el 2011, la variación más significativa la presenta Bolivia con 8,33 % del 2002 al 2011.

2.3 Capacidad instalada

A continuación se presenta un análisis de carácter comparativo entre los países de la región, con el objeto de mostrar de manera gráfica la situación actual y el comportamiento histórico multianual de potencias instaladas para fines de generación de energía eléctrica: hidráulica, turbo vapor, turbo gas y turbo diesel.

2.3.1 Potencia Hidráulica

Detalla el recurso hídrico aprovechado para servicio público como para autogeneradores:

TABLA No. 2. 3: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO

País	Potencia Hidráulica Instalada para servicio público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	459,20	415,69	436,99	436,99	460,99	461,38	416,38	461,48	461,58	458,36
URUGUAY	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.539,00
ECUADOR	1.668,66	1.702,76	1.702,72	1.719,73	1.731,40	1.959,72	1.992,82	2.018,71	2.203,22	2.157,69
PERU	2.917,60	2.946,82	2.969,06	3.119,20	3.126,00	3.145,14	3.152,04	3.183,13	3.344,80	3.359,33
CHILE	4.077,00	4.196,92	4.196,92	4.725,70	4.813,17	4.907,00	4.517,10	5.318,58	5.384,00	5.894,09
PARAGUAY	7.410,00	7.410,00	7.410,00	7.410,00	8.110,00	8.130,00	8.130,00	8.130,00	8.810,00	8.810,00
COLOMBIA	9.036,00	8.792,37	8.875,98	8.899,08	8.907,04	8.943,86	8.952,82	8.983,07	8.983,07	9.671,35
ARGENTINA	9.761,73	9.761,73	9.831,00	9.831,00	9.831,00	9.920,00	9.991,36	10.102,31	10.024,00	10.025,00
VENEZUELA	12.491,00	12.491,00	13.864,00	14.597,00	14.597,00	14.597,00	14.567,00	14.622,00	14.623,00	14.622,00
BRASIL	64.146,00	66.586,10	67.571,65	69.274,00	72.013,46	75.166,86	74.168,00	75.209,95	76.573,00	78.022,00

Como se puede observar en la **TABLA No. 2.3**, Ecuador muestra un crecimiento significativo de la energía hidráulica promedio del 3% en el período de análisis.

Su mayor crecimiento se presenta en el año 2010 en el cual ingresaron nuevos proyectos hidroeléctricos, en el 2011 decrece ligeramente debido a la salida de empresas como por ejemplo Manageración.

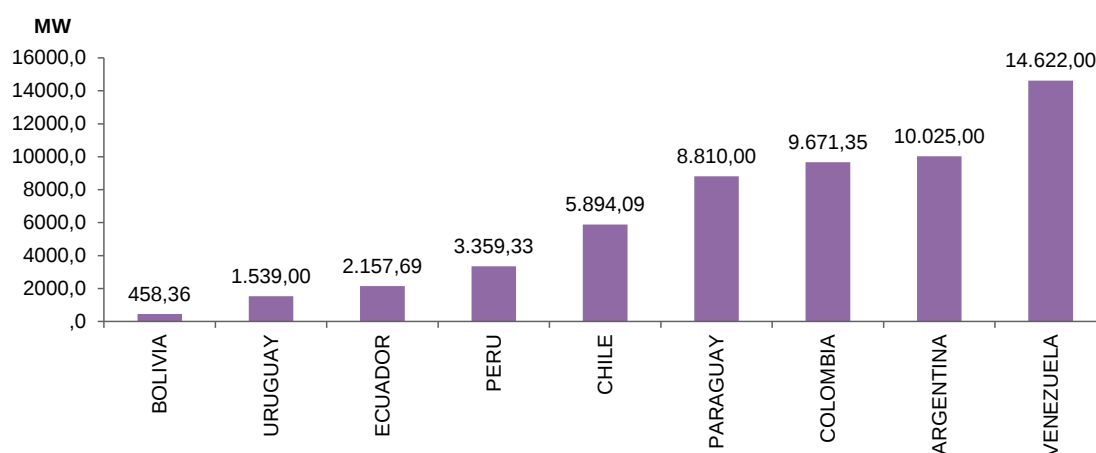


FIG. No. 2. 3: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011

La **FIG. No. 2.3** muestra claramente que Venezuela lidera los proyectos hidroeléctricos en la región, Ecuador presenta una tendencia creciente, Brasil no fue incluido en este análisis ya que sus valores no son comparables con los países de la región debido a su gran desarrollo en potencia hidráulica.

TABLA No. 2. 4: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA DE AUTOGENERADORES

País	Potencia Hidráulica Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARGENTINA	20,62	21,00	21,00	21,00	21,00	20,35	20,35	20,00	20,00	20,00
BOLIVIA	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,02	24,02	26,62	26,63	26,44
COLOMBIA	41,34	40,63	41,02	42,92	42,96	43,14	43,18	43,32	43,32	46,64
ECUADOR	32,97	30,82	29,97	44,43	70,09	97,69	39,74	40,26	39,19	85,72
PERU	78,87	85,49	86,81	87,86	88,00	88,46	89,99	89,99	92,81	93,54
BRASIL	1.165,00	1.205,70	1.427,00	1.583,00	1.724,24	1.775,00	3.339,00	3.401,05	4.064,00	4.436,00
CHILE	78,00	82,22	82,22	86,40	86,40	462,77	426,10	82,33	97,00	ND

ND: Información no disponible

La **TABLA No. 2.4** muestra un notorio un crecimiento de la potencia hidráulica instalada de autogeneradores en el Ecuador en el 2011.

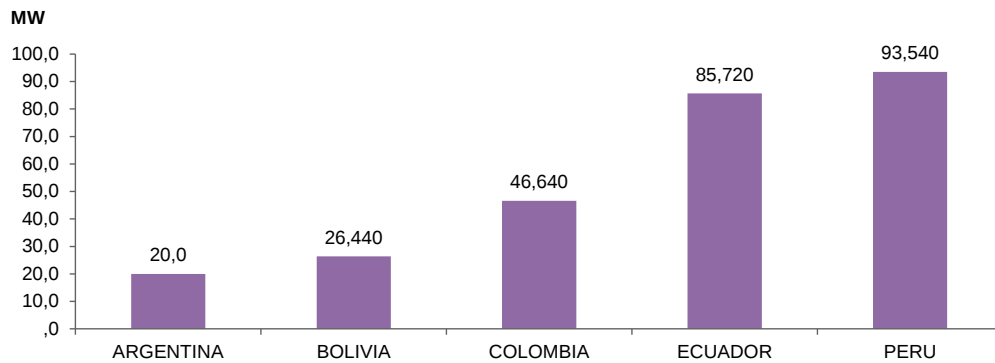


FIG. No. 2. 4: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011

2.1.1.1 Potencia hidráulica per cápita

Este indicador relaciona la potencia hidráulica instalada para servicio público con el total de habitantes de un país.

TABLA No. 2. 5: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA

País	Potencia Hidráulica Instalada para servicio público per cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	52,7	46,8	48,3	47,5	49,2	48,4	43,0	46,9	46,2	45,2
PERU	109,1	108,8	108,3	112,5	111,5	110,9	110,0	109,9	114,3	113,5
ECUADOR	130,3	130,7	128,6	127,8	126,7	141,2	141,5	141,3	152,1	146,9
COLOMBIA	219,2	210,0	208,7	206,1	203,2	201,0	198,3	196,1	193,4	205,4
ARGENTINA	259,5	257,2	256,6	254,3	252,1	252,2	251,8	252,4	248,3	246,2
CHILE	257,7	262,4	259,6	289,2	291,6	294,3	268,3	313,0	314,0	340,6
BRASIL	357,2	366,1	367,1	372,1	382,8	395,6	386,8	388,7	392,4	396,4
URUGUAY	464,0	463,7	463,3	462,6	461,6	460,3	459,0	457,5	456,0	454,8
VENEZUELA	493,1	484,2	527,9	546,2	536,9	527,8	518,0	511,6	503,6	495,8
PARAGUAY	1.330,3	1.304,1	1.279,1	1.255,1	1.348,3	1.326,9	1.303,3	1.387,8	1.364,2	1.341,6

La **TABLA No. 2.5** muestra los kW por habitante instalados disponibles, Ecuador muestra su mayor crecimiento en el 2010, mientras que en el 2011 decrece en un 3,39% respecto al año anterior debido a las situaciones citadas anteriormente.

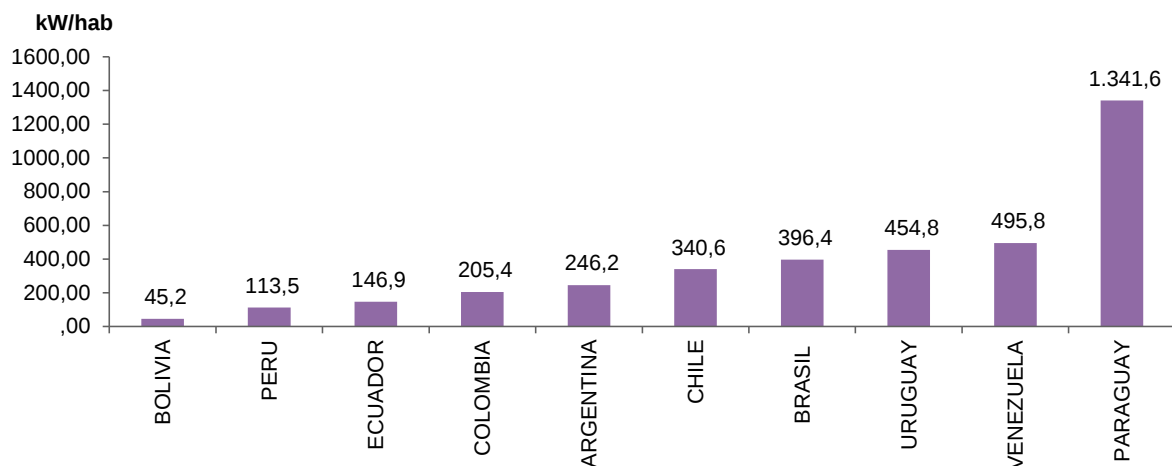


FIG. No. 2. 5: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011

La **FIG. No. 2.5** muestra a Paraguay liderando la región en cuanto a potencia hidráulica instalada para el sector público en un amplio margen debido a su hidrología, su producción se basa exclusivamente en la energía hidráulica.

2.3.2 Potencia turbo vapor

TABLA No. 2. 6: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO

País	Potencia de Turbo Vapor Instalada para servicio público(MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PERU	ND	ND	451,83	284,83	338,69	438,48	416,02	446,96	426,16	424,88
ECUADOR	474,25	443,00	442,00	446,00	446,00	446,00	508,55	523,03	516,40	446,00
URUGUAY	269,00	269,00	270,00	273,00	273,00	434,00	434,00	430,00	494,00	506,00
COLOMBIA	719,00	463,02	463,02	694,00	700,00	700,00	715,00	700,00	700,00	756,30
BRASIL	5.404,97	5.404,97	6.715,80	7.071,02	1.415,00	1.415,00	1.481,00	1.627,00	1.719,00	2.041,82
CHILE	2.795,00	2.809,60	2.809,60	2.143,30	2.222,24	2.234,24	1.742,05	2.136,68	2.486,00	3.241,91
VENEZUELA	4.526,00	4.526,00	4.421,00	4.027,00	4.027,00	3.954,54	3.954,72	4.366,00	4.266,00	4.246,00
ARGENTINA	7.181,00	7.181,00	4.603,40	4.603,40	4.603,40	4.551,00	4.551,00	5.053,00	7.692,00	8.035,00

ND: Información no disponible

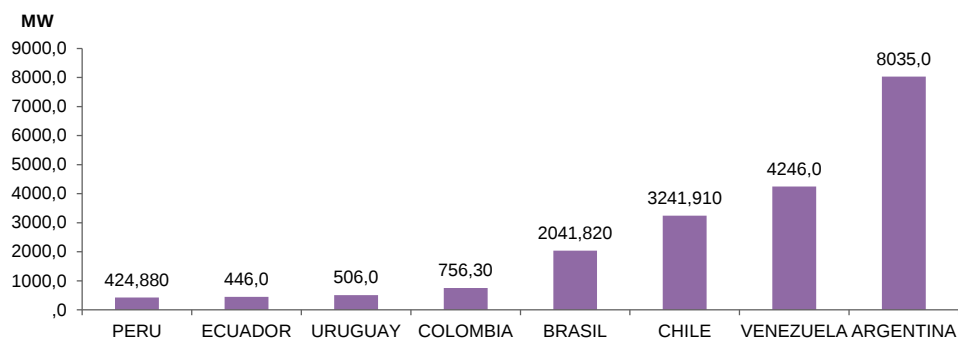


FIG. No. 2. 6: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011

TABLA No. 2. 7: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA DE AUTOGENERADORES

País	Potencia Turbo Vapor Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PERU	ND	ND	75,17	90,17	91,55	88,30	88,30	100,30	94,30	89,66
ECUADOR	ND	ND	ND	29,80	73,80	73,80	28,95	29,77	42,90	113,30
ARGENTINA	877,89	836,00	845,00	845,00	845,00	881,60	902,95	893,00	1.117,00	1.120,00
BRASIL	4.486,00	5.012,70	5.198,00	5.472,94	4.325,57	3.940,44	3.892,14	6.006,00	7.701,00	8.777,00
CHILE	412,00	466,80	466,80	445,90	445,86	2.775,02	2.163,45	ND	ND	ND
COLOMBIA	342,15	228,98	228,98	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
URUGUAY	63,00	63,00	63,00	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
VENEZUELA	460,00	460,00	460,00	419,00	419,00	411,46	411,28	441,90	ND	ND

ND: Información no disponible

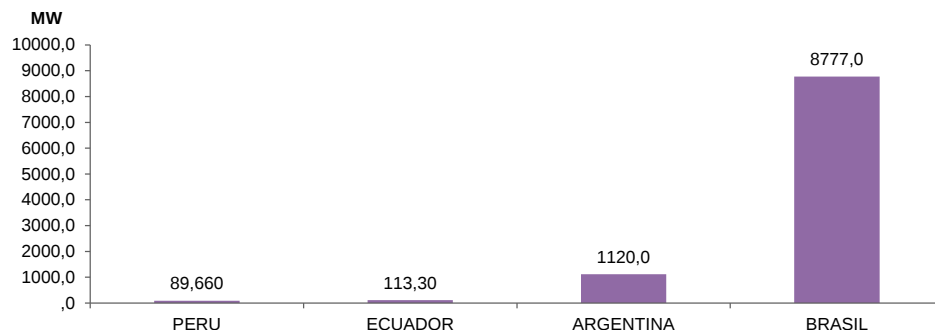


FIG. No. 2. 7: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011

2.3.2.1 Potencia turbo vapor per cápita

TABLA No. 2. 8: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA

País	Potencia Turbo Vapor Instalada para servicio público per cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BRASIL	30,1	29,7	36,5	38,0	7,5	7,4	7,7	8,4	8,8	10,4
PERU	ND	ND	16,5	10,3	12,1	15,5	14,5	15,4	14,6	14,4
COLOMBIA	17,4	11,1	10,9	16,1	16,0	15,7	15,8	15,3	15,1	16,1
ECUADOR	37,0	34,0	33,4	33,1	32,6	32,1	36,1	36,6	35,6	30,4
VENEZUELA	178,7	175,5	168,3	150,7	148,1	143,0	140,6	152,8	146,9	144,0
URUGUAY	81,1	81,1	81,3	82,1	81,9	129,9	129,5	127,9	146,5	149,5
CHILE	176,7	175,7	173,8	131,2	134,6	134,0	103,5	125,7	145,0	187,4
ARGENTINA	190,9	189,2	120,2	119,1	118,0	115,7	114,7	126,2	190,5	197,3

ND: Información no disponible

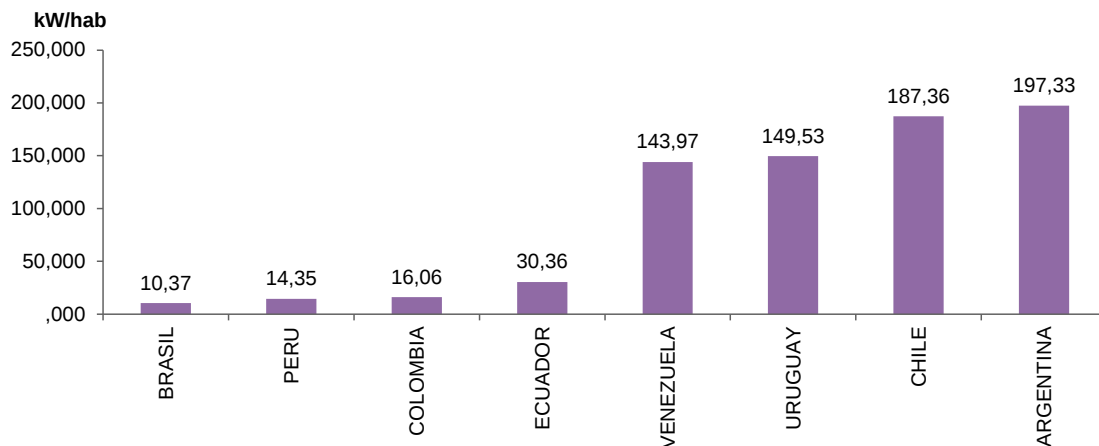


FIG. No. 2. 8: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011

2.3.3 Potencia turbo gas

TABLA No. 2. 9: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO

País	Potencia Turbo Gas Instalada para servicio público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
URUGUAY	250,00	250,00	232,00	232,00	432,00	432,00	532,00	532,00	532,00	532,00
BOLIVIA	733,93	704,09	691,90	830,30	830,38	917,25	917,25	941,59	1.046,52	881,52
ECUADOR	720,30	714,50	715,00	755,84	807,14	807,14	756,20	943,94	976,74	976,74
PERU	ND	ND	1.244,33	1.133,85	1.348,27	1.981,23	1.981,23	2.599,31	3.023,60	3.014,51
COLOMBIA	3.650,00	3.656,00	3.766,00	3.682,00	3.685,00	3.675,00	3.739,00	3.759,00	3.759,00	3.931,80
CHILE	2.781,00	2.795,71	2.795,71	3.273,20	4.492,46	4.076,22	3.178,07	5.119,45	5.164,00	4.332,84
VENEZUELA	2.623,00	2.623,00	2.811,00	2.665,32	2.706,32	2.904,45	3.165,34	4.216,14	4.894,00	5.715,00
ARGENTINA	7.102,64	9.850,00	9.820,75	9.820,75	9.820,75	9.806,00	11.110,06	11.464,75	9.288,00	9.541,00
BRASIL	4.277,38	5.316,48	6.605,90	6.955,31	9.043,37	9.451,37	9.960,00	9.938,00	10.366,00	9.940,60

ND: Información no disponible

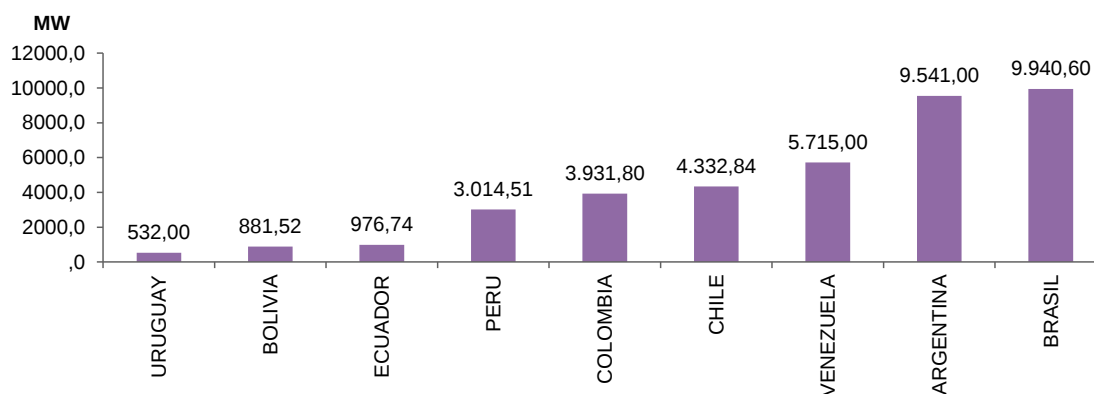


FIG. No. 2. 9: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011

TABLA No. 2. 10: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA DE AUTOGENERADORES

País	Potencia Turbo Gas Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	ND	ND	83,90	87,50	87,50	96,65	96,65	99,21	110,27	92,88
PERU	ND	ND	27,45	90,17	91,55	59,45	94,81	94,81	172,21	163,74
ARGENTINA	713,32	795,00	825,00	825,00	825,00	1.436,62	1.451,25	1.626,00	1.456,00	1444
BRASIL	ND	ND	ND	ND	2.142,86	2.350,86	2.650,86	2.117,00	2.170,00	3272,4

ND: Información no disponible

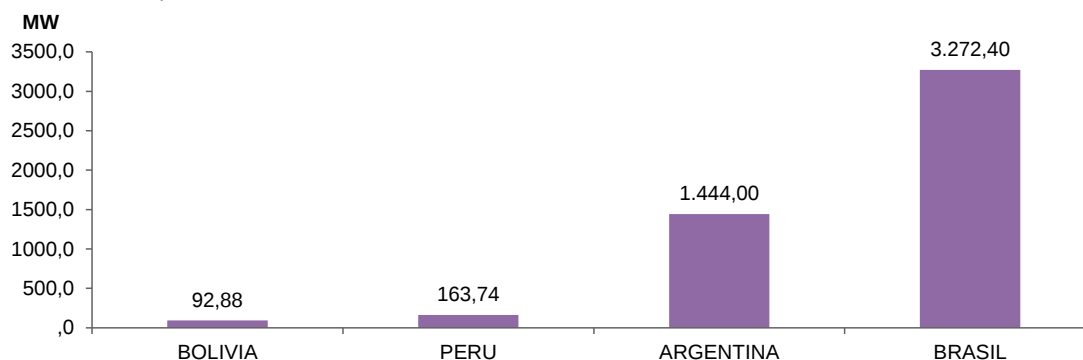


FIG. No. 2. 10: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011

2.1.1.1 Potencia turbo gas per cápita

TABLA No. 2. 11: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA

País	Potencia Turbo Gas Instalada para servicio público per cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BRASIL	23,8	29,2	35,9	37,4	48,1	49,7	51,9	51,4	53,1	50,5
ECUADOR	56,2	54,9	54,0	56,2	59,1	58,2	53,7	66,1	67,4	66,5
COLOMBIA	88,6	87,3	88,5	85,3	84,1	82,6	82,8	82,1	80,9	83,5
BOLIVIA	84,3	79,3	76,5	90,2	88,6	96,3	94,7	95,7	104,7	86,9
PERU	ND	ND	45,4	40,9	48,1	69,9	69,2	89,8	103,3	101,8
URUGUAY	75,4	75,4	69,9	69,8	129,7	129,3	158,8	158,2	157,7	157,2
VENEZUELA	103,6	101,7	107,0	99,7	99,5	105,0	112,6	147,5	168,5	193,8
ARGENTINA	188,8	259,5	256,4	254,1	251,8	249,3	280,0	286,4	230,1	234,3
CHILE	175,8	174,8	172,9	200,3	272,2	244,5	188,8	301,3	301,1	250,4

ND: Información no disponible

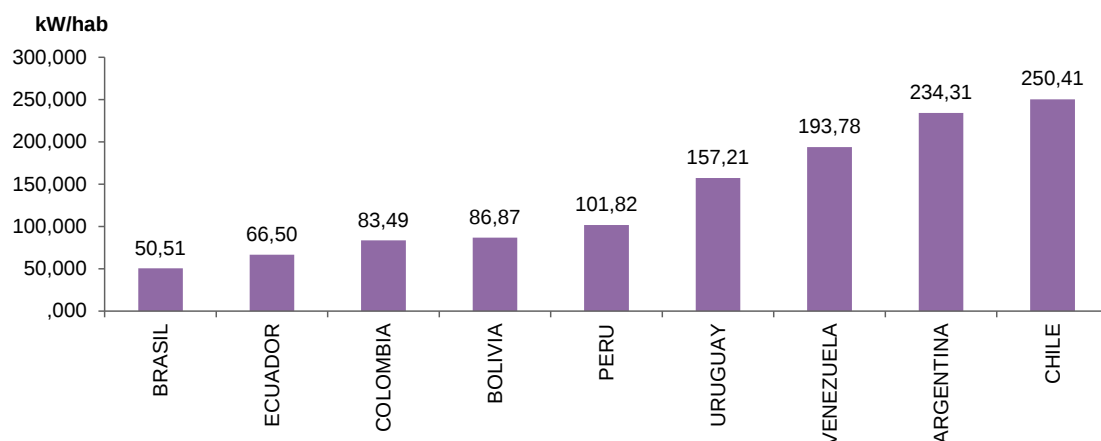


FIG. No. 2. 11: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011

2.3.4 Potencia a diesel

TABLA No. 2. 12: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO

País	Potencia a Diesel Instalada para servicio público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
URUGUAY	8,00	7,00	5,00	4,00	3,00	2,00	2,00	6,00	4,00	5,00
PARAGUAY	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10
PERU	2.149,75	2.147,58	430,10	682,05	811,03	424,17	446,99	493,42	513,91	512,36
ECUADOR	333,23	308,11	301,79	414,86	541,49	537,95	420,13	626,64	657,72	730,75
ARGENTINA	407,21	401,00	386,14	386,14	386,14	401,00	655,91	697,19	934,00	1.183,00
CHILE	164,00	164,88	164,88	1.024,40	839,68	967,10	753,61	2.046,22	2.157,00	2.586,71
BRASIL	971,65	971,65	1.207,30	1.271,15	4.007,79	4.062,79	4.165,00	4.915,00	6.123,00	6.051,00

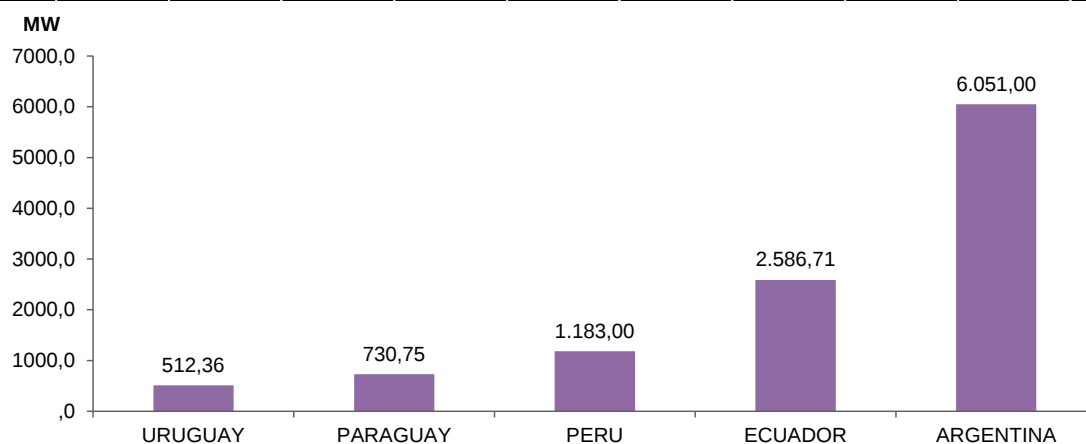


FIG. No. 2. 12: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO 2011

TABLA No. 2. 13: POTENCIA A DIESEL INSTALADA DE AUTOGENERADORES

País	Potencia a Diesel Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ECUADOR	23,35	84,39	117,77	130,63	327,86	564,34	438,44	653,94	601,84	723,24
PERU	788,61	789,47	730,90	750,41	761,90	801,59	887,85	973,53	944,07	897,64
BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	558,13	621,00	750,00	750,00	1.160,00
ARGENTINA	734,63	709,00	808,00	808,00	808,00	ND	1.254,68	1.242,00	1.269,00	1.337,00

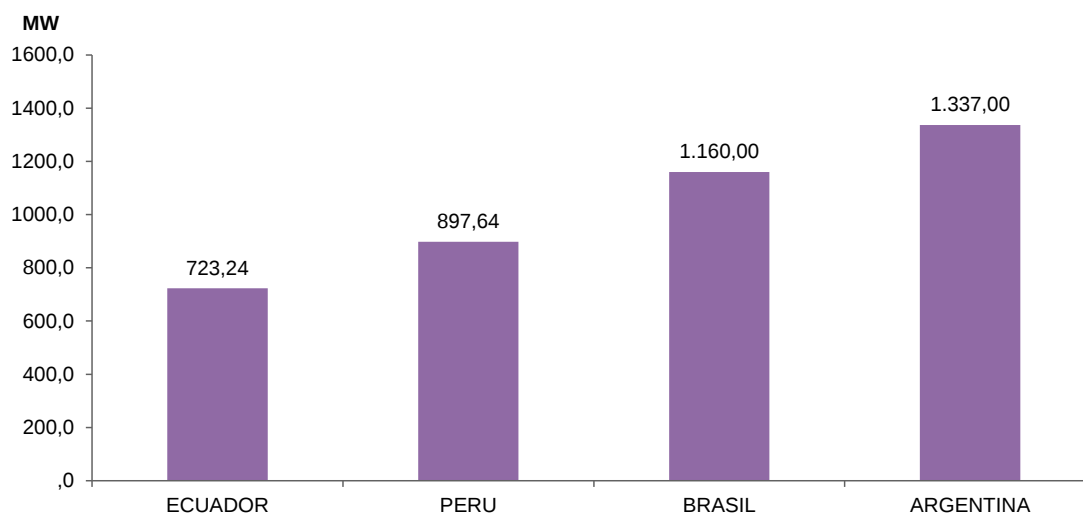


FIG. No. 2. 13: POTENCIA A DIESEL INSTALADA DE AUTOGENERADORES 2011

2.3.4.1 Potencia a diesel per cápita

TABLA No. 2. 14: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA

País	Potencia a Diesel Instalada para servicio público per cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PARAGUAY	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
URUGUAY	2,4	2,1	1,5	1,2	0,9	0,6	0,6	1,8	1,2	1,5
PERU	80,4	79,3	15,7	24,6	28,9	15,0	15,6	17,0	17,6	17,3
ARGENTINA	10,8	10,6	10,1	10,0	9,9	10,2	16,5	17,4	23,1	29,1
BRASIL	5,4	5,3	6,6	6,8	21,3	21,4	21,7	25,4	31,4	30,7
ECUADOR	26,0	23,7	22,8	30,8	39,6	38,8	29,8	43,9	45,4	49,8
CHILE	10,4	10,3	10,2	62,7	50,9	58,0	44,8	120,4	125,8	149,5

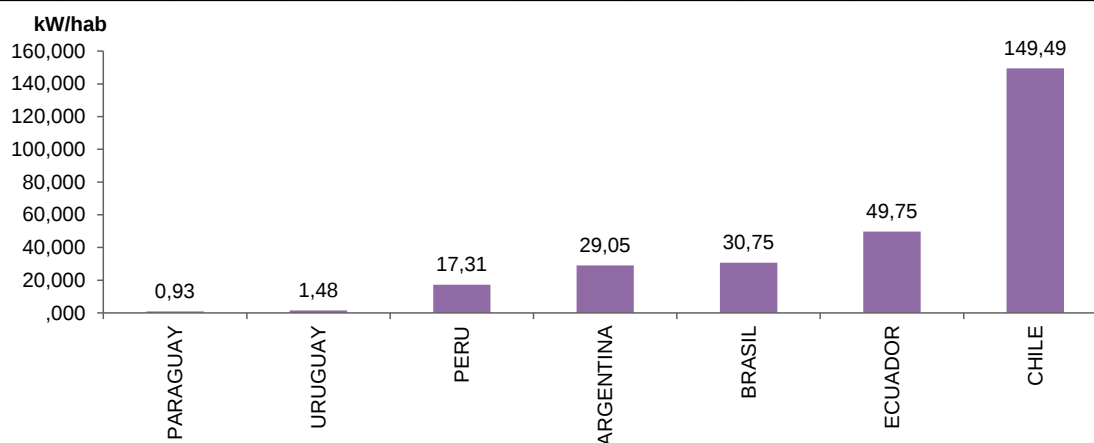


FIG. No. 2. 14: POTENCIA A DIESEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA 2011

2.4 Precios medios

El Precio medio de energía eléctrica es el valor que pagan los consumidores finales a su proveedor, se calcula como el cociente entre el valor monetario por consumo y la magnitud física de energía eléctrica, su unidad es USD ¢/kWh.

A continuación se presenta un detalle de los precios medios para usos industrial, residencial y comercial.

2.4.1 Precios medios uso Industrial

En la **TABLA No. 2.15**, se muestran los precios medios del sector industrial en los países de la región para el periodo 2002 – 2011. En el 2011 Venezuela presenta el valor más bajo con 1,07 USD €/kWh y Colombia registra el mayor con 20,02 USD €/kWh, Ecuador se ubica en el cuarto lugar con un precio medio de 5,96 USD €/kWh y presenta un decremento con respecto al año 2010 de 8,73 %. La variación de Ecuador en el periodo de análisis es de 28.11 % pasando de 8,29 USD €/kWh en el año 2002 a 5,96 USD €/kWh en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 416,2 %.

TABLA No. 2. 15: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO INDUSTRIAL (€/kWh)

País	Precios medios de Electricidad Industrial USD €/kWh									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
VENEZUELA	2,35	2,20	2,31	2,37	2,71	2,80	ND	ND	1,07	1,07
ARGENTINA	2,21	2,49	3,28	4,38	4,06	4,86	ND	4,80	3,20	3,06
PARAGUAY	3,49	3,42	3,60	3,48	3,86	4,22	5,12	5,10	4,85	5,48
ECUADOR	8,29	7,99	7,42	7,32	7,32	6,46	6,96	6,43	6,53	5,96
BOLIVIA	4,57	4,09	5,11	4,81	ND	ND	ND	5,33	6,45	6,35
URUGUAY	5,77	5,71	6,28	8,10	8,99	9,97	12,20	11,80	11,72	12,70
CHILE	5,48	5,58	ND	7,83	8,99	11,45	14,65	13,31	14,14	15,46
BRASIL	3,63	4,64	5,84	9,88	12,39	14,36	14,73	15,58	18,27	18,74
COLOMBIA	6,26	5,78	8,02	8,32	8,23	9,13	ND	13,16	17,00	20,02
PERU	5,10	5,05	5,38	5,77	5,65	5,60	6,66	6,09	5,91	ND

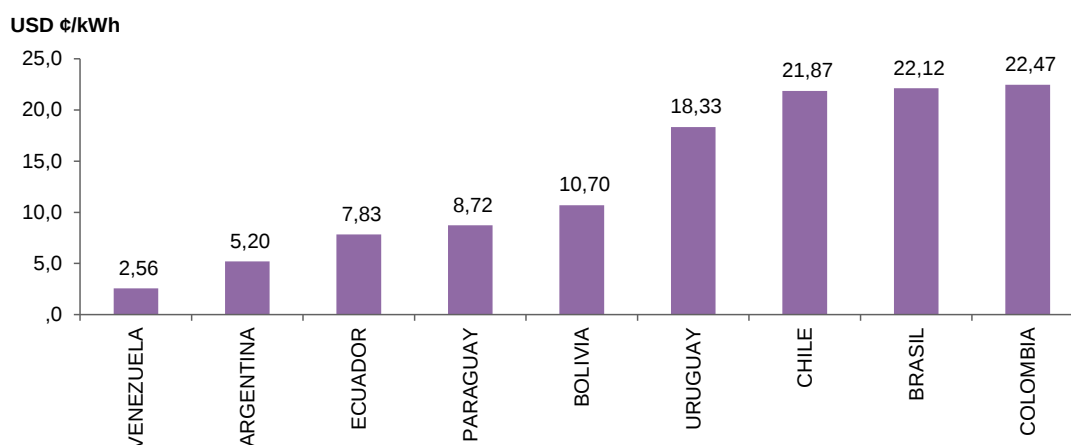


FIG. No. 2. 15: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO INDUSTRIAL 2011

2.4.2 Precios medios uso residencial

En la **TABLA No. 2. 16**, se muestran los precios medios del sector residencial en los países de la región para el periodo 2002 – 2011. En el 2011 Argentina presenta el valor más bajo con 1,86 USD €/kWh y Uruguay registra el mayor con 28,26 USD €/kWh, Ecuador se ubica en el quinto lugar con un precio medio de 9,42 USD €/kWh y presenta un incremento con respecto al año 2010 de 2,2 %. La variación del Ecuador en el periodo de análisis es de 6,32 % pasando de 8,86 USD €/kWh en el año 2002 a 9,42 USD €/kWh en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 211,93 %.

TABLA No. 2. 16: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO RESIDENCIAL ¢\$/kWh

País	Precios medios de Electricidad Residencial USD ¢/kWh									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARGENTINA	3,28	3,74	3,76	3,72	2,48	2,43	ND	2,92	1,94	1,86
VENEZUELA	4,92	3,86	3,83	3,59	3,72	3,58	ND	ND	2,24	2,24
PARAGUAY	5,24	5,41	5,85	5,70	6,27	6,93	8,08	7,00	7,23	8,18
BOLIVIA	5,81	5,53	7,15	6,55	ND	ND	ND	7,65	8,63	8,57
ECUADOR	8,86	9,46	9,84	9,73	9,77	9,63	9,36	8,99	9,21	9,42
COLOMBIA	7,06	9,36	11,43	12,70	12,76	15,16	ND	13,61	16,40	18,99
CHILE	8,21	8,60	ND	12,37	13,61	16,61	23,15	21,29	22,94	21,12
BRASIL	8,38	10,05	11,82	16,87	18,81	21,03	21,28	20,10	23,64	26,14
URUGUAY	11,83	11,41	12,45	15,71	17,42	19,44	23,50	22,10	25,88	28,26
PERU	8,98	9,67	9,96	11,04	10,76	10,69	11,27	11,93	12,21	ND

ND: Información no disponible

¢\$/kWh

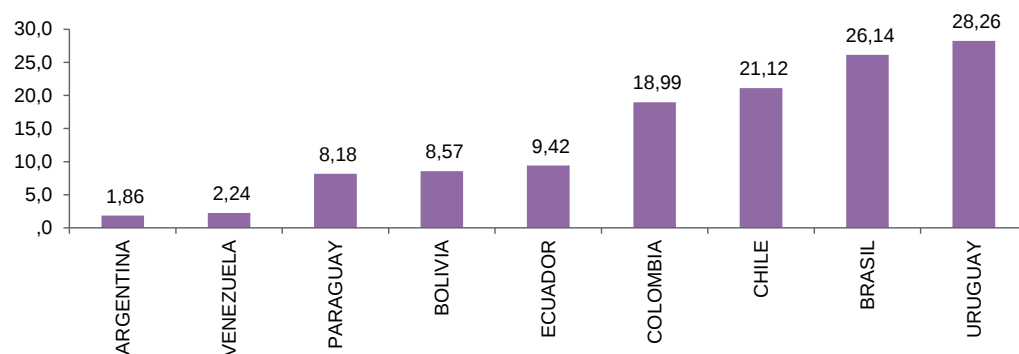


FIG. No. 2. 16: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO RESIDENCIAL 2011

2.4.3 Precios medios uso Comercial

En la **TABLA No. 2. 17** se muestran los precios medios en el sector comercial en los países de la región, para el periodo 2002 – 2011. En el 2011 Venezuela presenta el valor más bajo con 2,56 USD ¢/kWh y Colombia registra el mayor con 22,47 USD ¢/kWh, Ecuador se ubica en el tercer lugar con un precio medio de 7,83 USD ¢/kWh y presenta un leve decremento con respecto al año 2010 de 0,1 %. La variación de Ecuador en el periodo de análisis es de 10,10 % pasando de 8,71 USD ¢/kWh en el 2002 a 7,83 USD ¢/kWh en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 213,31 %.

TABLA No. 2. 17: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO COMERCIAL SERVICIO PÚBLICO ¢\$/kWh

País	Precios medios de Electricidad Comercial Servicio Público USD ¢/kWh									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
VENEZUELA	5,61	4,84	4,69	4,30	4,42	4,11	ND	ND	2,56	2,56
ARGENTINA	4,41	4,82	5,61	6,75	6,94	8,53	ND	8,16	5,44	5,20
ECUADOR	8,71	8,60	8,27	8,11	8,20	8,18	8,02	7,77	7,84	7,83
PARAGUAY	5,25	5,49	5,81	5,70	6,21	6,71	7,86	7,00	7,71	8,72
BOLIVIA	9,21	8,54	10,50	9,92	ND	ND	ND	10,59	10,72	10,70
URUGUAY	12,26	11,79	12,73	15,80	16,66	17,40	20,34	17,20	17,03	18,33
CHILE	7,82	8,24	ND	12,97	14,63	17,69	ND	22,50	23,43	21,87
BRASIL	7,06	ND	ND	13,99	16,51	18,46	19,10	18,09	20,73	22,12
COLOMBIA	7,55	6,86	8,87	8,49	8,69	9,38	ND	12,87	19,70	22,47
PERU	7,43	7,14	7,77	8,47	8,20	8,26	8,89	9,70	10,11	ND

¢\$/kWh

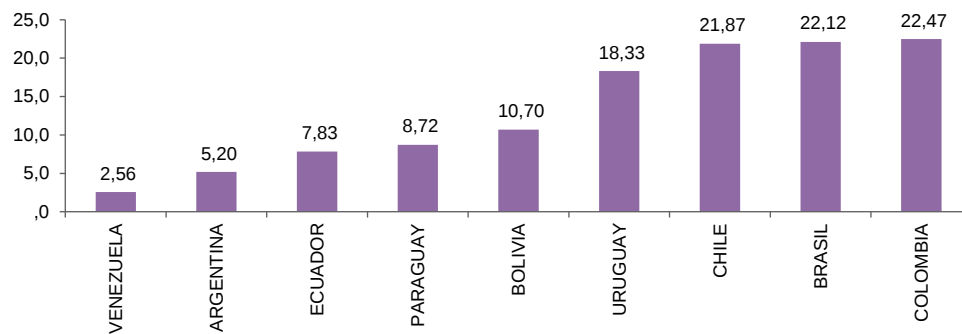


FIG. No. 2. 17: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO COMERCIAL SERVICIO PÚBLICO 2011

2011

CAPÍTULO III GENERACIÓN



Microsoft

3 Producción de energía eléctrica

3.1 Principales indicadores eléctricos de las empresas del sector

3.1.1 Potencia y producción de energía

En el año 2011, todas las empresas del sector eléctrico nacional, generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, aportaron con 5.231,88 MW de potencia instalada y 4.838,14 MW de potencia efectiva, distribuidos en 219 centrales de generación, conforme a los datos reportados por los agentes del sector. En éstas se incluyen la potencia de las centrales Quevedo (arrendada a la empresa Energy International) hasta el 21 de febrero con 30MW previa finalización del contrato de los restantes 100MW hasta el 14 de enero; y, Santa Elena (arrendada a la empresa APR Energy LLC) con 40MW hasta el 31 de marzo.

En la **TABLA 3.1** se detallan las potencias nominal y efectiva de cada una de las empresas del sector eléctrico, con su ubicación provincial y participación o no dentro del S.N.I.

TABLA No. 3. 1: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (1/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Sistema	Tipo de Central	Provincia	# centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	CELEC-Electroguayas	S.N.I.	Térmica	Guayas	5	544,07	516,00
			Térmica	Santa elena	1	90,10	90,10
	CELEC-Hidroagoyán	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	2	233,00	226,00
	CELEC-Hidropaute	S.N.I.	Hidráulica	Azuay	2	1.258,66	1.263,26
	CELEC-Termoesmeraldas	S.N.I.	Térmica	Esmeraldas	1	132,50	131,00
	CELEC-Termopichincha	No Incorporado	Térmica	Guayas	3	3,85	3,58
		S.N.I.	Térmica	Orellana	1	20,40	18,00
				Sucumbíos	1	11,40	10,00
				Esmeraldas	1	6,50	5,80
				Guayas	2	50,07	42,06
				Los ríos	1	102,00	100,00
				Manabí	3	80,20	68,20
				Pichincha	2	68,82	67,80
				Santa elena	1	40,00	40,00
	Elecaastro	S.N.I.	Hidráulica	Azuay	2	38,43	38,43
	Elecaastro	S.N.I.	Hidráulica	Azuay	1	19,20	17,20
			Térmica	Azuay	1	181,00	181,00
	Electroquil	S.N.I.	Térmica	Guayas	3	23,36	22,94
	EMAAP-Q	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,40	2,40
	Eolisa	No Incorporado	Eólica	Galápagos	1	38,12	34,33
	Generoca	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	213,00	213,00
	Hidronación	S.N.I.	Hidráulica	Guayas	1	230,00	212,60
	Hidropastaza	S.N.I.	Hidráulica	Los ríos	1	16,00	14,50
	Hidrosibimbe	S.N.I.	Hidráulica	Los Ríos	2	2,00	1,93
				Pichincha	1	115,00	102,00
	Intervisa Trade	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	150,00	120,00
	Termoguayas	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	140,00	128,50
Total Generadora					43	3.810,07	3.670,63

TABLA No. 3. 2: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (2/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Sistema	Tipo de Central	Provincia	# centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Distribuidora	CNEL-Bolívar	S.N.I.	Hidráulica	Bolívar	1	1,66	1,33
	CNEL-El Oro	No Incorporado	Térmica	El oro	2	0,27	0,22
	CNEL-Sucumbíos	No Incorporado	Hidráulica	Sucumbíos	1	0,40	0,20
			Térmica	Orellana	4	15,99	10,49
				Sucumbíos	2	27,25	21,35
	E.E. Ambato	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	1	3,00	2,90
			Térmica	Tungurahua	1	5,00	3,30
	E.E. Centro Sur	No Incorporado	Hidráulica	Morona santiago	1	0,50	0,40
	E.E. Cotopaxi	No Incorporado	Hidráulica	Cotopaxi	3	2,80	2,68
		S.N.I.	Hidráulica	Cotopaxi	2	9,39	9,20
	E.E. Galápagos	No Incorporado	Solar	Galápagos	3	0,02	0,02
			Térmica	Galápagos	4	10,06	7,88
	E.E. Norte	S.N.I.	Hidráulica	Carchi	2	4,27	4,27
				Imbabura	1	8,00	8,00
	E.E. Quito	No Incorporado	Hidráulica	Napo	1	0,10	0,07
		S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	5	96,88	96,88
			Térmica	Pichincha	2	43,39	39,10
	E.E. Riobamba	No Incorporado	Hidráulica	Chimborazo	1	0,31	0,30
		S.N.I.	Hidráulica	Chimborazo	2	13,53	13,00
Térmica			Chimborazo	1	2,50	2,00	
E.E. Sur	S.N.I.	Hidráulica	Zamora chinchipe	1	2,40	2,40	
		Térmica	Loja	1	19,74	17,17	
	Eléctrica de Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Guayas	3	236,07	212,00
Total Distribuidora					45	503,52	455,16
Autogeneradora	Agip	No Incorporado	Térmica	Napo	1	9,00	7,78
				Pastaza	2	37,06	32,40
	Agua Y Gas De Sillunchi	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	2	0,40	0,39
	Andes Petro	No Incorporado	Térmica	Orellana	23	32,71	26,42
				Sucumbíos	19	107,94	90,85
	Consejo Provincial De Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	1	0,12	0,11
	Ecoelectric	S.N.I.	Biomasa	Guayas	1	36,50	35,20
	Ecoluz	S.N.I.	Hidráulica	Napo	2	8,93	8,31
	Ecudos	S.N.I.	Biomasa	Cañar	1	29,80	27,60
	Electroandina	S.N.I.	Hidráulica	Carchi	1	0,20	0,16
				Imbabura	1	0,40	0,40
	Electrocordova	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,20	0,20
	Enermax	S.N.I.	Hidráulica	Cotopaxi	1	16,60	15,00
	Hidroabanico	S.N.I.	Hidráulica	Morona Santiago	1	38,45	37,99
	Hidroimbabura	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,60	0,49
	Hidroservice	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,56	0,56
	I.M. Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,50	1,98
	La Internacional	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	3,00	2,86
			Térmica	Pichincha	1	0,50	0,40
	Lafarge	S.N.I.	Térmica	Imbabura	1	33,16	27,30
	Moderna Alimentos	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	1,65	1,65
			Térmica	Pichincha	1	1,60	1,40
	Municipio A. Ante	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,40	0,32
				Esmeraldas	1	1,73	1,73
	Ocp	No Incorporado	Térmica	Napo	2	9,51	7,74
				Pichincha	2	0,80	0,60
				Sucumbíos	2	9,48	9,48
				Pichincha	1	2,70	2,46
	Perlabí	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,70	2,46
	Petroamazonas	No Incorporado	Térmica	Napo	2	34,53	19,27
				Orellana	17	128,20	71,20
				Sucumbíos	13	70,68	31,62
	Petrobras	No Incorporado	Térmica	Orellana	1	19,10	16,54
	Petroproducción	No Incorporado	Térmica	Orellana	3	17,60	13,35
				Sucumbíos	9	62,11	54,12
	Repsol	No Incorporado	Térmica	Orellana	5	143,08	117,52
Sucumbíos				1	10,49	7,95	
San Carlos	S.N.I.	Biomasa	Guayas	1	35,00	30,60	
Sipec	No Incorporado	Térmica	Orellana	5	11,00	8,40	
Total Autogeneradora					131	918,28	712,35
Total general					219	5.231,88	4.838,14

Del total de la potencia efectiva en todo el país (4.838,14 MW): el 87,67 % corresponde a la destinada para el servicio público; y, el 12,33 % al servicio no público. Potencia que es entregada a través del S.N.I. y de los sistemas no incorporados.

La Unidad de Negocio CELEC-Hidropaute, con sus centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, representan el 28,33 % del total de la potencia instalada en el país y el 29,78 % de la potencia efectiva. Dentro de la generación termoeléctrica, la Unidad de Negocio CELEC-Electroguayas, y sus centrales Enrique García, Gonzalo Cevallos (Gas), Gonzalo Cevallos (Vapor), Pascuales II, Trinitaria y Santa Elena II, representa el 14,28 % de la potencia instalada y el 14,29 % de la potencia efectiva.

En la **TABLA 3.3** que se muestra a continuación, se detalla la energía bruta y entregada tanto para servicio público, como no público, por cada una de las empresas del sector eléctrico. Para el caso de la potencia, CELEC-Hidropaute es la de mayor aporte de energía al servicio público con el 36,20 %, seguida de CELEC-Electroguayas con el 11,66 %.

Para el caso de la energía entregada para servicio no público, las empresas petroleras, debido a sus procesos de producción, son las de mayor participación en este tipo de servicio.

Para el caso de las empresas Ecudos, Hidroabanico, Lafarge y OCP la energía disponible es mayor a la generada, debido que compraron energía y quedó un excedente que se sumó a la energía generada.

TABLA No. 3. 3: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO POR TIPO DE SERVICIO

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	CELEC-Electroguayas	634,17	606,10	-	-	634,17	606,10
	CELEC-Hidroagoyán	233,00	226,00	-	-	233,00	226,00
	CELEC-Hidropaute	1.258,66	1.263,26	-	-	1.258,66	1.263,26
	CELEC-Termoesmeraldas	132,50	131,00	-	-	132,50	131,00
	CELEC-Termopichincha	383,24	355,43	-	-	383,24	355,43
	Gas Machala	140,00	128,50	-	-	140,00	128,50
	Elecaustro	57,63	55,63	-	-	57,63	55,63
	Electroquil	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
	EMAAP-Q	15,40	15,11	7,96	7,83	23,36	22,94
	Eolicsa	2,40	2,40	-	-	2,40	2,40
	Generoca	38,12	34,33	-	-	38,12	34,33
	Hidronación	213,00	213,00	-	-	213,00	213,00
	Hidropastaza	230,00	212,60	-	-	230,00	212,60
	Hidrosibimbe	18,00	16,43	-	-	18,00	16,43
	Intervisa Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
	Termoguayas	150,00	120,00	-	-	150,00	120,00
Total Generadora		3.802,11	3.662,80	7,96	7,83	3.810,07	3.670,63
Distribuidora	CNEL-Bolívar	1,66	1,33	-	-	1,66	1,33
	CNEL-EI Oro	0,27	0,22	-	-	0,27	0,22
	CNEL-Sucumbíos	43,64	32,04	-	-	43,64	32,04
	E.E. Ambato	8,00	6,20	-	-	8,00	6,20
	E.E. Centro Sur	0,50	0,40	-	-	0,50	0,40
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	-	-	12,19	11,88
	E.E. Galápagos	10,08	7,90	-	-	10,08	7,90
	E.E. Norte	12,27	12,27	-	-	12,27	12,27
	E.E. Quito	140,37	136,05	-	-	140,37	136,05
	E.E. Riobamba	16,34	15,30	-	-	16,34	15,30
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
	Eléctrica de Guayaquil	236,07	212,00	-	-	236,07	212,00
Total Distribuidora		503,52	455,16	-	-	503,52	455,16
Autogeneradora	Agip	3,68	2,70	42,38	37,48	46,06	40,18
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,10	0,09	0,30	0,30	0,40	0,39
	Andes Petro	-	-	140,65	117,27	140,65	117,27
	Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	0,12	0,11	0,12	0,11
	Ecoelectric	27,50	27,50	9,00	7,70	36,50	35,20
	Ecoluz	3,03	2,79	5,90	5,52	8,93	8,31
	Ecudos	14,90	13,80	14,90	13,80	29,80	27,60
	Electroandina	0,60	0,56	-	-	0,60	0,56
	Electrocordova	0,20	0,20	-	-	0,20	0,20
	Enermax	5,00	5,00	11,60	10,00	16,60	15,00
	Hidroabanico	27,25	26,92	11,20	11,07	38,45	37,99
	Hidroimbabura	0,60	0,49	-	-	0,60	0,49
	Hidroservice	0,56	0,56	-	-	0,56	0,56
	I.M. Mejía	2,50	1,98	-	-	2,50	1,98
	La Internacional	3,50	3,26	-	-	3,50	3,26
	Lafarge	8,34	6,60	24,82	20,70	33,16	27,30
	Moderna Alimentos	2,07	1,74	1,18	1,31	3,25	3,05
	Municipio A. Ante	0,40	0,32	-	-	0,40	0,32
	Ocp	-	-	21,51	19,55	21,51	19,55
	Perlabí	0,47	0,42	2,23	2,04	2,70	2,46
	Petroamazonas	-	-	233,41	122,09	233,41	122,09
	Petrobras	1,80	0,54	17,30	16,00	19,10	16,54
	Petroproducción	3,69	3,60	76,02	63,87	79,71	67,47
	Repsol	0,25	0,20	153,31	125,27	153,56	125,47
	San Carlos	28,00	22,40	7,00	8,20	35,00	30,60
	Sipac	2,30	1,80	8,70	6,60	11,00	8,40
Total Autogeneradora		136,75	123,47	781,53	588,88	918,28	712,35
Total general		4.442,39	4.241,43	789,49	596,71	5.231,88	4.838,14

TABLA No. 3. 4: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	CELEC-Electroguayas	2.288,59	2.288,32	0,27	2.169,62	2.169,36	0,25
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	1.084,56	-	1.083,23	1.083,23	-
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	6.757,90	-	6.737,44	6.737,44	-
	CELEC-Termoesmeraldas	780,06	780,06	-	719,71	719,71	-
	CELEC-Termopichincha	885,71	778,79	106,91	861,59	757,59	104,00
	CELEC-Termogas Machala	717,58	717,58	-	702,95	702,95	-
	Elecaustro	314,54	314,54	-	309,26	309,26	-
	Electroquil	228,88	228,88	-	221,74	221,74	-
	EMAAP-Q	145,60	115,77	29,83	142,18	113,05	29,13
	Eolicsa	3,34	3,34	-	3,34	3,34	-
	Generoca	141,64	141,64	-	135,38	135,38	-
	Hidronación	657,39	657,39	-	647,83	647,83	-
	Hidropastaza	913,52	912,61	-	912,61	912,61	-
	Hidrosibimbe	105,23	105,23	-	105,23	105,23	-
	Intervisa Trade	229,03	229,03	-	228,34	228,34	-
	Termoguayas	540,97	540,97	-	540,97	540,97	-
Total Generadora		15.794,54	15.656,63	137,01	15.521,44	15.388,06	133,38
Distribuidora	CNEL-Bolívar	2,26	2,26	-	2,26	2,26	-
	CNEL-EI Oro	0,03	0,03	-	0,03	0,03	-
	CNEL-Sucumbios	47,49	47,49	-	45,78	45,78	-
	E.E. Ambato	9,37	9,37	-	9,37	9,37	-
	E.E. Centro Sur	0,05	0,05	-	0,05	0,05	-
	E.E. Cotopaxi	60,79	60,79	-	60,69	60,69	-
	E.E. Galápagos	31,90	31,90	-	31,76	31,76	-
	E.E. Norte	69,18	69,18	-	69,18	69,18	-
	E.E. Quito	619,41	619,41	-	612,82	612,82	-
	E.E. Riobamba	100,83	100,83	-	100,72	100,72	-
	E.E. Sur	30,98	30,98	-	30,56	30,56	-
	Eléctrica de Guayaquil	336,57	336,57	-	331,45	331,45	-
Total Distribuidora		1.308,89	1.308,89	-	1.294,66	1.294,66	-
Autogeneradora	Agip	221,71	-	221,71	213,06	-	213,06
	Agua Y Gas De Sillunchi	1,66	0,03	1,63	1,66	0,03	1,63
	Andes Petro	467,85	-	467,85	452,97	-	452,97
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,59	0,59	-	0,59	0,59	-
	Ecoelectric	110,99	69,27	41,72	104,03	64,92	39,10
	Ecoluz	39,58	39,58	-	38,43	38,43	-
	Ecudos	94,04	48,83	45,21	94,40	49,02	45,38
	Electroandina	-	-	-	-	-	-
	Electrocordova	0,47	-	-	0,47	0,47	-
	Enermax	87,78	87,78	-	87,77	87,77	-
	Hidroabanico	324,82	324,82	-	327,12	327,12	-
	Hidroimbabura	0,50	0,50	-	0,50	0,50	-
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-
	I.M. Mejía	9,88	-	-	9,88	9,88	-
	La Internacional	16,96	0,14	16,82	15,69	0,13	15,56
	Lafarge	96,93	0,29	96,63	157,13	0,48	156,65
	Moderna Alimentos	7,00	7,00	-	7,00	7,00	-
	Municipio A. Ante	1,36	1,36	-	1,36	1,36	-
	Ocp	24,04	0,00	24,04	28,90	0,00	28,90
	Perlabí	14,58	14,58	-	14,54	14,54	-
	Petroamazonas	794,42	0,00	794,42	771,47	0,00	771,47
	Petroproducción	213,76	0,00	213,76	207,34	0,00	207,34
	Repsol	805,19	0,00	805,19	789,92	0,00	789,92
	San Carlos	73,17	34,09	39,08	71,54	33,33	38,21
	Sipec	33,45	0,00	33,45	32,35	0,00	32,35
Total Autogeneradora		3.440,72	628,87	2.801,51	3.428,12	635,57	2.792,55
Interconexión	Colombia	1.294,59	1.294,59	-	1.294,59	1.294,59	-
	Perú	-	-	-	-	-	-
Total Interconexión		1.294,59	1.294,59	-	1.294,59	1.294,59	-
Total general		21.838,73	18.871,28	2.966,55	21.538,81	18.612,88	2.925,93

TABLA No. 3. 5: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (1/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbopar		Térmica Turbogás		Interconexión		Total Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Total Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)
		Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Total Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Total Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)
Generadora	CELEC-Electroguayas	-	-	-	-	-	-	385,50	0,04	1.415,68	0,12	216,37	0,02	-	-	2.017,56	0,17
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.084,56	-
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.757,90	-
	CELEC-Termoesmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	780,06	-	-	-	-	-	780,06	-
	CELEC-Termopichincha	-	-	-	-	-	-	600,58	106,91	-	-	5,30	-	-	-	605,89	106,91
	CELEC-Termogas Machala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	717,58	-	-	-	717,58	-
	Elecaastro	242,19	-	-	-	-	-	72,34	-	-	-	-	-	1.316,66	-	1.631,20	-
	Electroquil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EMAAP-Q	115,77	29,83	-	-	-	-	-	-	-	-	227,07	-	-	-	342,84	29,83
	Eolisa	-	-	3,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,34	-
	Generoca	-	-	-	-	-	-	141,64	-	-	-	-	-	-	-	141,64	-
	Hidronación	657,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	657,39	-
	Hidropastaza	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidrosimbe	105,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105,23	-
	Intervisa Trade	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229,03	-	-	-	229,03	-
	Termoguyas	-	-	-	-	-	-	540,97	-	-	-	-	-	-	-	540,97	-
Total Generadora		8.963,04	29,83	3,34	-	-	-	1.741,04	106,95	2.195,75	0,12	1.395,37	0,02	1.316,66	-	15.615,20	136,91
Distribuidora	CNEL-Bolívar	2,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,26	-
	CNEL-EI Oro	-	-	-	-	-	-	0,03	-	-	-	-	-	-	-	0,03	-
	CNEL-Sucumbios	0,90	-	-	-	-	-	46,59	-	-	-	-	-	-	-	47,49	-
	E.E. Ambato	8,87	-	-	-	-	-	0,50	-	-	-	-	-	-	-	9,37	-
	E.E. Centro Sur	-	-	-	-	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	-
	E.E. Cotopaxi	60,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,79	-
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	0,01	-	31,89	-	-	-	-	-	-	-	31,90	-
	E.E. Norte	69,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,18	-
	E.E. Quito	467,46	-	-	-	-	-	151,95	-	-	-	-	-	-	-	619,41	-
	E.E. Riobamba	100,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,83	-
	E.E. Sur	16,89	-	-	-	-	-	14,10	-	-	-	-	-	-	-	30,98	-
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	193,57	-	143,00	-	-	-	336,57	-
Total Distribuidora		727,19	-	-	-	0,06	-	245,06	-	193,57	-	143,00	-	-	-	1.308,89	-

TABLA No. 3. 6: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (2/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbopar		Térmica Turbogás		Interconexión		Total Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Total Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)
		Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)		
Autogeneradora	Agip	-	-	-	-	-	-	-	221,71	-	-	-	-	-	-	-	221,71
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,03	1,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	1,63
	Andes Petro	-	-	-	-	-	-	-	467,85	-	-	-	-	-	-	-	467,85
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,59	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	-	-	69,27	41,72	-	-	-	-	69,27	41,72
	Ecoluz	39,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,58	-
	Ecudos	-	-	-	-	-	-	-	-	48,83	45,21	-	-	-	-	48,83	45,21
	Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Electrocordova	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,47	-
	Enemax	87,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87,78	-
	Hidroabánico	324,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324,82	-
	Hidroimbabura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	I.M. Mejía	9,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,88	-
	La Internacional	0,14	16,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14	16,82
	Lafarge	-	-	-	-	-	-	0,29	96,63	-	-	-	-	-	-	0,29	96,63
	Moderna Alimentos	7,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,00	-
	Municipio A. Ante	1,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,36	-
	Ocp	-	-	-	-	-	-	0,00	24,04	-	-	-	-	-	-	0,00	24,04
	Perlabí	14,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,58	-
	Petroamazonas	-	-	-	-	-	-	0,00	718,40	-	-	-	-	-	-	0,00	718,40
	Petroproducción	-	-	-	-	-	-	0,00	164,32	-	-	0,00	49,44	-	-	0,00	213,76
	Repsol	-	-	-	-	-	-	0,00	422,78	-	-	0,00	382,42	-	-	0,00	805,19
	San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	-	34,09	39,08	-	-	-	-	34,09	39,08
	Sipec	-	-	-	-	-	-	0,00	33,45	-	-	-	-	-	-	0,00	33,45
Total Autogeneradora		486,22	18,46	-	-	-	-	0,29	2.149,17	152,19	126,01	0,00	431,86	-	-	638,71	2.725,49
Interconexión	Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.294,59	-	1.294,59	-
	Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Interconexión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.294,59	-	1.294,59	-
Total general		10.176,45	48,28	3,34	-	0,06	-	1.986,40	2.256,12	2.541,51	126,13	1.538,37	431,87	2.611,25	-	18.440,52	2.891,61

TABLA No. 3. 7: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (1/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbogapapor		Térmica Turbogap		Interconexión		Total Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Total Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
		Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)		
Generadora	CELEC-Electroguayas	-	-	-	-	-	-	365,46	0,04	1.342,09	0,11	205,13	0,02	-	-	1.912,68	0,16
	CELEC-Hidroagoyán	1.083,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.083,23	-
	CELEC-Hidropaute	6.737,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.737,44	-
	CELEC-Termoesmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	719,71	-	-	-	-	-	719,71	-
	CELEC-Termopichincha	-	-	-	-	-	-	584,23	104,00	-	-	5,20	-	-	-	589,43	104,00
	CELEC-Termogas Machala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	702,95	-	-	-	702,95	-
	Elecaastro	238,13	-	-	-	-	-	71,13	-	-	-	-	-	1.294,59	-	1.603,85	-
	Electroquil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EMAAP-Q	113,05	29,13	-	-	-	-	-	-	-	-	221,74	-	-	-	334,79	29,13
	Eolcsa	-	-	3,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,34	-
	Generoca	-	-	-	-	-	-	135,38	-	-	-	-	-	-	-	135,38	-
	Hidronación	647,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	647,83	-
	Hidropastaza	912,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	912,61	-
	Hidrosibimbe	105,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105,23	-
	Intervisa Trade	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228,34	-	-	-	228,34	-
	Termoguayas	-	-	-	-	-	-	540,97	-	-	-	-	-	-	-	540,97	-
Total Generadora		9.837,53	29,13	3,34	-	-	-	1.697,18	104,04	2.061,80	0,11	1.363,35	0,02	1.294,59	-	16.257,79	133,29
Distribuidora	CNEL-Bolívar	2,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,26	-
	CNEL-El Oro	-	-	-	-	-	-	0,03	-	-	-	-	-	-	-	0,03	-
	CNEL-Sucumbíos	0,87	-	-	-	-	-	44,92	-	-	-	-	-	-	-	45,78	-
	E.E. Ambato	8,87	-	-	-	-	-	0,50	-	-	-	-	-	-	-	9,37	-
	E.E. Centro Sur	-	-	-	-	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	-
	E.E. Cotopaxi	60,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,69	-
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	0,01	-	31,75	-	-	-	-	-	-	-	31,76	-
	E.E. Norte	69,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,18	-
	E.E. Quito	462,49	-	-	-	-	-	150,33	-	-	-	-	-	-	-	612,82	-
	E.E. Riobamba	100,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,72	-
	E.E. Sur	16,66	-	-	-	-	-	13,91	-	-	-	-	-	-	-	30,56	-
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	190,62	-	140,82	-	-	-	331,45	-
Total Distribuidora		721,72	-	-	-	0,06	-	241,44	-	190,62	-	140,82	-	-	-	1.294,66	-

TABLA No. 3. 8: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (2/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbopar		Térmica Turbogás		Interconexión		Total Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Total Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
		Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)		
Autogeneradora	Agip	-	-	-	-	-	-	-	213,06	-	-	-	-	-	-	-	213,06
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,03	1,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	1,63
	Andes Petro	-	-	-	-	-	-	-	452,97	-	-	-	-	-	-	-	452,97
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,59	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	-	-	64,92	39,10	-	-	-	-	64,92	39,10
	Ecoluz	38,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,43	-
	Ecudos	-	-	-	-	-	-	-	-	49,02	45,38	-	-	-	-	49,02	45,38
	Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Electrocordova	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,47	-
	Enermax	87,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87,77	-
	Hidroabanico	327,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	327,12	-
	Hidroimbabura	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	I.M. Mejía	9,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,88	-
	La Internacional	0,13	15,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,13	15,56
	Lafarge	-	-	-	-	-	-	0,48	156,65	-	-	-	-	-	-	0,48	156,65
	Moderna Alimentos	7,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,00	-
	Municipio A. Ante	1,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,36	-
	Ocp	-	-	-	-	-	-	0,00	28,90	-	-	-	-	-	-	0,00	28,90
	Perlabí	14,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,54	-
	Petroamazonas	-	-	-	-	-	-	0,00	697,65	-	-	-	-	-	-	0,00	697,65
	Petroproducción	-	-	-	-	-	-	0,00	159,39	-	-	0,00	47,96	-	-	0,00	207,34
	Repsol	-	-	-	-	-	-	0,00	414,76	-	-	0,00	375,17	-	-	0,00	789,92
	San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	-	33,33	38,21	-	-	-	-	33,33	38,21
	Sipec	-	-	-	-	-	-	0,00	32,35	-	-	-	-	-	-	0,00	32,35
Total Autogeneradora		487,82	17,20	-	-	-	-	0,48	2.155,72	147,27	122,69	0,00	423,12	-	-	635,57	2.718,73
Interconexión	Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.294,59	-	1.294,59	-
	Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Interconexión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general		11.047,07	46,32	3,34	-	0,06	-	1.939,09	2.259,75	2.399,69	122,80	1.504,17	423,14	1.294,59	-	18.188,03	2.852,02

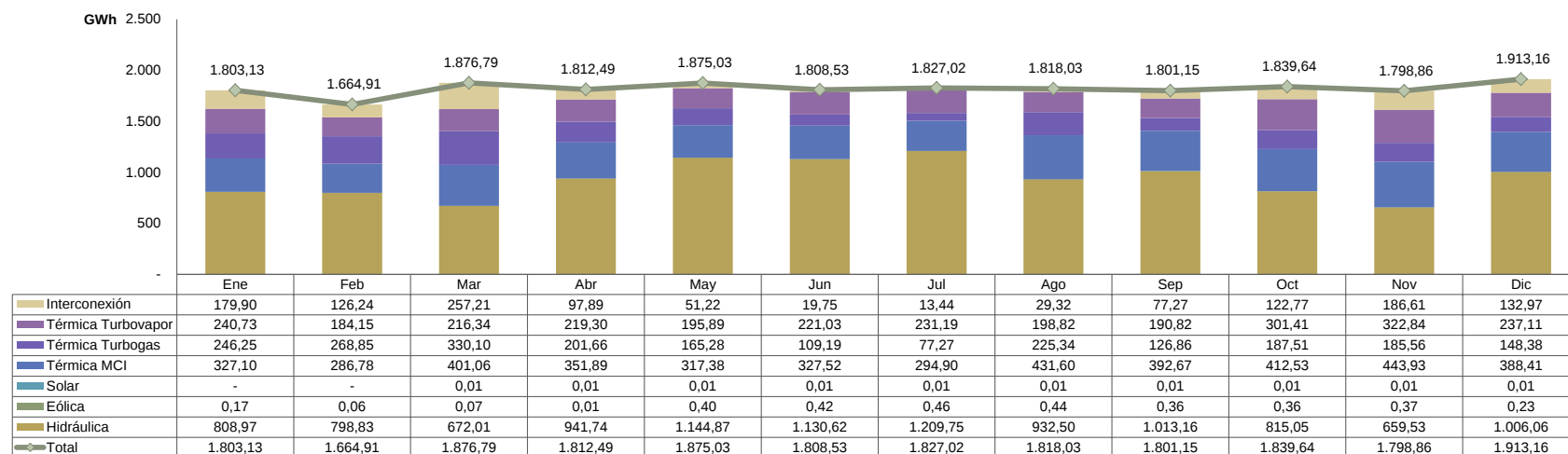


FIG. No. 3. 1: PRODUCCIÓN BRUTA MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL

3.1.2 Generadoras

En el año 2011, 16 agentes presentaron sus datos estadísticos como generadoras, las mismas que disponían en total 3.940,07 MW de potencia nominal y 3.800,62 MW de potencia efectiva. Dentro de este grupo, las unidades de negocios CELEC-Hidropaute y CELEC-Electroguayas son las de mayor representación con 31,95 % y el 16,10 % de la potencia instalada, respectivamente.

En este grupo de generadoras la energía hidroeléctrica representa el 51,13 % y la termoeléctrica el 48,81 % de la potencia total instalada, mientras que la energía eólica solamente representa el 0,06 %.

TABLA No. 3. 9: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL

Empresa	Central	Hidráulica		Eólica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbopar		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CELEC-Electroguayas	Enrique García	-	-	-	-	-	-	102,00	93,00	-	-	102,00	93,00
	Gonzalo Zevallos (Gas)	-	-	-	-	-	-	26,27	20,00	-	-	26,27	20,00
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	-	-	-	-	-	-	-	-	146,00	146,00	146,00	146,00
	Pascuales II	-	-	-	-	-	-	-	-	136,80	124,00	136,80	124,00
	Trinitaria	-	-	-	-	-	-	-	-	133,00	133,00	133,00	133,00
Santa Elena II		-	-	-	-	90,10	90,10	-	-	-	-	90,10	90,10
Total CELEC-Electroguayas		-	-	-	-	90,10	90,10	128,27	113,00	415,80	403,00	634,17	606,10
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	160,00	156,00	-	-	-	-	-	-	-	-	160,00	156,00
	Pucará	73,00	70,00	-	-	-	-	-	-	-	-	73,00	70,00
Total CELEC-Hidroagoyán		233,00	226,00	-	-	-	-	-	-	-	-	233,00	226,00
CELEC-Hidropaute	Mazar	183,66	163,26	-	-	-	-	-	-	-	-	183,66	163,26
	Paute	1.075,00	1.100,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1.075,00	1.100,00
Total CELEC-Hidropaute		1.258,66	1.263,26	-	-	-	-	-	-	-	-	1.258,66	1.263,26
CELEC-Termoesmeraldas	Termoesmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	132,50	131,00	132,50	131,00
Total CELEC-Termoesmeraldas		-	-	-	-	-	-	-	-	132,50	131,00	132,50	131,00
CELEC-Termopichincha	Campo Alegre	-	-	-	-	0,40	0,36	-	-	-	-	0,40	0,36
	Cauchiche	-	-	-	-	0,08	0,07	-	-	-	-	0,08	0,07
	Guangopolo	-	-	-	-	17,52	16,80	-	-	-	-	17,52	16,80
	La Propicia	-	-	-	-	6,50	5,80	-	-	-	-	6,50	5,80
	Miraflores	-	-	-	-	57,30	47,00	-	-	-	-	57,30	47,00
	Pedernales	-	-	-	-	2,50	2,00	-	-	-	-	2,50	2,00
	Power Barge II	-	-	-	-	50,00	42,00	-	-	-	-	50,00	42,00
	Puná Nueva	-	-	-	-	3,37	3,15	-	-	-	-	3,37	3,15
	Puná Viejo	-	-	-	-	0,07	0,06	-	-	-	-	0,07	0,06
	Quevedo	-	-	-	-	130,00	130,00	-	-	-	-	130,00	130,00
	Sacha	-	-	-	-	20,40	18,00	-	-	-	-	20,40	18,00
	Santa Elena	-	-	-	-	40,00	40,00	-	-	-	-	40,00	40,00
	Santa Rosa	-	-	-	-	-	-	51,30	51,00	-	-	51,30	51,00
	Secoya	-	-	-	-	11,40	10,00	-	-	-	-	11,40	10,00
	Manta II	-	-	-	-	20,40	19,20	-	-	-	-	20,40	19,20
	Quevedo II	-	-	-	-	102,00	100,00	-	-	-	-	102,00	100,00
Total CELEC-Termopichincha		-	-	-	-	461,94	434,43	51,30	51,00	-	-	513,24	485,43
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	-	-	-	-	-	-	140,00	128,50	-	-	140,00	128,50
Total CELEC-Termogas Machala		-	-	-	-	-	-	140,00	128,50	-	-	140,00	128,50
Elecaustro	El Descanso	-	-	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	19,20	17,20
	Saucay	24,00	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	24,00	24,00
	Saymirin	14,43	14,43	-	-	-	-	-	-	-	-	14,43	14,43
Total Elecaustro		38,43	38,43	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	57,63	55,63
Electroquil	Electroquil	-	-	-	-	-	-	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
Total Electroquil		-	-	-	-	-	-	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
EMAAP-Q	El Carmen	8,40	8,20	-	-	-	-	-	-	-	-	8,40	8,20
	Noroccidente	0,26	0,24	-	-	-	-	-	-	-	-	0,26	0,24
	Recuperadora	14,70	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	14,70	14,50
Total EMAAP-Q		23,36	22,94	-	-	-	-	-	-	-	-	23,36	22,94
Eolicca	Tropezón	-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
Total Eolicca		-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
Generoca	Generoca	-	-	-	-	38,12	34,33	-	-	-	-	38,12	34,33
Total Generoca		-	-	-	-	38,12	34,33	-	-	-	-	38,12	34,33
Hidronación	Marcel Laniado	213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	213,00	213,00
Total Hidronación		213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	213,00	213,00
Hidropastaza	San Francisco	230,00	212,60	-	-	-	-	-	-	-	-	230,00	212,60
Total Hidropastaza		230,00	212,60	-	-	-	-	-	-	-	-	230,00	212,60
Hidrosimbimbe	Simbimbe	16,00	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	16,00	14,50
	Uraya	1,00	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,95
	Corazón	1,00	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,98
Total Hidrosimbimbe		18,00	16,43	-	-	-	-	-	-	-	-	18,00	16,43
Termoguayas	Termoguayas	-	-	-	-	150,00	120,00	-	-	-	-	150,00	120,00
Total Termoguayas		-	-	-	-	150,00	120,00	-	-	-	-	150,00	120,00
Intervisa Trade	Victoria II	-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
Total Intervisa Trade		-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
Total general		2.014,45	1.992,66	2,40	2,40	759,36	696,06	615,57	575,50	548,30	534,00	3.940,07	3.800,63

En las siguientes tablas se detalla la infraestructura eléctrica que poseen las empresas generadoras en lo referente a subestaciones, transformadores y líneas de transmisión. Esta infraestructura es la declarada, por los agentes, en el SISDAT.

TABLA No. 3. 10: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS GENERADORAS

Empresa	Nombre de la Subestación	Provincia	Cantón	Tipo de Subestación	Voltaje (KV)			Capacidad instalada (MVA)		
					V1	V2	V3	OA	FA	FOA
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos	Guayas	Guayaquil	E	2,4	13,8	69,0	141,9	167,2	206,0
	S/E Pascuales II	Guayas	Guayaquil	S	69,0	69,0	-	120,0	160,0	-
	S/E Santa Elena II	Santa elena	Santa elena	E	34,5	138,0	-	125,0	156,0	156,0
Total CELEC-Electroguayas								386,90	483,20	362,00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	Baños	E	13,8	145,0	-	170,0	170,0	170,0
	Cámara Pucará		Pillaro		13,8	141,5	-	80,0	80,0	80,0
Total CELEC-Hidroagoyán								250,00	250,00	250,00
CELEC-Termoesmeraldas	Central Termoesmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas	E	13,8	138,0		110,0	145,0	185,0
Total CELEC- Termoesmeraldas								110,00	145,00	185,00
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	Quito	E	6,6	138,0	-	30,0	40,0	40,0
	Santa Rosa		Mejía		13,8	138,0	-	96,0	96,0	96,0
Total CELEC-Termopichincha								126,00	136,00	136,00
CELEC-Termogas Machala	Bajo Alto	El oro	El guabo	E	13,8	138,0	-	100,0	134,0	166,0
Total CELEC-Termogas Machala								100,00	134,00	166,00
Elecaastro	S/E 1	Azuay	Cuenca	E	2,4	22,0	-	8,1	8,1	8,1
	S/E 2				2,4	69,0	-	10,0	12,5	12,5
	S/E 3				4,2	69,0	-	30,0	30,0	30,0
	S/E 4				6,3	22,0	-	9,0	10,3	10,3
	S/E 5				6,3	22,0	-	20,0	24,0	24,0
Total Elecaastro								77,10	84,85	84,85
Electroquil	Electroquil	Guayas	Guayaquil	E	13,8	69,0	138,0	236,0	310,8	383,2
Total Electroquil								236,00	310,80	383,20
EMAAP-Q	Booster 1	Napo	Quijos	R	138,0	6,9	-	12,6	18,0	18,0
	Booster 2				138,0	6,9	-	12,6	18,0	18,0
	El Carmen	Pichincha	Quito	E	6,6	138,0	-	10,0	12,5	12,5
	Recuperadora				6,9	138,0	-	12,6	18,0	18,0
Total EMAAP-Q								47,80	66,50	66,50
Eolica	001	Galápagos	San Cristóbal	E	1,0	13,8	-	3,0	3,0	3,0
Total Eolica								3,00	3,00	3,00
Generoca	Generoca	Guayas	Guayaquil	E	13,8	69,0	-	50,0	66,7	66,7
Total Generoca								50,00	66,66	66,66
Hidronación	Marcel Laniado De Wind	Guayas	El Empalme	E	13,8	138,0	-	255,0	255,0	255,0
Total Hidronación								255,00	255,00	255,00
Hidropastaza	001	Tungurahua	Baños	E	13,80	230,00	-	-	-	127,50
Total Hidropastaza								-	-	127,50
Hidrosibimbe	Casa Máquinas	Bolívar	Echeandia	E	6,90	69,00	-	18,00	18,00	18,00
Total Hidrosibimbe								18,00	18,00	18,00
Intervisa Trade	Intervisa	Guayas	Guayaquil	E	13,8	138,0	-	90,0	120,0	150,0
Total Intervisa Trade								90,00	120,00	150,00
Termoguayas	Termoguayas	Guayas	Guayaquil	E	13,8	230,0	-	239,5	239,5	239,5
Total Termoguayas								239,50	239,50	239,50
Total general								1.989,30	2.312,51	2.493,21

TABLA No. 3. 11: CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS GENERADORAS

Empresa	Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Marca	Capacidad del transformador (MVA)			Voltaje (KV)		
				OA	AF	FOA	Primario	Secundario	Terciario
CELEC-Electroguayas	S/E Gonzalo Zevallos	Trafo. Auxiliar de Planta	Mitsubishi	5,00	5,00	5,00	13,8	2,4	-
		Trafo. Auxiliar TV-2	Mitsubishi	5,00	5,00	5,00	13,8	2,4	-
		Trafo. Auxiliar TV-3	Mitsubishi	7,50	7,50	7,50	13,8	2,4	-
		Trafo. Principal TV-2	Mitsubishi	52,00	70,00	86,00	13,8	69,0	-
		Trafo. Principal TG-4	Rte-Asea	20,40	27,20	34,00	13,8	69,0	-
	S/E Pascuales II	Trafo. Principal TV-3	Mitsubishi	52,00	70,00	86,00	13,8	69,0	-
		GSU-1	Prolec	60,00	80,00	80,00	13,8	69,0	-
		GSU-2	Prolec	60,00	80,00	80,00	13,8	69,0	-
	S/E Santa Elena II 90.1 MW	Transformador Principal SE 90.1 MW	Shenda	85,00	114,00	142,00	13,8	69,0	-
CELEC-Hidroagoyán	Cámara Pucará	T1	Federal Pioneer	40,00	40,00	40,00	13,80	141,50	-
		T2	Federal Pioneer	40,00	40,00	40,00	13,80	141,50	-
	Agoyán	T1	Mitsubishi Electric Corp.	85,00	85,00	85,00	13,80	145,00	-
		T2	Mitsubishi Electric Corp.	85,00	85,00	85,00	13,80	145,00	-
CELEC-Hidropaute	Central Paute	TU01	Trafo Union	90,00	120,00	160,00	13,80	138,00	-
		TU02	Trafo Union	10,00	12,50	12,50	13,20	4,16	-
		TU03	Trafo Union	10,00	12,50	12,50	13,20	4,16	-
		TU04	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU05	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU06	Nuova Iel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU07	Nuova Iel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU08	Nuova Iel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU09	Nuova Iel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU10	Nuova Iel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
	Central Mazar	TU11	Siemens	100,00	100,00	100,00	13,8	230,0	-
		TU12	Siemens	100,00	100,00	100,00	13,8	230,0	-
CELEC-Termoesmeraldas	Termoesmeraldas	MT1	Italrafo	90,00	120,00	160,00	13,80	138,00	-
		STO	Italrafo	10,00	12,50	12,50	13,20	4,16	-
		UT1	Italrafo	10,00	12,50	12,50	13,20	4,16	-
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	B1	Meiden	15,00	20,00	20,00	6,60	138,00	-
		B2	Meiden	15,00	20,00	20,00	6,60	138,00	-
	Santa Rosa	P1	AEG	32,00	32,00	32,00	13,80	138,00	-
		P2	AEG	32,00	32,00	32,00	13,80	138,00	-
		P3	AEG	32,00	32,00	32,00	13,80	138,00	-
CELEC-Termogas Machala	Bajo Alto	TR-101A	Prolec (G.E.)	50,00	67,00	83,00	13,80	138,00	-
		TR-101B	Prolec (G.E.)	50,00	67,00	83,00	13,80	138,00	-
Elecaastro	El Descanso	TR1	AICHI ELECT	20,00	24,00	24,00	22,00	6,30	-
	Monay	TR1	TOSHIBA	2,00	2,00	2,00	22,00	6,30	-
		TR2	TOSHIBA	2,00	2,00	2,00	22,00	6,30	-
		TR3	TPL	5,00	6,25	6,25	22,00	6,30	-
	Saucay	TR1	BBC	10,00	10,00	10,00	69,00	4,16	-
		TR2	BBC	10,00	10,00	10,00	69,00	4,16	-
		TR3	BBC	10,00	10,00	10,00	69,00	4,16	-
	Saymirin I-II	TR1	AEG	1,60	1,60	1,60	22,00	2,40	-
		TR2	AEG	1,60	1,60	1,60	22,00	2,40	-
		TR3	AEG	2,45	2,45	2,45	22,00	2,40	-
	Saymirin III-IV	TR4	AEG	2,45	2,45	2,45	22,00	2,40	-
		TR5	BBC	10,00	12,50	12,50	69,00	2,40	-
Electroquil	Electroquil	TE1	Mcgraw	38,40	51,20	64,00	13,80	69,00	-
		TE2	Westinhouse	56,40	75,00	84,00	13,80	69,00	-
		TE3	General Electric	34,00	45,00	56,00	13,80	138,00	-
		TE4	General Electric	40,00	50,00	67,20	13,80	138,00	-
EMAAP-Q		TIC	Mcgraw	67,20	89,60	112,00	69,00	138,00	34,50
	Recuperadora	T1	Schorch	12,60	18,00	18,00	6,90	138,00	-
	El Carmen	T1	Pauwells	10,00	12,50	12,50	6,60	138,00	-
	Booster 1	T1	Schorch	12,60	18,00	18,00	138,00	6,90	-
	Booster 2	T1	Schorch	12,60	18,00	18,00	138,00	6,90	-
Eolica	Trapezón	T1	ABB	1,00	1,00	1,00	1,00	13,80	-
		T2	ABB	1,00	1,00	1,00	1,00	13,80	-
		T3	ABB	1,00	1,00	1,00	1,00	13,80	-
Generoca	Generoca	GROC-1	TOSHIBA	25,00	33,33	33,33	13,80	69,00	-
		GROC-2	TOSHIBA	25,00	33,33	33,33	13,80	69,00	-
Hidronación	Marcel Laniado De Wind	TE1	Ansaldo	85,00	85,00	85,00	13,80	138,00	-
		TE2	Ansaldo	85,00	85,00	85,00	13,80	138,00	-
		TE3	Ansaldo	85,00	85,00	85,00	13,80	138,00	-
Hidropastaza	Casa de Máquinas	T1	WEG	127,50	127,50	127,50	13,80	230,00	-
		T2	WEG	127,50	127,50	127,50	13,80	230,00	-
Hidrosibimbe	Casa Máquinas	Transformador principal	Schneider	18,00	18,00	18,00	6,90	69,00	-
Intervisa Trade	Intervisa	GSU XFORMER	Hyundai	90,00	120,00	150,00	13,80	138,00	-
Termoguyayas	Termoguyayas	T01	ABB	37,50	37,50	37,50	13,80	230,00	-
		T02	ABB	37,50	37,50	37,50	13,80	230,00	-
		T03	ABB	37,50	37,50	37,50	13,80	230,00	-
		T04	Meiden	63,50	63,50	63,50	13,80	230,00	-
		T05	Meiden	63,50	63,50	63,50	13,80	230,00	-

TABLA No. 3. 12: CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS GENERADORAS

Empresa	Línea de Transmisión	Subestación de salida	Subestación de llegada	Voltaje (KV)	# de circuitos	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Longitud (Km)
CELEC-Electroguayas	L/T Pascuales - CT. Enrique García	C.T. Enrique García	Pascuales	69,0	1,0	106,0	0,4
	TG-4 - S/E Gonzalo Zevallos	Trafo Principal Tg4	Gonz Ceva	69,0	1,0	59,8	0,8
Total CELEC-Electroguayas							1,17
CELEC-Hidropaute	Mazar - Zhoray	Casa de Máquinas	Zhoray	230,0	2,0	230,0	2,5
Total CELEC-Hidropaute							2,51
CELEC-Termogas Machala	Bajo Alto-San Idelfonso	Bajo Alto	San Idelfonso	138,0	1,0	277,0	12,4
Total CELEC-Termogas Machala							12,35
Electroquil	Electroquil -Posorja	Electroquil	Posorja	138,0	1,0	113,0	13,1
	Electroquil-Estación Chongón	Electroquil	Est.Chongón	69,0	1,0	60,0	17,5
	Electroquil-Gonzalo Zevallos	Electroquil	Gonz Ceva	69,0	2,0	120,0	15,0
	Electroquil-Holcim	Electroquil	Holcim	69,0	1,0	60,0	2,8
	Electroquil-Pascuales	Electroquil	Pascuales	138,0	1,0	113,0	13,1
Total Electroquil							61,50
EMAAP-Q	El Carmen - Recuperadora	El Carmen	Recuperadora	138,0	2,0	65,0	31,0
	Booster 2 - Booster 1	Booster 2	Booster 1	138,0	1,0	65,0	5,0
	Recuperadora - Booster 2	Recuperadora	Booster 2	138,0	1,0	65,0	19,0
	Santa Rosa - El Carmen	Santa Rosa	El Carmen	138,0	2,0	65,0	30,0
Total EMAAP-Q							85,00
Eolicisa	Parque eólico - Central diesel	Parque Eólico	Central Diesel	13,2	1,0	3,0	12,0
Total Eolicisa							12,00
Generoca	Generoca - Electroquil	Generoca	Electroquil	69,0	2,0		1,4
	Generoca - Holcim	Generoca	Holcim	69,0	2,0		2,0
Total Generoca							3,40
Hidronación	Daule Peripa - Portoviejo	Daule Peripa	Portoviejo	138,0	2,0	120,0	90,4
	Daule Peripa - Quevedo	Daule Peripa	Quevedo	138,0	1,0	120,0	42,6
Total Hidronación							133,00
Hidropastaza	Generación San Francisco	Casa de Máquinas	Totoras	230,0	2,0	260,0	46,3
Total Hidropastaza							46,32
Hidrosibimbe	L/T Casa Máquinas - S/E Ventanas	Casa de Máquinas	S/E Enlace Ventanas	69,0	1,0	38,2	14,0
Total Hidrosibimbe							14,00
Termoguayas	Busbar 230 KV	Termoguayas	Trinitaria	230,0	1,0		5,7
Total Termoguayas							5,70
Total general							376,95

No proporcionado por el agente.

TABLA No. 3. 13: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (1/3)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
CELEC-Electroguayas	Enrique García	TG-5	Térmica Turbogas	206,08	93,00	25,30
	Total Enrique García			206,08	93,00	25,30
	Gonzalo Zevallos (Gas)	TG-4	Térmica Turbogas	1,14	20,00	0,65
	Total Gonzalo Zevallos (Gas)			1,14	20,00	0,65
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	TV-2	Térmica	422,27	73,00	66,03
		TV-3	Turbovapor	451,70	73,00	70,63
	Total Gonzalo Zevallos (Vapor)			873,96	146,00	68,33
	Pascuales II	TM1	Térmica Turbogas	28,18	20,50	15,69
		TM2		59,25	21,00	32,21
		TM3		65,77	20,50	36,63
		TM4		24,28	21,50	12,89
		TM5		43,29	20,50	24,11
		TM6		45,69	20,00	26,08
	Total Pascuales II			266,47	124,00	24,53
	Santa Elena II	Santa Elena	Térmica MCI	383,38	90,10	48,57
	Total Santa Elena II			383,38	90,10	48,57
	Trinitaria	TV1	Térmica Turbovapor	557,56	133,00	47,86
	Total Trinitaria			557,56	133,00	47,86
Total CELEC-Electroguayas				2.288,59	606,10	43,10
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	U1	Hidráulica	461,05	78,00	67,48
		U2		474,06	78,00	69,38
	Total Agoyán			935,12	156,00	68,43
	Pucará	U1	Hidráulica	73,72	35,00	24,04
		U2		75,72	35,00	24,70
	Total Pucará			149,44	70,00	24,37
	San Francisco	U1	Hidráulica	418,44	106,30	44,94
		U2		495,07	106,30	53,17
Total San Francisco			913,52	212,60	49,05	
Total CELEC-Hidroagoyán				1.998,08	438,60	52,00

TABLA No. 3. 14: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (2/3)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
CELEC-Hidropaute	Mazar	U1	Hidráulica	491,65	81,63	68,76
		U2		416,75	81,63	58,28
		Total Mazar			908,40	163,26
	Paute	U1	Hidráulica	439,03	105,00	47,73
		U10		466,96	115,00	46,35
		U2		536,08	105,00	58,28
		U3		556,61	105,00	60,51
		U4		591,13	105,00	64,27
		U5		595,19	105,00	64,71
		U6		661,75	115,00	65,69
		U7		636,62	115,00	63,19
		U8		652,88	115,00	64,81
	U9	713,23	115,00	70,80		
	Total Paute			5.849,50	1.100,00	60,70
Total CELEC-Hidropaute			6.757,90	1.263,26	61,07	
CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	U1	Térmica MCI	5,03	3,80	15,11
		U3		2,09	2,00	11,92
	Total Termoesmeraldas			7,12	5,80	14,01
	Manta II	Manta II	Térmica MCI	92,30	19,20	54,88
	Total Termoesmeraldas			92,30	19,20	54,88
	Miraflones	10	Térmica MCI	1,06	2,00	6,02
		11	Térmica MCI	13,14	5,00	30,00
		12	Térmica MCI	10,80	5,00	24,65
		13	Térmica MCI	-	2,00	-
		14	Térmica MCI	1,23	2,00	7,00
		16	Térmica MCI	1,19	2,00	6,80
		18	Térmica MCI	1,03	2,00	5,87
		22	Térmica MCI	1,11	2,00	6,32
		7	Térmica MCI	-	2,00	-
		8	Térmica MCI	1,16	2,00	6,60
	TG1	Térmica Turbogas	36,06	19,00	21,67	
	Total Miraflones			66,77	45,00	16,94
	Pedernales	P-U1	Térmica MCI	1,43	2,00	8,16
	Total Pedernales			1,43	2,00	8,16
Termoesmeraldas	CTE	Térmica Turbogapor	780,06	131,00	67,98	
Total Termoesmeraldas			780,06	131,00	67,98	
Total CELEC-Termoesmeraldas			947,68	203,00	53,29	
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	FA2	Térmica Turbogas	442,26	64,10	78,76
		FA1		275,32	64,40	48,80
	Total Termogas Machala I			717,58	128,50	63,75
Total CELEC-Termogas Machala			717,58	128,50	63,75	
CELEC-Termopichincha	Campo Alegre	CA4	Térmica MCI	0,20	0,14	16,62
		CA5		0,16	0,14	13,66
		CA6		0,09	0,09	11,87
	Total Campo Alegre			0,45	0,36	14,32
	Guangopolo	U1	Térmica MCI	26,20	5,20	57,51
		U3		24,65	5,10	55,18
		U4		27,84	5,10	62,32
		U7		3,57	1,40	29,10
	Total Guangopolo			82,26	16,80	55,89
	Puná Nueva	PN1	Térmica MCI	0,62	0,45	15,70
		PN2		0,42	0,68	7,19
		PN3		1,14	0,90	14,50
	Total La Propicia			2,19	2,03	12,33
	Puná Viejo	U1	Térmica MCI	0,049	0,03	19,85
		U2		0,020	0,03	8,34
	Total Puná Viejo			0,069	0,06	14,10
	Quevedo	Quevedo	Térmica MCI	20,897	-	-
	Total Quevedo			20,90	-	-
	Sacha	Sacha	Térmica MCI	68,96	18,00	43,74
	Total Sacha			68,96	18,00	43,74
	Santa Elena	Santa Elena	Térmica MCI	96,223	40,00	27,46
	Total Santa Elena			96,22	40,00	27,46
	Santa Rosa	TG1	Térmica Turbogas	2,865	17,00	1,92
		TG2	Térmica Turbogas	2,343	17,00	1,57
	Total Santa Rosa			5,21	34,00	1,75
	Secoya	Secoya	Térmica MCI	35,04	10,00	40,00
	Total Secoya			35,04	10,00	40,00
Quevedo II	Quevedo II	Térmica MCI	404,96	100,00	46,23	
Total Quevedo II			404,96	100,00	46,23	
Total CELEC-Termopichincha			716,26	221,24	36,96	

TABLA No. 3. 15: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (3/3)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Elecaustro	El Descanso	G1	Térmica MCI	24,026	4,30	63,78
		G2		16,386	4,30	43,50
		G3		13,206	4,30	35,06
		G4		19,972	4,30	53,02
	Total El Descanso			73,59	17,20	48,84
	Saucay	G1	Hidráulica	15,95	4,00	45,52
		G2		15,12	4,00	43,15
		G3		55,98	8,00	79,89
		G4		56,27	8,00	80,30
	Total Saucay			143,33	24,00	68,17
	Saymirín	G1	Hidráulica	5,83	1,26	52,99
		G2		5,89	1,26	53,55
		G3		11,62	1,96	67,65
		G4		11,72	1,96	68,28
		G5		31,20	4,00	89,04
		G6		31,36	4,00	89,50
	Total Saymirín			97,62	14,43	77,22
Total Elecaustro			314,54	55,63	64,54	
Electroquil	Electroquil	U1	Térmica Turbogas	53,45	45,00	13,56
		U2		68,22	46,00	16,93
		U3		44,11	45,00	11,19
		U4		63,10	45,00	16,01
	Total Electroquil			228,88	181,00	14,44
Total Electroquil			228,88	181,00	14,44	
EMAAP-Q	El Carmen	U1	Hidráulica	38,21	8,20	53,20
	Total El Carmen			38,21	8,20	53,20
	Noroccidente	N.1	Hidráulica	1,98	0,24	94,21
	Total Noroccidente			1,98	0,24	94,21
	Recuperadora	N.1	Hidráulica	105,40	14,50	82,98
	Total Recuperadora			105,40	14,50	82,98
Total EMAAP-Q			145,60	22,94	72,45	
Eolisca	Tropezón	U1	Eólica	1,11	0,80	15,91
		U2		1,11	0,80	15,91
		U3		1,11	0,80	15,91
	Total Tropezón			3,34	2,40	15,91
Total Eolisca			3,34	2,40	15,91	
Generoca	Generoca	U1	Térmica MCI	20,49	4,20	55,70
		U2		21,05	4,20	57,20
		U3		15,17	4,67	37,09
		U4		12,56	4,46	32,15
		U5		20,02	4,20	54,42
		U6		17,92	4,20	48,72
		U7		12,74	4,20	34,64
		U8		21,68	4,20	58,92
	Total Generoca			141,64	34,33	47,10
Total Generoca			141,64	34,33	47,10	
Hidronación	Marcel Laniado	U1	Hidráulica	165,43	71,00	26,60
		U2		279,38	71,00	44,92
		U3		212,58	71,00	34,18
	Total Marcel Laniado			657,39	213,00	35,23
Total Hidronación			657,39	213,00	35,23	
Hidrosibimbe	Corazón	U1c	Hidráulica	7,80	0,98	90,80
	Total Corazón			7,80	0,98	90,80
	Sibimbe	U1	Hidráulica	44,62	7,25	70,26
		U2		44,62	7,25	70,26
	Total Sibimbe			89,25	14,50	70,26
	Uravía	U1	Hidráulica	8,19	0,95	98,43
Total Uravía			8,19	0,95	98,43	
Total Hidrosibimbe			105,23	16,43	73,12	
Intervisa Trade	Victoria II	Victoria II	Térmica Turbogas	229,03	102,00	25,63
	Total Victoria II			229,03	102,00	25,63
Total Intervisa Trade			229,03	102,00	25,63	
Termoguayas	Termoguayas	U1	Térmica MCI	171,43	20,00	97,85
		U2		263,98	40,00	75,34
		U3		105,38	40,00	30,08
		U4		0,18	20,00	0,10
	Total Termoguayas			540,97	120,00	51,46
Total Termoguayas			540,97	120,00	51,46	
Total general			15.792,70	3.608,43	49,96	

TABLA No. 3. 16: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Central	Unidad	Energia Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diesel 2		Nafta		Gas Natural		Residuo		Rendimiento (KWh/TEP)	
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles pc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)		
CELEC-Electroguayas	Enrique García	TG-5	206,08	-	-	18.637,61	61.547,04	-	-	-	-	-	-	3.348,38	
	Gonzalo Zevallos (Gas)	TG-4	1,14	-	-	127,31	420,42	-	-	-	-	-	-	2.712,88	
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	TV-2	422,27	31.361,38	106.777,22	31,86	105,20	-	-	-	-	-	-	3.950,76	
		TV-3	451,70	33.223,74	113.118,06	36,63	120,96	-	-	-	-	-	-	3.988,87	
	Pascuales II	TM1	28,18	-	-	2.231,79	7.370,06	-	-	-	-	-	-	3.824,19	
		TM2	59,25	-	-	4.555,03	15.042,09	-	-	-	-	-	-	3.938,70	
		TM3	65,77	-	-	5.047,65	16.668,87	-	-	-	-	-	-	3.945,87	
		TM4	24,28	-	-	1.861,18	6.146,19	-	-	-	-	-	-	3.950,24	
		TM5	43,29	-	-	3.480,77	11.494,54	-	-	-	-	-	-	3.766,35	
		TM6	45,69	-	-	3.617,97	11.947,63	-	-	-	-	-	-	3.824,16	
Santa Elena II	Santa Elena	383,38	22.518,73	76.670,32	1.635,87	5.402,13	-	-	-	-	-	-	4.671,24		
Trinitaria	TV1	557,56	34.815,79	118.538,56	33,44	110,42	-	-	-	-	-	-	4.699,22		
Total CELEC-Electroguayas			2.288,59	121.919,63	415.104,15	41.297,10	136.375,55	-	-	-	-	-	-	4.149,91	
CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	U1	5,03	-	-	109,27	360,83	-	-	-	-	261,64	864,03	4.106,90	
		U2	1,83	-	-	37,28	123,12	-	-	-	-	83,98	277,33	4.577,53	
		U3	2,09	-	-	164,83	544,31	-	-	-	-	-	-	3.837,41	
	Manta II	Manta II	92,30	-	-	344,02	1.136,04	-	-	-	-	5.517,47	18.220,34	4.768,46	
		10	1,06	-	-	84,53	279,13	-	-	-	-	-	-	3.781,66	
	Miraflores	11	13,14	-	-	382,75	1.263,95	-	-	-	-	476,80	1.574,54	4.629,36	
		12	10,80	-	-	353,28	1.166,63	-	-	-	-	343,87	1.135,57	4.690,08	
		13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		14	1,23	-	-	96,06	317,23	-	-	-	-	-	-	3.867,16	
		16	1,19	-	-	92,86	306,66	-	-	-	-	-	-	3.885,61	
		18	1,03	-	-	79,60	262,87	-	-	-	-	-	-	3.911,02	
		22	1,11	-	-	88,58	292,52	-	-	-	-	-	-	3.785,48	
		7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		8	1,16	-	-	90,98	300,44	-	-	-	-	-	-	3.848,94	
		TG1	36,06	-	-	2.857,76	9.437,19	-	-	-	-	-	-	3.821,57	
		Pedernales	P-U1	1,43	-	-	113,03	373,27	-	-	-	-	-	-	3.829,26
	Termoesmeraldas	CTE	780,06	48.810	166.185,86	76,45	252,46	-	-	-	-	-	-	4.686,79	
Total CELEC-Termoesmeraldas			949,51	48.810,21	166.185,86	4.971,28	16.416,66	-	-	-	-	6.683,77	22.071,82	4.639,14	
Elecaustro	El Descanso	G1	24,03	-	-	108,20	357,29	-	-	-	-	1.374,88	4.540,26	4.905,80	
		G2	16,39	-	-	82,16	271,30	-	-	-	-	953,98	3.150,33	4.788,80	
		G3	13,21	-	-	68,38	225,81	-	-	-	-	761,77	2.515,60	4.817,14	
		G4	19,97	-	-	98,44	325,06	-	-	-	-	1.142,77	3.773,77	4.872,62	
Total Elecaustro			73,59	-	-	357,17	1.179,47	-	-	-	-	4.233,40	13.979,96	4.854,39	
Electroquil	Electroquil	U1	53,45	-	-	4.152,45	13.712,66	-	-	-	-	-	-	3.897,68	
		U2	68,22	-	-	4.849,31	16.013,88	-	-	-	-	-	-	4.259,93	
		U3	44,11	-	-	3.086,33	10.191,99	-	-	-	-	-	-	4.327,75	
		U4	63,10	-	-	4.649,05	15.352,57	-	-	-	-	-	-	4.110,32	
Total Electroquil			228,88	-	-	16.737,13	55.271,09	-	-	-	-	-	-	4.141,00	
Generoca	Generoca	U1	20,49	-	-	92,94	306,93	-	-	-	-	1.279,40	4.224,96	4.521,92	
		U2	21,05	-	-	95,79	316,31	-	-	-	-	1.317,12	4.349,52	4.510,68	
		U3	15,17	-	-	71,77	236,99	-	-	-	-	975,98	3.222,99	4.385,72	
		U4	12,56	-	-	59,66	197,03	-	-	-	-	826,55	2.729,50	4.291,48	
		U5	20,02	-	-	90,97	300,40	-	-	-	-	1.248,74	4.123,73	4.525,89	
		U6	17,92	-	-	82,98	274,02	-	-	-	-	1.134,02	3.744,86	4.460,06	
		U7	12,74	-	-	56,71	187,29	-	-	-	-	747,95	2.469,97	4.795,61	
		U8	21,68	-	-	99,03	327,02	-	-	-	-	1.357,63	4.483,32	4.506,19	
Total Generoca			141,64	-	-	649,85	2.146,00	-	-	-	-	8.887,39	29.348,85	4.497,23	
Intervisa Trade	Victoria II	Victoria II	229,03	-	-	6.133,79	20.255,62	14.711,27	42.767,29	-	-	-	-	3.634,13	
Total Intervisa Trade			229,03	-	-	6.133,79	20.255,62	14.711,27	42.767,29	-	-	-	-	3.634,13	
Termoguayas	Termoguayas	U1	171,43	11.749,57	40.004,17	-	-	-	-	-	-	-	-	4.285,21	
		U2	263,98	18.180,46	61.899,67	-	-	-	-	-	-	-	-	4.264,65	
		U3	105,38	7.293,03	24.830,85	-	-	-	-	-	-	-	-	4.244,09	
		U4	0,18	12,67	43,15	-	-	-	-	-	-	-	-	4.223,53	
Total Termoguayas			540,97	37.235,74	126.777,85	-	-	-	-	-	-	-	-	4.267,09	

TABLA No. 3. 17: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (2/2)

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diesel 2		Nafta		Gas Natural		Residuo		Rendimiento (KWh/TEP)
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles pc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	FA2	442,26	-	-	-	-	-	-	5.204,11	115.941,79	-	-	3.814,47
		FA1	275,32	-	-	-	-	-	-	3.270,23	72.857,06	-	-	3.778,95
Total CELEC-Termogas Machala			717,58	-	-	-	-	-	-	8.474,35	188.798,85	-	-	3.800,77
CELEC-Termopichincha	Campo Alegre	CA4	0,20	-	-	18,45	60,92	-	-	-	-	-	-	3.225,66
		CA5	0,16	-	-	15,27	50,43	-	-	-	-	-	-	3.202,85
		CA6	0,09	-	-	8,52	28,14	-	-	-	-	-	-	3.325,77
	Guangopolo	U1	26,20	-	-	168,62	556,83	-	-	-	-	1.370,08	4.524,44	5.155,55
		U3	24,65	-	-	159,24	525,87	-	-	-	-	1.289,27	4.257,57	5.153,32
		U4	27,84	-	-	173,97	574,52	-	-	-	-	1.462,11	4.828,33	5.153,11
		U7	3,57	-	-	39,69	131,06	-	-	-	-	223,15	736,89	4.111,48
	Puná Nueva	PN1	0,62	-	-	54,65	180,47	-	-	-	-	-	-	3.429,75
		PN2	0,42	-	-	37,44	123,65	-	-	-	-	-	-	3.436,58
		PN3	1,14	-	-	103,53	341,90	-	-	-	-	-	-	3.343,07
	Puná Viejo	U1	0,05	-	-	6,45	21,31	-	-	-	-	-	-	2.285,04
		U2	0,02	-	-	2,99	9,88	-	-	-	-	-	-	2.071,44
	Quevedo	Quevedo	20,90	-	-	1.588,05	5.244,21	-	-	-	-	-	-	3.984,70
	Sacha	Sacha	68,96	-	-	134,82	445,22	-	-	-	-	4.400,48	14.531,72	4.604,52
	Santa Elena	Santa Elena	96,22	-	-	7.281,64	24.046,18	-	-	-	-	-	-	4.001,61
	Santa Rosa	TG1	2,87	-	-	302,34	998,41	-	-	-	-	-	-	2.870,03
		TG2	2,34	-	-	258,45	853,49	-	-	-	-	-	-	2.744,87
	Secoya	Secoya	35,04	-	-	2.628,40	8.679,78	-	-	-	-	-	-	4.036,79
	Quevedo II	Quevedo II	404,96	-	-	1.675,81	5.534,03	-	-	-	-	22.589,34	74.596,85	5.053,76
Total CELEC-Termopichincha			716,26	-	-	14.658,35	48.406,30	-	-	-	-	31.334,43	103.475,80	4.715,86
Total general			5.886,05	207.965,57	708.067,87	84.804,66	280.050,70	14.711,27	42.767,29	8.474,35	188.798,85	51.138,98	168.876,43	4.238,96

La energía producida por las generadoras fue comercializada en el mercado eléctrico a través de contratos regulados, los mismos, que dependiendo de las condiciones de negociación, se liquidaron como se indicó en el capítulo 1.

Para el cálculo de los precios medios se consideró lo reportado por los agentes generadores como costos fijos y variables, valores por potencia y demás servicios del mercado. No se incluyen la energía de los consumos propios y los valores monetarios por compra de energía.

TABLA No. 3. 18: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (1/3)

Tipo de Transacción	Comprador	CELEC-Electroguayas			CELEC-Hidroagoyán			CELEC-Hidropaute		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	8,45	0,75	8,89	4,24	0,12	2,82	26,05	0,35	1,35
	CNEL-EI Oro	92,90	8,26	8,89	46,40	1,32	2,84	289,11	3,86	1,34
	CNEL-Esmeraldas	55,88	4,97	8,89	28,10	0,79	2,83	173,22	2,33	1,35
	CNEL-Guayas Los Ríos	187,40	16,67	8,90	93,64	2,66	2,84	581,89	7,79	1,34
	CNEL-Los Ríos	42,60	3,79	8,90	21,27	0,60	2,84	132,77	1,77	1,33
	CNEL-Manabí	172,60	15,35	8,89	86,58	2,45	2,83	536,95	7,20	1,34
	CNEL-Milagro	74,36	6,62	8,90	37,50	1,06	2,82	231,05	3,10	1,34
	CNEL-Sta. Elena	55,81	4,96	8,89	27,90	0,79	2,84	171,26	2,31	1,35
	CNEL-Sto. Domingo	52,21	4,65	8,90	26,26	0,74	2,83	163,23	2,18	1,34
	CNEL-Sucumbios	20,66	1,84	8,89	10,31	0,29	2,84	64,42	0,87	1,35
	E.E. Ambato	62,37	5,54	8,89	31,11	0,88	2,84	193,31	2,60	1,34
	E.E. Azogues	12,04	1,07	8,90	6,06	0,17	2,83	37,44	0,50	1,34
	E.E. Centro Sur	103,99	9,25	8,89	52,14	1,48	2,83	323,44	4,34	1,34
	E.E. Cotopaxi	45,66	4,06	8,89	22,81	0,65	2,84	141,43	1,91	1,35
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	63,18	5,61	8,88	31,65	0,90	2,83	195,09	2,62	1,34
	E.E. Quito	455,04	40,43	8,89	226,44	6,44	2,84	1.411,05	18,93	1,34
	E.E. Riobamba	34,94	3,10	8,88	17,45	0,49	2,84	108,06	1,45	1,34
	E.E. Sur	33,64	2,99	8,88	16,81	0,48	2,83	104,31	1,40	1,34
	Eléctrica de Guayaquil	595,62	52,97	8,89	296,56	8,45	2,85	1.853,32	24,75	1,34
Mercado Ocasional	Mercado Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		2.169,37	192,88	8,89	1.083,23	30,77	2,84	6.737,44	90,26	1,34
Tipo de Transacción	Comprador	CELEC-Termoesmeraldas			CELEC-Termopichincha			CELEC-Termogas Machala		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	2,80	0,13	4,81	2,50	0,23	9,13	2,74	0,21	7,59
	CNEL-EI Oro	31,14	1,49	4,80	27,27	2,50	9,15	30,35	2,30	7,59
	CNEL-Esmeraldas	18,57	0,90	4,82	16,62	1,51	9,11	18,05	1,37	7,58
	CNEL-Guayas Los Ríos	62,55	3,00	4,80	55,14	5,04	9,14	60,99	4,64	7,60
	CNEL-Los Ríos	14,12	0,68	4,81	12,50	1,15	9,17	13,88	1,06	7,60
	CNEL-Manabí	57,33	2,76	4,82	51,08	4,66	9,13	55,86	4,24	7,59
	CNEL-Milagro	24,91	1,19	4,80	21,74	1,99	9,16	24,35	1,85	7,62
	CNEL-Sta. Elena	18,94	0,90	4,76	16,18	1,48	9,16	18,01	1,37	7,62
	CNEL-Sto. Domingo	17,21	0,83	4,84	15,56	1,42	9,11	17,24	1,31	7,58
	CNEL-Sucumbios	6,61	0,33	4,93	6,40	0,58	9,02	6,38	0,48	7,52
	E.E. Ambato	20,50	0,99	4,83	18,60	1,69	9,10	20,05	1,52	7,58
	E.E. Azogues	4,06	0,19	4,80	3,57	0,33	9,12	3,89	0,30	7,59
	E.E. Centro Sur	34,32	1,66	4,83	31,02	2,83	9,11	33,42	2,54	7,59
	E.E. Cotopaxi	15,20	0,73	4,82	13,62	1,24	9,09	14,54	1,10	7,60
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	21,05	1,01	4,80	18,58	1,70	9,13	20,51	1,56	7,60
	E.E. Quito	148,99	7,21	4,84	135,87	12,35	9,09	145,78	11,05	7,58
	E.E. Riobamba	11,58	0,56	4,82	10,41	0,95	9,10	11,27	0,85	7,57
	E.E. Sur	11,03	0,53	4,84	10,04	0,91	9,10	10,82	0,82	7,57
	Eléctrica de Guayaquil	198,80	9,54	4,80	174,39	15,95	9,14	194,81	14,82	7,61
Mercado Ocasional	Mercado Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		719,71	34,65	4,82	641,10	58,49	9,12	702,93	53,38	7,59

TABLA No. 3. 19: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (2/3)

Tipo de Transacción	Comprador	Elecaastro			Electroquil			EMAAP-Q		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	1,21	0,06	4,61	0,89	0,16	17,93	0,44	0,02	3,74
	CNEL-EI Oro	13,30	0,61	4,62	9,34	1,71	18,36	4,88	0,18	3,73
	CNEL-Esmeraldas	8,00	0,37	4,63	5,66	1,04	18,31	2,95	0,11	3,72
	CNEL-Guayas Los Ríos	26,85	1,24	4,61	18,82	3,46	18,37	9,88	0,37	3,72
	CNEL-Los Ríos	6,10	0,28	4,62	4,39	0,80	18,12	2,23	0,08	3,74
	CNEL-Manabí	24,75	1,14	4,61	17,32	3,18	18,39	9,13	0,34	3,71
	CNEL-Milagro	10,68	0,49	4,60	7,38	1,37	18,50	3,93	0,15	3,71
	CNEL-Sta. Elena	7,98	0,37	4,60	5,53	1,02	18,49	2,92	0,11	3,72
	CNEL-Sto. Domingo	7,48	0,35	4,63	5,41	0,98	18,10	2,75	0,10	3,73
	CNEL-Sucumbios	2,97	0,14	4,64	2,08	0,38	18,36	1,11	0,04	3,66
	E.E. Ambato	8,85	0,41	4,65	6,58	1,18	17,89	3,25	0,12	3,75
	E.E. Azogues	1,75	0,08	4,58	1,18	0,22	18,62	0,64	0,02	3,68
	E.E. Centro Sur	14,87	0,69	4,63	10,74	1,95	18,12	5,48	0,20	3,73
	E.E. Cotopaxi	6,54	0,30	4,61	4,43	0,83	18,70	2,44	0,09	3,67
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	9,01	0,42	4,62	6,43	1,17	18,23	3,30	0,12	3,74
	E.E. Quito	64,46	3,00	4,66	47,72	8,57	17,95	23,72	0,89	3,75
	E.E. Riobamba	4,99	0,23	4,62	3,62	0,65	18,06	1,83	0,07	3,73
	E.E. Sur	4,80	0,22	4,64	3,56	0,64	17,88	1,76	0,07	3,75
	Eléctrica de Guayaquil	84,66	3,93	4,64	60,67	11,06	18,23	31,05	1,16	3,75
Mercado Ocasional	Mercado Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		309,26	14,32	4,63	221,74	40,35	18,20	113,68	4,24	3,73
Tipo de Transacción	Comprador	Eólica			Generoca			Hidronación		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	-	-	-	0,52	0,05	9,65	2,54	0,09	3,55
	CNEL-EI Oro	-	-	-	5,78	0,56	9,64	27,90	1,00	3,57
	CNEL-Esmeraldas	-	-	-	3,47	0,33	9,64	16,66	0,60	3,60
	CNEL-Guayas Los Ríos	-	-	-	11,65	1,12	9,63	56,16	2,01	3,58
	CNEL-Los Ríos	-	-	-	2,66	0,26	9,66	12,73	0,46	3,59
	CNEL-Manabí	-	-	-	10,67	1,03	9,64	51,45	1,85	3,59
	CNEL-Milagro	-	-	-	4,62	0,45	9,63	22,48	0,80	3,56
	CNEL-Sta. Elena	-	-	-	3,48	0,33	9,60	17,05	0,60	3,51
	CNEL-Sto. Domingo	-	-	-	3,26	0,31	9,67	15,51	0,56	3,61
	CNEL-Sucumbios	-	-	-	1,24	0,12	9,67	5,88	0,22	3,74
	E.E. Ambato	-	-	-	3,90	0,38	9,70	18,52	0,67	3,60
	E.E. Azogues	-	-	-	0,74	0,07	9,62	3,61	0,13	3,58
	E.E. Centro Sur	-	-	-	6,46	0,62	9,67	30,85	1,11	3,61
	E.E. Cotopaxi	-	-	-	2,78	0,27	9,63	13,56	0,49	3,60
	E.E. Galápagos	3,34	0,86	25,64	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	-	-	-	3,92	0,38	9,67	18,97	0,68	3,56
	E.E. Quito	-	-	-	28,43	2,76	9,70	134,40	4,86	3,61
	E.E. Riobamba	-	-	-	2,16	0,21	9,66	10,46	0,37	3,57
	E.E. Sur	-	-	-	2,09	0,20	9,68	9,98	0,36	3,60
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	37,56	3,63	9,66	179,12	6,39	3,57
Mercado Ocasional	Mercado Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		3,34	0,86	25,64	135,38	13,08	9,66	647,83	23,22	3,58
Tipo de Transacción	Comprador	Hidropastaza			Hidrosibimbe			Intervisa Trade		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD €/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	3,50	0,04	1,28	0,35	0,02	5,25	0,89	0,13	14,16
	CNEL-EI Oro	38,54	0,49	1,28	3,76	0,20	5,23	9,83	1,39	14,14
	CNEL-Esmeraldas	23,63	0,30	1,26	2,58	0,14	5,28	5,83	0,83	14,25
	CNEL-Guayas Los Ríos	78,12	1,00	1,28	7,70	0,40	5,23	19,75	2,80	14,18
	CNEL-Los Ríos	17,64	0,23	1,28	1,82	0,10	5,26	4,47	0,63	14,19
	CNEL-Manabí	72,77	0,92	1,27	6,84	0,36	5,22	18,04	2,57	14,24
	CNEL-Milagro	30,95	0,40	1,28	3,13	0,16	5,23	7,88	1,12	14,16
	CNEL-Sta. Elena	22,65	0,30	1,31	2,28	0,12	5,20	6,11	0,85	13,97
	CNEL-Sto. Domingo	22,09	0,28	1,26	9,91	0,56	5,69	5,45	0,78	14,23
	CNEL-Sucumbios	9,30	0,11	1,19	0,88	0,05	5,27	2,34	0,30	12,72
	E.E. Ambato	26,06	0,33	1,27	3,67	0,20	5,39	6,52	0,93	14,19
	E.E. Azogues	5,16	0,06	1,25	0,61	0,03	5,30	1,26	0,18	14,27
	E.E. Centro Sur	44,08	0,55	1,26	4,10	0,21	5,19	10,79	1,54	14,27
	E.E. Cotopaxi	19,64	0,24	1,24	2,00	0,10	5,21	4,74	0,68	14,30
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	26,17	0,34	1,28	3,50	0,19	5,35	6,67	0,94	14,14
	E.E. Quito	190,55	2,42	1,27	24,05	1,30	5,42	47,42	6,74	14,22
	E.E. Riobamba	14,64	0,19	1,27	1,44	0,08	5,26	3,63	0,52	14,25
	E.E. Sur	14,10	0,18	1,27	1,33	0,07	5,26	3,50	0,50	14,24
	Eléctrica de Guayaquil	243,65	3,17	1,30	23,16	1,21	5,24	63,52	8,95	14,08
Mercado Ocasional	Mercado Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		903,23	11,5475	1,28	103,12	5,50	5,33	228,65	32,36	14,15

TABLA No. 3. 20: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (3/3)

Tipo de Transacción	Comprador	Termoguayas			Total general		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	2,12	0,15	7,00	59,26	2,50	4,22
	CNEL-EI Oro	23,16	1,62	7,00	653,64	27,51	4,21
	CNEL-Esmeraldas	13,96	0,98	7,00	393,18	16,57	4,21
	CNEL-Guayas Los Ríos	46,70	3,27	7,00	1.317,25	55,46	4,21
	CNEL-Los Ríos	10,64	0,74	7,00	299,83	12,62	4,21
	CNEL-Manabí	42,96	3,01	7,00	1.214,36	51,06	4,20
	CNEL-Milagro	18,56	1,30	7,00	523,53	22,04	4,21
	CNEL-Sta. Elena	13,97	0,98	7,00	390,07	16,49	4,23
	CNEL-Sto. Domingo	13,03	0,91	7,00	376,60	15,96	4,24
	CNEL-Sucumbíos	5,09	0,36	7,01	145,68	6,10	4,19
	E.E. Ambato	15,58	1,09	7,00	438,87	18,52	4,22
	E.E. Azogues	2,99	0,21	7,00	85,00	3,57	4,20
	E.E. Centro Sur	25,93	1,82	7,00	731,60	30,78	4,21
	E.E. Cotopaxi	11,26	0,79	7,00	320,63	13,48	4,20
	E.E. Galápagos	-	-	-	3,34	0,86	-
	E.E. Norte	15,76	1,10	7,00	443,78	18,73	4,22
	E.E. Quito	113,40	7,94	7,00	3.197,32	134,89	4,22
	E.E. Riobamba	8,73	0,61	7,00	245,23	10,34	4,22
	E.E. Sur	8,41	0,59	7,00	236,19	9,96	4,21
	Eléctrica de Guayaquil	148,73	10,41	7,00	4.185,63	176,37	4,21
Mercado Ocasional	Mercado Ocasional	-	-	-	-	-	-
Total		540,97	37,88	7,00	15.261,00	643,81	4,22

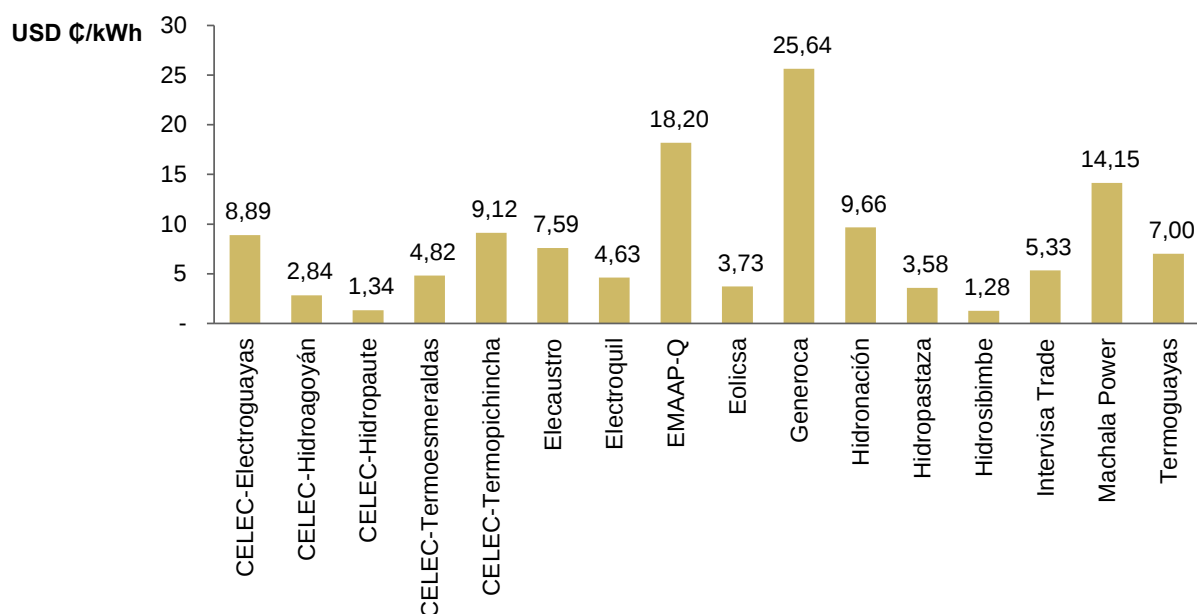


FIG. No. 3. 2: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

En la **TABLA 3.21** se reportan los valores totales facturados por la venta de energía por parte de las generadoras, así como también lo recaudado. El valor final de la recaudación durante el 2011 representó el 77,78 % de la facturación total.

TABLA No. 3. 21: VALORES FACTURADOS Y RECAUDADOS POR LA VENTA DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (Mill USD)	Valores Recibidos (Mill USD)	% Recaudación
CELEC-Electroguayas	2.169,37	192,60	148,68	77,20
CELEC-Hidroagoyán	1.083,23	30,81	22,68	73,62
CELEC-Hidropaute	6.737,44	90,26	60,94	67,51
CELEC-Termoesmeraldas	719,71	34,59	27,01	78,09
CELEC-Termogas Machala	702,93	53,39	44,03	82,46
CELEC-Termopichincha	742,65	69,17	50,52	73,04
Elecaastro	309,26	14,33	5,60	39,06
Electroquil	221,74	40,35	35,75	88,60
EMAAP-Q	113,68	4,22	3,13	74,25
Eolicsa	3,34	0,43	0,31	71,36
Generoca	135,38	13,08	12,09	92,38
Hidronación	647,83	23,24	16,40	70,57
Hidropastaza	903,23	11,57	5,86	50,66
Hidrosibimbe	103,12	5,50	5,14	93,47
Intervisa Trade	228,65	32,32	38,94	120,47
Termoguayas	540,97	45,65	37,45	82,04
Total general	15.362,56	661,51	514,52	77,78

3.1.3 Distribuidoras con generación

En el 2011 un total de 20 agentes participaron en el sector eléctrico ecuatoriano en calidad de distribuidoras, 10 de las cuales están agrupadas en la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Las distribuidoras que poseen centrales de generación o generación no escindida son 13, de las cuales, la CNEL-Esmeraldas no tuvo producción de energía en su central San Lorenzo.

En este caso, el parque generador, en su mayoría, está compuesto por centrales hidráulicas y térmicas con motores de combustión interna (MCI), siendo la Eléctrica de Guayaquil la única que posee unidades térmicas turbogas y turbovapor.

El principal combustible utilizado por las plantas térmicas de las distribuidoras es el Diesel 2. El Fuel Oil es consumido por la central G. Hernández de la Empresa Eléctrica Quito y por la central A. Santos (vapor) de la Eléctrica de Guayaquil, mientras que el Crudo es empleado solamente por la CNEL-Sucumbíos, en su central Jivino.

A diferencia de las empresas generadoras, en las que la mayor cantidad de potencia instalada es hidráulica, en las distribuidoras con generación, la mayoría corresponde a las centrales térmicas con el 71,61 %, mientras que las centrales hidráulicas representan el 28,39 %.

TABLA No. 3. 22: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (1/2)

Empresa	Central	Hidráulica		Solar		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CNEL-Bolívar	Chimbo	1,66	1,33	-	-	-	-	-	-	-	-	1,66	1,33
Total CNEL-Bolívar		1,66	1,33	-	-	-	-	-	-	-	-	1,66	1,33
CNEL-EI Oro	Bellavista	-	-	-	-	0,09	0,08	-	-	-	-	0,09	0,08
	Costa Rica	-	-	-	-	0,18	0,15	-	-	-	-	0,18	0,15
Total CNEL-EI Oro		-	-	-	-	0,27	0,22	-	-	-	-	0,27	0,22
CNEL-Esmeraldas	San Lorenzo	-	-	-	-	1,10	0,90	-	-	-	-	1,10	0,90
Total CNEL-Esmeraldas		-	-	-	-	1,10	0,90	-	-	-	-	1,10	0,90
CNEL-Sucumbíos	Celso Castellanos	-	-	-	-	10,00	7,10	-	-	-	-	10,00	7,10
	Jivino	-	-	-	-	26,60	20,90	-	-	-	-	26,60	20,90
	Lumbaqui	0,40	0,20	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	0,20
	Nvo. Rocafuerte	-	-	-	-	0,45	0,37	-	-	-	-	0,45	0,37
	Payamino	-	-	-	-	5,38	2,90	-	-	-	-	5,38	2,90
	Pto. El Carmen	-	-	-	-	0,65	0,45	-	-	-	-	0,65	0,45
	Sansahuari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tiputini	-	-	-	-	0,16	0,12	-	-	-	-	0,16	0,12
Total CNEL-Sucumbíos		0,40	0,20	-	-	43,24	31,84	-	-	-	-	43,64	32,04
E.E. Ambato	Ligua	-	-	-	-	5,00	3,30	-	-	-	-	5,00	3,30
	Península	3,00	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	3,00	2,90
Total E.E. Ambato		3,00	2,90	-	-	5,00	3,30	-	-	-	-	8,00	6,20
E.E. Centro Sur	Santiago	0,50	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,40
Total E.E. Centro Sur		0,50	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,40
E.E. Cotopaxi	Angamarca	0,30	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	0,26
	Catazacón	0,80	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	0,76
	El Estado	1,70	1,66	-	-	-	-	-	-	-	-	1,70	1,66
	Illuchi No.1	4,19	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	4,19	4,00
	Illuchi No.2	5,20	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	5,20	5,20
Total E.E. Cotopaxi		12,19	11,88	-	-	-	-	-	-	-	-	12,19	11,88
E.E. Galápagos	Floreana	-	-	-	-	0,14	0,11	-	-	-	-	0,14	0,11
	Floreana Solar	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-	-	0,02	0,02
	Isabela	-	-	-	-	2,05	1,64	-	-	-	-	2,05	1,64
	San Cristóbal	-	-	-	-	2,61	2,09	-	-	-	-	2,61	2,09
	Santa Cruz	-	-	-	-	5,26	4,04	-	-	-	-	5,26	4,04
	San Cristobal Solar aislados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Santa Cruz Solar aislados	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Isabela Solar aislados	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Floreana Solar aislados	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Santa Cruz Eolico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Floreana Eolico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total E.E. Galápagos		-	-	0,04	0,04	10,06	7,88	-	-	-	-	10,10	7,92

TABLA No. 3. 23: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (2/2)

Empresa	Central	Hidráulica		Solar		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
E.E. Norte	Ambi	8,00	8,00	-	-	-	-	-	-	-	-	8,00	8,00
	La Playa	1,32	1,32	-	-	-	-	-	-	-	-	1,32	1,32
	San Miguel de Car	2,95	2,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,95	2,95
Total E.E. Norte		12,27	12,27	-	-	-	-	-	-	-	-	12,27	12,27
E.E. Quito	Cumbayá	40,00	40,00	-	-	-	-	-	-	-	-	40,00	40,00
	G. Hernández	-	-	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-	34,32	31,20
	Guangopolo	20,92	20,92	-	-	-	-	-	-	-	-	20,92	20,92
	Los Chillos	1,76	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	1,76
	Luluncoto	-	-	-	-	9,07	7,90	-	-	-	-	9,07	7,90
	Nayón	29,70	29,70	-	-	-	-	-	-	-	-	29,70	29,70
	Oyacachi 1	0,10	0,07	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,07
	Paschoa	4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50	4,50
Total E.E. Quito		96,98	96,95	-	-	43,39	39,10	-	-	-	-	140,37	136,05
E.E. Riobamba	Alao	10,40	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	10,40	10,00
	Nizag	0,31	0,30	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	0,30
	Río Blanco	3,13	3,00	-	-	-	-	-	-	-	-	3,13	3,00
	Riobamba	-	-	-	-	2,50	2,00	-	-	-	-	2,50	2,00
Total E.E. Riobamba		13,84	13,30	-	-	2,50	2,00	-	-	-	-	16,34	15,30
E.E. Sur	Carlos Mora	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
	Catamayo	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	19,74	17,17
Total E.E. Sur		2,40	2,40	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	22,14	19,57
Eléctrica de Guayaquil	Álvaro Tinajero	-	-	-	-	-	-	94,80	81,50	-	-	94,80	81,50
	Aníbal Santos (Gas)	-	-	-	-	-	-	106,77	97,50	-	-	106,77	97,50
	Aníbal Santos (Vapor)	-	-	-	-	-	-	-	-	34,50	33,00	34,50	33,00
Total Eléctrica de Guayaquil		-	-	-	-	-	-	201,57	179,00	34,50	33,00	236,07	212,00
Total general		143,24	141,63	0,04	0,04	125,29	102,41	201,57	179,00	34,50	33,00	504,64	456,08

TABLA No. 3. 24: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (1/3)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Nominal (MW)	Factor de Planta (%)
CNEL-Bolívar	Chimbo	U1	Hidráulica	0,98	0,45	24,79
		U2		1,28	0,88	16,65
	Total Chimbo			2,26	1,33	19,40
Total CNEL-Bolívar				2,26	1,33	19,40
CNEL-EI Oro	Bellavista	FG WILSON P44E5	Térmica MCI	0,01	0,04	2,67
	Total Bellavista			0,01	0,04	2,67
	Costa Rica	Perkins 1104A-44TG2	Térmica MCI	0,02	0,07	3,56
	Total Costa Rica			0,02	0,07	3,56
Total CNEL-EI Oro				0,03	0,11	3,24
CNEL-Sucumbíos	Celso Castellanos	GM 1	Térmica MCI	2,59	1,60	18,48
		GM 2		3,87	1,70	25,98
		GM 3		3,66	1,80	23,18
		GM 4		0,08	2,00	0,45
	Total Celso Castellanos			10,19	7,10	16,39
	Jivino	ALCO 1	Térmica MCI	-	1,40	-
		ALCO 2		1,44	1,60	10,25
		ALCO 3		0,03	1,70	0,20
		ALCO 4		3,68	1,60	26,28
		GM 5		1,75	1,70	11,76
		GM 6		0,08	1,70	0,55
		MAN 1		8,94	5,60	18,22
		MAN2		14,80	5,60	30,17
	Total Jivino			30,72	20,90	16,78
	Lumbaqui	TURBINA 1	Hidráulica	0,57	0,10	65,53
		TURBINA 2		0,33	0,10	37,55
	Total Lumbaqui			0,90	0,20	51,54
	Nvo. Rocafuerte	JD 1	Térmica MCI	0,40	0,12	37,68
	Total Nvo. Rocafuerte			0,40	0,12	37,68
	Payamino	GM 1	Térmica MCI	-	0,60	-
		GM 2		0,70	1,60	4,99
	Total Payamino			0,70	2,20	3,63
	Pto. El Carmen	CAT 1	Térmica MCI	3,69	0,45	93,71
	Total Pto. El Carmen			3,69	0,45	93,71
	Tiputini	U1	Térmica MCI	0,88	0,12	83,85
	Total Tiputini			0,88	0,12	83,85
Total CNEL-Sucumbíos				47,49	31,09	17,44
E.E. Ambato	Lligua	G1	Térmica MCI	0,51	1,80	3,20
		G2		-	1,50	-
	Total Lligua			0,51	3,30	1,75
	Península	G1	Hidráulica	2,78	0,50	63,45
		G2		1,38	0,50	31,48
		G3		3,20	0,40	91,33
G4		1,51		1,50	11,50	
Total Península			8,87	2,90	34,91	
Total E.E. Ambato				9,37	6,20	17,26
E.E. Centro Sur	Santiago	U1	Hidráulica	-	0,40	-
	Total Santiago			-	0,40	-
	Panel Fotovoltaico	Panel Fotovoltaico	Fotovoltaica	0,05	0,05	12,77
				0,05	0,05	12,77
Total E.E. Centro Sur				0,05	0,45	1,29

TABLA No. 3. 25: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (2/3)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Nominal (MW)	Factor de Planta (%)
E. E. Cotopaxi	Angamarca	Grupo 1	Hidráulica	0,51	0,15	38,93
		Grupo 2		0,05	0,15	3,49
	Total Angamarca			0,56	0,30	21,21
	Catazacón	Grupo 1	Hidráulica	1,94	0,40	55,30
		Grupo 2		2,26	0,40	64,50
	Total Catazacón			4,20	0,80	59,90
	El Estado	Grupo 1	Hidráulica	4,07	0,85	54,68
		Grupo 2		1,88	0,85	25,29
	Total El Estado			5,95	1,70	39,99
	Illuchi No.1	Grupo 1	Hidráulica	2,16	0,70	35,34
		Grupo 2		2,94	0,70	48,14
		Grupo 3		8,23	1,40	67,10
		Grupo 4		9,66	1,40	78,75
	Total Illuchi No.1			22,98	4,19	62,56
	Illuchi No.2	Grupo 1	Hidráulica	13,35	2,60	58,64
Grupo 2		13,75		2,60	60,35	
Total Illuchi No.2			27,10	5,20	59,49	
Total E.E. Cotopaxi				60,79	12,19	56,91
E. E. Galápagos	Floreana	4.1	Térmica MCI	0,11	0,07	17,42
		4.2		0,10	0,07	15,97
	Total Floreana			0,20	0,14	16,70
	Isabela	3.1	Térmica MCI	0,60	0,65	10,48
		3.2		1,78	0,55	37,20
		3.3		0,23	0,31	8,29
		3.4		0,52	0,55	10,93
	Total Isabela			3,12	2,05	17,37
	San Cristóbal	1.1	Térmica MCI	2,45	0,65	43,07
		1.2		1,66	1,00	18,96
		1.4		2,51	0,65	44,08
		1.5		0,14	0,31	5,30
	Total San Cristóbal			6,77	2,61	29,60
	Santa Cruz	2.1	Térmica MCI	2,39	0,65	42,04
		2.2		3,37	0,65	59,23
		2.3		3,25	0,65	57,06
		2.4		3,17	0,65	55,69
		2.5		4,05	1,10	42,08
		2.6		1,35	0,65	23,74
		2.7		4,21	0,91	52,84
	Total Santa Cruz			21,81	5,26	47,32
	San Cristobal Solar Eolica	Sala de control	Fotovoltaica	0,00	0,80	0,06
		UE- Pedro Pablo Andrade		0,00	0,80	0,05
				0,01	1,60	0,06
Total E.E. Galápagos				31,90	11,66	31,24
E. E. Norte	Ambi	G1	Hidráulica	19,21	4,00	54,82
		G2		19,65	4,00	56,08
	Total Ambi			38,86	8,00	55,45
	La Playa	G1	Hidráulica	2,59	0,44	67,12
		G2		2,59	0,44	67,12
		G3		2,59	0,44	67,12
	Total La Playa			7,76	1,32	67,12
San Miguel de Car	G1	Hidráulica	22,56	2,95	87,32	
Total San Miguel de Car			22,56	2,95	87,32	
Total E.E. Norte				69,18	12,27	64,37
E. E. Riobamba	Alao	Grupo 1	Hidráulica	19,24	2,60	84,48
		Grupo 2		20,24	2,60	88,86
		Grupo 3		17,46	2,60	76,66
		Grupo 4		20,13	2,60	88,39
	Total Alao			77,07	10,40	84,60
	Nizag	Única	Hidráulica	4,65	0,31	170,04
	Total Nizag			4,65	0,31	170,04
	Río Blanco	Única	Hidráulica	19,11	3,13	69,82
Total Río Blanco			19,11	3,13	69,82	
Total E.E. Riobamba				100,83	13,84	83,19

TABLA No. 3. 26: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (3/3)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Nominal (MW)	Factor de Planta (%)
E.E. Quito	Cumbayá	U1	Hidráulica	38,71	10,00	44,19
		U2		48,81	10,00	55,72
		U3		52,75	10,00	60,22
		U4		43,42	10,00	49,56
	Total Cumbayá			183,69	40,00	52,42
	G. Hernández	U1	Térmica MCI	33,09	5,72	66,04
		U2		30,74	5,72	61,35
		U3		26,30	5,72	52,49
		U4		30,35	5,72	60,57
		U5		24,15	5,72	48,20
		U6		11,70	5,72	23,35
	Total G. Hernández			156,33	34,32	52,00
	Guangopolo	U1	Hidráulica	1,18	2,00	6,75
		U2		0,59	2,00	3,37
		U3		0,33	1,70	2,24
		U4		1,49	1,70	10,03
		U5		4,73	2,00	27,01
		U6		79,23	11,52	78,52
	Total Guangopolo			87,57	20,92	47,78
	Los Chillos	U1	Hidráulica	7,06	0,88	91,58
		U2		7,07	0,88	91,66
	Total Los Chillos			14,13	1,76	91,62
	Nayón	U1	Hidráulica	77,01	14,85	59,20
		U2		76,30	14,85	58,65
	Total Nayón			153,31	29,70	58,93
	Oyacachi 1	U1	Hidráulica	0,01	0,10	1,71
	Total Oyacachi 1			0,01	0,10	1,71
Pasoschoa	U1	Hidráulica	12,22	2,25	62,02	
	U2		12,15	2,25	61,66	
Total Pasoschoa			24,38	4,50	61,84	
Total E.E. Quito				619,41	131,30	53,85
E.E. Sur	Carlos Mora	U1	Hidráulica	3,93	0,60	74,86
		U2		3,95	0,60	75,15
		U3		8,96	1,20	85,22
	Total Carlos Mora			16,84	2,40	80,11
	Catamayo	U1	Térmica MCI	-	1,28	-
		U10		2,94	2,50	13,44
		U2		-	1,28	-
		U3		-	0,77	-
		U4		0,66	1,58	4,81
		U5		0,23	1,58	1,68
		U6		2,07	2,88	8,21
		U7		4,44	2,88	17,62
		U8		2,12	2,50	9,67
		U9		1,67	2,50	7,61
	Total Catamayo			14,14	19,74	8,18
Total E.E. Sur				30,98	22,14	15,98
Eléctrica de Guayaquil	Álvaro Tinajero	G1-CAT	Térmica Turbogás	57,24	54,00	12,10
		G2-CAT		37,38	40,80	10,46
	Total Álvaro Tinajero			94,63	94,80	11,39
	Aníbal Santos (Gas)	G1-CAS	Térmica Turbogás	16,89	22,65	8,51
		G2-CAS		11,11	22,30	5,69
		G3-CAS		7,70	15,00	5,86
		G5-CAS		7,08	23,70	3,41
		G6-CAS		4,49	23,12	2,22
	Total Aníbal Santos (Gas)			47,27	106,77	5,05
Aníbal Santos (Vapor)	V1-CAS	Térmica Turbovapor	194,67	34,50	64,41	
Total Aníbal Santos (Vapor)			194,67	34,50	64,41	
Total Eléctrica de Guayaquil				336,57	236,07	16,28
Total general				1.308,89	478,64	31,22

TABLA No. 3. 27: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diesel 2		Crudo		Rendimiento (kWh/TEP)
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	
CNEL-EI Oro	Bellavista	Deutz BF4L2011	0,01	-	-	1,15	3,81	-	-	2.332,73
		FG WILSON P44E5	0,02	-	-	2,53	8,36	-	-	2.534,45
	Costa Rica	FG WILSON P88E1	0,03	-	-	3,69	12,17	-	-	2.471,35
		Perkins 1104A-44TG2	2,59	-	-	203,79	672,97	-	-	3.848,22
Total CNEL-EI Oro			2,65	-	-	211,16	697,31	-	-	3.800,15
CNEL-Sucumbios	Celso Castellanos	GM 1	3,66	-	-	288,86	953,89	-	-	3.831,73
		GM 2	0,08	-	-	5,98	19,76	-	-	4.013,40
		GM 3	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino	ALCO 2	3,68	-	-	281,62	929,99	-	-	3.960,71
		ALCO 4	0,08	-	-	6,32	20,87	-	-	3.910,11
		GM 5	8,94	-	-	9,77	32,26	-	-	277.086,66
	Payamino	GM 2	0,88	-	-	83,67	276,31	-	-	3.189,94
Total CNEL-Sucumbios			17,32	-	-	676,22	2.233,07	-	-	7.755,74
E.E. Ambato	Lligua	G1	0,51	-	-	40,99	135,37	-	-	3.730,74
		G2	0,11	-	-	10,44	34,48	-	-	3.053,45
Total E.E. Ambato			0,61	-	-	51,43	169,85	-	-	3.593,24
E.E. Galápagos	Floreana	4.1	0,60	-	-	56,16	185,47	-	-	3.218,48
		4.2	1,78	-	-	123,80	408,83	-	-	4.343,74
		4.3	0,23	-	-	21,53	71,10	-	-	-
	Isabela	3.1	0,52	-	-	35,70	117,89	-	-	4.428,26
		3.2	2,45	-	-	237,81	785,33	-	-	3.122,62
		3.3	1,66	-	-	120,44	397,72	-	-	4.175,75
	San Cristóbal	3.4	2,51	-	-	241,03	795,96	-	-	3.153,54
		1.1	0,14	-	-	14,61	48,25	-	-	2.981,37
		1.2	2,39	-	-	208,47	688,44	-	-	3.476,97
		1.3	3,37	-	-	248,37	820,19	-	-	-
		1.4	3,25	-	-	256,24	846,18	-	-	3.839,66
		1.5	3,17	-	-	250,01	825,62	-	-	3.841,01
		1.6	4,05	-	-	302,34	998,43	-	-	-
	Santa Cruz	1.7	1,35	-	-	114,44	377,93	-	-	-
		2.1	4,21	-	-	284,13	938,29	-	-	4.488,86
		2.2	31,89	-	-	2.535,15	8.371,84	-	-	3.809,68
		2.3	33,09	1.986,79	6.764,51	33,55	110,79	-	-	4.812,87
		2.4	30,74	1.880,36	6.402,14	31,89	105,31	-	-	4.723,76
		2.5	26,30	1.579,48	5.377,71	37,16	122,70	-	-	4.781,38
		2.6	30,35	1.822,99	6.206,81	37,06	122,39	-	-	4.795,43
	Total E.E. Galápagos			208,22	8.712,46	29.663,64	5.222,51	17.246,31	-	-
E.E. Norte	San Francisco Norte	G1	156,33	-	32.109,10	175,85	580,71	-	-	4.782,37
Total E.E. Norte			156,33	-	32.109,10	175,85	580,71	-	-	4.782,37
E.E. Quito	G. Hernández	U1	2,94	-	-	240,41	793,90	-	-	3.706,54
		U2	-	-	-	-	-	-	-	-
		U3	-	-	-	-	-	-	-	-
		U4	0,66	-	-	52,56	173,56	-	-	3.820,35
		U5	0,23	-	-	20,28	66,98	-	-	3.458,03
		U6	2,07	-	-	146,64	484,26	-	-	4.279,09
Total E.E. Quito			5,91	-	-	459,89	1.518,71	-	-	3.891,15
E.E. Riobamba	Riobamba	Única	57,24	-	-	4.150,92	13.707,61	-	-	4.175,99
Total E.E. Riobamba			57,24	-	-	4.150,92	13.707,61	-	-	4.175,99
E.E. Sur	Catamayo	U1	16,89	-	-	1.754,70	5.794,54	-	-	-
		U10	11,11	-	-	1.143,04	3.774,67	-	-	2.943,17
		U2	7,70	-	-	746,81	2.466,18	-	-	-
		U3	7,08	-	-	842,60	2.782,53	-	-	-
		U4	4,49	-	-	537,47	1.774,90	-	-	2.530,78
		U5	194,67	14.818,89	50.454,41	-	-	-	-	3.858,40
		U6	336,57	14.818,89	50.454,41	12.781,85	42.209,56	-	-	3.632,20
		U7	586,06	24.249,61	82.563,51	18.508,42	61.120,43	-	-	4.078,84
		U8	-	-	-	-	-	-	-	-
Total E.E. Sur			1.164,58	53.887,39	183.472,32	36.314,90	119.922,80	-	-	3.838,51
Eléctrica de Guayaquil	Álvaro Tinajero	G1-CAT	-	-	-	-	-	-	-	-
		G2-CAT	-	-	-	-	-	-	-	-
	Aníbal Santos (Gas)	G1-CAS	-	-	-	-	-	-	-	-
		G2-CAS	-	-	-	-	-	-	-	-
		G3-CAS	-	-	-	-	-	-	-	-
		G5-CAS	-	-	-	-	-	-	-	-
	Aníbal Santos (Vapor)	G6-CAS	-	-	-	-	-	-	-	-
		V1-CAS	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Eléctrica de Guayaquil			-	-	-	-	-	-	-	-
Total general			1.612,87	62.599,85	245.245,06	47.262,89	156.076,39	-	-	4.018,90

TABLA No. 3. 28: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total (MillonesUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
E.E. Ambato	Mercado Ocasional	9,37	1,17	12,45
CNEL-Bolívar		2,31	0,19	8,40
E.E. Cotopaxi		49,99	1,58	3,15
E.E. Norte		69,18	2,94	4,25
E.E. Quito		612,82	28,45	4,64
E.E. Riobamba		96,07	2,88	3,00
E.E. Sur		30,56	3,98	13,02
Eléctrica de Guayaquil	Contratos	331,45	33,74	10,18
Total general		1.201,75	74,92	6,23

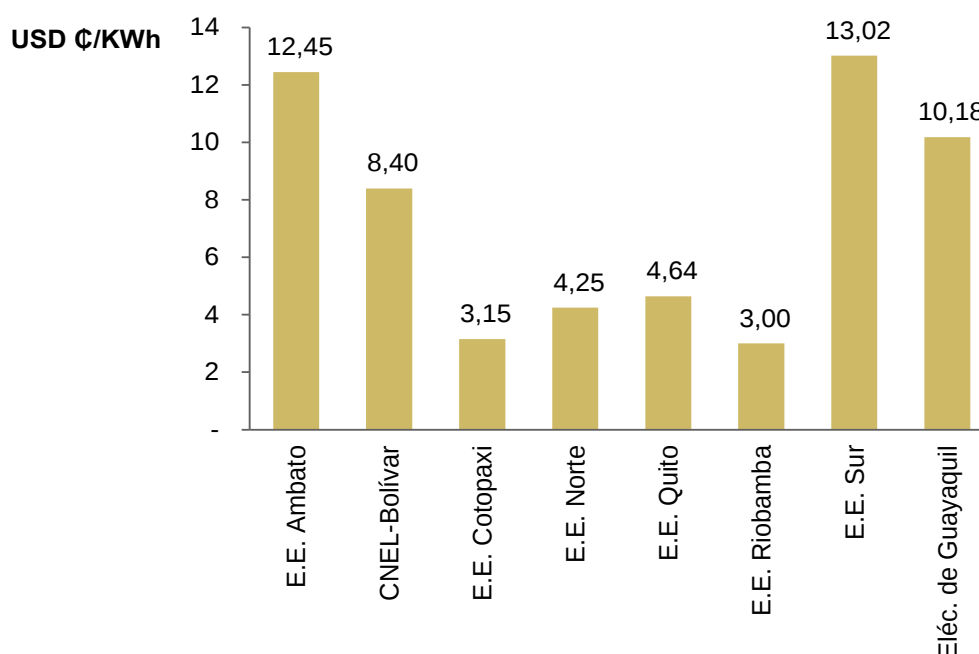


FIG. No. 3. 3: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

3.1.4 Empresas autogeneradoras

Durante el 2011, 25,00 empresas se reportaron como autogeneradoras, las mismas que en su mayoría poseen plantas térmicas para la generación de energía eléctrica. De éstas: 7 están dedicadas a la actividad petrolera sumando 919,57 MW, que constituyen el 81,17 % de la potencia total instalada por las autogeneradoras; 3 ingenios azucareros, que con 101,30 MW representan el 8,94 %, y los 111,98 MW restantes, corresponden a empresas dedicadas a otra actividad.

En las empresas autogeneradoras predomina la generación térmica, con el 93,23 % de la potencia nominal total, y solo un 6,77 % corresponde a generación hidráulica.

TABLA No. 3. 29: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (1/2)

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogás		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Agip	Agip Oil - CPF	-	-	31,34	28,20	-	-	-	-	31,34	28,20
	Agip Oil - Sarayacu	-	-	9,00	7,78	-	-	-	-	9,00	7,78
	Agip Oil - Villano A	-	-	5,72	4,20	-	-	-	-	5,72	4,20
Total Agip		-	-	46,06	40,18	-	-	-	-	46,06	40,18
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	0,10	0,09	-	-	-	-	-	-	0,10	0,09
	Sillunchi II	0,30	0,30	-	-	-	-	-	-	0,30	0,30
Total Agua Y Gas De Sillunchi		0,40	0,39	-	-	-	-	-	-	0,40	0,39
Andes Petro	Cami	-	-	0,20	0,16	-	-	-	-	0,20	0,16
	Campamento Auca	-	-	0,26	0,21	-	-	-	-	0,26	0,21
	Campamento Base	-	-	1,36	1,09	-	-	-	-	1,36	1,09
	CDP	-	-	0,41	0,33	-	-	-	-	0,41	0,33
	Dorine 3	-	-	1,14	1,00	-	-	-	-	1,14	1,00
	Dorine 4	-	-	4,98	4,00	-	-	-	-	4,98	4,00
	Dorine 5	-	-	1,20	1,00	-	-	-	-	1,20	1,00
	Dorine Battery	-	-	6,94	4,40	-	-	-	-	6,94	4,40
	Estación Dayuma	-	-	0,12	0,10	-	-	-	-	0,12	0,10
	Fanny 18B2	-	-	0,73	0,64	-	-	-	-	0,73	0,64
	Fanny 40	-	-	0,91	0,70	-	-	-	-	0,91	0,70
	Fanny 50	-	-	0,73	0,55	-	-	-	-	0,73	0,55
	Fanny 60	-	-	0,91	0,79	-	-	-	-	0,91	0,79
	Homiguero A	-	-	1,01	0,80	-	-	-	-	1,01	0,80
	Homiguero B	-	-	1,45	1,16	-	-	-	-	1,45	1,16
	Homiguero C	-	-	7,28	6,05	-	-	-	-	7,28	6,05
	Homiguero D	-	-	2,98	2,38	-	-	-	-	2,98	2,38
	Homiguero SUR	-	-	4,08	3,26	-	-	-	-	4,08	3,26
	Kupi 1	-	-	0,73	0,58	-	-	-	-	0,73	0,58
	Kupi 4	-	-	0,73	0,56	-	-	-	-	0,73	0,56
	Lago Agrio LTF	-	-	2,91	2,41	-	-	-	-	2,91	2,41
	Lago Agrio Station	-	-	0,03	0,03	-	-	-	-	0,03	0,03
	Mahogany	-	-	0,13	0,10	-	-	-	-	0,13	0,10
	Mariann 4A	-	-	2,18	2,04	-	-	-	-	2,18	2,04
	Mariann 5-8	-	-	2,78	2,28	-	-	-	-	2,78	2,28
	Mariann 6	-	-	0,37	0,31	-	-	-	-	0,37	0,31
	Mariann 9	-	-	1,81	1,45	-	-	-	-	1,81	1,45
	Mariann Battery	-	-	0,68	0,55	-	-	-	-	0,68	0,55
	Mariann Vieja	-	-	2,72	2,18	-	-	-	-	2,72	2,18
	Nantu B	-	-	0,73	0,58	-	-	-	-	0,73	0,58
	Nantu Battery	-	-	1,59	1,27	-	-	-	-	1,59	1,27
	Nantu C	-	-	1,66	1,33	-	-	-	-	1,66	1,33
	Nantu D	-	-	3,33	2,66	-	-	-	-	3,33	2,66
	Nantu E	-	-	0,06	0,05	-	-	-	-	0,06	0,05
	Penke B	-	-	1,36	1,09	-	-	-	-	1,36	1,09
	Pindo	-	-	1,08	0,86	-	-	-	-	1,08	0,86
	Sonia A	-	-	0,75	0,68	-	-	-	-	0,75	0,68
	Sunka 1	-	-	0,64	0,51	-	-	-	-	0,64	0,51
	Sunka 2	-	-	0,45	0,36	-	-	-	-	0,45	0,36
	Tarapuy	-	-	0,46	0,37	-	-	-	-	0,46	0,37
	TPP	-	-	75,83	65,65	-	-	-	-	75,83	65,65
	Tucan	-	-	0,55	0,40	-	-	-	-	0,55	0,40
	Wanke 1	-	-	0,73	0,58	-	-	-	-	0,73	0,58
Total Andes Petro		-	-	140,91	117,48	-	-	-	-	140,91	117,48
Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	0,12	0,11	-	-	-	-	-	-	0,12	0,11
Total Consejo Provincial De Tungurahua		0,12	0,11	-	-	-	-	-	-	0,12	0,11
Ecoelectric	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20	36,50	35,20
Total Ecoelectric		-	-	-	-	-	-	36,50	35,20	36,50	35,20
Ecoluz	Loreto	2,30	2,11	-	-	-	-	-	-	2,30	2,11
	Papallacta	6,63	6,20	-	-	-	-	-	-	6,63	6,20
Total Ecoluz		8,93	8,31	-	-	-	-	-	-	8,93	8,31
Ecudos	Ecudos A-G	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
		-	-	-	-	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
Total Ecudos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electroandina	Espejo	0,20	0,16	-	-	-	-	-	-	0,20	0,16
	Otavallo	0,40	0,40	-	-	-	-	-	-	0,40	0,40
Total Electroandina		0,60	0,56	-	-	-	-	-	-	0,60	0,56
Electrocórdova	Electrocórdova	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20
Total Electrocórdova		0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20
Enermax	Calope	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-	16,60	15,00
Total Enermax		16,60	15,00	-	-	-	-	-	-	16,60	15,00
Hidroabánico	Hidroabánico	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-	38,45	37,99
Total Hidroabánico		38,45	37,99	-	-	-	-	-	-	38,45	37,99
Hidroimbabura	Hidrocarolina	0,60	0,49	-	-	-	-	-	-	0,60	0,49
Total Hidroimbabura		0,60	0,49	-	-	-	-	-	-	0,60	0,49
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	0,56	0,56	-	-	-	-	-	-	0,56	0,56
Total Hidroservice		0,56	0,56	-	-	-	-	-	-	0,56	0,56
I.M. Mejía	La Calera	2,50	1,98	-	-	-	-	-	-	2,50	1,98
Total I.M. Mejía		2,50	1,98	-	-	-	-	-	-	2,50	1,98
La Internacional	Ditroit	-	-	0,50	0,40	-	-	-	-	0,50	0,40
	Vindobona	3,00	2,86	-	-	-	-	-	-	3,00	2,86
Total La Internacional		3,00	2,86	0,50	0,40	-	-	-	-	3,50	3,26
Lafarge	Selva Alegre	-	-	33,16	27,30	-	-	-	-	33,16	27,30
Total Lafarge		-	-	33,16	27,30	-	-	-	-	33,16	27,30
Moderna Alimentos	Geppert	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-	1,65	1,65
	Kohler	-	-	1,60	1,40	-	-	-	-	1,60	1,40
Total Moderna Alimentos		1,65	1,65	1,60	1,40	-	-	-	-	3,25	3,05
Municipio A. Ante	Atuntaqui	0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	0,40	0,32
Total Municipio A. Ante		0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	0,40	0,32

En mayo del 2008, a la empresa Manageneración le fue revocada la licencia ambiental por haber incumplido varios requisitos medioambientales, por lo que desde ese año dejaron de operar sus dos plantas hidroeléctricas.

TABLA No. 3. 30: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (2/2)

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbopar		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Ocp	Amazonas	-	-	6.12	6.12	-	-	-	-	6.12	6.12
	Cayagama	-	-	3.37	3.37	-	-	-	-	3.37	3.37
	Chiquilpe	-	-	0.45	0.26	-	-	-	-	0.45	0.26
	Páramo	-	-	3.39	2.54	-	-	-	-	3.39	2.54
	Puerto Quito	-	-	0.34	0.34	-	-	-	-	0.34	0.34
	Sardinas	-	-	6.12	5.20	-	-	-	-	6.12	5.20
	Terminal Marítimo	-	-	1.73	1.73	-	-	-	-	1.73	1.73
Total Ocp		-	-	21.51	19.55	-	-	-	-	21.51	19.55
Perlabí	Perlabí	2.70	2.46	-	-	-	-	-	-	2.70	2.46
Total Perlabí		2.70	2.46	-	-	-	-	-	-	2.70	2.46
Petroamazonas	Aguajal	-	-	1.95	0.89	-	-	-	-	1.95	0.89
	Angel Norte	-	-	1.87	0.58	-	-	-	-	1.87	0.58
	Cedros	-	-	1.31	0.86	-	-	-	-	1.31	0.86
	Coca	-	-	4.54	3.18	-	-	-	-	4.54	3.18
	Concordia	-	-	1.05	0.42	-	-	-	-	1.05	0.42
	CPF	-	-	12.72	6.96	-	-	-	-	12.72	6.96
	EPF-Eden Yuturi	-	-	73.47	40.75	-	-	-	-	73.47	40.75
	Gacela	-	-	2.45	2.01	-	-	-	-	2.45	2.01
	Indillana	-	-	4.69	2.30	-	-	-	-	4.69	2.30
	Itaya A	-	-	7.80	3.65	-	-	-	-	7.80	3.65
	Itaya B	-	-	2.55	1.10	-	-	-	-	2.55	1.10
	Jaguar	-	-	0.23	0.16	-	-	-	-	0.23	0.16
	Jivino A	-	-	4.89	1.90	-	-	-	-	4.89	1.90
	Jivino B	-	-	1.64	0.90	-	-	-	-	1.64	0.90
	Jivino C	-	-	1.97	0.65	-	-	-	-	1.97	0.65
	Laguna	-	-	7.03	2.94	-	-	-	-	7.03	2.94
	Limoncocha	-	-	16.99	7.60	-	-	-	-	16.99	7.60
	Lobo	-	-	1.80	1.36	-	-	-	-	1.80	1.36
	Mono	-	-	3.10	1.74	-	-	-	-	3.10	1.74
	Oso	-	-	16.83	12.03	-	-	-	-	16.83	12.03
	Paka Norte	-	-	5.48	2.00	-	-	-	-	5.48	2.00
	Paka Sur	-	-	7.80	3.40	-	-	-	-	7.80	3.40
	Pakay	-	-	2.10	1.79	-	-	-	-	2.10	1.79
	Palmar Oeste	-	-	7.32	3.04	-	-	-	-	7.32	3.04
	Pañayacu	-	-	2.32	1.02	-	-	-	-	2.32	1.02
	Payamino	-	-	4.59	2.55	-	-	-	-	4.59	2.55
	SRF Shushufindi	-	-	1.22	0.45	-	-	-	-	1.22	0.45
	Tuntiak	-	-	0.33	0.10	-	-	-	-	0.33	0.10
	Yamanunka	-	-	3.91	1.32	-	-	-	-	3.91	1.32
	Yanaq Este	-	-	4.35	3.05	-	-	-	-	4.35	3.05
	Yanaq Oeste	-	-	7.45	4.19	-	-	-	-	7.45	4.19
	Yuralpa	-	-	17.70	7.25	-	-	-	-	17.70	7.25
	PGE	-	-	233.41	122.09	-	-	-	-	233.41	122.09
Total Petroamazonas		-	-	466.82	244.19	-	-	-	-	466.82	244.19
Petroproducción	Cuyabeno	-	-	6.81	6.50	-	-	-	-	6.81	6.50
	Guanta	-	-	3.69	3.60	-	-	-	-	3.69	3.60
	JUSTICE Culebra	-	-	6.80	5.00	-	-	-	-	6.80	5.00
	JUSTICE Sacha	-	-	6.80	5.00	-	-	-	-	6.80	5.00
	JUSTICE Shushufindi Central	-	-	6.80	5.00	-	-	-	-	6.80	5.00
	JUSTICE Shushufindi Sur	-	-	6.80	5.00	-	-	-	-	6.80	5.00
	Lago Agrio	-	-	-	-	5.00	4.15	-	-	5.00	4.15
	Sacha	-	-	-	-	4.00	3.35	-	-	4.00	3.35
	Secoya	-	-	11.00	11.00	-	-	-	-	11.00	11.00
	Shushufindi	-	-	-	-	12.75	10.80	-	-	12.75	10.80
	Sucumbios	-	-	4.27	3.07	-	-	-	-	4.27	3.07
	VHR	-	-	5.00	5.00	-	-	-	-	5.00	5.00
Total Petroproducción		-	-	57.96	49.17	21.75	18.30	-	-	79.71	67.47
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	-	-	-	-	42.90	35.00	-	-	42.90	35.00
	REPSOL YPF-NPF-2	-	-	8.68	7.09	-	-	-	-	8.68	7.09
	REPSOL YPF-SPF-1	-	-	-	-	30.10	17.50	-	-	30.10	17.50
	REPSOL YPF-SPF-2	-	-	16.12	13.63	-	-	-	-	16.12	13.63
	REPSOL YPF-SPF-3	-	-	45.28	44.30	-	-	-	-	45.28	44.30
	REPSOL YPF-SSFD	-	-	10.49	7.95	-	-	-	-	10.49	7.95
Total Repsol		-	-	80.56	72.97	73.00	52.50	-	-	153.56	125.47
San Carlos	San Carlos	-	-	-	-	-	-	35.00	30.60	35.00	30.60
Total San Carlos		-	-	-	-	-	-	35.00	30.60	35.00	30.60
Sipac	MDC-CPF	-	-	7.15	5.60	-	-	-	-	7.15	5.60
	PBH-ESTACION	-	-	0.50	0.40	-	-	-	-	0.50	0.40
	PBH-HUA01	-	-	0.28	0.20	-	-	-	-	0.28	0.20
	PBH-HUA02	-	-	0.28	0.20	-	-	-	-	0.28	0.20
	PBH-PAR12	-	-	2.80	2.00	-	-	-	-	2.80	2.00
Total Sipac		-	-	11.00	8.40	-	-	-	-	11.00	8.40
Total general		76.72	72.88	860.08	581.04	94.75	70.80	101.30	93.40	1.132.85	818.11

TABLA No. 3. 31: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Nombre de la Subestación	Provincia	Cantón	Tipo de Subestación	Voltaje (KV)			Capacidad instalada (MVA)		
					V1	V2	V3	OA	FA	FOA
Agip	Agip Oil - Cpf	Pastaza	Pastaza	E	13,8	34,5	-	19,0	21,3	21,3
	Agip Oil - Sry	Napo	Archidona	R	13,8	4,2	-	4,0	4,6	4,6
	Agip Oil - Villano A	Pastaza	Arajuno		34,5	4,2	-	17,0	19,0	19,0
	Agip Oil - Villano B				34,5	4,2	-	5,3	6,0	6,0
Total Agip								45,30	50,88	50,88
Andes Petro	SWG-300	Sucumbios	Cuyabeno	E	13,8	34,5	4,2	72,0	108,0	108,0
Total Andes Petro								72,00	108,00	108,00
Ecoelectric	Sub21-023	Guayas	Milagro	E	13,8	69,0	-	5,0	6,3	6,3
Total Ecoelectric								5,00	6,25	6,25
Ecoluz	Loreto	Napo	Quijos	E	0,7	22,8	-	2,5	2,5	2,5
	Papallacta				22,8	43,6	-	6,6	6,6	6,6
	Piño	Pichincha	Quito	R	43,6	22,8	-	6,6	6,6	6,6
Total Ecoluz								15,70	15,70	15,70
Ecudos	Ecudos 1	Cañar	La Troncal	E	69,0	13,8	-	22,0	31,6	31,6
	Ecudos 2			R	69,0	5,5	4,2	6,0	8,7	8,7
Total Ecudos								28,00	40,27	40,27
Enermax	Calope	Cotopaxi	La maná	E	6,9	69,0	-	20,8	20,8	20,8
Total Enermax								20,80	20,80	20,80
Hidroabánico	SEHA1	Morona	Morona	E	4,2	69,0	-	45,0	45,0	45,0
	SEHA2	Santiago		S	69,0	69,0	-	-	-	-
Total Hidroabánico								45,00	45,00	45,00
Lafarge	Selva Alegre	Imbabura	Otavaló	R	69,0	4,2	-	30,0	35,0	35,0
Total Lafarge								30,00	35,00	35,00
Moderna Alimentos	Se	Pichincha	Cayambe	R	13,8	0,2	0,5	1,6	1,6	1,6
Total Moderna Alimentos								1,64	1,64	1,64
Ocp	Mt	Esmeraldas	Esmeraldas	R	13,8	0,5	-	3,0	3,0	3,0
	Mt On Sh				13,8	0,5	-	0,1	0,1	0,1
	Páramo	Napo	Quijos		22,8	0,5	-	1,2	1,2	1,2
Total Ocp								4,28	4,28	4,28
Perlabí	Perlabí	Pichincha	Quito	E	0,7	22,8	-	3,2	3,2	3,2
Total Perlabí								3,15	3,15	3,15
Petroproducción	Culebra	Orellana	Orellana	R	69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Yuca 69 kV.				69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Shushufindi Central- Sur	Sucumbios	Shushufindi	E	13,8	69,0	-	5,0	6,3	6,3
	Shushufindi-Sacha- Atacapi				13,8	69,0	-	15,0	15,0	15,0
	Shushufindi Sur				69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Atacapi		Lago Agrio	R	69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Secoya				13,8	69,0	-	15,0	15,0	15,0
	Secoya 1a1				S	13,8	13,8	-	15,0	15,0
	Sucumbios			E	0,5	13,8	-	3,0	3,0	3,0
	Lago Agrio 69 kV.				13,8	69,0	-	5,0	6,3	6,3
	Parahuacu				R	69,0	13,8	-	5,0	6,3
	Sacha 13.8 kV.	Orellana	La Joya de los Sachas	E	4,2	13,8	-	8,0	8,0	8,0
	Sacha 69 kV.				13,8	69,0	-	5,0	5,0	5,0
Total Petroproducción								96,00	104,75	104,75
Repsol	Npf	Orellana	Aguarico	E	13,8	34,5	-	40,0	53,5	60,0
	Spf				13,8	34,5	-	110,0	140,0	168,0
Total Repsol								150,00	193,50	228,00
San Carlos	Central San Carlos	Guayas	Coronel Marcelino Maridueña	E	4,2	13,8	69,0	40,8	51,2	51,2
Total San Carlos								40,75	51,15	51,15
Total general								557,62	680,37	714,87

TABLA No. 3. 32: CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Línea de Transmisión	Subestación de salida	Subestación de llegada	Voltaje (KV)	# de circuitos	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Longitud (Km)
Agip	Cpf-Villano A	Agip Oil - Cpf	Agip Oil - Villano A	34,5	1	-	44,00
	Villano A-Villano B	Agip Oil - Villano A	Agip Oil - Villano B	34,5	1	-	3,20
Total Agip							47,20
Agua Y Gas De Sillunchi	LT-001	T-1002	T-1003	6,3	1	-	3,00
	LT-002	T-1004	T-1005	6,3	1	-	0,75
Total Agua Y Gas De Sillunchi							3,75
Ecoelectric	Acometida 69 KV	Sub21-023		69,0	1	-	0,10
Total Ecoelectric							0,10
Ecoluz	Loreto-Papallacta	Loreto	Papallacta	22,0	1	-	5,66
	Papallacta-Pifo	Papallacta	Pifo	46,0	1	-	29,19
Total Ecoluz							34,85
Ecudos	LST-LUC-69KV	Lucega	La Troncal	69,0	1	69,60	3,60
Total Ecudos							3,60
Enermax	Calope-Quevedo	Calope	Quevedo	69,0	1	70,00	29,70
Total Enermax							29,70
Hidroabánico	LSTHA	Seha1	Seha2	69,0	1	43,00	11,50
Total Hidroabánico							11,50
Petroproducción	LSATH	Atacapi	Shushufindi-Sacha - Atacapi	69,0	1	26,00	27,00
	LSATSE	Atacapi	Secoya	69,0	1	26,00	17,00
	LSCUYU	Culebra	Yuca 69 kV	69,0	1	26,00	16,00
	LSHS	Shushufindi-Sacha-Atacapi	Sacha 69 kV	69,0	1	26,00	41,00
	LSHSU	Shushufindi Central-Sur	Shushufindi Sur	69,0	1	26,00	8,00
	LSLPA	Lago Agrio 69 kV	Parahuacu	69,0	1	26,00	20,00
	LSPAAT	Parahuacu	Atacapi	69,0	1	26,00	6,00
Total Petroproducción	LSSCU	Sacha 69 kV	Culebra	69,0	1	26,00	20,00
							155,00
San Carlos	ST-SC	P00 - Derivación Papelera	S/E 69 Kv San Carlos	69,0	1	43,27	0,85
Total San Carlos							0,85
Total general							286,55

TABLA No. 3. 33: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Agip	Agip Oil - CPF	A	Térmica MCI	36.755,49	4,90	85,63
		B		35.157,71	4,90	81,91
		C		36.291,03	4,90	84,55
		CAT-1		2.950,56	1,20	28,07
		CAT-2		170,69	1,20	1,62
		D		36.676,66	4,90	85,45
		E		37.096,13	4,90	86,42
		CAT-3		332,20	1,30	2,92
	Total Agip Oil - CPF			185.430,47	28,20	75,06
	Agip Oil - Sarayacu	A	Térmica MCI	3.268,27	3,89	9,59
		B		9.014,84	3,89	26,45
	Total Agip Oil - Sarayacu			12.283,11	7,78	18,02
	Agip Oil - Villano A	CAT_1-VA	Térmica MCI	8.071,00	1,40	65,81
		CAT_2-VA		8.854,00	1,40	72,20
		CAT_3-VA		7.071,46	1,40	57,66
	Total Agip Oil - Villano A			23.996,46	4,20	65,22
Total Agip				221.710,04	40,18	62,99
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	U-100	Hidráulica	226,06	0,09	28,67
	Total Sillunchi I			226,06	0,09	28,67
	Sillunchi II	U-304	Hidráulica	1.436,06	0,30	54,64
	Total Sillunchi II			1.436,06	0,30	54,64
Total Agua Y Gas De Sillunchi				1.662,12	0,39	48,65

TABLA No. 3. 34: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Nominal (MW)	Factor de Planta (%)
Andes Petro	Cami	GCV-91	Térmica MCI	-	0,03	-
		GCV-92		105,80	0,13	9,44
	Total Cami			105,80	0,16	7,55
	Campamento Base	GC-24	Térmica MCI	596,53	0,55	12,49
		GC-25		596,53	0,55	12,49
	Total Campamento Base			1.193,06	1,09	12,49
	CDP	GCV-03	Térmica MCI	378,23	0,16	26,33
		GCV-04		180,81	0,16	12,59
	Total CDP			559,04	0,33	19,46
	Dorine 3	GC-ROTH-86	Térmica MCI	2.532,30	1,00	28,91
	Total Dorine 3			2.532,30	1,00	28,91
	Dorine 4	GC-91	Térmica MCI	3.333,21	1,00	38,05
		GC-ROTH-65		2.256,69	1,00	25,76
		GC-ROTH-76		2.380,97	0,80	33,98
		IIASA-131		1.606,69	1,20	15,28
	Total Dorine 4			9.577,56	4,00	27,33
	Dorine 5	GC-90b	Térmica MCI	3.744,53	1,00	42,75
	Total Dorine 5			3.744,53	1,00	42,75
	Dorine Battery	EDB-SKID-G1	Térmica MCI	1.344,36	1,00	15,35
		EDB-SKID-G3		2.949,47	1,00	33,67
		EDB-SKID-G5		5.027,33	1,20	47,82
		EDB-SKID-G6		6.419,16	1,20	61,07
	Total Dorine Battery			15.740,32	4,40	40,84
	Estación Dayuma	GCV-94	Térmica MCI	35,36	0,03	12,61
		GCV-95		22,33	0,03	7,96
		GCV-96		46,37	0,03	16,54
	Total Estación Dayuma			104,06	0,10	12,37
	Fanny 18B2	GC-27a	Térmica MCI	1.831,50	0,64	32,67
	Total Fanny 18B2			1.831,50	0,64	32,67
	Fanny 40	GC-ROTH-180	Térmica MCI	1.965,03	0,70	32,05
	Total Fanny 40			1.965,03	0,70	32,05
	Fanny 50	GC-ROTH-66	Térmica MCI	1.990,74	0,55	41,70
	Total Fanny 50			1.990,74	0,55	41,70
	Fanny 60	GC-39	Térmica MCI	1.364,43	0,79	19,62
	Total Fanny 60			1.364,43	0,79	19,62
	Hormiguero A	GCV-01	Térmica MCI	40,44	0,16	2,81
		GCV-40a		2.690,93	0,64	48,00
	Total Hormiguero A			2.731,37	0,80	38,78
	Hormiguero B	GCV-40	Térmica MCI	1.171,04	0,58	23,05
		GCV-66		2.565,30	0,58	50,49
	Total Hormiguero B			3.736,34	1,16	36,77
	Hormiguero C	GCV-43	Térmica MCI	1.786,70	1,20	17,00
		GCV-81		6.094,02	1,80	38,65
		GCV-83		7.340,72	1,60	52,37
		GCV-84		4.818,73	1,45	37,94
	Total Hormiguero C			20.040,16	6,05	37,81
	Hormiguero D	GCV-61	Térmica MCI	1.730,15	0,58	34,05
		ROTH-GEN-095		1.940,63	0,58	38,20
		ROTH-GEN-133		3.597,08	0,58	70,80
		ROTH-132		2.829,10	0,64	50,46
	Total Hormiguero D			10.096,96	2,38	48,43
	Hormiguero SUR	GCV-72	Térmica MCI	1.227,34	1,09	12,88
		GCV-73		2.598,69	1,09	27,27
		GCV-74		2.891,55	1,09	30,34
	Total Hormiguero SUR			6.717,57	3,26	23,49
	Kupi 1	GCV-47a	Térmica MCI	1.098,30	0,58	21,62
	Total Kupi 1			1.098,30	0,58	21,62
	Kupi 4	GCV-20	Térmica MCI	276,98	0,28	11,29
		GCV-21		376,29	0,28	15,34
	Total Kupi 4			653,27	0,56	13,32
	Lago Agrio LTF	GC-16	Térmica MCI	33,73	0,83	0,46
		GC-45		194,49	0,75	2,96
		GC-17a		24,43	0,83	0,34
	Total Lago Agrio LTF			252,65	2,41	1,19
	Lago Agrio Station	GC-61	Térmica MCI	43,44	0,03	19,84
	Total Lago Agrio Station			43,44	0,03	19,84
	Mahogany	ROTH-GEN-64	Térmica MCI	148,39	0,10	16,94
	Total Mahogany			148,39	0,10	16,94

TABLA No. 3. 35: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Andes Petro	Mariann 4A	GC-04	Térmica MCI	2.559,17	0,68	42,96
		ROTH-GEN-77		1.231,79	0,68	20,68
		ROTH-GEN-93		2.994,45	0,68	50,27
	Total Mariann 4A			6.785,41	2,04	37,97
	Mariann 5-8	ROTH-GEN-58	Térmica MCI	1.159,94	0,73	18,26
		ROTH-GEN-79		984,26	0,73	15,50
		ROTH-GEN-134		1.957,59	0,83	26,86
	Total Mariann 5-8			4.101,79	2,28	20,52
	Mariann 6	GC-06	Térmica MCI	733,57	0,31	27,01
	Total Mariann 6			733,57	0,31	27,01
	Mariann 9	ROTH-GEN-96	Térmica MCI	729,99	0,73	11,49
		ROTH-GEN-84		1.625,63	0,73	25,60
	Total Mariann 9			2.355,62	1,45	18,55
	Mariann Battery	GC-32	Térmica MCI	3.133,74	0,55	65,64
	Total Mariann Battery			3.133,74	0,55	65,64
	Mariann Vieja	GC-ROTH-105	Térmica MCI	2.121,70	0,73	33,41
		GC-36		1.312,24	0,73	20,66
		GC-ROTH-92		1.972,08	0,73	31,05
	Total Mariann Vieja			5.406,02	2,18	28,37
	Nantu B	ROTH-95	Térmica MCI	4.179,63	0,58	82,26
	Total Nantu B			4.179,63	0,58	82,26
	Nantu Battery	G-900A	Térmica MCI	1.214,78	0,42	32,94
		G-900B		1.270,58	0,42	34,45
		GCV-47		418,98	0,43	11,12
	Total Nantu Battery			2.904,33	1,27	26,06
	Nantu C	GCV-62	Térmica MCI	2.668,33	0,67	45,81
		GCV-66A		206,48	0,67	3,54
	Total Nantu C			2.874,81	1,33	24,67
	Nantu D	GCV-63	Térmica MCI	2.807,32	0,67	48,19
		GCV-64		2.342,64	0,67	40,21
		GCV-65		2.033,62	0,67	34,91
		ROTH-GEN-117		5.165,09	0,67	88,67
	Total Nantu D			12.348,67	2,66	52,99
	Nantu E	GCV-99	Térmica MCI	41,45	0,05	9,86
	Total Nantu E			41,45	0,05	9,86
	Penke B	GCV-70	Térmica MCI	4.392,54	1,09	46,09
	Total Penke B			4.392,54	1,09	46,09
	Pindo	GCV-45	Térmica MCI	653,25	0,43	17,34
		GCV-46		479,44	0,43	12,73
	Total Pindo			1.132,68	0,86	15,04
	Sonia A	GC-ROTH-55	Térmica MCI	2.187,06	0,68	36,72
	Total Sonia A			2.187,06	0,68	36,72
	Sunka 1	ROTH-GEN-82	Térmica MCI	2.119,01	0,51	47,62
	Total Sunka 1			2.119,01	0,51	47,62
	Sunka 2	GCV-41	Térmica MCI	1.800,17	0,36	57,08
	Total Sunka 2			1.800,17	0,36	57,08
	Tarapuy	GC-03	Térmica MCI	782,41	0,37	24,47
	Total Tarapuy			782,41	0,37	24,47

TABLA No. 3. 36: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (4/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Andes Petro	TPP	G-101	Térmica MCI	12.611,00	2,50	57,58
		G-102		12.007,00	2,50	54,83
		G-103		11.222,00	2,50	51,24
		G-104		13.065,00	2,50	59,66
		G-105		9.124,00	2,50	41,66
		G-106		11.389,00	2,20	59,10
		G-107		10.725,00	2,20	55,65
		G-401		25.323,00	3,70	78,13
		G-402		25.228,00	3,70	77,84
		G-501		31.156,00	10,50	33,87
		G-601		51.564,00	7,50	78,48
		G-602		47.258,00	7,50	71,93
		G-611		50.203,00	7,50	76,41
		G-900K		-	0,60	-
		G-612		10.235,00	7,75	15,08
	Total TPP			321.110,00	65,65	55,84
	Tucan	GC-ROTH-94	Térmica MCI	227,53	0,40	6,49
Total Tucan			227,53	0,40	6,49	
Wanke 1	GCV-60	Térmica MCI	3.006,75	0,58	59,18	
Total Wanke 1			3.006,75	0,58	59,18	
Total Andes Petro				467.850,02	117,27	45,54
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	U1	Hidráulica	590,28	0,11	61,26
	Total Tiliví			590,28	0,11	61,26
Total Consejo Provincial De Tungurahua				590,28	0,11	61,26
Ecoelectric	Ecoelectric	TURBO # 5	Térmica Turbopar	301,04	2,20	1,56
		TURBO # 6		11.702,44	5,50	24,29
		TURBO # 7		98.987,93	27,50	41,09
	Total Ecoelectric			110.991,41	35,20	36,00
Total Ecoelectric				110.991,41	35,20	36,00
Ecoluz	Loreto	Loreto	Hidráulica	14.067,89	2,11	76,29
	Total Loreto			14.067,89	2,11	76,29
	Papallacta	G1	Hidráulica	1.436,93	1,95	8,41
		G2		24.074,70	4,25	64,66
	Total Papallacta			25.511,62	6,20	46,97
Total Ecoluz				39.579,51	8,31	54,40
Ecudos	Ecudos A-G	TGE-1	Térmica Turbopar	8.388,62	2,40	39,90
		TGE-2		9.211,72	2,40	43,82
		TGE-3		22.240,93	6,00	42,32
		TGE-4		54.194,51	16,80	36,82
	Total Ecudos A-G			94.035,77	27,60	38,89
Total Ecudos				94.035,77	27,60	38,89
Electroandina	Espejo	U2	Hidráulica	-	0,16	-
	Total Espejo			-	0,16	-
	Otavallo	U1	Hidráulica	-	0,40	-
	Total Otavallo			-	0,40	-
Total Electroandina				-	0,56	-
Electrocórdova	Electrocórdova	Michael Banki	Hidráulica	469,57	0,20	26,80
	Total Electrocórdova			469,57	0,20	26,80
Total Electrocórdova				469,57	0,20	26,80
Enermax	Calope	U1	Hidráulica	43.891,05	7,50	66,81
		U2		43.891,05	7,50	66,81
	Total Calope			87.782,09	15,00	66,81
Total Enermax				87.782,09	15,00	66,81
Hidroabanico	Hidroabanico	U1	Hidráulica	64.963,02	7,55	98,22
		U2		64.963,02	7,55	98,22
		U3		64.963,02	7,63	97,19
		U4		64.963,02	7,63	97,19
		U5		64.963,02	7,63	97,19
Total Hidroabanico			324.815,09	37,99	97,60	
Total Hidroabanico				324.815,09	37,99	97,60
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidrocarolina 1	Hidráulica	252,06	0,24	11,97
		Hidrocarolina 2		252,06	0,25	11,39
	Total Hidrocarolina			504,12	0,49	11,67
Total Hidroimbabura				504,12	0,49	11,67

TABLA No. 3. 37: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (5/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	U2	Hidráulica	-	0,24	-
		U3		-	0,32	-
	Total Industrial Algodonera Atuntaqui			-	0,56	-
Total Hidroservice				-	0,56	-
I.M. Mejía	La Calera	Corazón	Hidráulica	2.084,59	0,50	47,59
		Cotopaxi		6.201,88	0,98	72,24
		Rumiñahui		1.591,09	0,50	36,33
	Total La Calera			9.877,56	1,98	56,95
Total I.M. Mejía				9.877,56	1,98	56,95
La Internacional	Ditroit	DITROIT1	Térmica MCI	-	0,40	-
	Total Ditroit			-	0,40	-
	Vindobona	U1	Hidráulica	7.767,90	1,43	62,01
		U2		9.194,85	1,43	73,40
Total Vindobona			16.962,75	2,86	67,71	
Total La Internacional				16.962,75	2,86	67,71
Lafarge	Selva Alegre	U1	Térmica MCI	23.609,45	3,30	81,67
		U2		23.026,09	3,30	79,65
		U3		20.515,02	3,30	70,97
		U4		3.180,31	3,30	11,00
		U5		0,00	4,70	0,00
		U6		2.508,03	4,70	6,09
		U7		24.087,25	4,70	58,50
	Total Selva Alegre			96.926,15	27,30	40,53
Total Lafarge				96.926,15	27,30	40,53
Moderna Alimentos	Geppert	Geppert	Hidráulica	7.004,42	1,65	48,46
	Total Geppert			7.004,42	1,65	48,46
Total Moderna Alimentos				7.004,42	1,65	48,46
Municipio A. Ante	Atuntaqui	U1	Hidráulica	678,57	0,16	48,41
		U2		678,57	0,16	48,41
	Total Atuntaqui			1.357,15	0,32	48,41
Total Municipio A. Ante				1.357,15	0,32	48,41
Ocp	Amazonas	G-0101	Térmica MCI	4.487,92	2,03	25,29
		G-0102		5.647,88	2,03	31,82
		G-0103		53,09	1,95	0,31
		G-0104		-	0,11	-
	Total Amazonas			10.188,89	6,12	19,02
	Cayagama	G-0201	Térmica MCI	2.834,61	1,64	19,73
		G-0202		2.430,49	1,64	16,92
		G-0203		-	0,09	-
	Total Cayagama			5.265,10	3,37	17,86
	Chiquilpe	G-0601	Térmica MCI	4,17	0,13	0,37
		G-0602		1,12	0,13	0,10
	Total Chiquilpe			5,29	0,26	0,24
	Páramo	G-0401	Térmica MCI	82,64	1,24	0,76
		G-0402		158,47	1,24	1,46
		G-0403		-	0,07	-
	Total Páramo			241,11	2,54	1,08
	Puerto Quito	G-0701	Térmica MCI	1,07	0,17	0,07
		G-0702		1,44	0,17	0,10
	Total Puerto Quito			2,51	0,34	0,08
	Sardinas	G-0301	Térmica MCI	3.985,90	1,70	26,77
		G-0302		4.231,70	1,70	28,42
		G-0303		73,79	1,70	0,50
		G-0304		0,00	0,10	0,00
	Total Sardinas			8.291,40	5,20	18,20
	Terminal Marítimo	G-1001	Térmica MCI	44,39	1,64	0,31
		G-1002		-	0,09	-
	Total Terminal Marítimo			44,39	1,73	0,29
Total Ocp				24.038,69	19,55	14,04
Perlabí	Perlabí	U1	Hidráulica	14.577,51	2,46	67,65
	Total Perlabí			14.577,51	2,46	67,65
Total Perlabí				14.577,51	2,46	67,65

TABLA No. 3. 38: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (6/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroamazonas	Aguajal	MG101-5D	Térmica MCI	1.973,57	0,44	51,20	
		MG512-1D		1.731,19	0,45	44,41	
	Total Aguajal			3.704,76	0,89	47,79	
	Angel Norte	MG401-5	Térmica MCI	123,95	0,41	3,49	
		MG-70		-	0,12	-	
		MG-W27		7,10	0,06	1,47	
	Total Angel Norte			131,05	0,58	2,57	
	Cedros	MG401-7	Térmica MCI	330,60	0,45	8,39	
		MG8001-3		322,46	0,41	9,07	
	Total Cedros			653,05	0,86	8,71	
	Coca		Coca CPF #1	Térmica MCI	1.520,54	0,38	45,44
			Coca CPF #2		1.291,86	0,38	38,61
			Coca CPF R/I #3		1.153,65	0,38	34,48
			HC-1200 #02		1.372,01	0,51	30,83
			HC-1200 #03		526,89	0,38	15,75
			HC-1200 #04		546,87	0,38	16,34
		HC-12000 #01		798,90	0,38	23,87	
		Total Coca			7.210,71	2,80	29,40
	Concordia	MG-2930	Térmica MCI	1.820,46	0,21	98,96	
		MG-2940		408,52	0,21	22,21	
	Total Concordia			2.228,98	0,42	60,58	
	CPF		MG101-1	Térmica MCI	2.228,98	0,53	48,14
			MG101-9G		4.396,15	0,61	81,98
			MG102-G		2.667,01	0,66	46,13
			MG103-G		1.578,61	0,66	27,30
			MG301-3G		2.034,22	0,67	34,66
			MG511-4		1.978,88	0,41	55,41
			MG521-4		3.103,68	0,41	85,83
			MG601-2		3.115,75	0,41	86,55
			MG601-4		798,58	0,41	22,20
			MG-W13		3.258,20	0,62	59,61
			MG-W20		785,16	0,67	13,38
			MG-W29		2.233,04	0,89	28,55
	Total CPF			28.178,27	6,96	46,22	
	EPF-Eden Yuturi		DEG-001	Térmica MCI	5,13	0,44	0,13
			ZAN 100		27.302,40	4,15	75,18
			ZAN 102		22.829,55	3,91	66,61
			ZAN 103		24.957,03	3,08	92,56
			ZAN 104		28.867,42	4,07	80,97
			ZAN 105		18.832,51	3,05	70,40
			ZAN 106		30.258,95	4,07	84,84
			ZAN 107		27.978,88	3,10	102,96
			ZAN-109		52.710,75	4,15	145,10
			ZAN-110		46.532,40	3,80	139,85
			ZAN-111		58.285,97	3,55	187,46
			ZAN-112		57.295,38	3,38	193,62
	Total EPF-Eden Yuturi			395.856,37	40,75	110,90	
	Gacela		Gacela CPF #01	Térmica MCI	367,85	0,36	11,54
			Gacela CPF #02		3.094,56	0,58	60,91
			Gacela CPF #03		115,65	0,58	2,28
			Gacela CPF R/I #01		89,33	0,48	2,11
	Total Gacela			3.667,40	2,01	20,85	
	Indillana		MG513-1D	Térmica MCI	2.659,73	0,46	66,73
MG601-5			2.467,93		0,46	61,25	
MG701-1			2.751,42		0,46	68,28	
MG701-3			2.599,82		0,46	64,52	
MG701-4			3.070,91		0,46	76,21	
Total Indillana			13.549,82	2,30	67,40		
Itaya A		MG1001-2	Térmica MCI	3.291,74	0,35	107,36	
		MG1001-3		2.953,26	0,35	96,32	
		MG1001-4		4.743,77	0,57	95,00	
		MG101-6D		2.334,77	0,35	76,15	
		MG601-1		2.381,79	0,35	77,68	
		MG601-3		2.448,14	0,35	79,85	
		MG601-6		2.107,69	0,44	54,68	
	MG-W30		20.261,16	0,89	259,01		
	Total Itaya A			40.522,32	3,65	126,63	
Itaya B		MG1002-1	Térmica MCI	2.534,90	0,37	79,28	
		MG1002-2		2.914,85	0,37	91,16	
		MG1002-3		7.474,93	0,37	233,78	
Total Itaya B			12.924,68	1,10	134,74		

TABLA No. 3. 39: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (7/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Petroamazonas	Jaguar	CampJag #1	Térmica MCI	394,75	0,38	11,86
	Total Jaguar			394,75	0,38	11,86
	Jivino A	MG101-2D	Térmica MCI	3.677,67	0,38	110,48
		MG301-4D		2.764,44	0,70	45,08
		MG602-1D		1.352,10	1,90	8,12
		MG-W04		11.171,52	0,90	141,70
	Total Jivino A			18.965,72	3,88	55,80
	Jivino B	MGW-10	Térmica MCI	7.145,20	0,24	342,72
	Total Jivino B			7.145,20	0,24	342,72
	Jivino C	MG-2920	Térmica MCI	429,74	0,65	7,51
		MG-W17		1.907,57	0,44	49,49
	Total Jivino C			2.337,31	1,09	24,41
	Laguna	MG 601-8	Térmica MCI	3.038,03	0,44	78,82
		MG1001-1		1.562,73	0,44	40,54
		MG101-3D		2.738,92	0,44	71,06
		MG101-4D		2.478,41	0,74	38,23
		MG701-2		2.801,43	2,94	10,88
	Total Laguna			12.619,52	5,00	28,81
	Limoncocha	JENBACHER 01	Térmica MCI	237,49	0,32	8,61
		MG2101-10G		-	0,45	-
		MG2101-11G		4.530,44	0,53	97,58
		MG2101-12G		4.664,30	0,70	76,06
		MG2101-13G		3.759,10	0,70	61,30
		MG2101-1D		-	0,70	-
		MG2101-1G		2.149,48	0,35	70,11
		MG2101-2G		2.097,44	0,35	68,41
		MG2101-3G		2.218,51	0,38	67,53
		MG2101-4G		-	0,40	-
		MG2101-5G		2.024,46	0,38	61,63
		MG2101-6G		1.774,75	0,40	50,65
		MG2101-9G		-	0,40	-
		MG2101-14G		2.925,96	0,33	102,77
		MG2101-15G		2.840,35	0,53	61,76
	Total Limoncocha			29.222,28	6,90	48,38
	Lobo	Lobo 3, 6,7 #01	Térmica MCI	1.228,20	0,44	32,16
		Lobo 3, 6,7 #02		1.561,46	0,44	40,88
		Pay CPF R/I #1		367,33	0,36	11,52
	Total Lobo			3.156,99	1,24	29,16
	Mono	Gen. Estacionario	Térmica MCI	2.295,04	0,48	54,24
		Inyecc Mo 12 y Transf.		1.175,32	0,15	90,65
		Mono CPF #1		2.826,34	0,60	53,86
	Total Mono			6.296,70	1,23	58,44
	Oso	M-034/GG-034	Térmica MCI	3.229,36	0,70	52,66
		M-035/GG-035		3.665,10	0,70	59,77
		Oso 3-1		2.744,30	1,12	27,97
		Oso 3-2		1.250,53	1,12	12,75
		Oso 9-1		4.036,95	1,12	41,15
		Oso 9-2		5.244,25	0,84	71,52
		Oso A-2		2.392,50	0,64	42,67
		Oso A-3		1.505,62	0,42	40,92
		Oso A-4		475,21	0,46	11,92
		Oso B-01		1.868,08	0,38	55,82
		Oso B-02		1.654,35	0,64	29,51
		Oso B-03		2.028,84	0,38	60,63
		Oso CPF #01		34,04	0,38	1,02
		Oso CPF #05		1.473,20	0,42	40,04
		Oso CPF #06		1.183,96	0,42	32,18
		Oso CPF #4		374,62	0,38	11,19
		Oso CPF#3		835,45	0,38	24,97
		Pay 18-23		3.361,46	0,84	45,68
		Pay CPF		649,00	0,36	20,35
	Total Oso			38.006,81	11,71	37,06

TABLA No. 3. 40: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (8/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)		
Petroamazonas	Paka Norte	MG-W12	Térmica MCI	1.206,07	0,36	38,24		
		MG-W14		1.131,16	0,36	35,87		
	Total Paka Norte			2.337,23	0,72	37,06		
	Paka Sur	MG-JB03	Térmica MCI	3.563,93	0,35	117,58		
		MG-JB04		-	0,35	-		
		MG-W03		-	0,25	-		
		MGW-18		1.033,26	0,50	23,73		
		MGW-19		2.624,99	0,50	60,29		
		MG-8901/MG-JB018		2.574,27	0,73	40,26		
		MG-8902/MG-JB019		1.044,04	0,73	16,33		
		Total Paka Sur			10.840,49	3,40	36,44	
	Pakay	MG-14001	Térmica MCI	8.193,16	0,89	104,74		
		MG-14002		1.849,41	0,89	23,64		
	Total Pakay			10.042,57	1,79	64,19		
	Palmar Oeste	MG 501-7	Térmica MCI	2.918,90	0,10	333,21		
		MG401-6		6.126,88	0,57	123,57		
		MG8001-1		362,12	0,46	8,99		
		MG8001-2		1.236,15	0,61	23,32		
		MG-W15		2.735,01	0,41	75,78		
		MG-W28		2.183,34	0,89	27,91		
		Total Palmar Oeste			15.562,39	3,04	58,52	
		Pañayacu		MG2508	Térmica MCI	7.971,52	0,43	211,63
	MG2608		1.150,30	0,35		37,52		
	Total Pañayacu			9.121,82	0,78	133,50		
	Payamino	CampPay #1	Térmica MCI	2.161,76	0,26	96,40		
		CampPay #2		463,92	0,26	20,69		
		MG-W06		740,75	0,32	26,43		
		Pay 10		490,97	0,36	15,40		
		Pay 18-23 #02		1.034,48	0,36	32,44		
		Pay CPF R/I #2		830,31	0,48	19,75		
		RENTADO CETAGU.		1.023,89	0,51	23,01		
		Total Payamino			6.746,08	2,55	30,22	
	PGE	MGW-08	Térmica MCI	6.502,84	0,54	137,47		
	Total PGE			6.502,84	0,54	137,47		
	SRF Shushufindi	MG 501-8	Térmica MCI	2.040,34	0,10	232,92		
		MG103-C		636,92	0,25	29,08		
		MG-501-6		154,73	0,10	17,66		
	Total SRF Shushufindi			2.831,99	0,45	71,84		
	Tuntiak	MG-501-6T	Térmica MCI	940,06	0,10	107,31		
	Total Tuntiak			940,06	0,10	107,31		
	Yamanunka	MG-JB01	Térmica MCI	-	0,44	-		
		MG-JB02		1.750,95	0,44	45,43		
		MGW-21		1.594,10	0,44	41,36		
	Total Yamanunka			3.345,05	1,32	28,93		
	Yanaq.Este	MGW-22	Térmica MCI	3.345,05	1,02	37,62		
		MGW-23		3.509,38	1,02	39,47		
		MGW-24		3.742,69	1,02	42,09		
	Total Yanaq.Este			10.597,12	3,05	39,73		
	Yanaq.Oeste	MGW-01	Térmica MCI	11.077,94	1,15	110,16		
		MGW-02		-	1,15	-		
		MG-W07		3.098,91	0,42	85,04		
		MGW-09		-	1,15	-		
		MG-W11		2.883,71	0,33	99,75		
	Total Yanaq.Oeste			17.060,57	4,19	46,48		
	Yuralpa	G1	Térmica MCI	12.990,16	1,43	103,55		
		G2		15.559,16	1,54	115,39		
		G3		6.778,23	2,01	38,46		
		G4		26.314,05	2,01	149,32		
		GE-001		-	0,25	-		
	Total Yuralpa			61.641,60	7,25	97,10		
Total Petroamazonas				784.342,51	123,12	2.181,21		

TABLA No. 3. 41: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (9/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Petroproducción	Cuyabeno	UND 1	Térmica MCI	506,42	0,60	9,64
		UND 2		1.614,55	0,60	30,72
		UND 3		1.873,79	0,60	35,65
		UND 4		1.819,17	0,60	34,61
		UND 5		2.858,44	0,60	54,38
		UND 6		2.470,15	0,60	47,00
		UND 7		2.255,50	0,60	42,91
		UND 8		5.474,38	0,50	124,99
		UND 9		3.542,81	0,90	44,94
	Total Cuyabeno			22.415,21	5,60	45,69
	Guanta	UND 1	Térmica MCI	3.529,65	1,20	33,58
		UND 2		3.370,86	1,20	32,07
		UND 3		3.487,57	1,20	33,18
	Total Guanta			10.388,08	3,60	32,94
	JUSTICE Culebra	UND 1	Térmica MCI	1.395,39	1,00	15,93
		UND 2		1.753,30	1,00	20,01
		UND 3		1.005,30	1,00	11,48
		UND 4		1.764,37	1,00	20,14
		UND 5		1.609,04	1,00	18,37
	Total JUSTICE Culebra			7.527,40	5,00	17,19
	JUSTICE Shushufindi Central	UND 1	Térmica MCI	1.868,94	1,00	21,33
		UND 2		1.185,41	1,00	13,53
		UND 3		1.636,18	1,00	18,68
		UND 4		893,88	1,00	10,20
		UND 5		1.531,24	1,00	17,48
	Total JUSTICE Shushufindi Central			7.115,65	5,00	16,25
	JUSTICE Shushufindi Sur	UND 1	Térmica MCI	6.134,53	1,00	70,03
		UND 2		5.943,11	1,00	67,84
		UND 3		6.967,20	1,00	79,53
		UND 4		6.869,56	1,00	78,42
		UND 5		4.769,34	1,00	54,44
	Total JUSTICE Shushufindi Sur			30.683,73	5,00	70,05
	Lago Agrio	TA1	Térmica Turbogás	1.476,55	0,80	21,07
		TA2		674,52	0,80	9,62
		TB		14.223,12	2,55	63,67
	Total Lago Agrio			16.374,19	4,15	45,04
	Secoya	UND 1	Térmica MCI	34.756,32	5,50	72,14
		UND 2		33.803,77	5,50	70,16
	Total Secoya			68.560,09	11,00	71,15
	Shushufindi	TA1	Térmica Turbogás	575,37	0,80	8,21
TA2		-		0,80	-	
TA3		111,10		0,80	1,59	
TB1		11.139,89		2,55	49,87	
TB2		11.639,12		2,55	52,10	
TY		9.600,16		3,30	33,21	
Total Shushufindi			33.065,65	10,80	34,95	
Sucumbios	UND 1	Térmica MCI	1.644,08	0,48	39,10	
	UND 2		1.044,36	0,48	24,84	
	UND 3		1.177,23	0,48	28,00	
	UND 4		-	0,48	-	
	UND 5		-	0,50	-	
	UND 6		-	0,65	-	
Total Sucumbios			3.865,67	3,07	14,37	
VHR	UND 1	Térmica MCI	5.127,51	1,67	35,16	
	UND 2		6.254,68	1,67	42,88	
	UND 3		2.379,19	1,67	16,31	
Total VHR			13.761,38	5,00	31,45	
Total Petroproducción				213.757,04	58,22	41,92
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	G-1170A	Térmica Turbogás	113.810,40	17,50	74,24
		G-1170B		116.402,40	17,50	75,93
	Total REPSOL YPF-NPF-1			230.212,80	35,00	75,09

TABLA No. 3. 42: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (10/10)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	GE-1171	Térmica MCI	76,79	0,50	1,75
		GE-1172A		27,20	0,95	0,33
		GE-1172B		5.369,13	0,95	64,52
		GE-1172C		4.489,39	0,95	53,95
		GE-1172D		4.102,09	0,95	49,29
		GE-1172E		6.252,65	0,95	75,13
		GE-1172F		6.013,01	0,92	74,61
		GE-1172G		5.415,63	0,92	67,20
	Total REPSOL YPF-NPF-2			31.745,88	7,09	51,11
	REPSOL YPF-SPF-1	G-2170B	Térmica Turbogas	34.541,43	17,50	22,53
	Total REPSOL YPF-SPF-1			34.541,43	17,50	22,53
	REPSOL YPF-SPF-2	G-2942	Térmica MCI	147.469,00	0,75	2.244,58
		GE-3001		96,70	0,92	1,20
		GE-3002		2.376,70	0,92	29,49
		GE-3003		2.859,16	0,92	35,48
		GE-3005		3.779,05	0,92	46,89
		GE-3006		3.769,28	0,92	46,77
		GE-3007		3.215,44	0,92	39,90
		GE-3008		2.755,45	0,92	34,19
		GE-3009		3.343,77	0,92	41,49
		GE-3010		1.159,74	0,92	14,39
		GE-3011		2.412,47	0,92	29,93
		GE-3012		3.189,07	0,92	39,57
		GE-3014		1.478,89	0,92	18,35
		GE-3015		3.092,38	0,92	38,37
		GE-3016		3.517,44	0,92	43,65
		Total REPSOL YPF-SPF-2			184.514,53	13,63
	REPSOL YPF-SPF-3	G-3170 A	Térmica MCI	39.786,11	6,30	72,09
		G-3170 B		50.707,13	6,30	91,88
		G-3170 C		47.559,19	6,30	86,18
		G-3170 D		48.028,13	6,30	87,03
		G-3170 E		48.625,49	6,30	88,11
		G-3170 F		45.605,88	6,30	82,64
		G-3170 G		47.934,13	6,30	86,86
		GM-KOLHER		51.387,83	0,20	2.933,10
	Total REPSOL YPF-SPF-3			379.633,89	44,30	97,83
	REPSOL YPF-SSFD	G-1670A	Térmica Turbogas	339.847,78	2,80	1.385,55
		G-1670B	Térmica MCI	6.995,36	2,80	28,52
		G-2943		5.782,24	0,20	330,04
		GE-3516		558,15	0,75	8,50
		G-1671		-	1,40	-
	Total REPSOL YPF-SSFD			353.183,53	7,95	507,14
Total Repsol			1.213.832,06	125,47	110,44	
San Carlos	San Carlos	Turbo 1	Térmica Turbovapor	3.855,55	2,40	18,34
		Turbo 2		4.033,64	3,20	14,39
		Turbo 3		39.936,00	14,00	32,56
		Turbo 4		25.348,00	11,00	26,31
Total San Carlos			73.173,19	30,60	27,30	
Total San Carlos			73.173,19	30,60	27,30	
MDC-CPF	Grupo Electrógeno Auxiliar MDC	Térmica MCI	-	0,20	-	
			Grupo Electrógeno Waukesha 1	5.713,79	0,90	72,47
			Grupo Electrógeno Waukesha 2	5.107,21	0,90	64,78
			Grupo Electrógeno Waukesha 3	4.805,99	0,90	60,96
			Grupo Electrógeno	5.372,34	0,90	68,14
			Grupo Electrógeno Waukesha 5	3.721,96	0,90	47,21
			Grupo Electrógeno Waukesha 6	3.499,17	0,90	44,38
	Total MDC-CPF			28.220,46	5,60	57,53
	PBH-ESTACION	Equipo Electrógeno Auxiliar GE-3406	Térmica MCI	3,61	0,15	0,28
		Equipo Electrógeno Auxiliar GE-3408		-	0,25	-
	Total PBH-ESTACION			3,61	0,40	0,10
	PBH-HUA01	Grupo Electrógeno GE-3406 Huachito 1	Térmica MCI	-	0,20	-
	Total PBH-HUA01			-	0,20	-
	PBH-HUA02	Grupo Electrógeno GE-3406 Huachito 2	Térmica MCI	544,37	0,20	31,07
	Total PBH-HUA02			544,37	0,20	31,07
	PBH-PAR12	Grupo Electrógeno GE-3412	Térmica MCI	527,08	0,35	17,19
		Grupo Electrógeno Waukesha L36		1.227,40	0,75	18,68
Grupo Electrógeno GE-3508A		1.355,69		0,75	20,63	
Grupo Electrógeno GE-3508B		1.566,84		0,15	119,24	
Total PBH-PAR12			4.677,00	2,00	26,70	
Total Sipac			33.445,44	8,40	45,45	
Total general			3.839.284,48	685,78	63,91	

TABLA No. 3. 43: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/3)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Diesel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles pc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
Agip	Agip Oil - CPF	185,43	463,94	1.532,06	-	-	12.512,16	42.600,61	-	-	-	-	-	-
	Agip Oil - Sarayacu	12,28	6,47	21,37	-	-	806,13	2.744,65	-	-	-	-	-	-
	Agip Oil - Villano A	24,00	1.685,74	5.566,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Agip		221,71	2.156,15	7.120,25	-	-	13.318,29	45.345,26	-	-	-	-	-	-
Andes Petro	Cami	0,11	16,16	53,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Campamento Base	1,19	53,32	176,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CDP	0,56	77,43	255,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dorine 3	2,53	195,27	644,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dorine 4	9,58	790,21	2.609,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dorine 5	3,74	281,74	930,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dorine Battery	15,74	1.219,27	4.026,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Estación Dayuma	0,10	10,38	34,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 18B2	1,83	145,48	480,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 40	1,97	159,68	527,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 50	1,99	209,88	693,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 60	1,36	134,81	445,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero A	2,73	214,78	709,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero B	3,74	316,20	1.044,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero C	20,04	1.728,21	5.707,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero D	10,10	825,92	2.727,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero SUR	6,72	585,49	1.933,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kupi 1	1,10	122,50	404,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kupi 4	0,65	89,64	296,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lago Agrio LTF	0,25	44,46	146,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lago Agrio Station	0,04	5,68	18,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mahogany	0,15	10,75	35,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mariann 4A	6,79	573,00	1.892,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mariann 5-8	4,10	391,82	1.293,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mariann 6	0,73	79,88	263,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mariann 9	2,36	231,06	763,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mariann Battery	3,13	284,79	940,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mariann Vieja	5,41	510,98	1.687,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu B	4,18	334,69	1.105,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu Battery	2,90	64,15	211,84	41,86	932,50	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu C	2,87	266,44	879,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu D	12,35	1.113,40	3.676,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu E	0,04	9,79	32,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Penke B	4,39	401,18	1.324,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pindo	1,13	119,10	393,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sonia A	2,19	183,28	605,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sunka 1	2,12	205,60	678,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sunka 2	1,80	151,37	499,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tarapuy	0,78	75,39	248,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TPP	321,11	5.197,01	17.162,11	1.371,60	30.557,76	-	-	9.545,81	31.523,14	7.069,02	14.468,87	-	-
	Tucan	0,23	26,23	86,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Wanke 1	3,01	265,19	875,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Andes Petro		467,85	17.721,57	58.522,01	1.413,46	31.490,27	-	-	9.545,81	31.523,14	7.069,02	14.468,87	-	-

TABLA No. 3. 44: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/3)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Diesel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles pc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
Ecoelectric	ECOELECTRIC	110,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	443,78	80.766,31
Total Ecoelectric		110,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	443,78	80.766,31
Ecudos	Ecudos A-G	94,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	381,87	69.500,14
Total Ecudos		94,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	381,87	69.500,14
La Internacional	Ditroit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total La Internacional		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lafarge	Selva Alegre	96,93	663,01	2.189,44	-	-	-	-	5.771,13	19.058,02	-	-	-	-
Total Lafarge		96,93	663,01	2.189,44	-	-	-	-	5.771,13	19.058,02	-	-	-	-
Ocp	Amazonas	10,19	6,09	20,12	-	-	683,67	2.327,70	-	-	-	-	-	-
	Cayagama	5,27	397,19	1.311,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Chiquilpe	0,01	1,00	3,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Páramo	0,24	19,91	65,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puerto Quito	0,00	0,30	1,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sardinas	8,29	9,74	32,18	-	-	571,44	1.945,59	-	-	-	-	-	-
	Terminal Marítimo	0,04	6,43	21,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Ocp		24,04	440,68	1.455,25	-	-	1.255,10	4.273,29	-	-	-	-	-	-
Petroamazonas	Aguajal	3,70	258,46	853,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Angel Norte	0,13	14,57	48,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coca	7,21	540,61	1.785,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Concordia	2,23	230,47	761,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CPF	25,95	1.268,73	4.189,74	75,70	1.686,49	-	-	-	-	-	-	-	-
	EPF-Eden Yuturi	395,86	94,36	311,62	1.965,77	43.795,12	15.508,76	52.803,23	-	-	-	-	-	-
	Gacela	3,67	276,73	913,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Indillana	13,55	930,95	3.074,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Itaya A	20,26	1.382,61	4.565,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Itaya B	7,47	518,09	1.710,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jaguar	0,39	47,75	157,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino A	11,17	861,56	2.845,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino B	7,15	619,11	2.044,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino C	3,71	265,61	877,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Laguna	12,62	923,11	3.048,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Limoncocha	29,22	-	-	240,61	5.360,53	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lobo	3,16	239,51	790,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mono	6,30	586,39	1.936,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Oso	38,01	3.005,61	9.925,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paka Sur	8,19	540,79	1.785,84	108,63	2.420,18	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pakay	6,13	413,59	1.365,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Palmar Oeste	7,97	566,63	1.871,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pañayacu	2,16	183,92	607,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Payamino	6,50	548,13	1.810,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PGE	0,36	30,94	102,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SRF Shushufindi	0,94	98,77	326,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tuntiak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yamanunka	3,35	-	-	31,24	695,97	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLA No. 3. 45: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/3)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Diesel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles pc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
Petroamazonas	Yanaq.Este	11,08	933,14	3.081,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yanaq.Oeste	5,98	474,37	1.566,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yuralpa	61,64	18,17	60,02	-	-	4.148,99	14.126,21	-	-	-	-	-	-
Total Petroamazonas		706,06	15.872,69	52.416,43	2.421,95	53.958,28	19.657,75	66.929,43	-	-	-	-	-	-
Petroproducción	Cuyabeno	22,42	1.942,71	6.415,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guanta	10,39	724,37	2.392,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	JUSTICE Culebra	7,53	612,87	2.023,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	JUSTICE Shushufindi Central	7,12	561,60	1.854,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	JUSTICE Shushufindi Sur	30,68	2.498,81	8.251,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lago Agrio	16,37	2.752,00	9.087,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Secoya	68,56	-	-	10,30	229,48	4.026,43	13.708,95	-	-	-	-	-	-
	Shushufindi	33,07	292,58	966,19	582,40	12.975,20	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sucumbíos	3,87	2,28	7,52	69,89	1.556,97	-	-	-	-	-	-	-	-
	VHR	13,76	13,07	43,16	-	-	1.007,47	3.430,16	-	-	-	-	-	-
Total Petroproducción		213,76	9.400,30	31.042,63	662,59	14.761,65	5.033,90	17.139,11	-	-	-	-	-	-
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	230,21	19.597,02	64.715,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-NPF-2	34,54	7,13	23,56	373,86	8.329,16	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SPF-1	147,47	667,97	2.205,83	1.446,41	32.224,27	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SPF-2	39,79	5,83	19,25	438,05	9.759,16	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SPF-3	339,85	-	-	-	-	21.671,95	73.787,26	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SSFD	13,34	1.811,48	5.982,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Repsol		805,19	22.089,43	72.945,99	2.258,31	50.312,59	21.671,95	73.787,26	-	-	-	-	-	-
San Carlos	San Carlos	73,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238,60	43.424,99
Total San Carlos		73,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238,60	43.424,99
Sipac	MDC-CPF	28,22	-	-	257,70	5.741,18	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-ESTACION	0,00	0,38	1,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-HUA01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-HUA02	0,54	58,88	194,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-PAR12	4,68	300,70	993,02	7,13	158,86	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Sipac		33,45	359,97	1.188,72	264,83	5.900,04	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general		2.847,18	68.703,78	226.880,72	7.021,13	156.422,83	60.936,99	207.474,36	15.316,94	50.581,16	7.069,02	14.468,87	1.064,25	193.691,44

TABLA No. 3. 46: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/3)

Tipo de Transacción	Comprador	Ecoluz			Enermax			Hidroabánico		
		Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Acosa	-	-	-	-	-	-	9,70	0,52	5,35
	CNEL-Bolívar	0,14	0,01	5,10	0,15	0,01	5,30	0,34	0,02	6,32
	CNEL-El Oro	1,53	0,08	5,10	1,64	0,09	5,30	3,71	0,23	6,32
	CNEL-Esmeraldas	0,93	0,05	5,10	0,97	0,05	5,30	2,24	0,14	6,33
	CNEL-Guayas Los Ríos	3,11	0,16	5,10	3,33	0,18	5,30	7,48	0,47	6,33
	CNEL-Los Ríos	0,70	0,04	5,10	0,75	0,04	5,30	1,70	0,11	6,31
	CNEL-Manabí	2,87	0,15	5,10	3,04	0,16	5,30	6,89	0,44	6,33
	CNEL-Milagro	1,24	0,06	5,10	1,34	0,07	5,30	2,99	0,19	6,33
	CNEL-Sta. Elena	0,92	0,05	5,10	1,03	0,05	5,30	2,27	0,14	6,32
	CNEL-Sto. Domingo	0,87	0,04	5,10	0,89	0,05	5,30	2,07	0,13	6,34
	CNEL-Sucumbios	0,35	0,02	5,10	0,32	0,02	5,30	0,81	0,05	6,37
	E.E. Ambato	1,02	0,05	5,10	1,04	0,06	5,30	2,43	0,15	6,33
	E.E. Azogues	0,20	0,01	5,10	0,22	0,01	5,30	0,49	0,03	6,35
	E.E. Centro Sur	1,73	0,09	5,10	1,77	0,09	5,30	4,09	0,26	6,34
	E.E. Cotopaxi	0,77	0,04	5,10	0,79	0,04	5,30	1,80	0,11	6,35
	E.E. Norte	1,04	0,05	5,10	1,10	0,06	5,30	2,53	0,16	6,32
	E.E. Quito	7,69	0,42	5,49	7,49	0,40	5,30	17,57	1,11	6,34
	E.E. Riobamba	0,58	0,03	5,10	0,60	0,03	5,30	1,39	0,09	6,33
	E.E. Sur	0,55	0,03	5,10	0,57	0,03	5,30	1,33	0,08	6,32
	Eléctrica de Guayaquil	9,74	0,50	5,10	10,32	0,55	5,30	23,40	1,48	6,32
Subtotal Contratos		35,99	1,87	5,18	37,36	1,98	5,30	95,23	5,93	6,23

TABLA No. 3. 47: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/3)

Tipo de Transacción	Empresa	Comprador	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Agua Y Gas De Sillunchi	E.E. Quito	0,03	0,00	2,99
	I.M. Mejía	E.E. Quito	9,88	0,36	3,61
	Lafarge	E.E. Norte	0,38	0,02	5,74
	Consejo Provincial de Tungurahua	E.E. Ambato	0,59	0,02	3,33
	Municipio A. Ante	E.E. Norte	1,36	0,05	3,50
	Electrocórdova	E.E. Norte	0,26	0,01	3,50
	Moderna Alimentos	E.E. Norte	3,63	0,15	4,00
	Hidroservice	E.E. Norte	-	-	-
Subtotal Contratos			16,13	0,60	3,73
Total Contratos			184,71	10,38	5,62

TABLA No. 3. 48: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/3)

Tipo de Transacción	Empresa	Comprador	Energía Vendida (GWh)	Total (Mill USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Mercado Ocasional	Ecoelectric	M. Ocasional	64,92	6,11	9,41
	Ecudos	M. Ocasional	49,02	4,67	9,52
	La Internacional	M. Ocasional	0,13	0,00	2,80
	Perlabí	E.E. Quito	0,88	0,02	2,40
	San Carlos	M. Ocasional	33,33	3,41	10,23
Total Mercado Ocasional			148,29	14,21	9,58

En la FIG. 3.4 se grafican los precios medios de venta de la energía de las autogeneradoras.

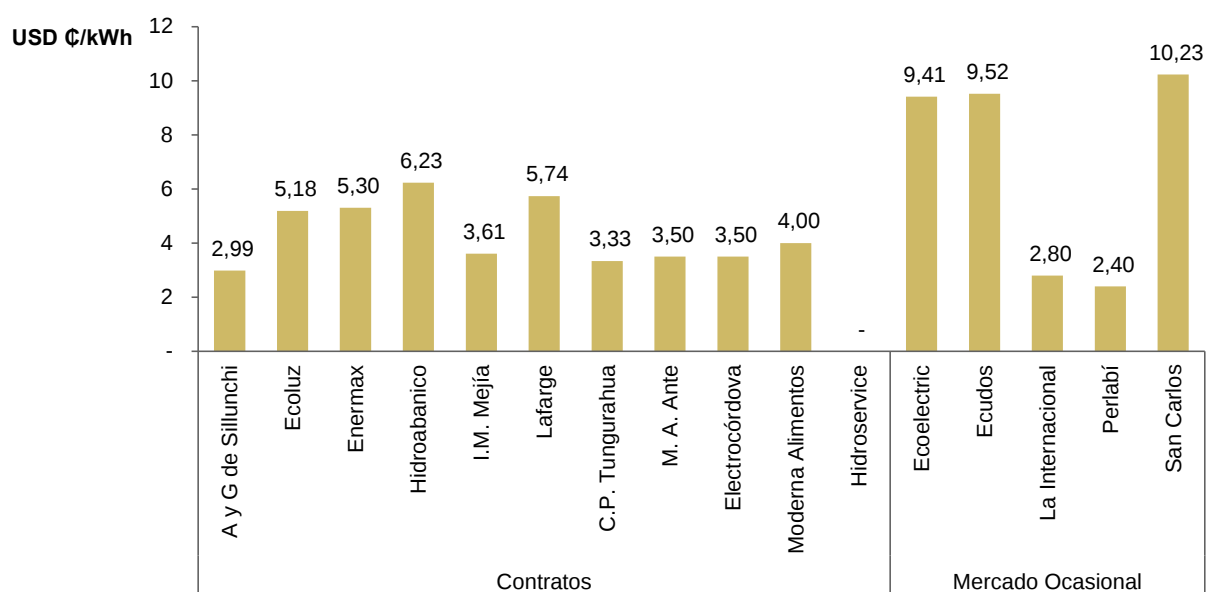


FIG. No. 3. 4: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

2011

CAPÍTULO IV TRANSMISIÓN



Microsoft

4 Transporte de energía eléctrica

4.1 Características técnicas del sistema nacional de transmisión

La empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio CELEC-Transelectric, se encarga de planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión S.N.T.; por consiguiente, su actividad principal es la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano. El S.N.T. en el año 2011 contó con 39,00 subestaciones, de las cuales: 16 funcionan a 230 kV (15 con una relación de transformación 230/138/69 kV, incluida una de seccionamiento: Zhoray); 21 a 138 kV (19 con relación de transformación 138/69 kV así como dos de seccionamiento: Pucará, San Idelfonso); y, 2 subestaciones móviles.

El anillo troncal de 230 kV está constituido por el circuito Molino (Paute) - Zhoray (Azogues) - Milagro - Pascuales (Guayaquil) – Quevedo - Sto. Domingo - Santa Rosa (Quito) - Totoras (Ambato) - Riobamba - Molino (Paute). De este anillo se derivan líneas radiales a 230 y 138 kV para unir otras subestaciones que también cumplen la función de receptor y entregar la energía generada, completando así el Sistema Nacional de Transmisión. La longitud total de estas líneas de transmisión es 3.654,56 Km. Aquí se incluye la interconexión con Colombia, con sus dos enlaces a 230 kV (Pomasqui-Jamondino y Pomasqui-Jamondino 2) y un enlace a 138 kV (Tulcán-Panamericana); y, la interconexión con Perú con su enlace a 230 kV (Machala-Zorritos).

En el 2011, el S.N.T. contó con dos nuevas subestaciones, Caraguay y Nueva Prosperina ubicadas en Guayaquil, con voltajes 138/69/13,8 kV, 230/69/13.8 kV respectivamente y las dos con 225 MVA de potencia.

Igualmente hubieron cambios en líneas de transmisión de S.N.T.; la línea Las Juntas-Santa Elena 138 kV fue reemplazada por la línea Pascuales-Santa Elena; y, debido al ingreso de la subestación de seccionamiento Zhoray, la línea de transmisión Molino-Milagro 230 kV fue reemplazada por las líneas Molino-Zhoray y Zhoray-Milagro. Adicionalmente ingresaron cuatro nuevas líneas: Conocoto-Vicentina y Santa Rosa-Conocoto de 138 kV, a nivel de 230 kV Pascuales-Nueva Prosperina y Nueva Prosperina-Trinitaria.

En la **TABLA N°. 4.1** se encuentra la descripción de cada una de las subestaciones que son parte del S.N.T. y que están a cargo de la unidad de negocios CELEC-Transelectric. De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., incluida la capacidad de reserva, es la siguiente:

- Enfriamiento natural de aire (OA): 5.151,08MVA
- Enfriamiento por aire forzado (FA): 6.844,83MVA
- Enfriamiento por aire y aceite forzado (FOA): 8.516,50MVA

TABLA No. 4. 1: SUBESTACIONES DE LA TRANSMISORA

Nombre de la Subestación	Ubicación		Tipo	Voltaje (kV)				Capacidad de la Subestación (MVA)		
	Provincia	Canton		1	2	3	4	OA	FA	FOA
Ambato	Tungurahua	Ambato	R	138,0	69,0	13,8	-	33,0	43,0	43,0
Babahoyo	Los Ríos	Babahoyo		138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Caraguay	Guayas	Guayaquil		138,0	69,0	13,8	-	135,0	180,0	225,0
Chone	Manabí	Chone		138,0	69,0	13,8	-	40,0	50,0	60,0
Cuenca	Azuay	Cuenca		138,0	69,0	13,8	-	80,0	106,7	133,3
Dos Cerritos	Guayas	Guayaquil		230,0	69,0	13,8	-	132,0	176,0	220,0
Esmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas		138,0	69,0	13,8	-	44,8	59,7	75,0
Ibarra	Imbabura	Ibarra		138,0	69,0	13,8	-	90,0	119,6	139,3
Loja	Loja	Loja		138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Machala	El oro	Machala		230,0	138,0	69,0	13,8	252,0	336,0	420,0
Milagro	Guayas	Milagro	E	230,0	138,0	69,0	13,8	268,3	357,8	447,0
Molino	Morona Santiago	Santiago		230,0	138,0	13,8	-	525,0	700,0	875,0
Móvil	-	-	R	138,0	69,0	46,0	13,8	30,0	32,0	32,0
Móvil 2	-	-		69,0	13,8	-	-	10,0	10,0	10,0
Mulaló	Cotopaxi	Latacunga		138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Nueva Prosperina	Guayas	Guayaquil		230,0	69,0	13,8	-	135,0	185,0	225,0
Orellana	Orellana	Orellana		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Pascuales	Guayas	Guayaquil		230,0	138,0	69,0	13,8	584,4	768,0	974,0
Policentro	Guayas	Guayaquil		138,0	69,0	13,8	-	120,0	160,0	200,0
Pomasqui	Pichincha	Quito		230,0	138,0	13,8	-	180,0	240,0	300,0
Portoviejo	Manabí	Portoviejo		138,0	69,0	13,8	-	89,6	119,4	150,0
Posorja	Guayas	Playas		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Pucará	Tungurahua	Pillaro	S	138,0	138,0	-	-	-	-	-
Puyo	Pastaza	Pastaza	R	138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Quevedo	Los ríos	Quevedo		230,0	138,0	69,0	13,8	266,6	355,5	444,0
Riobamba	Chimborazo	Riobamba		230,0	69,0	13,8	-	80,0	106,8	133,3
Salitral	Guayas	Guayaquil		138,0	69,0	13,8	-	240,0	320,0	400,0
San Gregorio	Manabí	Portoviejo		230,0	138,0	13,8	-	135,0	180,0	225,0
San Idelfonso	El Oro	El Guabo	S	138,0	138,0	-	-	-	-	-
Santa Elena	Santa Elena	Santa elena	R	138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Santa Rosa	Pichincha	Mejía		230,0	138,0	46,0	13,8	615,0	820,0	1.025,0
Santo Domingo	Santo Domingo	Santo Domingo		230,0	138,0	69,0	13,8	193,3	257,8	322,0
Sinincay	Azuay	Cuenca		230,0	69,0	13,8	-	100,0	133,2	165,5
Tena	Napo	Tena		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Totoras	Tungurahua	Ambato		230,0	138,0	69,0	13,8	160,0	213,6	266,6
Trinitaria	Guayas	Guayaquil		230,0	138,0	69,0	13,8	255,0	340,0	425,0
Tulcán	Carchi	Tulcán		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Vicentina	Pichincha	Quito		138,0	46,0	6,3	-	97,0	128,1	148,1
Zhoray	Cañar	Azogues	S	230,0	230,0	-	-	-	-	-
Total general								5.151,1	6.844,8	8.516,5

En la siguiente tabla se detallan las principales características de los transformadores y autotransformadores, equipos que se encuentran ubicados en las subestaciones del S.N.T. En algunos casos, el nombre y las características están referidos a un banco conformado por tres transformadores u autotransformadores. En este listado no se incluyen los equipos que se encuentran como reserva.

TABLA No. 4. 2: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE LA TRANSMISORA

Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Tipo	Marca	Voltaje (kV)			Potencia (MVA)			Potencia Terciario (MVA)		
				1	2	3	OA	FA	FOA	OA	FA	FOA
Ambato	AT1	A	Federal Pioneer	138	69	13,8	33,00	43,00	43,00	11,00	14,61	18,35
Babahoyo	ATQ	A	Cenemesa	138	69	13,8	40,00	53,30	66,70	12,00	16,00	20,00
Chone	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	40,00	50,00	60,00	12,00	16,00	20,00
Cuenca	ATQ	A	Osaka	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	5,40	7,20	9,00
Dos Cerritos	ATK	A	Mitsubishi	230	69	13,8	99,00	132,00	165,00	9,00	12,00	15,00
Esmeraldas	AA1	T	Italrafo	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
	AA2	T	(en blanco)	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
Ibarra	ATQ	A	Cenemesa	138	69	13,8	20,00	26,60	33,30	6,00	8,00	10,00
	ATR	A	Siemens	138	69	13,8	40,00	53,00	66,00	8,00	10,00	12,00
	T1	T	D'legnano	138	35	13,8	30,00	40,00	40,00	10,00	11,20	11,20
Loja	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	40,00	53,33	66,66	12,00	16,00	20,00
Machala	ATQ	A	Mitsubishi / Osaka	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	18,00	24,00	30,00
	ATR	A	Abb / Mitsubishi	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	12,00	21,60	27,00
	TRK	A	Siemens	230	69	13,8	99,00	132,00	165,00	18,00	24,00	30,00
Milagro	ATK	A	Osaka	230	69	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
	ATU	A	Chint	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	40,50	53,00	66,70
Molino	AT1	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
	AT2	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
Mulaló	ATQ	A	Cenemesa	138	69	13,8	40,00	53,30	66,70	12,00	16,00	20,00
Orellana	ATQ	T	Osaka	138	69	13,8	20,00	26,70	33,30	6,00	8,00	10,00
Pascuales	ATR	A	Siemens	138	69	13,8	134,40	168,00	224,00	24,00	30,00	40,00
	ATT	A	Osaka / Abb / Cenemesa	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	100,00
	ATU	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	100,00
Policentro	ATQ	A	Ansaldo	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	33,60	44,70	55,80
Pomasqui	ATU	A	Siemens	230	138	13,8	180,00	240,00	300,00	60,00	78,00	99,00
Portoviejo	AA1	A	Ansaldo	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
	AA2	A	Abb	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
Posorja	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	20,00	26,67	33,33	6,00	8,00	10,00
Puyo	ATQ	A	Trafo	138	69	13,8	20,00	26,67	33,33	6,67	8,89	11,10
Quevedo	ATR	A	Osaka	138	69	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
	ATT	A	Osaka	230	138	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
Riobamba	TRK	T	Mitsubishi	230	69	13,8	60,00	80,10	99,90	18,00	24,00	30,00
Salitral	ATQ	A	D'legnano	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	30,00	40,00	50,00
	ATR	A	Mitsubishi	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	30,00	40,00	50,00
San Gregorio	ATT	A	Chint	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	40,00	53,00	66,00
Santa Elena	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	40,00	53,33	66,70	12,00	16,00	20,00
	ATR	A	Chint	138	69	13,8	40,00	53,33	66,70	12,00	16,00	20,00
Santa Rosa	ATT	A	Abb	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
	ATU	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
	TRN	T	D'legnano	138	46	13,8	45,00	60,00	75,00	13,44	17,91	22,50
	TRP	T	D'legnano	138	46	13,8	45,00	60,00	75,00	13,44	17,91	22,50
Santo Domingo	ATR	A	Osaka	138	69	13,8	60,00	80,01	99,99	16,20	21,60	27,00
	ATU	A	Osaka	230	138	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
Sinincay	TRK	T	Siemens	230	69	13,8	100,00	133,20	165,50	30,00	36,00	45,00
Tena	TRQ	T	Ansaldo	138	69	13,8	20,00	26,70	33,30	6,00	8,00	10,00
Totoras	ATQ	A	Ansaldo	138	69	13,8	60,00	80,10	99,99	20,10	26,70	33,30
	ATT	A	Ansaldo	230	138	13,8	60,00	80,10	99,99	20,00	26,70	33,30
Trinitaria	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	30,00	40,00	50,00
	ATT	A	Pauwels	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	45,00	60,00	75,00
Tulcán	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	20,00	26,70	33,30	6,00	8,00	10,00
Vicentina	T1	T	Federal Pioneer	138	46	6,3	37,00	48,10	48,10	12,00	21,60	21,60
	T2	T	Siemens	138	46	6,3	60,00	80,00	100,00	20,00	26,70	33,30
Móvil	MOVIL	T	Mitsubishi	138	69	13,8	30,00	32,00	32,00	12,00	12,00	12,00
Móvil 2	MOVIL 2	T	Pauwels	69	14	-	10,00	10,00	10,00	-	-	-
Nueva Prosperina	Transformador	T	Chint	230	69	13,8	135,00	185,00	225,00	41,00	56,00	67,00
Caraguay	ATQ	A	Chint	138	69	13,8	135,00	180,00	225,00	40,50	60,00	67,50
Total general							4.686,56	6.225,32	7.742,79	1.311,61	1.738,96	2.167,15

En la **TABLA N°. 4.3:** se describen las características de las líneas de transmisión tanto de 138 kV como de 230 kV con una longitud total de 1.901,06 Km y 1.753,50 Km, respectivamente.

TABLA No. 4. 3: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT

Voltaje	Nombre de la L/T	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)		Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
				Límite Térmico	Regulación de Voltaje	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (Km)
138	Agoyan-Puyo	R	1	90,00	-	ACSR	266	H.S. 7hilos	3/8"	249	43,90
	Chone - Severino	R	1	113,20	-	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	61	29,80
	Cuenca - Limón	R	1	90,00	-	ACSR	266	H.S. 7hilos	3/8"	114	56,40
	Cuenca - Loja	R	1	99,50	25,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	417	134,20
	Daule Peripa - Chone	R	1	113,20	-	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	80	63,30
	Daule Peripa - Portoviejo	R	2	113,20	140,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	187	91,20
	Electroquil - Posorja	R	1	113,50	50,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	191	83,34
	Ibarra - Tulcán	R	1	115,50	16,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	207	74,48
	Loja - Cumbatarza	R	1	90,00	-	ACSR	266	H.S. 7hilos	3/8"	103	54,10
	Milagro - Babahoyo	R	1	113,50	40,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	145	47,30
	Milagro - San Idelfonso	R	2	113,50	112,78	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	508	112,78
	Mulalo - Vicentina	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	229	74,00
	Pascuales - Electroquil	R	1	113,50	80,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	56	38,03
	Pascuales - Salitral1	R	2	126,00	85,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	53	17,40
	Pascuales - Santa Elena	R	1	113,50	42,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	346	105,48
	Paute - Cuenca	R	2	99,50	35,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	158	67,08
	Policentro - Pascuales1	R	2	126,00	80,00	ACSR	477	Acero+OPWG	3/8"	89	15,10
	Pomasqui-Ibarra	R	2	112,00	28,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	226	60,40
	Pucará - Ambato	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	86	27,74
	Pucará - Mulalo	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	108	35,00
	Puyo - Tena	R	1	90,00	110,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	249	66,13
	Quevedo - Daule Peripa	R	2	113,20	140,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	80	43,20
	Quevedo - San Gregorio	R	2	353,00	-	ACSR	1200	Acero + OPGW	3/8"	240	113,48
	Salitral - Trinitaria	A	1	190,00	180,00	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	56	17,40
	San Idelfonso - Machala	R	2	113,50	21,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	94	21,00
	Sta. Rosa - Vicentina	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	57	18,50
	Sto. Domingo - Esmeraldas	R	2	113,20	22,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	410	154,80
	Tena - Francisco de Orellana	R	1	90,00	110,00	ACAR	477	H.S. 7hilos	3/8"	462	142,10
	Totoras - Agoyan	R	2	133,00	80,00	ACSR	636	H.S. 7hilos	3/8"	102	33,00
	Totoras - Ambato	R	1	99,50	100,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	22	7,00
	Tulcán - Panamericana	R	1	115,50	-	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	14	7,50
	Vicentina - Guanoopolo	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	22	7,00
	Vicentina - Pomasqui	R	2	112,00	28,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	52	20,40
	Conocoto-Vicentina	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7 HILOS	3/8"	24	7,81
	Santa Rosa - Conocoto	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7 HILOS	3/8"	33	10,71
Total 138										5.530	1.901,06
230	Dos Cerritos - Pascuales	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	24	9,90
	Machala - Zorritos	R	2	332,00	280,00	ACAR	1200	Acero+OPWG	3/8"	131	53,40
	Milagro - Dos Cerritos	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	96	42,80
	Milagro - Pascuales	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	119	52,70
	Milagro - Zhoray	A	2	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7HILOS	3/8"	255	121,00
	Molino - Pascuales	A	2	342,00	140,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	396	188,30
	Molino - Riobamba	A	1	342,00	140,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	578	157,32
	Molino - Totoras	A	1	342,00	140,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	578	200,20
	Pascuales - Trinitaria	A	2	353,00	180,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	101	28,28
	Pomasqui - Jamondino	R	2	332,00	250,00	ACAR	1200	Acero+OPWG	3/8"	237	136,50
	Pomasqui - Jamondino 2	R	2	332,00	250,00	ACAR	1200	Acero + OPGW	3/8"	250	136,50
	Quevedo - Pascuales	A	2	353,00	190,00	ACSR	1113	Acero+OPWG	3/8"	343	145,25
	Sta. Rosa - Pomasqui	R	2	332,00	280,00	ACAR	1200	H.S. 7hilos	3/8"	82	48,00
	Sta. Rosa - Sto Domingo	A	2	342,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	176	78,34
	Sta. Rosa - Totoras	A	2	342,00	145,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	372	110,09
	Sto Domingo - Quevedo	A	2	353,00	150,00	ACSR	1113	Acero+OPWG	3/8"	256	104,00
	Totoras - Riobamba	A	2	342,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	135	42,88
	Zhoray - Molino	A	2	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7HILOS	3/8"	22	15,00
	Zhoray - Sinincay	R	1	353,00	150,00	ACSR	1113	ACAR 1200	3/8"	96	52,00
	Pascuales- Nueva Prosperina	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	-	11,75
	Nueva Prosperina - Trinitaria	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	-	19,29
Total 230										4.247,00	1.753,50
Total general										9.777,00	3.654,56

Las líneas de transmisión que poseen cable de guardia tipo Acero+OPWG son aquellas en las cuales la fibra óptica es parte del cable de guardia.

 No proporcionado por el agente.

4.2 Características operativas del Sistema Nacional de Transmisión

Conforme a lo establecido en marzo del 2008 por el CONELEC, las bandas de voltaje que el Transmisor debe mantener en barras de las subestaciones son las siguientes:

- 230 KV: +7% / -5%
- 138 KV: +5% / -7%
- 69, 46, 34,5 KV: +3% / -3%

TABLA No. 4. 4: NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (1/2)

Subestación	Voltaje (KV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max y Min	
Ambato	138	Máx (p.u.)	1,036	1,052	1,030	1,058	1,042	1,045	1,045	1,040	1,045	1,042	1,055	1,050	1,058	
		Mín (p.u.)	0,953	0,962	0,995	0,968	0,964	0,942	0,942	0,983	0,972	0,974	0,971	0,983	0,942	
	69	Máx (p.u.)	1,026	1,045	1,024	1,055	1,031	1,033	1,033	1,038	1,036	1,030	1,058	1,038	1,058	
		Mín (p.u.)	0,943	0,956	0,983	0,959	0,952	0,962	0,962	0,959	0,961	0,959	0,938	0,967	0,938	
Babahoyo	138	Máx (p.u.)	0,960	1,010	0,992	1,026	1,021	1,026	1,026	1,046	1,040	1,042	1,055	1,025	1,055	
		Mín (p.u.)	0,901	0,943	0,947	0,925	0,929	0,941	0,941	0,954	0,953	0,943	0,962	0,936	0,901	
	69	Máx (p.u.)	1,017	1,040	1,026	1,054	1,062	1,027	1,027	1,027	1,066	1,033	1,050	1,045	1,066	
		Mín (p.u.)	0,968	0,971	0,979	0,947	0,943	0,941	0,941	0,941	0,961	0,955	0,962	0,938	0,938	
Chone	138	Máx (p.u.)	1,012	1,022	1,016	1,056	1,030	1,036	1,036	1,030	1,020	1,030	1,062	1,028	1,062	
		Mín (p.u.)	0,896	0,952	0,962	0,944	0,950	0,952	0,952	0,919	0,935	0,930	0,935	0,946	0,896	
	69	Máx (p.u.)	1,044	1,039	1,028	1,048	1,043	1,039	1,039	1,043	1,033	1,042	1,054	1,043	1,054	
		Mín (p.u.)	0,937	0,944	0,969	0,946	0,960	0,932	0,932	0,954	0,934	0,911	0,956	0,932	0,911	
Cuenca	138	Máx (p.u.)	1,015	1,022	1,013	1,025	1,024	1,021	1,021	1,025	1,019	1,033	1,018	1,020	1,033	
		Mín (p.u.)	0,935	0,932	0,980	0,954	0,966	0,971	0,971	0,959	0,958	0,970	0,938	0,962	0,932	
	69	Máx (p.u.)	1,055	1,027	1,020	1,034	1,033	1,028	1,028	1,032	1,027	1,033	1,024	1,027	1,055	
		Mín (p.u.)	0,937	0,952	0,988	0,974	0,943	0,978	0,978	0,970	0,964	0,976	0,936	0,974	0,936	
Dos Cerritos	230	Máx (p.u.)	1,013	1,018	1,010	1,026	1,001	0,998	0,998	1,012	1,015	1,019	1,053	1,019	1,053	
		Mín (p.u.)	0,904	0,964	0,973	0,947	0,934	0,929	0,929	0,937	0,934	0,955	0,946	0,935	0,904	
	69	Máx (p.u.)	1,025	1,031	1,022	1,046	1,031	1,027	1,027	1,029	1,028	1,033	1,066	1,038	1,066	
		Mín (p.u.)	0,942	0,954	0,979	0,933	0,937	0,959	0,959	0,939	0,940	0,960	0,948	0,937	0,933	
Esmeraldas	138	Máx (p.u.)	1,035	1,039	1,021	1,043	1,049	1,043	1,043	1,030	1,032	1,052	1,032	1,036	1,052	
		Mín (p.u.)	0,872	0,912	0,988	0,933	0,910	0,910	0,910	0,842	0,888	0,916	0,964	0,926	0,842	
	69	Máx (p.u.)	1,027	1,050	1,022	1,053	1,063	1,159	1,159	1,043	1,055	1,066	1,031	1,038	1,159	
		Mín (p.u.)	0,931	0,925	0,982	0,947	0,924	0,830	0,830	0,932	0,936	0,959	0,982	0,926	0,830	
Ibarra	138	Máx (p.u.)	1,050	1,036	1,028	1,038	1,037	1,033	1,033	1,055	1,044	1,200	1,060	1,053	1,200	
		Mín (p.u.)	0,936	0,956	0,971	0,960	0,965	0,970	0,970	0,959	0,956	0,966	0,936	0,940	0,936	
	69	Máx (p.u.)	1,033	1,042	1,031	1,046	1,037	1,036	1,036	1,015	1,037	1,040	1,044	1,034	1,046	
		Mín (p.u.)	0,949	0,959	0,976	0,964	0,966	0,970	0,970	0,978	0,952	0,951	0,936	0,951	0,936	
	34,5	Máx (p.u.)	1,039	-	1,029	1,064	1,040	1,037	1,037	1,055	1,044	1,036	1,072	1,040	1,072	
		Mín (p.u.)	0,941	-	0,970	0,958	0,962	0,959	0,959	0,955	0,956	0,938	0,934	0,945	0,934	
	Loja	138	Máx (p.u.)	1,040	1,049	1,035	1,046	1,044	1,042	1,042	1,052	1,050	1,054	1,050	1,037	1,054
			Mín (p.u.)	0,928	0,947	0,976	0,944	0,955	0,938	0,938	0,941	0,941	0,944	0,946	0,941	0,928
69		Máx (p.u.)	1,043	1,039	1,025	1,039	1,037	1,027	1,027	1,038	1,046	1,032	1,052	1,030	1,052	
		Mín (p.u.)	0,935	0,954	0,977	0,940	0,967	0,959	0,959	0,950	0,902	0,948	0,961	0,946	0,902	
Machala	230	Máx (p.u.)	1,047	1,069	1,001	1,009	1,003	1,065	1,065	1,048	1,055	1,029	1,045	1,068	1,069	
		Mín (p.u.)	0,898	0,904	0,943	0,925	0,886	0,904	0,904	0,898	0,899	0,948	0,943	0,913	0,886	
	138	Máx (p.u.)	1,053	1,051	1,023	1,043	1,032	1,045	1,045	1,039	1,049	1,039	1,063	1,045	1,063	
		Mín (p.u.)	0,940	0,929	0,970	0,930	0,909	0,935	0,935	0,931	0,940	0,938	0,958	0,938	0,909	
	69	Máx (p.u.)	1,057	1,052	1,022	1,047	1,030	1,048	1,048	1,062	1,050	1,039	1,065	1,046	1,065	
		Mín (p.u.)	0,937	0,929	0,967	0,951	0,912	0,957	0,957	0,957	0,948	0,950	0,947	0,943	0,912	
	Milagro	230	Máx (p.u.)	1,019	1,021	1,013	1,023	1,005	1,000	1,000	1,015	1,017	1,029	1,049	1,016	1,049
			Mín (p.u.)	0,938	0,950	0,972	0,947	0,936	0,937	0,937	0,932	0,935	0,940	0,937	0,944	0,932
138		Máx (p.u.)	1,024	1,039	1,026	1,046	1,050	1,044	1,044	1,062	1,060	1,073	1,083	1,059	1,083	
		Mín (p.u.)	0,939	0,935	0,986	0,952	0,941	0,969	0,969	0,978	0,977	0,949	0,963	0,934	0,934	
69	Máx (p.u.)	1,037	1,031	1,024	1,037	1,021	1,014	1,014	1,024	1,023	1,052	1,047	1,033	1,052		
	Mín (p.u.)	0,931	0,950	0,977	0,932	0,944	0,940	0,940	0,941	0,944	0,941	0,962	0,967	0,931		
Molino	230	Máx (p.u.)	1,054	1,062	1,059	1,064	1,063	1,063	1,063	1,064	1,063	1,062	1,062	1,063	1,064	
		Mín (p.u.)	0,976	1,003	1,018	0,995	0,997	0,991	0,991	0,996	1,000	1,007	1,008	0,978	0,976	
	138	Máx (p.u.)	1,048	1,056	1,050	1,057	1,058	1,057	1,057	1,058	1,058	1,058	1,055	1,058	1,058	
		Mín (p.u.)	0,966	0,991	1,008	0,983	0,988	0,991	0,991	0,986	0,989	0,996	0,996	0,964	0,964	
Mulaló	138	Máx (p.u.)	1,036	1,042	1,033	1,057	1,040	1,046	1,046	1,037	1,040	1,050	1,051	1,050	1,057	
		Mín (p.u.)	0,935	0,944	0,969	0,950	0,941	0,948	0,948	0,948	0,936	0,940	0,946	0,931	0,931	
	69	Máx (p.u.)	1,046	1,042	1,031	1,068	1,044	1,058	1,058	1,039	1,044	1,038	1,054	1,060	1,068	
		Mín (p.u.)	0,936	0,950	0,969	0,953	0,938	0,935	0,935	0,946	0,946	0,953	0,931	0,938	0,931	
Orellana	138	Máx (p.u.)	1,051	1,057	1,002	1,071	1,009	1,068	1,068	1,077	1,066	1,046	1,200	1,200	1,200	
		Mín (p.u.)	0,896	0,910	0,935	0,908	0,923	0,903	0,903	0,893	0,892	0,887	0,881	0,949	0,881	
	69	Máx (p.u.)	1,057	1,088	1,023	1,093	1,033	1,028	1,028	1,086	1,049	1,078	1,088	1,070	1,093	
		Mín (p.u.)	0,880	0,900	0,958	0,931	0,931	0,927	0,927	0,911	0,874	0,918	0,892	0,904	0,874	
Pascuales	230	Máx (p.u.)	1,010	1,018	1,010	1,021	1,003	0,998	0,998	1,014	1,013	1,013	1,069	1,015	1,069	
		Mín (p.u.)	0,940	0,968	0,974	0,948	0,931	0,948	0,948	0,949	0,937	0,950	0,932	0,955	0,931	
	138	Máx (p.u.)	1,027	1,008	1,003	1,018	1,001	0,994	0,994	1,009	1,009	1,008	1,061	1,013	1,061	
		Mín (p.u.)	0,955	0,966	0,968	0,946	0,922	0,936	0,936	0,948	0,943	0,950	0,962	0,949	0,922	
	69	Máx (p.u.)	1,025	1,026	1,020	1,037	1,040	1,025	1,025	1,025	1,026	1,026	1,042	1,032	1,042	
		Mín (p.u.)	0,931	0,974	0,984	0,953	0,948	0,960	0,960	0,952	0,965	0,973	0,983	0,968	0,931	
	Policentro	138	Máx (p.u.)	1,044	1,020	1,010	1,026	1,009	0,998	0,998	1,015	1,016	1,018	1,032	1,021	1,044
			Mín (p.u.)	0,959	0,970	0,970	0,940	0,922	0,942	0,942	0,949	0,952	0,962	0,968	0,950	0,922
69		Máx (p.u.)	1,044	1,032	1,023	1,044	1,033	1,028	1,028	1,032	1,033	1,030	1,038	1,036	1,044	
		Mín (p.u.)	0,952	0,965	0,977	0,962	0,944	0,966	0,966	0,968	0,964	0,965	0,970	0,970	0,944	
Pomasqui	230	Máx (p.u.)	1,033	1,052	1,042	1,047	1,047	1,046	1,046	1,045	1,049	1,056	1,059	1,048	1,059	
		Mín (p.u.)	0,958	0,968	0,981	0,973	0,967	0,973	0,973	0,960	0,958	0,963	0,983	0,983	0,958	
	138	Máx (p.u.)	1,053	1,053	1,048	1,051	1,054	1,051	1,051	1,050	1,050	1,065	1,066	1,056	1,066	
		Mín (p.u.)	0,953	0,973	0,993	0,972	0,975	0,986	0,986	0,968	0,960	0,977	0,967	0,989	0,953	
Portoviejo	138	Máx (p.u.)	1,017	1,044	1,037	1,053	1,048	1,048	1,048	1,053	1,047	1,048	1,053	1,056	1,056	
		Mín (p.u.)	0,914	0,942	0,994	0,918	0,974	0,951	0,951	0,958	0,951	0,979	0,933	0,957	0,914	
	69	Máx (p.u.)	1,037	1,033	1,026	1,043	1,043	1,059	1,059	1,045	1,038	1,035	1,037	1,050	1,059	
		Mín (p.u.)	0,945	0,												

TABLA No. 4. 5: NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (2/2)

Subestación	Voltaje (KV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max y Min
Posorja	138	Máx (p.u.)	1,030	1,013	0,998	1,034	0,998	0,996	0,996	1,016	1,037	1,032	1,037	1,019	1,037
		Mín (p.u.)	0,955	0,932	0,946	0,917	0,923	0,914	0,914	0,919	0,870	0,934	0,929	0,916	0,870
	69	Máx (p.u.)	1,025	1,034	1,028	1,036	1,037	1,032	1,032	1,051	1,061	1,061	1,090	1,046	1,090
Pucará	138	Máx (p.u.)	1,029	1,048	1,034	1,050	1,032	1,045	1,045	1,037	1,061	1,040	1,046	1,041	1,061
		Mín (p.u.)	0,941	0,958	0,980	0,964	0,932	0,950	0,950	0,962	0,944	0,959	0,938	0,939	0,932
	138	Máx (p.u.)	1,052	1,049	1,039	1,065	1,046	1,063	1,063	1,048	1,061	1,061	1,065	1,060	1,065
Puyo	138	Mín (p.u.)	0,937	0,971	0,999	0,938	0,967	0,969	0,969	0,938	0,958	0,931	0,933	0,962	0,931
	69	Máx (p.u.)	1,033	1,035	1,019	1,032	1,031	1,053	1,053	1,035	1,037	1,051	1,056	1,035	1,056
		Mín (p.u.)	0,933	0,933	0,982	0,957	0,961	0,939	0,939	0,943	0,940	0,931	0,939	0,958	0,931
Quevedo	230	Máx (p.u.)	1,000	1,024	1,021	1,038	1,019	1,019	1,019	1,024	1,025	1,027	1,045	1,026	1,045
		Mín (p.u.)	0,929	0,959	0,986	0,972	0,959	0,974	0,974	0,938	0,931	0,964	0,974	0,962	0,929
	138	Máx (p.u.)	1,034	1,036	1,033	1,052	1,036	1,033	1,033	1,038	1,037	1,040	1,054	1,038	1,054
Riobamba	138	Mín (p.u.)	0,944	0,966	1,000	0,974	0,979	0,984	0,984	0,967	0,932	0,976	0,971	0,961	0,932
	69	Máx (p.u.)	1,016	1,026	1,021	1,040	1,037	1,028	1,028	1,031	1,043	1,028	1,045	1,031	1,045
		Mín (p.u.)	0,952	0,941	0,986	0,966	0,948	0,979	0,979	0,968	0,952	0,973	0,965	0,949	0,941
Salitral	230	Máx (p.u.)	1,015	1,021	1,031	1,038	-	-	-	1,032	1,032	1,031	1,040	1,037	1,040
		Mín (p.u.)	0,937	0,955	0,985	0,978	-	-	-	0,961	0,947	0,956	0,955	0,966	0,937
	69	Máx (p.u.)	1,030	1,038	1,028	1,030	1,032	1,032	1,032	1,030	1,039	1,030	1,033	1,030	1,039
San Gregorio	230	Mín (p.u.)	0,942	0,959	0,975	0,946	0,961	0,958	0,958	0,947	0,931	0,964	0,954	0,949	0,931
	138	Máx (p.u.)	-	-	-	-	1,056	1,032	1,032	-	-	-	-	-	1,056
		Mín (p.u.)	-	-	-	-	0,959	0,972	0,972	-	-	-	-	-	0,959
Santa Elena	138	Máx (p.u.)	1,029	1,030	1,014	1,027	1,010	0,997	0,997	1,021	1,021	1,026	1,037	1,027	1,037
		Mín (p.u.)	0,938	0,971	0,976	0,930	0,925	0,937	0,937	0,949	0,957	0,946	0,932	0,951	0,925
	69	Máx (p.u.)	1,057	1,043	1,024	1,048	1,035	1,032	1,032	1,044	1,034	1,042	1,047	1,043	1,057
San Idelfonso	138	Mín (p.u.)	0,941	0,986	0,989	0,944	0,934	0,954	0,954	0,970	0,969	0,970	0,947	0,948	0,934
	230	Máx (p.u.)	-	-	1,018	1,037	1,025	1,020	1,020	1,024	1,025	1,027	1,051	1,042	1,051
		Mín (p.u.)	-	-	0,976	0,938	0,933	0,943	0,943	0,944	0,935	0,939	0,943	0,941	0,933
Santa Rosa	138	Máx (p.u.)	-	-	1,031	1,046	1,045	1,039	1,039	1,044	1,041	1,044	1,051	1,068	1,068
		Mín (p.u.)	-	-	0,985	0,893	0,935	0,940	0,940	0,936	0,931	0,943	0,940	0,934	0,893
	69	Máx (p.u.)	1,043	1,037	1,021	1,040	1,029	1,043	1,043	1,020	1,043	1,038	1,053	1,043	1,053
Santo Domingo	138	Mín (p.u.)	0,945	0,944	0,977	0,955	0,909	0,934	0,934	0,931	0,939	0,954	0,954	0,962	0,909
	230	Máx (p.u.)	1,013	1,056	1,047	1,062	1,056	1,068	1,068	1,068	1,061	1,066	1,063	1,055	1,068
		Mín (p.u.)	0,919	0,898	0,980	0,913	0,934	0,925	0,925	0,932	0,932	0,938	0,968	0,920	0,898
Sinincay	69	Máx (p.u.)	1,051	1,046	1,030	1,075	1,072	1,036	1,036	1,046	1,042	1,038	1,058	1,082	1,082
	138	Mín (p.u.)	0,942	0,942	0,979	0,956	0,942	0,935	0,935	0,931	0,960	0,932	0,968	0,968	0,931
	230	Máx (p.u.)	1,021	1,048	1,033	1,053	1,046	1,038	1,038	1,037	1,038	1,043	1,052	1,041	1,053
Tena	138	Mín (p.u.)	0,936	0,950	0,973	0,958	0,964	0,952	0,952	0,934	0,949	0,935	0,938	0,974	0,934
	69	Máx (p.u.)	1,030	1,061	1,053	1,067	1,069	1,062	1,062	1,062	1,060	1,064	1,070	1,063	1,070
	230	Mín (p.u.)	0,940	0,969	0,988	0,951	0,953	0,934	0,934	0,937	0,965	0,947	0,939	0,979	0,934
Totoras	46	Máx (p.u.)	1,044	1,054	1,025	1,055	1,039	1,031	1,031	1,035	1,038	1,050	1,031	1,025	1,055
	138	Mín (p.u.)	0,935	0,938	0,982	0,965	0,939	0,956	0,956	0,970	0,958	0,932	0,944	0,954	0,932
	230	Máx (p.u.)	1,020	1,036	1,029	1,044	1,038	1,037	1,037	1,034	1,032	1,036	1,050	1,038	1,050
Trinitaria	138	Mín (p.u.)	0,946	0,947	0,983	0,955	0,971	0,972	0,972	0,971	0,968	0,972	0,950	0,982	0,946
	69	Máx (p.u.)	1,013	1,018	1,002	1,016	1,015	1,013	1,013	1,016	1,016	1,010	1,014	1,019	1,019
	230	Mín (p.u.)	0,946	0,955	0,961	0,934	0,953	0,948	0,948	0,953	0,937	0,955	0,944	0,959	0,934
Tulcán	69	Máx (p.u.)	1,042	1,042	1,027	1,048	1,039	1,033	1,033	1,046	1,045	1,044	1,044	1,046	1,048
	138	Mín (p.u.)	0,966	0,978	0,982	0,958	0,978	0,954	0,954	0,971	0,943	0,974	0,974	0,983	0,943
	230	Máx (p.u.)	-	1,055	1,050	1,055	1,059	1,051	1,051	1,053	1,053	1,051	1,056	1,054	1,059
Vicentina	69	Mín (p.u.)	-	0,973	1,018	0,974	0,992	1,001	1,001	0,961	0,946	0,976	0,948	0,975	0,946
	138	Máx (p.u.)	-	1,027	1,022	1,033	1,033	1,029	1,029	1,040	1,025	1,030	1,029	1,029	1,040
	230	Mín (p.u.)	-	0,944	0,988	0,960	0,944	0,968	0,968	0,935	0,963	0,937	0,934	0,953	0,934
Zhoray	138	Máx (p.u.)	1,058	1,064	1,044	1,069	1,049	1,082	1,082	1,072	1,057	1,068	1,059	1,060	1,082
	69	Mín (p.u.)	0,942	0,943	0,996	0,970	0,976	0,956	0,956	0,953	0,947	0,941	0,936	0,940	0,936
	230	Máx (p.u.)	1,038	1,044	1,020	1,046	1,030	1,070	1,070	1,061	1,034	1,059	1,040	1,035	1,070
Zhoray	69	Mín (p.u.)	0,932	0,930	0,971	0,951	0,949	0,936	0,936	0,930	0,932	0,937	0,938	0,935	0,930
	138	Máx (p.u.)	1,031	1,049	1,045	1,055	1,038	1,036	1,036	1,036	1,045	1,045	1,061	1,050	1,061
	230	Mín (p.u.)	0,932	0,960	0,993	0,978	0,956	0,974	0,974	0,959	0,956	0,965	0,964	0,970	0,932
Caraguay	138	Máx (p.u.)	1,037	1,044	1,035	1,052	1,045	1,045	1,045	1,040	1,043	1,046	1,058	1,049	1,058
	69	Mín (p.u.)	0,956	0,979	0,992	0,979	0,974	0,976	0,976	0,985	0,985	0,983	0,956	0,986	0,956
	230	Máx (p.u.)	1,018	1,024	1,018	1,040	1,026	1,026	1,026	1,021	1,026	1,026	1,040	1,030	1,040
Nueva Prosperina	138	Mín (p.u.)	0,940	0,968	0,979	0,964	0,946	0,964	0,964	0,970	0,966	0,962	0,943	0,970	0,940
	69	Máx (p.u.)	0,997	1,013	1,004	1,013	0,998	0,988	0,988	1,009	1,006	1,010	1,031	1,008	1,031
	230	Mín (p.u.)	0,953	0,967	0,971	0,945	0,925	0,938	0,938	0,941	0,935	0,954	0,938	0,943	0,925
Tulcán	138	Máx (p.u.)	1,021	1,033	1,017	1,029	1,013	1,004	1,004	1,027	1,023	1,030	1,060	1,028	1,060
	69	Mín (p.u.)	0,937	0,982	0,982	0,946	0,930	0,949	0,949	0,962	0,957	0,975	0,971	0,952	0,930
	230	Máx (p.u.)	1,013	1,029	1,022	1,046	1,030	1,026	1,026	1,031	1,030	1,031	1,058	1,041	1,058
Vicentina	138	Mín (p.u.)	0,935	0,961	0,970	0,958	0,943	0,946	0,946	0,963	0,963	0,965	0,963	0,953	0,935
	69	Máx (p.u.)	1,052	1,038	1,029	1,052	1,035	1,037	1,037	1,069	1,042	1,054	1,052	1,049	1,069
	230	Mín (p.u.)	0,939	0,935	0,969	0,940	0,968	0,970	0,970	0,937	0,934	0,957	0,931	0,974	0,931
Zhoray	69	Máx (p.u.)	1,031	1,042	1,029	1,069	1,033	1,037	1,037	1,050	1,038	1,032	1,050	1,031	1,069
	138	Mín (p.u.)	0,944	0,950	0,975	0,955	0,964	0,965	0,965	0,944	0,949	0,942	0,936	0,966	0,936
	230	Máx (p.u.)	1,049	1,045	1,038	1,052	1,047	1,044	1,044	1,041	1,043	1,055	1,058	1,049	1,058
Caraguay	46	Mín (p.u.)	0,945	0,969	0,981	0,979	0,963	0,974	0						

TABLA No. 4. 6: DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Ambato	AT1	43,00	37,65	38,86	37,25	44,31	37,01	36,41	36,41	42,79	42,56	38,24	38,69	38,81	44,31
Babahoyo	ATQ	66,70	88,00	88,00	61,29	66,90	98,40	80,15	56,55	66,71	87,33	66,80	60,00	62,64	98,40
Chone	ATQ	60,00	55,69	56,28	55,86	42,32	50,01	49,87	49,87	48,50	47,27	47,20	47,96	56,89	56,89
Cuenca	ATQ	100,00	62,52	56,79	57,49	54,77	55,41	53,05	53,05	53,34	53,71	64,81	77,10	55,10	77,10
Dos Cerritos	ATK	165,00	109,46	107,97	108,62	109,99	118,07	102,12	102,12	120,74	151,88	134,98	102,79	111,80	151,88
Esmeraldas	AA1	75,00	73,93	76,31	73,80	73,86	71,29	74,93	74,93	35,10	36,73	34,83	40,87	37,90	76,31
Esmeraldas	AA1	75,00	0,01	-	-	-	-	-	-	-	108,28	34,86	40,64	38,82	108,28
Ibarra	ATQ	33,30	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	34,15	36,53	50,06	50,06
	ATR	66,00	61,15	60,95	63,82	64,91	63,23	60,76	60,76	28,43	33,36	51,12	55,51	56,21	64,91
	T1	40,00	8,36	10,09	8,79	11,52	9,81	11,64	11,64	9,57	8,23	4,68	-	7,82	11,64
Loja	ATQ	66,66	45,85	46,39	44,64	46,89	46,17	46,95	46,95	46,13	48,92	46,26	47,26	49,49	49,49
Machala	ATQ	100,00	65,18	60,00	79,51	68,13	62,58	172,23	172,23	71,81	93,31	59,25	59,96	86,12	172,23
	ATR	100,00	67,20	61,13	66,00	68,61	64,42	85,92	85,92	70,89	93,65	60,53	62,00	92,63	93,65
	TRK	165,00	10,60	11,23	10,59	51,04	10,66	62,90	62,90	49,94	11,55	11,27	21,92	86,41	86,41
Milagro	ATK	166,50	134,00	123,78	155,00	120,00	156,66	143,57	143,57	165,00	97,18	105,82	98,00	120,73	165,00
	ATU	225,00	100,00	134,70	153,08	106,78	172,74	126,65	126,65	153,85	147,56	162,40	172,23	140,68	172,74
Molino	AT1	375,00	215,12	255,09	236,44	367,32	366,47	255,31	255,31	258,96	261,10	235,93	231,76	257,39	367,32
	AT2	375,00	215,82	233,03	226,13	232,72	244,69	237,95	237,95	239,01	237,24	232,01	228,94	235,80	244,69
Mulaló	ATQ	66,70	39,44	39,25	42,17	38,51	39,48	38,83	38,83	39,85	40,55	42,92	47,83	39,95	47,83
Orellana	ATQ	33,30	28,73	27,08	28,79	28,00	27,36	27,40	27,40	28,94	29,15	29,65	30,26	28,24	30,26
Pascuales	ATR	224,00	174,38	157,93	136,65	176,45	186,69	186,41	186,41	129,04	124,03	146,99	128,23	129,31	186,69
	ATT	375,00	227,03	216,82	205,49	229,39	237,57	239,60	239,60	220,88	213,36	182,28	196,77	209,90	239,60
	ATU	375,00	212,73	201,56	190,47	214,28	220,90	224,28	224,28	206,34	200,01	169,04	182,75	196,67	224,28
Policentro	ATQ	150,00	138,87	147,32	148,36	152,43	147,26	128,90	128,90	109,83	116,30	126,97	124,10	135,21	152,43
Pomasqui	ATU	300,00	249,83	253,37	256,05	275,88	218,53	209,27	209,27	191,33	232,42	261,18	262,65	260,59	275,88
Portoviejo	AA1	75,00	66,76	70,92	71,24	72,66	72,84	70,68	70,68	68,94	67,52	64,60	67,72	71,16	72,84
	AA2	75,00	58,41	64,45	62,28	64,71	61,83	61,02	61,02	64,71	59,83	56,54	57,97	60,24	64,71
Posorja	ATQ	33,33	23,86	23,39	22,76	23,60	23,62	22,46	22,46	23,41	22,15	23,24	23,47	24,44	24,44
Puyo	ATQ	33,33	14,43	14,46	14,39	14,40	14,42	14,44	14,44	14,52	14,34	14,55	10,24	10,24	14,55
Quevedo	ATR	166,50	102,18	51,49	50,31	50,75	53,35	57,97	57,97	59,00	74,39	63,41	64,84	69,82	102,18
	ATT	166,50	158,32	103,58	82,23	82,00	89,06	96,01	96,01	128,69	100,39	95,44	87,25	99,16	158,32
Riobamba	TRK	99,90	56,15	61,24	59,62	52,69	56,21	55,36	55,36	59,59	58,46	60,47	61,42	58,60	61,42
Salitral	ATQ	150,00	134,52	104,71	125,24	120,43	145,50	152,80	152,80	144,53	116,98	95,94	91,27	86,13	152,80
	ATR	150,00	99,00	106,00	128,01	125,00	153,96	148,12	148,12	139,57	118,73	286,92	91,52	86,13	286,92
San Gregorio	ATT	225,00	84,65	86,46	120,91	108,43	107,01	105,64	105,64	110,31	117,67	96,39	94,47	103,68	120,91
Santa Elena	ATQ	66,70	52,12	60,60	64,38	59,87	53,71	23,35	23,35	22,84	20,91	36,84	21,47	31,63	64,38
Santa Elena	ATQ	66,70	0,01	-	-	-	-	-	-	26,04	26,22	24,88	23,47	24,38	36,13
Santa Rosa	ATT	375,00	194,56	208,94	190,18	193,00	202,30	197,73	169,00	205,88	217,24	225,35	229,66	224,29	229,66
	ATU	375,00	165,22	178,69	161,57	165,00	171,82	169,07	169,07	177,76	375,01	193,81	197,74	193,59	375,01
	TRN	75,00	55,21	58,46	53,65	58,21	61,91	53,04	53,04	50,91	55,09	75,75	57,19	54,82	75,75
	TRP	75,00	57,39	60,90	55,82	71,00	65,07	56,64	56,64	64,52	57,54	115,87	59,88	58,23	115,87
Santo Domingo	ATR	99,99	77,09	75,48	77,56	79,97	80,36	78,15	78,15	87,26	77,60	77,49	80,12	79,25	87,26
	ATU	166,50	132,57	144,22	97,34	140,08	146,11	64,88	64,88	148,18	154,43	148,72	56,71	149,41	154,43
Sinincay	TRK	165,50	55,79	54,74	51,42	45,00	51,05	45,80	45,80	45,28	165,00	63,64	54,00	47,83	165,00
Tena	TRQ	33,30	10,69	11,05	7,40	13,49	7,57	10,42	10,42	8,35	8,67	14,62	7,84	7,69	14,62
Totoras	ATQ	99,99	68,70	70,71	51,30	60,33	49,89	49,83	49,83	53,56	50,23	50,87	51,11	52,45	70,71
	ATT	99,99	109,31	110,73	103,19	115,18	115,02	127,22	127,22	108,91	106,49	121,55	137,87	120,94	137,87
Trinitaria	ATQ	150,00	121,81	134,26	137,77	133,80	133,56	126,60	126,60	119,47	122,26	126,86	129,90	100,35	137,77
	ATT	225,00	115,50	103,00	119,50	132,00	127,50	107,50	107,50	108,00	108,50	103,00	114,50	110,00	132,00
Tulcán	ATQ	33,30	18,61	19,89	20,62	20,60	18,34	18,38	18,38	18,67	19,30	19,32	18,01	13,82	20,62
Vicentina	T1	48,10	33,09	33,27	32,95	40,70	38,53	36,71	36,71	39,58	33,93	18,79	18,50	19,04	40,70
	T2	100,00	65,84	67,38	62,58	68,43	94,42	62,87	62,87	66,95	74,63	87,95	90,75	68,87	94,42
Nueva Proserpina	Transformador	225,00	0,01	-	-	-	-	-	-	85,38	225,00	225,00	125,00	118,14	103,54
Móvil	MOVIL	32,00	0,01	-	-	-	-	-	-	28,60	27,45	27,95	26,61	25,11	27,14
Caraguay	ATO	225,00	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103,10	95,63	103,10

Corresponde a la demanda máxima en el período de análisis.

Demandas ocurridas por diferentes problemas presentados en el sistema tales como: disparo de interconexión internacional, flujos transitorios antes de fallas, disparo de transformadores y de subestaciones.

Conforme a la **TABLA N°. 4.7**, durante el 2011, las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 16.462,55 GWh de energía y entregaron 15.809,23 GWh, con unas pérdidas totales de 624,18 GWh.

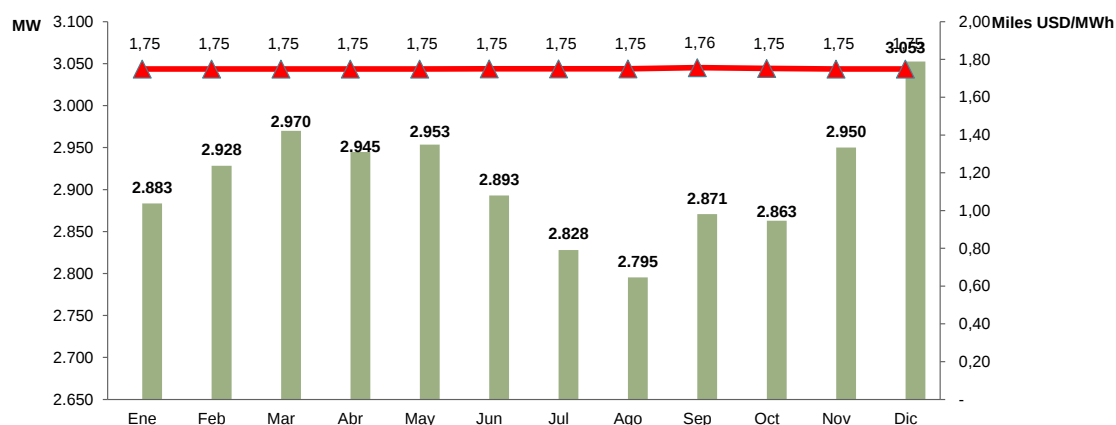
TABLA No. 4. 7: PÉRDIDA DE ENERGÍA EN EL S.N.T.

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Pérdidas del S.N.T. (GWh)	Pérdidas del S.N.T. (%)
Ene	1.399,55	1.355,67	41,67	2,98
Feb	1.306,13	1.262,65	41,84	3,20
Mar	1.449,64	1.409,73	38,12	2,63
Abr	1.389,18	1.336,16	50,05	3,60
May	1.463,49	1.396,77	63,61	4,35
Jun	1.358,15	1.294,15	61,74	4,55
Jul	1.362,19	1.293,21	65,75	4,83
Ago	1.304,97	1.246,59	56,31	4,32
Sep	1.320,39	1.261,48	56,12	4,25
Oct	1.378,64	1.326,43	50,02	3,63
Nov	1.298,99	1.255,67	41,40	3,19
Dic	1.431,22	1.370,73	57,54	4,02
Total	16.462,55	15.809,23	624,18	3,79

4.3 Facturación de la unidad de negocios CELEC-Transelectric

La facturación correspondiente a la tarifa fija de transmisión durante el año 2011 fue USD 53,40 millones, en los que se incluyen los valores facturados a las distribuidoras, autogeneradoras y grandes consumidores.

En la **FIG. N°.4.1** y en la **TABLA N°.4.8**, la demanda máxima corresponde a la máxima coincidente mensual. En la columna de los totales aparece la demanda máxima en el período para cada una de las empresas.



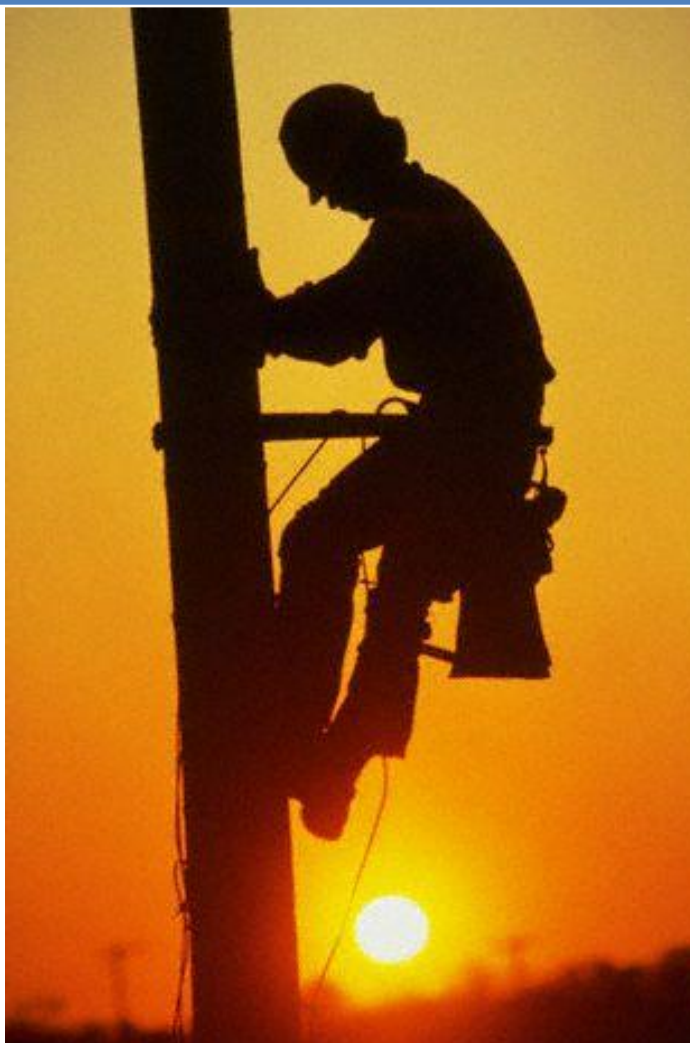
En noviembre está incluido un valor de reliquidación a la CNEL-Milagro por lo que el precio medio varía respecto a los otros meses.

FIG. No. 4. 1: DEMANDA MÁXIMA MENSUAL Y PRECIO MEDIO

TABLA No. 4. 8: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (miles USD)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
Acosa	Potencia Máxima (MW)	4,61	4,55	4,49	4,57	-	-	-	-	-	-	-	-	18,22
	Valor Fijo (USD)	8,07	7,96	7,85	7,99	-	-	-	-	-	-	-	-	31,88
CNEL-Bolívar	Potencia Máxima (MW)	14,22	14,26	14,96	14,20	13,85	14,36	13,29	13,68	13,93	14,22	14,59	15,21	170,75
	Valor Fijo (USD)	24,88	24,95	26,17	24,85	24,25	25,12	23,25	23,94	24,38	24,88	25,53	26,61	298,82
CNEL-El Oro	Potencia Máxima (MW)	116,20	117,74	118,31	124,26	124,15	117,36	114,92	111,17	113,68	114,16	120,22	125,82	1.418,00
	Valor Fijo (USD)	203,35	206,04	207,05	217,46	217,26	205,38	201,10	194,55	198,94	199,78	210,39	220,18	2.481,50
CNEL-Esmeraldas	Potencia Máxima (MW)	76,35	77,90	74,85	74,46	71,91	76,73	73,74	76,41	76,11	72,14	80,14	74,71	905,45
	Valor Fijo (USD)	133,62	136,33	130,99	130,30	125,84	134,27	129,04	133,71	133,20	126,24	140,25	130,75	1.584,53
CNEL-Guayas Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	235,34	241,71	244,18	242,07	243,35	237,49	228,30	223,29	236,73	235,66	235,95	247,02	2.851,08
	Valor Fijo (USD)	411,84	422,99	427,31	423,63	425,86	415,61	399,52	390,75	414,27	412,40	412,92	432,29	4.989,38
CNEL-Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	57,58	59,81	60,58	60,04	65,01	56,64	55,69	53,96	57,99	58,33	60,44	61,37	707,44
	Valor Fijo (USD)	100,76	104,67	106,02	105,07	113,77	99,12	97,45	94,43	101,49	102,08	105,77	107,40	1.238,03
CNEL-Manabí	Potencia Máxima (MW)	219,99	224,14	224,18	225,94	226,28	220,37	222,43	217,23	219,23	214,42	213,87	232,01	2.660,09
	Valor Fijo (USD)	384,99	392,24	392,31	395,40	395,98	385,65	389,25	380,15	383,65	375,24	374,27	406,01	4.655,16
CNEL-Milagro	Potencia Máxima (MW)	98,04	100,07	99,68	96,76	97,84	93,76	93,01	94,81	92,77	91,07	97,23	99,84	1.154,88
	Valor Fijo (USD)	171,56	175,13	174,45	169,34	171,22	164,07	162,77	165,92	162,35	159,37	170,15	174,71	2.021,04
CNEL-Sta. Elena	Potencia Máxima (MW)	75,83	78,17	84,03	77,78	72,70	87,49	86,48	76,08	66,06	66,82	73,06	88,15	932,66
	Valor Fijo (USD)	132,70	136,80	147,05	136,11	127,22	153,10	151,35	133,15	115,60	116,94	127,86	154,26	1.632,15
CNEL-Sto. Domingo	Potencia Máxima (MW)	70,44	69,07	70,83	73,13	72,94	71,51	72,00	70,66	70,89	71,43	73,71	73,06	859,66
	Valor Fijo (USD)	123,26	120,88	123,95	127,97	127,64	125,13	126,00	123,66	124,06	125,00	128,99	127,85	1.504,41
CNEL-Sucumbios	Potencia Máxima (MW)	27,40	25,41	24,96	25,68	25,33	24,91	26,60	27,56	27,37	28,16	26,98	26,96	317,32
	Valor Fijo (USD)	47,96	44,47	43,68	44,94	44,32	43,59	46,55	48,24	47,89	49,28	47,22	47,18	555,31
E. E. Ambato	Potencia Máxima (MW)	89,53	89,71	89,66	90,81	89,96	89,56	87,47	88,31	89,32	91,94	92,92	93,63	1.082,81
	Valor Fijo (USD)	156,68	157,00	156,90	158,91	157,44	156,72	153,07	154,54	156,31	160,90	162,61	163,84	1.894,92
E. E. Azogues	Potencia Máxima (MW)	16,13	17,34	16,19	15,90	15,96	15,67	15,67	15,61	16,53	16,20	15,79	16,36	193,32
	Valor Fijo (USD)	28,22	30,34	28,33	27,82	27,92	27,42	27,42	27,31	28,93	28,34	27,64	28,62	338,32
E. E. Centro Sur	Potencia Máxima (MW)	138,96	140,53	139,70	141,80	145,19	143,30	140,21	140,45	143,96	145,73	147,00	148,62	1.715,46
	Valor Fijo (USD)	243,19	245,93	244,47	248,15	254,08	250,78	245,37	245,79	251,93	255,03	257,25	260,09	3.002,06
E. E. Cotopaxi	Potencia Máxima (MW)	59,19	57,92	59,44	57,52	58,77	58,57	59,86	59,52	59,17	59,83	59,44	60,52	709,75
	Valor Fijo (USD)	103,58	101,35	104,02	100,66	102,84	102,49	104,76	104,16	103,55	104,70	104,02	105,91	1.242,06
E. E. Norte	Potencia Máxima (MW)	89,84	88,09	91,82	90,46	89,87	88,16	86,91	87,45	91,68	92,97	92,58	92,86	1.082,69
	Valor Fijo (USD)	157,22	154,15	160,69	158,31	157,27	154,28	152,09	153,04	160,44	162,69	162,02	162,51	1.894,71
E. E. Quito	Potencia Máxima (MW)	593,55	592,99	599,25	596,16	597,34	595,56	585,19	588,75	609,57	617,78	622,63	631,90	7.230,66
	Valor Fijo (USD)	1.038,71	1.037,74	1.048,69	1.043,28	1.045,34	1.042,22	1.024,08	1.030,32	1.066,75	1.081,12	1.089,60	1.105,82	12.653,66
E. E. Riobamba	Potencia Máxima (MW)	51,55	51,38	51,35	51,19	50,28	51,44	49,29	50,12	51,76	52,51	53,27	54,96	619,10
	Valor Fijo (USD)	90,22	89,92	89,86	89,58	87,98	90,01	86,27	87,71	90,58	91,90	93,23	96,17	1.083,43
E. E. Sur	Potencia Máxima (MW)	49,36	48,74	48,99	50,60	50,12	50,12	49,25	48,87	51,27	51,20	51,04	51,63	601,19
	Valor Fijo (USD)	86,38	85,30	85,74	88,54	87,71	87,70	86,19	85,52	89,72	89,61	89,32	90,36	1.052,08
Ecoelectric	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	2,55	6,95	5,86	5,61	8,67	7,28	8,69	9,06	54,68
	Valor Fijo (USD)	-	-	-	-	4,47	12,17	10,25	9,82	15,18	12,74	15,21	15,85	95,69
Ecoluz	Potencia Máxima (MW)	0,42	0,42	0,43	0,42	0,41	2,45	0,41	0,41	0,41	0,41	0,42	0,42	7,01
	Valor Fijo (USD)	0,73	0,74	0,75	0,73	0,72	4,28	0,71	0,71	0,72	0,72	0,73	0,73	12,27
Ecudos	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	1,61	-	0,40	0,34	0,42	1,41	4,18
	Valor Fijo (USD)	-	-	-	-	-	-	2,81	-	0,70	0,60	0,74	2,47	7,32
Eléctrica de Guayaquil	Potencia Máxima (MW)	751,79	781,77	806,05	783,96	787,68	736,98	707,67	695,99	719,88	706,68	754,92	793,30	9.026,69
	Valor Fijo (USD)	1.315,63	1.368,10	1.410,59	1.371,93	1.378,45	1.289,72	1.238,42	1.217,99	1.259,79	1.236,68	1.321,11	1.388,28	15.796,70
Enermax	Potencia Máxima (MW)	15,56	15,24	14,68	14,77	15,24	15,81	7,63	7,57	7,83	7,80	7,86	8,20	138,19
	Valor Fijo (USD)	27,24	26,67	25,68	25,84	26,67	27,66	13,35	13,25	13,71	13,65	13,75	14,35	241,83
Hidroabanico	Potencia Máxima (MW)	31,52	31,31	31,49	32,24	36,77	37,83	38,06	37,77	38,04	37,86	38,79	38,48	430,15
	Valor Fijo (USD)	55,16	54,79	55,11	56,42	64,34	66,19	66,60	66,10	66,57	66,25	67,89	67,35	752,77
Otros Sistemas	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Valor Fijo (USD)	0,21	0,11	-	0,27	0,24	0,41	0,47	0,90	18,62	8,00	0,04	0,21	29,47
San Carlos	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	6,53	4,14	7,41	8,09	8,03	7,15	41,36
	Valor Fijo (USD)	-	-	-	-	-	-	11,43	7,25	12,96	14,16	14,06	12,51	72,37
TOTALES	Potencia Máxima (MW)	2.883,40	2.928,27	2.970,11	2.944,71	2.953,50	2.892,97	2.828,05	2.795,43	2.870,67	2.863,03	2.950,02	3.052,64	34.932,79
	Valor Fijo (USD)	5.046,15	5.124,58	5.197,69	5.153,50	5.168,85	5.063,12	4.949,57	4.892,90	5.042,29	5.018,30	5.162,58	5.342,33	61.161,86

CAPÍTULO V DISTRIBUCIÓN



Microsoft

5 Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica-2011

Los Sistemas de Distribución tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, a través de los elementos que conforman la red de distribución.

Las distribuidoras, para atender la demanda eléctrica de los clientes de su área de concesión, deben adquirir la energía mediante la compra por Contratos, en el Mercado Eléctrico Mayorista, y proveerse empleando la red de transporte (subestaciones y líneas de transmisión de CELEC-TRANSELECTRIC), o por abastecimiento con generación propia (en sistemas de distribución no incorporados al Sistema Nacional de Transmisión, SNT).

5.1. Generalidades

Desde el año 2009 se han realizado cambios en la normativa jurídica y operativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano, sobre la base del Mandato Constituyente N°15, que introduce reformas a la estructura operativa del sistema de prestación del servicio de energía eléctrica, relacionadas con tarifas, ajustes contables y financiamiento.

A partir de marzo de 2009, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asume los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de concesión con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente N° 15, de 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución.

Cumpliendo con las disposiciones del Mandato N° 15 y con la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la CNEL se integró con diez empresas distribuidoras y con el objetivo de tener una administración descentralizada en la actualidad funcionan como Gerencias Regionales que se detalla a continuación:

1. CNEL-Esmeraldas
2. CNEL-Manabí
3. CNEL-Santo Domingo
4. CNEL-Guayas Los Ríos
5. CNEL-Los Ríos
6. CNEL-Milagro
7. CNEL-Santa Elena
8. CNEL-El Oro
9. CNEL-Bolívar
10. CNEL-Sucumbíos

Las empresas cuya denominación dejó de existir son:

1. Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A
2. Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABI)
3. Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A
4. Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR)
5. Empresa Eléctrica Los Ríos C.A
6. Empresa Eléctrica Milagro C.A
7. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A
8. Empresa Eléctrica El Oro S.A
9. Empresa Eléctrica Bolívar S.A
10. Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

Se mantienen con la denominación de Empresas Eléctricas –(EsEs)- las siguientes:

1. EE Norte
2. EE Quito
3. EE Ambato
4. EE Cotopaxi
5. EE Riobamba
6. EE Azogues
7. EE Centro Sur
8. EE Sur
9. EE Galápagos.

La Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) en sus secciones de generación y distribución, a través del Decreto Ejecutivo N° 1786 de 18 de junio de 2009, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil (Eléctrica de Guayaquil), pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas y desconcentradas, por lo que su gestión administrativa y financiera es propia, actuando adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

Por otra parte, alrededor del 97% de la demanda de energía eléctrica de la empresa de distribución CNEL-Sucumbíos fue atendida por el sistema nacional, a través de la línea de transmisión Totoras-Agoyán-Puyo-Tena-Coca. Esta empresa posee además varios sistemas aislados en Puerto El Carmen, Nuevo Rocafuerte, Tiputini y otros, cuya demanda es abastecida por generación local; esta situación ha hecho que el CONELEC defina a éste como un sistema no incorporado.

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se considera como un sistema no incorporado.

5.2. Concesión de la Distribución de Energía Eléctrica

En base al artículo 39 del capítulo VII, de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC ha realizado la concesión de servicios de distribución de energía eléctrica a 11 empresas eléctricas del país, las mismas que están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

En el ANEXO del Capítulo 5 de Mapas “Mapa de áreas de concesión para la distribución de energía eléctrica” se muestra la delimitación geográfica de las áreas de concesión de las empresas prestatarias del servicio público de electricidad, estas son: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y las diez Gerencias Regionales que conforman la CNEL.

TABLA No. 5. 1: ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Provincias a las que sirve de manera total o parcial	Área de Concesión (km²)
E.E. Ambato	Tungurahua, Pastaza, %Morona, %Napó	40.805
CNEL-Sucumbíos	Sucumbíos, Napó, Orellana	37.842
E.E. Centro Sur	Azuay, %Cañar, Morona	28.962
E.E. Sur	Loja, Zamora, %Morona	22.721
CNEL-Manabí	Manabí	16.865
CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
E.E. Quito	Pichincha, %Napó	14.971
E.E. Norte	Carchi, Imbabura, %Pichincha, %Sucumbíos	11.979
CNEL-Guayas Los Ríos	Guayas, Los Ríos, %Manabí, %Cotopaxi, %Azuay	10.511
E.E. Galápagos	Galápagos	7.942
CNEL-Sta. Elena	% Guayas, Sta. Elena	6.774
CNEL-El Oro	El Oro, %Azuay	6.745
CNEL-Sto. Domingo	Sto. Domingo, % Esmeraldas	6.574
CNEL-Milagro	% Guayas, %Cañar, % Chimborazo	6.175
E.E. Riobamba	Chimborazo	5.940
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
CNEL-Los Ríos	% Los Ríos, %Guayas, %Bolívar, %Cotopaxi	4.059
CNEL-Bolívar	Bolívar	3.997
Eléctrica de Guayaquil	% Guayas	1.399
E.E. Azogues	% Cañar	1.187

En la **TABLA No. 5.1** se presenta la superficie en km², concesionada a cada empresa para la distribución de energía eléctrica. La Empresa Eléctrica Ambato posee una superficie concesionada de 40.805 km², mientras que la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) abarca una superficie de 114.907,38 km², equivalente al 44,82 % del territorio del país, donde se encuentra el 35,75 % (1.497.910,00 usuarios) de los clientes a nivel nacional.

5.3. Características Físicas y Técnicas de las Empresas Eléctricas Distribuidoras

A continuación se presenta las características físicas y técnicas de las distribuidoras; recursos humanos y la principal infraestructura eléctrica con que contaron las empresas a diciembre de 2011.

TABLA No. 5. 2: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Centrales de Generación			Subestaciones de Distribución (#)	Subestaciones de Distribución (MVA)	Número de Primarios	Líneas de transmisión y subtransmisión (km)	Redes de Medio Voltaje (km)	Transformadores de Distribución			Redes de Bajo Voltaje (km)	Luminarias		Acometidas (#)	Medidores (#)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Cantidad (#)						Monofásico #	Trifásico #	Total (MVA)		Cantidad (#)	Potencia (kW)		
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	1,66	1,33	1	6	26	15	109	844,40	541	106	16,63	15.667	10.494	2.395,19	53.111	52.798
	CNEL-EI Oro	0,27	0,22	2	17	249	61	259	3.506,92	7.788	1.276	290,30	52.918	62.787	11.062,45	201.723	197.255
	CNEL-Esmeraldas				16	112	38	289	2.825,16	4.834	589	179,96	19.231	27.351	5.145,19	109.006	100.172
	CNEL-Guayas Los Ríos				28	400	142	380	3.848,92	32.518	2.352	880,10	66.694	56.582	11.045,97	277.358	255.744
	CNEL-Los Ríos				9	65	22	98	1.652,83	5.248	245	137,86	19.169	15.305	3.194,29	97.038	97.038
	CNEL-Manabí				23	314	76	508	8.419,71	20.198	507	565,52	207.953	92.872	20.688,11	289.241	284.312
	CNEL-Milagro				13	173	47	231	2.191,67	6.443	290	158,38	12.143	34.524	6.150,21	134.046	134.070
	CNEL-Sta. Elena				15	120	49	184	1.425,01	5.201	134	165,23	16.656	29.554	4.669,31	102.433	103.854
	CNEL-Sto. Domingo				13	125	33	160	4.385,50	10.864	585	850,15	18.416	33.991	4.958,24	121.651	152.608
	CNEL-Sucumbios	43,64	32,04	8	4	120	15	133	2.786,66	3.571	417	103,89	31.945	18.982	2.400,40	69.808	68.388
Total CNEL		45,56	33,59	11	144	1.704	498	2.351	31.886,78	97.206	6.501	3.348	460.792	382.442	71.709	1.455.415	1.446.239
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	8,00	6,20	2	17	201	55	124	4.239,11	9.474	1.764	269,14	73.195	56.653	8.504,31	218.534	218.917
	E.E. Azogues				1	13	4	27	668,11	1.274	153	28,12	13.118	10.830	1.580,14	31.999	32.050
	E.E. Centro Sur	0,50	0,40	1	16	271	51	290	7.543,04	12.878	3.124	466,26	120.581	83.190	13.662,55	257.859	311.019
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	5	15	115	30	116	3.063,56	4.486	646	375,03	57.257	32.635	4.683,77	104.950	105.965
	E.E. Galápagos	10,10	7,92	11	4	14	9	12	175,61	469	93	17,54	2.525	2.578	291,89	7.246	8.733
	E.E. Norte	12,27	12,27	3	19	177	53	326	5.204,06	11.395	2.045	331,74	62.904	63.562	7.840,96	148.706	202.053
	E.E. Quito	140,37	136,05	8	47	1.476	173	268	7.384,49	19.744	13.569	2.121,38	78.800	204.613	30.345,29	424.845	890.321
	E.E. Riobamba	16,83	15,75	4	13	115	34	154	3.218,87	8.008	523	158,68	45.570	27.071	3.784,89	145.051	152.020
	E.E. Sur	22,14	19,57	2	24	110	66	554	6.576,88	11.672	440	177,20	46.331	41.408	4.976,22	116.176	163.100
	Eléctrica de Guayaquil	236,07	212,00	3	36	1.098	156	301	2.136,83	28.887	1.433	2.013,45	56.502	137.894	21.253,69	606.696	606.697
Total Empresas Eléctricas		458,47	422,04	39	192	3.589	631	2.172	40.211	108.287	23.790	2.013,45	556.783	660.434	96.923,69	2.062.062	2.690.875
Total Nacional		504,03	455,63	50	336	5.293	1.129	4.523	72.097	205.493	30.291	9.306,56	1.017.575,42	1.042.876	168.633,03	3.517.477	4.137.114

En la **TABLA No. 5.2** se puede apreciar las principales características técnicas de las Empresas Distribuidoras en el campo de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Es así que, se cuenta con un total de 50 centrales de generación a cargo de las distribuidoras, de las cuales, 11 están a cargo de la Corporación Nacional de Electricidad, de donde CNEL Sucumbíos tiene la mayor cantidad de centrales (7); y las 39 restantes están a cargo de las Empresas Eléctricas, de donde, la EE Quito tiene el mayor número de centrales tiene (8) y la EE Galápagos (11).

La potencia Nominal y Efectiva a nivel nacional es de 504,03 MW y 455,63 MW respectivamente, concentrándose la mayor capacidad de éstas en las Empresas Eléctricas con: 458.47 MW de Potencia Nominal y 422,04 MW de Potencia Efectiva.

La capacidad en subestaciones a nivel nacional es de 5.293 MW, de donde 1.704 MW corresponde a CNEL y 3.589 MW corresponde a las EsEs.

Para la transmisión y subtransmisión se cuenta con 4,523 km de red, con 2,351 en CNEL y para las EsEs se tiene 2,172 km.

Los km de redes de medio voltaje a nivel nacional es de 72.097,34 km, de los cuales 31.886,76 km se encuentran en CNEL y 40.210,56 km se encuentran en las EsEs. En cuanto a las redes de bajo voltaje se tiene a nivel nacional 1.017.575,42 km, de donde 460.792 km se encuentran en CNEL y los 556.783 km se encuentran en las EsEs.

Se dispone de 30.291 transformadores trifásicos y 205.493 transformadores monofásicos, lo que representa una capacidad instalada de 9.306,56 MVA, de los cuales, 3.348,03 MVA se encuentran en CNEL y 5.958,53 se encuentra en las EsEs.

A nivel nacional se cuenta con 1.042.876 luminarias (382.442 luminarias en CNEL y 660.434 en la EE), que corresponde a una potencia de 168.633 kW (71.709 kW en la CNEL y 96.924 kW en las EE).

En cuanto al número de acometidas y medidores se cuenta a nivel nacional con 3.517.477 (1.455.415 acometidas en CNEL y 2.062.062 acometidas en las EsEs) y 4.137.114 (1.446.239 medidores en CNEL y 2.690.875 en las EsEs) respectivamente.

TABLA No. 5. 3: REDES DE MEDIO VOLTAJE DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Grupo de Empresa	Empresa	Nivel de Voltaje (kV)	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	TOTAL (km)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	13,8	339	5	501	844
	CNEL-EI Oro	13,2	410	3	358	771
		13,8	1.613	10	1.112	2.736
	CNEL-Esmeraldas	13,2	206	0	88	293
		13,8	1.628	13	891	2.532
	CNEL-Guayas Los Ríos	13,8	2.036	273	1.540	3.849
	CNEL-Los Ríos	13,8	889	7	757	1.653
	CNEL-Manabí	13,8	5.829	586	1.585	8.000
		34,5	292	8	120	419
	CNEL-Milagro	8,8	1	0	10	11
		13,8	1.639	11	531	2.180
	CNEL-Sta. Elena	13,2	63	4	127	194
		13,8	560	52	619	1.231
	CNEL-Sto. Domingo	13,8	3.370	46	969	4.386
	CNEL-Sucumbíos	13,8	2.128	2	657	2.787
Total CNEL			21.002	1.020	9.865	31.887
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	13,8	2.863	46	1.330	4.239
	E.E. Azogues	22	527	3	137	668
	E.E. Centro Sur	6,3	0	0	49	49
		13,8	970	19	438	1.427
		22	4.378	31	1.658	6.067
	E.E. Cotopaxi	13,8	2.087	41	935	3.064
	E.E. Galápagos	13,2	78	0	24	102
		13,8	44	0	30	73
	E.E. Norte	6,3	0	0	10	10
		13,8	3.763	71	1.360	5.194
	E.E. Quito	6,3	0	88	746	834
		13,8	981	38	219	1.237
		22,8	2.777	254	2.283	5.313
	E.E. Riobamba	4,16	3	0	11	14
		13,8	2.560	95	549	3.205
	E.E. Sur	13,8	4.079	31	995	5.105
		22	1.026	3	443	1.472
	Eléctrica de Guayaquil	13,8	1.007	184	946	2.137
Total Empresas Eléctricas			27.144	905	12.161	40.211
Total Nacional			48.146	1.925	22.026	72.097

En la **TABLA No. 5.3** se pueden apreciar los varios niveles de voltajes que manejan las distribuidoras a nivel nacional, así tenemos: 4.16, 6.3, 8.8, 13.2, 13.8, 22, 22.8 y 34.5 kV.

En cuanto a los km de redes de media tensión monofásica, bifásica y trifásica a nivel nacional se tiene: 48.146 km (21.002 km que corresponde a la CNEL y 27.144 km que corresponde a las EsEs), 1.925 km (1.020 km que corresponde a la CNEL y 905 km que corresponde a las EsEs) y 22.026 km (9.865 km que corresponde a la CNEL y 12.161 km que corresponde a las EsEs) respectivamente, obteniendo un total a nivel nacional de 72.097 km de donde 31.887 km corresponde a CNEL y 40.211 km corresponde a las EsEs.

TABLA No. 5. 4: PERSONAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Grupo de Empresa	Empresa	Empleados
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	178
	CNEL-EI Oro	575
	CNEL-Esmeraldas	371
	CNEL-Guayas Los Ríos	828
	CNEL-Los Ríos	252
	CNEL-Manabí	900
	CNEL-Milagro	270
	CNEL-Sta. Elena	406
	CNEL-Sto. Domingo	319
	CNEL-Sucumbíos	320
Total CNEL		4419
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	309
	E.E. Azogues	132
	E.E. Centro Sur	515
	E.E. Cotopaxi	374
	E.E. Galápagos	103
	E.E. Norte	592
	E.E. Quito	1608
	E.E. Riobamba	441
	E.E. Sur	475
	Eléctrica de Guayaquil	1566
Total Empresas Eléctricas		6115
Total Nacional		10534

A diciembre de 2011 las empresas distribuidoras han reportado el número de trabajadores como se indica en la **TABLA No. 5.4**, donde se puede apreciar que a nivel nacional se contó con un número de 10.534 trabajadores, 4.419 en CNEL y 6.115 en las EsEs.

5.4. Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

Uno de los problemas más graves del sector eléctrico ecuatoriano, es el relacionado con las altas pérdidas de energía eléctrica que presentan la mayor parte de empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Las “pérdidas de los sistemas de distribución” se definen como aquella energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema (transmisión, subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, luminarias, cometidas y medidores) más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a consumidores que se proveen de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

En la **TABLA N°. 5.5** se muestra un cuadro comparativo de las pérdidas entre el año 2010 y 2011.

TABLA No. 5. 5: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS

Empresa	Distribuidora	2010			2011			Variación (%)
		Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Totales 2010 (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Totales 2011 (%)	
CNEL	CNEL-Bolívar	64,52	10,75	16,66	67,81	8,57	12,64	(4,02)
	CNEL-El Oro	672,99	128,23	19,05	749,12	136,97	18,28	(0,77)
	CNEL-Esmeraldas	430,46	120,54	28,00	451,16	114,99	25,49	(2,52)
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.396,13	318,51	22,81	1.518,52	330,68	21,78	(1,04)
	CNEL-Los Ríos	321,53	97,95	30,46	343,44	107,17	31,20	0,74
	CNEL-Manabí	1.283,80	446,51	34,78	1.392,44	407,62	29,27	(5,51)
	CNEL-Milagro	578,43	143,45	24,80	600,61	137,82	22,95	(1,85)
	CNEL-Sta. Elena	404,95	64,32	15,88	449,25	76,28	16,98	1,10
	CNEL-Sto. Domingo	411,60	46,29	11,25	437,10	46,42	10,62	(0,63)
	CNEL-Sucumbios	193,36	44,05	22,78	211,55	47,18	22,30	(0,48)
Total CNEL		5.757,76	1.420,61	24,67	6.221,00	1.413,69	22,72	(1,95)
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	473,07	40,36	8,53	502,93	39,32	7,82	(0,71)
	E.E. Azogues	93,34	4,71	5,04	97,20	4,90	5,04	(0,01)
	E.E. Centro Sur	780,19	56,40	7,23	838,98	56,65	6,75	(0,48)
	E.E. Cotopaxi	389,23	32,51	8,35	446,52	31,54	7,06	(1,29)
	E.E. Galápagos	32,69	2,98	9,13	35,23	2,71	7,69	(1,43)
	E.E. Norte	466,11	51,20	10,99	520,95	50,30	9,66	(1,33)
	E.E. Quito	3.654,18	289,15	7,91	3.814,23	257,50	6,75	(1,16)
	E.E. Riobamba	271,35	35,75	13,17	285,34	33,84	11,86	(1,31)
	E.E. Sur	252,14	31,53	12,50	270,12	28,53	10,56	(1,94)
	Eléctrica de Guayaquil	4.653,98	782,23	16,81	4.850,38	715,10	14,74	(2,06)
Total Empresas Eléctricas		11.066,27	1.326,82	11,99	11.661,88	1.220,39	10,46	(1,52)
Total general		16.824,04	2.747,43	16,33	17.882,88	2.634,08	14,73	(1,60)

Para la CNEL, la variación del porcentaje de pérdidas es de 1,95%, observándose reducciones importantes en las regionales Manabí (5,51%), Bolívar (4,02%), Esmeraldas (5,52%) y Milagro (1,85%), mientras que para las Empresas Eléctricas la variación es de 1,52 %, destacándose la Eléctrica de Guayaquil con una disminución de 2,06%, E.E. Sur (1,94%), E.E. Galápagos (1,43%), E.E. Norte (1,33%), Riobamba (1,31%) y la E.E. Cotopaxi (1,29%). La variación del porcentaje de pérdidas general es de, 1,60 %.

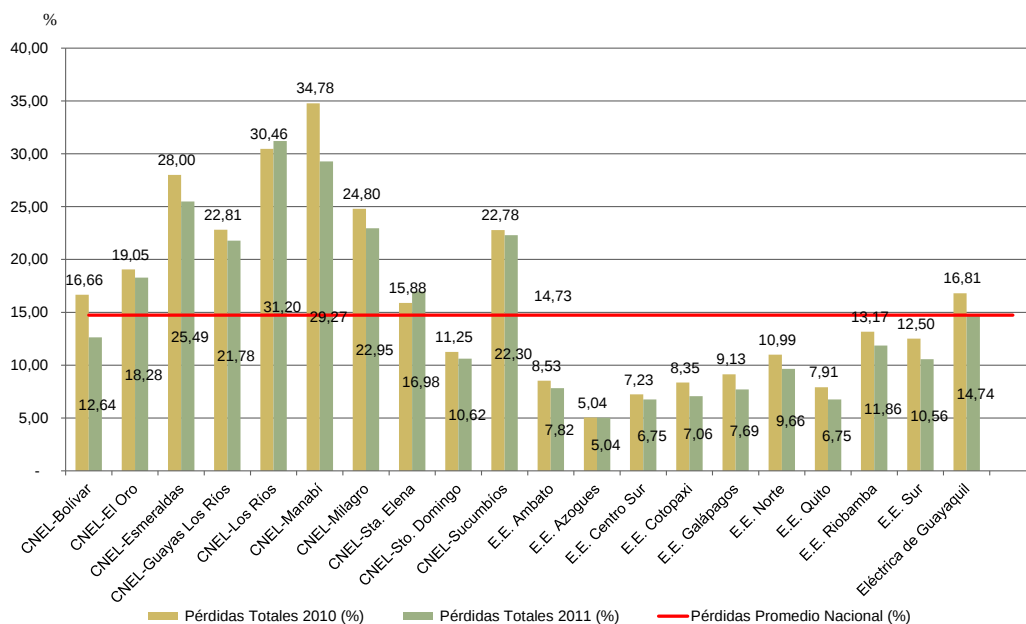


FIG. No. 5. 1: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En el **FIG. No. 5.1**, se observa una comparación de los niveles de pérdidas por Empresa Distribuidora del año 2010 versus el año 2011. Se puede determinar que, para todas las distribuidoras, los índices han mejorado, excepto para la regional Los Ríos y Santa Elena de la

CNEL y de las Empresas Eléctricas todas han mejorado el indicador de pérdidas a diciembre de 2011.

En el **FIG No. 5.2** se observan los promedios anuales de las pérdidas técnicas y no técnicas, para cada distribuidora, indicándose, adicionalmente, el valor en porcentaje. En la figura se han ordenado, de mayor a menor, en función del total de pérdidas en términos de energía, por tanto se ubican en primer lugar aquellas empresas que mayor cantidad de energía comercializan.

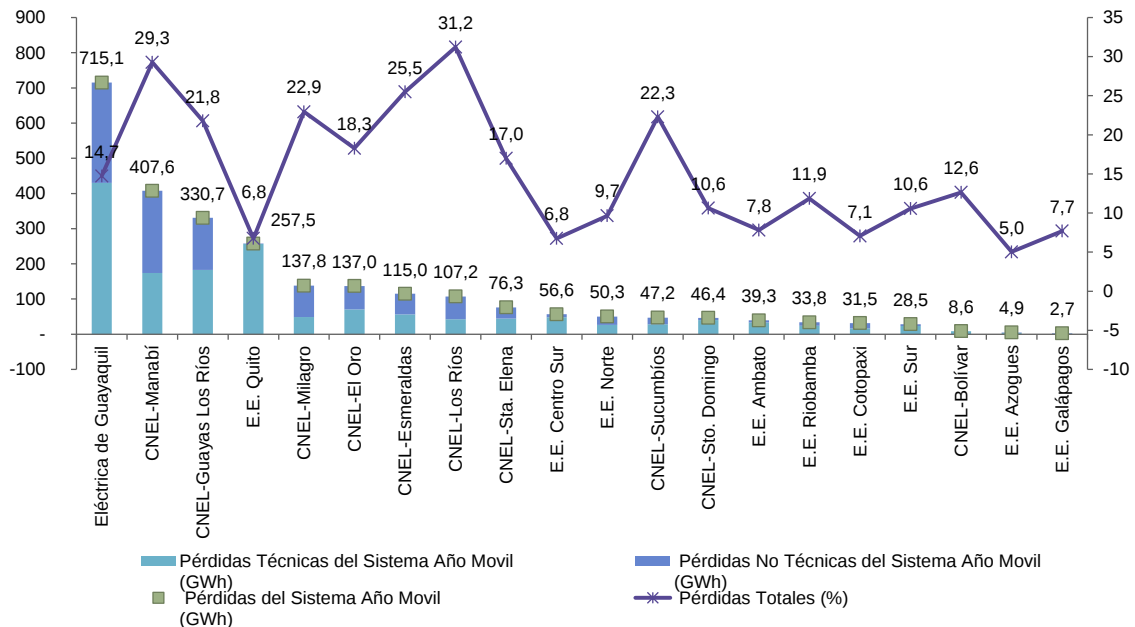


FIG. No. 5. 2: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En la **FIG. N°. 5.3** se muestra la evolución del porcentaje de pérdidas totales en distribución a nivel nacional durante los años 2010 y 2011.

Para diciembre de 2010, a nivel nacional, el porcentaje de pérdidas en distribución fue de 16.33 %, mientras que para el año 2011, fue de 14.73 %, lo que representa una reducción de 1.6 puntos porcentuales.

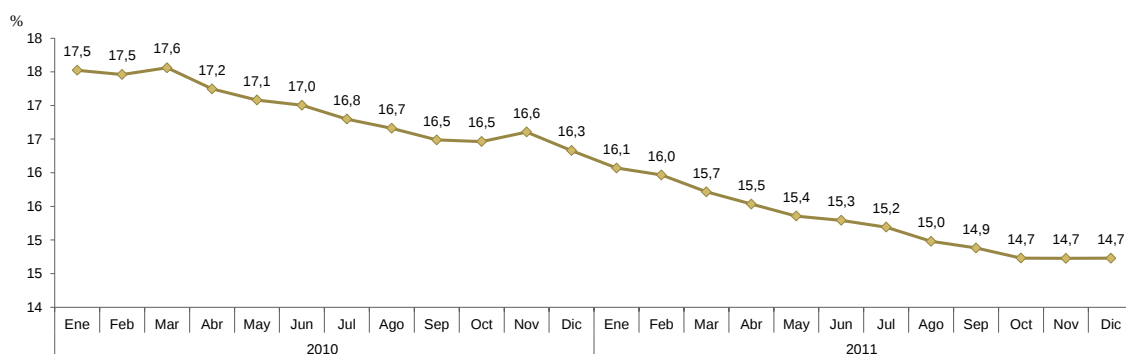


FIG. No. 5. 3: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS PORCENTUALES TOTALES

La **FIG. No. 5.4** muestra la energía disponible por área de concesión, donde se puede observar que las Empresas Eléctricas Guayaquil, Quito, Centro Sur, Ambato, Norte son las que tienen una participación del 27%, 21%, 5%, 3% y 3% de la energía disponible total respectivamente, así también en el caso de las regionales de CNEL se tiene la siguiente participación Manabí 8%, Guayas los Ríos 8%, El Oro 4% y Esmeraldas, Santa Elena, Milagro del 3% de la energía disponible total.

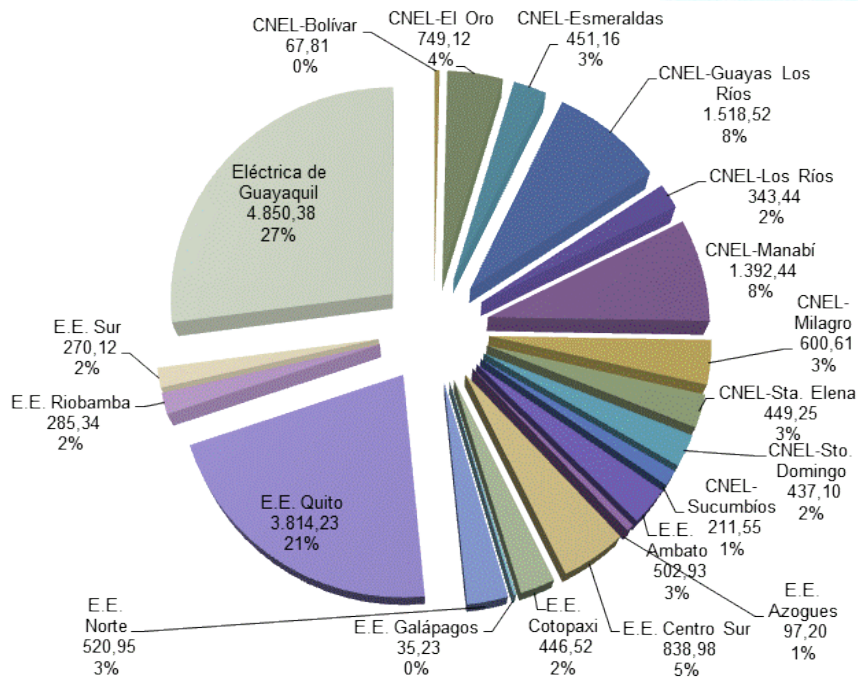


FIG. No. 5. 4: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y % AL 2011.

En la **FIG. No. 5.5** se puede observar, en colores por rangos de pérdidas totales, en color verde, a 9 distribuidoras con porcentajes de pérdidas inferiores al 11%, en amarillo a 3 ubicadas entre el 12% y 15%, en naranja a 2 entre el 15% y 20% y en color rojo a 6 que superan el 20%.

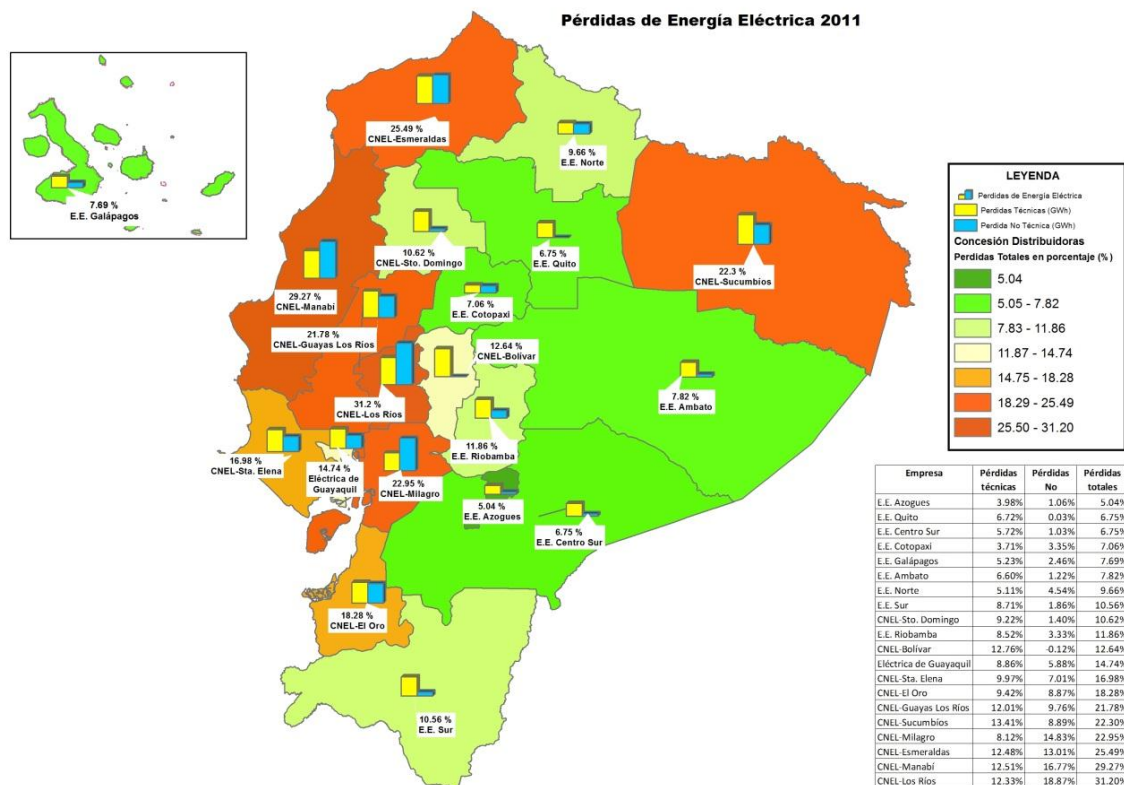


FIG. No. 5. 5: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA, A DICIEMBRE DE 2011.

TABLA No. 5. 6: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2011

Grupo	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas de Energía Eléctrica						Meta a Dic_11 (%)	Desvío Meta a Ene_11 - Dic_11 (%)
			Totales (GWh)	Técnicas (GWh)	No Técnicas (GWh)	Totales (%)	Técnicas (%)	No Técnicas (%)		
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Los Ríos	343,44	107,17	42,35	64,82	31,20%	12,33%	18,87%	28,0%	6,00%
	CNEL-Manabí	1.392,44	407,62	174,15	233,48	29,27%	12,51%	16,77%	28,4%	-0,87%
	CNEL-Esmeraldas	451,16	114,99	56,30	58,69	25,49%	12,48%	13,01%	24,5%	-0,99%
	CNEL-Milagro	600,61	137,82	48,76	89,06	22,95%	8,12%	14,83%	22,0%	-0,95%
	CNEL-Sucumbios	211,55	47,18	28,37	18,81	22,30%	13,41%	8,89%	21,0%	-1,30%
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	330,68	182,44	148,24	21,78%	12,01%	9,76%	21,0%	-0,78%
	CNEL-El Oro	749,12	136,97	70,56	66,41	18,28%	9,42%	8,87%	16,0%	-2,28%
	CNEL-Sta. Elena	449,25	76,28	44,80	31,48	16,98%	9,97%	7,01%	15,0%	-1,98%
	CNEL-Bolívar	67,81	8,57	8,65	-0,08	12,64%	12,76%	-0,12%	13,5%	0,86%
	CNEL-Sto. Domingo	437,10	46,42	40,31	6,11	10,62%	9,22%	1,40%	10,8%	0,18%
Total CNEL		6.221,00	1.413,69	696,69	717,00	22,72%	11,20%	11,53%	18,28%	-4,45%
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	4.850,38	715,10	429,85	285,24	14,74%	8,86%	5,88%	14,30%	-0,44%
	E.E. Riobamba	285,34	33,84	24,32	9,52	11,86%	8,52%	3,33%	12,20%	0,34%
	E.E. Sur	270,12	28,53	23,52	5,02	10,56%	8,71%	1,86%	11,50%	0,94%
	E.E. Norte	520,95	50,30	26,64	23,65	9,66%	5,11%	4,54%	9,50%	-0,16%
	E.E. Ambato	502,93	39,32	33,21	6,11	7,82%	6,60%	1,22%	8,30%	0,48%
	E.E. Galápagos	35,23	2,71	1,84	0,87	7,69%	5,23%	2,46%	8,00%	0,31%
	E.E. Cotopaxi	446,52	31,54	16,58	14,96	7,06%	3,71%	3,35%	8,00%	0,94%
	E.E. Centro Sur	838,98	56,65	47,98	8,67	6,75%	5,72%	1,03%	7,00%	0,25%
	E.E. Quito	3.814,23	257,50	256,44	1,06	6,75%	6,72%	0,03%	7,00%	0,25%
	E.E. Azogues	97,20	4,90	3,87	1,03	5,04%	3,98%	1,06%	5,00%	-0,04%
Total Empresas Eléctricas		11.661,88	1.220,39	864,25	356,13	10,46%	7,41%	3,05%	10,62%	0,15%
Total Nacional		17.882,88	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73%	8,73%	6,00%	14,30%	-0,43%

*SIGOB: Sistema de Gobernabilidad

A diciembre de 2011, el indicador de pérdidas de energía a nivel nacional se ubica en 14,73%, con una disminución de 1,60% respecto del año 2010. El desvío a nivel nacional respecto de la meta SIGOB (14,3% a diciembre de 2011) es de **-0,43%**, alcanzando en el grupo de la CNEL - **4,45%**, y en las empresas eléctricas 0,15%.

Analizando las magnitudes físicas de las pérdidas de energía eléctrica, es decir los GWh, se puede observar en la **TABLA No. 5.6** que, ciertas distribuidoras, a diciembre de 2011, mantienen valores elevados de pérdidas; y, de manera específica, las **No Técnicas**. Los mayores valores de pérdidas No Técnicas se presentan en la Eléctrica de Guayaquil y en las regionales de la CNEL: Manabí, Guayas-Los Ríos, Milagro, Los Ríos, El Oro y Esmeraldas.

Si bien el porcentaje de pérdidas totales en la Eléctrica de Guayaquil, es menor a los que tienen las regionales antes indicadas, en magnitudes físicas, el panorama cambia y es la que más pérdidas No Técnicas presenta.

En la **FIG. No. 5.6** se presentan las pérdidas no técnicas de energía eléctrica totales, tanto en GWh como en porcentaje. Las regionales de la CNEL: Manabí, Guayas-Los Ríos, Milagro, Los Ríos, El Oro, Esmeraldas, Santa Elena, Sucumbios y las Empresas Eléctricas; Eléctrica de Guayaquil, Norte, Cotopaxi, son las que más pérdidas no técnicas de energía (GWh) presentan.

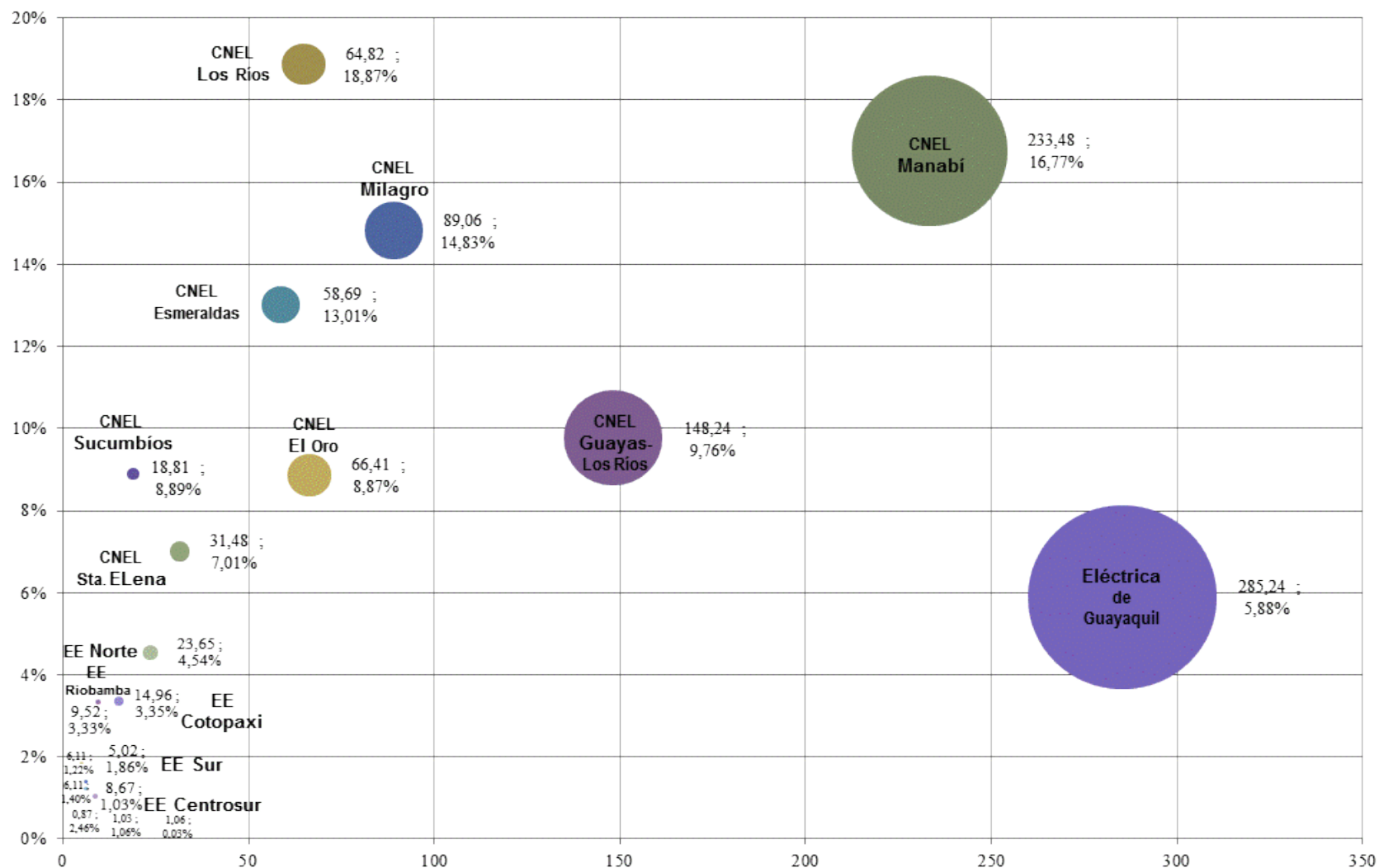


FIG. No. 5. 6: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWH Y %, A DICIEMBRE DE 2011

5.5. Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución

Las distribuidoras compraron la mayor parte de la energía requerida en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM; en menor cantidad a autogeneradoras y a distribuidoras vecinas para atender a pequeñas localidades que estando dentro de su área de concesión, sus redes eléctricas no podían atenderlas.

Las distribuidoras durante el 2011, compraron 17.380,53 GWh, de los cuales, 15.530,43 GWh (89,36%) fueron adquiridos a través de contratos, 1.849,51 GWh (10,64%) se capturaron del Mercado Ocasional y 0,59 GWh mediante transacciones que no corresponden a contratos o al mercado ocasional.

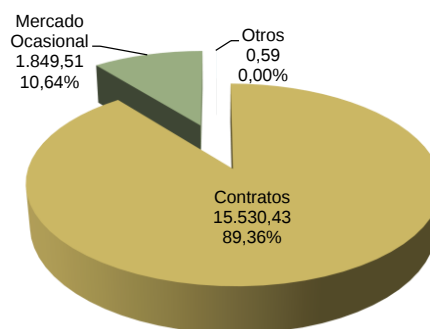


FIG. No. 5. 7: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %.

Por el total de la compra de energía en contratos (15.530,43 GWh), se facturaron USD 644,20 millones por energía. El precio medio de la energía en contratos fue de 4,15 USD €/kWh.

Por el total de la compra de energía en el Mercado Ocasional (1.849,51 GWh) se facturaron USD 61,39 millones, USD 108,14 millones por servicios y USD 67,23 millones por transmisión, facturándose en total USD 236,77 millones. El precio medio de la energía en el Mercado Ocasional fue de 3,32 USD €/kWh.

Por la compra de energía en Otros (590,3 MWh) se facturaron USD 19.659, no se registra facturación por servicios y/o transmisión. El precio medio de la energía en el segmento Otros fue de 3,33 USD €/kWh.

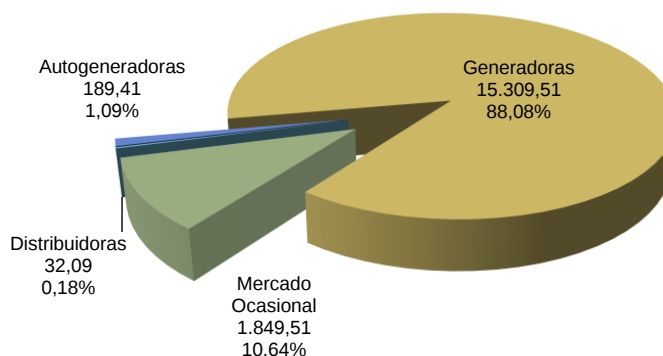


FIG. No. 5. 8: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %.

De los 17.380,53 GWh, la mayor parte de esa energía fue abastecida por generadoras con 15.309,5 GWh (88,08%), el Mercado Ocasional aportó 1.849,51 GWh (10,64%),

autogeneradoras 189,41GWh (1,09%) y entre distribuidoras se registraron transacciones por 32,09 GWh (0,18%).

Según consta en **TABLA 5.7**, por el total de la compra de energía de las distribuidoras (17.380,53 GWh), se facturaron USD 705,61 millones por energía, USD 43,81 millones por servicios y USD 51,85 millones por transmisión; en total se ha facturado USD 889,12 millones. El precio medio de la energía fue de 5,44 USD €/kWh.

TABLA No. 5. 7: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo Empresa	Empresa	Energía Comprada (GWh)	Factura Energía (Miles USD)	Servicios (Miles USD)	Transmisión (Miles USD)	Total Facturado (Miles USD)	Precio Medio USD c/kWh	Valor Pagado (Miles USD)	Valor Pagado (%)
Corporación Nacional de Electricidad CNEC	CNEC-Bolivar	67,86	2.506,62	708,90	298,82	3.514,33	5,18	2.143,10	60,98
	CNEC-El Oro	748,26	27.865,17	7.921,99	2.481,50	38.268,65	5,11	-	-
	CNEC-Esmeraldas	442,89	21.113,06	394,44	1.584,53	23.092,04	5,21	-	-
	CNEC-Los Rios	323,11	12.164,52	3.092,03	1.899,36	17.155,91	5,31	-	-
	CNEC-Manabí	1.389,89	51.737,57	14.393,34	4.655,16	70.786,07	5,09	73.479,47	103,90
	CNEC-Milagro	599,10	22.554,62	4.819,67	3.160,25	30.534,54	5,10	23.529,98	77,06
	CNEC-Sta. Elena	448,32	19.496,62	1.502,95	1.611,47	22.611,04	5,04	-	-
	CNEC-Sto. Domingo	428,81	15.553,53	4.944,56	1.504,41	22.002,49	5,13	9.592,42	43,60
	CNEC-Sucumbios	165,77	7.876,04	29,37	555,31	8.460,71	5,10	8.460,71	100,00
	CNEC-Guayas Los Rios	1.502,74	69.100,82	-619,42	7.861,57	76.342,96	5,08	-	-
Total CNEC		6.116,74	249.968,54	37.187,83	25.612,38	312.768,75	5,11	117.205,68	37,47
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	497,23	20.626,18	246,97	1.731,07	22.604,22	4,55	22.604,22	100,00
	E.E. Azogues	97,20	4.456,47	170,74	338,32	4.965,52	5,11	5.620,99	113,20
	E.E. Centro Sur	831,04	33.627,23	4.613,34	4.613,51	42.854,08	5,16	42.853,73	100,00
	E.E. Cotopaxi	366,85	13.479,17	3.337,07	1.931,38	18.747,62	5,11	18.747,62	100,00
	E.E. Galápagos	3,34	428,78	0,00	0,00	428,78	12,82	428,78	100,00
	E.E. Norte	510,06	23.715,02	602,34	1.894,71	26.212,08	5,14	4.010,77	15,30
	E.E. Quito	3.666,82	158.932,20	16.032,05	12.653,66	187.617,91	5,12	187.617,91	100,00
	E.E. Riobamba	280,69	11.543,02	1.888,84	1.083,43	14.515,29	5,17	12.910,50	88,94
	E.E. Sur	270,12	10.115,83	2.222,56	1.577,28	13.915,66	5,15	-	-
	Eléctrica de Guayaquil	4.740,42	178.722,07	50.666,96	15.796,70	245.185,73	5,17	-	-
	Total Empresas Eléctricas	11.263,79	455.645,98	79.780,87	41.620,06	577.046,90	5,12	268.886,68	46,60
TOTAL		17380,53	705614,52	116968,70	67232,44	88915,66	5,12	386092,36	43,39
Agente no presenta información									
Servicios: Incluye valores por Energía Reactiva, Inflexibilidades o Generación Obligatoria, Restricciones, Potencia y Otros.									

Las transacciones realizadas por las distribuidoras de energía eléctrica, a nivel nacional, así como sus precios medios, gráficamente se muestran a continuación:

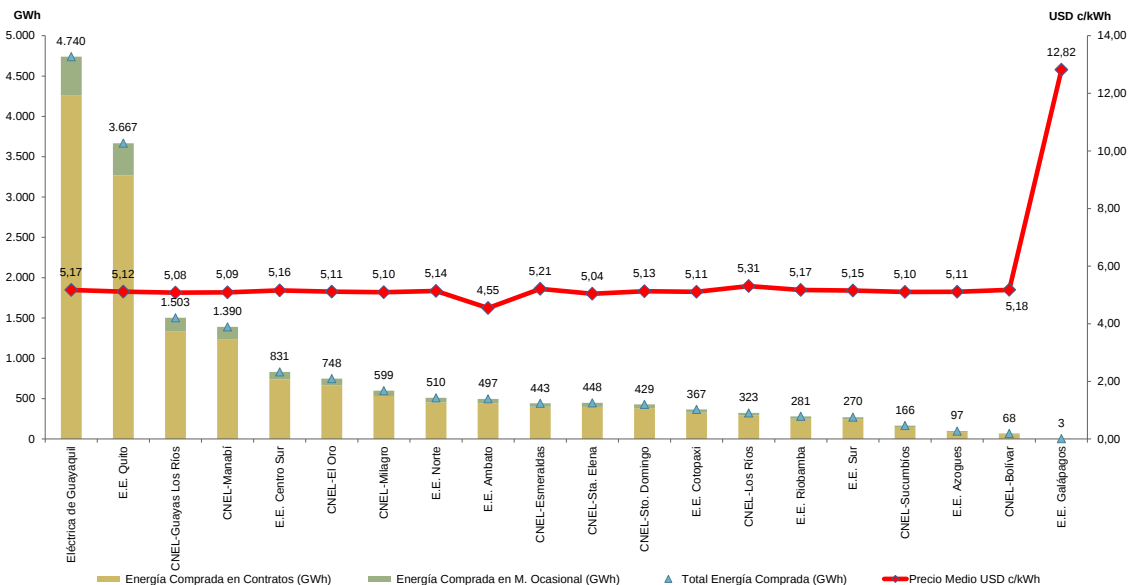


FIG. No. 5. 9: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA

En el Año 2011, las empresas eléctricas distribuidoras entregaron 1.202,08 GWh, por excedentes de energía; 331,45 GWh (27,57%) a través en contratos, 870,25 GWh (72,40%) en el Mercado Ocasional y 0,39 MWh en Otros que no corresponden a contratos o al Mercado Ocasional.

TABLA No. 5. 8: VENTA DE ENERGÍA POR EXCEDENTES

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Factura Energía (Miles USD)	Servicios (Miles USD)	Total Facturado (Miles USD)	Precio Medio USD c/kWh	Valor Pagado (Miles USD)	Valor Pagado (%)
Contratos	Eléctrica de Guayaquil	331,45	33.724,62	11,85	33.736,47	10,18	31.756,01	94,13
Total Contratos		331,45	33.724,62	11,85	33.736,47	10,18	31.756,01	94,13
M. Ocasional	E.E. Ambato	9,37	1.166,12	0,00	1.166,12	12,45	401,85	34,46
	CNEL-Bolívar	2,26	188,51	0,07	188,59	8,36	188,59	100,00
	CNEL-El Oro	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00
	E.E. Cotopaxi	49,99	1.302,01	274,00	1.576,01	3,15	1.576,01	100,00
	E.E. Norte	69,18	2.948,43	-10,50	2.937,94	4,25	410,26	13,96
	E.E. Quito	612,82	28.430,80	19,69	28.450,49	4,64	21.613,25	75,97
	E.E. Riobamba	96,07	2.881,53	0,00	2.881,53	3,00	1.914,09	66,43
Total M. Ocasional	E.E. Sur	30,56	3.984,10	-4,73	3.979,38	13,02	0,00	0,00
		870,25	40.901,51	278,54	41.180,05	4,73	26.104,05	63,39
Otros	CNEL-Bolívar	0,05	5,36	0,00	5,36	9,93	0,00	0,00
	E.E. Sur	0,33	35,33	2.812,57	2.847,90	-	40,92	107,28
Total M. Otros		0,39	40,692	2.812,57	2.853,26	740,66	40,92	1,43
TOTAL		1.202,08	74.666,83	3.102,96	77.769,78	6,47	57.900,98	74,45

Servicios: Incluye valores por inflexibilidades o Generación Obligatoria, Potencia y Otros.

Se registra por concepto de facturación de energía USD 74,7 millones, en servicios USD 3,1 millones; sumando un total de USD 77,77 millones, el precio medio por venta de energía fue de 6,47 USD €/kWh.

5.6. Balance de Energía en Sistemas de Distribución

El Balance de Energía en Sistemas de Distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los Clientes Finales.

La energía disponible en los sistemas de distribución en el año 2011 fue de 17.882,88 GWh; de los cuales, 14.931,12 GWh (83,49%) fueron demandados por clientes regulados, 317,68 GWh (1,78%) por clientes no regulados; las pérdidas de energía fueron de 2.634,08 GWh (14,73%); de los cuales 1.560,95 GWh (59,16%) corresponden a pérdidas técnicas y 1.073,13 GWh (40,74%) a pérdidas no técnicas.

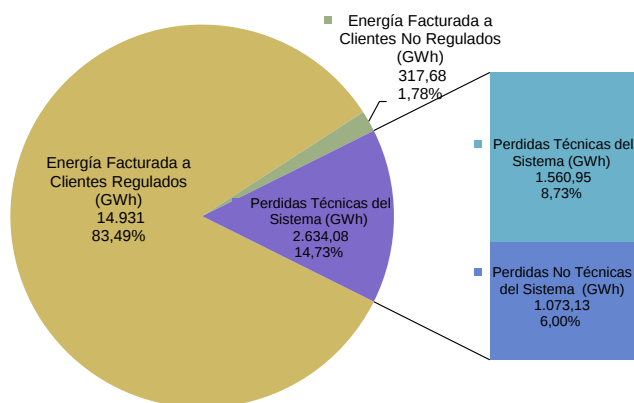


FIG. No. 5. 10: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Del total de la energía disponible (17.882,88 GWh), los sistemas de distribución de CNEL tuvieron una participación de 6.221 GWh (34,79%), de los cuales, 1.413,69 GWh corresponden a pérdidas de energía.

Del total de la energía disponible (17.882,88 GWh), los sistemas de las empresas eléctricas tuvieron una participación de 11.661,88 GWh (65,21%), de los cuales, 1.220,39 GWh corresponden a pérdidas de energía.

TABLA No. 5. 9: BALANCE DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Grupo Empresa	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Perdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Perdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	67,81	-	59,24	8,57	12,64	8,65	(0,08)
	CNEL-EI Oro	749,12	-	612,15	136,97	18,28	70,56	66,41
	CNEL-Esmeraldas	451,16	3,58	332,59	114,99	25,49	56,30	58,69
	CNEL-Los Ríos	343,44	-	236,27	107,17	31,20	42,35	64,82
	CNEL-Manabí	1.392,44	2,55	982,26	407,62	29,27	174,15	233,48
	CNEL-Milagro	600,61	2,28	460,51	137,82	22,95	48,76	89,06
	CNEL-Sta. Elena	449,25	0,93	372,04	76,28	16,98	44,80	31,48
	CNEL-Sto. Domingo	437,10	8,30	382,39	46,42	10,62	40,31	6,11
	CNEL-Sucumbios	211,55	-	164,38	47,18	22,30	28,37	18,81
Total CNEL		6.221,00	28,37	4.778,95	1.413,69	22,72	696,69	717,00
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	502,93	2,23	461,38	39,32	7,82	33,21	6,11
	E.E. Azogues	97,20	-	92,30	4,90	5,04	3,87	1,03
	E.E. Centro Sur	838,98	2,24	780,09	56,65	6,75	47,98	8,67
	E.E. Cotopaxi	446,52	69,01	345,97	31,54	7,06	16,58	14,96
	E.E. Galápagos	35,23	-	32,52	2,71	7,69	1,84	0,87
	E.E. Norte	520,95	10,89	459,76	50,30	9,66	26,64	23,65
	E.E. Quito	3.814,23	146,01	3.410,72	257,50	6,75	256,44	1,06
	E.E. Riobamba	285,34	-	251,50	33,84	11,86	24,32	9,52
	E.E. Sur	270,12	0,33	241,26	28,53	10,56	23,52	5,02
	Eléctrica de Guayaquil	4.850,38	58,60	4.076,69	715,10	14,74	429,85	285,24
Total Empresas Eléctricas		11.661,88	289,31	10.152,18	1.220,39	10,46	864,25	356,13
TOTAL NACIONAL		17.882,88	317,68	14.931,12	2.634,08	14,73	1.560,95	1.073,13

En la **FIG. No. 5.11**, se puede apreciar la energía disponible por área de concesión, donde las EsEs Eléctricas de Guayaquil (4.840,38 GWh) y la Quito (3.814,23 GWh) corresponden al 27.12% y 21.33% respectivamente de la energía nacional disponible.

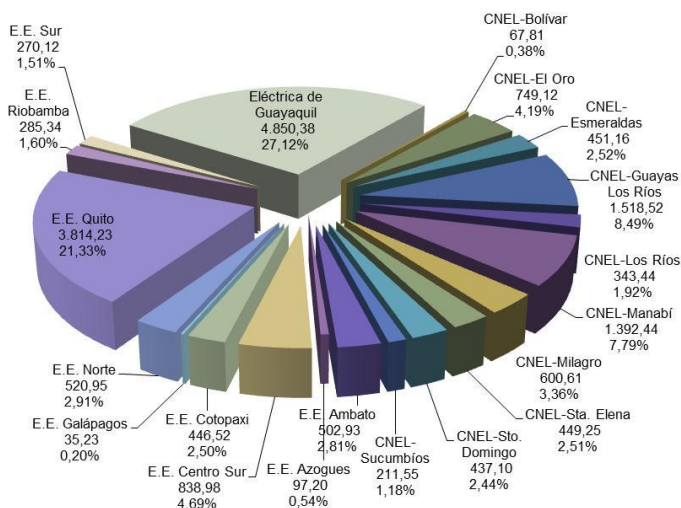


FIG. No. 5. 11: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %.

5.6.1 Consumos Promedios.

En la **TABLA No. 5.10** se pueden apreciar los consumos promedios clasificados por grupo de consumo: Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y Otros, tanto para la Corporación Nacional de Electricidad como para las Empresas Eléctricas.

TABLA No. 5. 10: Consumos Promedios por Grupo de Consumo (KWh/cliente)

Grupo Empresa	Empresa	Grupo de Consumo					
		Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total general
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD	CNEL-Bolívar	51,56	286,53	253,55	165.195,14	378,06	92,02
	CNEL-El Oro	116,28	451,71	7.568,03	67.576,07	1.913,19	268,81
	CNEL-Esmeraldas	109,07	577,66	8.126,57	2.390.270,00	1.776,99	240,83
	CNEL-Guayas Los Ríos	152,04	1.000,38	40.411,30	59.302,95	1.840,53	365,80
	CNEL-Los Ríos	111,45	496,46	5.061,40	140.417,08	1.416,50	204,72
	CNEL-Manabí	119,48	911,71	161.228,81	9.321.737,00	3.059,53	303,58
	CNEL-Milagro	105,55	499,25	65.134,73	76.924,52	1.913,64	275,00
	CNEL-Sta. Elena	117,37	832,00	29.956,49	1.598,60	5.154,28	323,45
	CNEL-Sto. Domingo	110,38	489,97	25.037,18	2.263.735,00	976,70	221,79
	CNEL-Sucumbíos	101,02	395,59	2.229,77	900.420,80	757,51	199,36
Total CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD		1.094,20	5.941,25	345.007,84	15.387.177,15	19.186,93	2.495,36
EMPRESAS ELÉCTRICAS	E.E. Ambato	89,02	304,11	1.481,83	149.658,00	1.039,05	186,04
	E.E. Azogues	70,82	305,34	10.444,69	556.890,10	409,51	242,66
	E.E. Centro Sur	90,82	411,51	3.136,57	167.156,71	716,30	207,35
	E.E. Cotopaxi	68,24	317,82	1.406,80	1.782.537,00	6.054,45	278,12
	E.E. Galápagos	154,48	605,70	211,01	3.070,40	1.731,14	285,73
	E.E. Norte	83,20	297,38	3.848,65	208.345,43	667,40	188,64
	E.E. Quito	146,85	607,86	5.898,09	15.931.639,00	3.023,13	333,23
	E.E. Riobamba	62,87	258,51	6.616,84	2.379.584,00	554,06	143,76
	E.E. Sur	77,82	334,34	488,03	86.296,73	387,18	129,04
	Eléctrica de Guayaquil	185,63	1.124,08	45.297,64	214.722,73	11.429,48	575,40
Total Empresas Eléctricas		1.029,74	4.566,65	78.830,15	21.479.900,10	26.011,70	2.569,95
Total general		2.123,94	10.507,90	423.837,99	36.867.077,25	45.198,63	5.065,31

5.7. Clientes Finales de las Distribuidoras

Los clientes finales de las empresas de distribución de energía eléctrica se clasifican en dos grandes grupos:

- Clientes Regulados.**- son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el Pliego Tarifario; y
- Clientes No Regulados.**- son aquellos cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término, realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe; estos contratos se los conoce también como de libre pactación.

El CONELEC establece las tarifas que las empresas eléctricas aplicarán a sus Clientes Regulados; y, en el caso de los No Regulados estos precios se establecen mediante un contrato a término.

Según la etapa funcional del punto de medición de energía y el tipo de contrato, los clientes deberán pagar servicios que provee el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los cuales se dividen en: "Servicios de Mercado", cuyo cálculo, para el Cliente Regulado, lo realiza el CONELEC incluyéndolo en el pliego tarifario; mientras que para el caso de los Clientes No Regulados, el cálculo de estos servicios (o liquidación de servicios) los realiza el CENACE y "Servicios de Transmisión" que son brindados por CELEC-TRANSELECTRIC.

Las operaciones dentro del MEM, implican la facturación de servicios de mercado, los cuales incluyen los siguientes rubros: potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) y servicios complementarios, generación obligada y/o forzada, reconocimiento de combustibles, reactivos, reconocimiento a la generación no convencional y reliquidaciones.

A diciembre de 2011, el total de clientes finales de las distribuidoras fue de 4'189.535, de los cuales 4'189.478 son clientes regulados. Existen 57 clientes no regulados, de los cuales, 56 pertenecen al sector industrial

Varios clientes del norte del Perú son atendidos por la E.E. Sur, que los considera como un cliente no regulado del sector comercial.

TABLA No. 5. 11: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2011.

Grupo	Empresa	Sector de Consumo							Clientes Regulados	Clientes No Regulados	Clientes Finales
		Residencial	Comercial		Industrial		A. Público	Otros			
		R	R	NR	R	NR	R	R			
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	50.373	2.436	-	94	-	7	1.375	54.285	-	54.285
	CNEL-El Oro	178.843	20.665	-	1.876	-	72	3.016	204.472	-	204.472
	CNEL-Esmeraldas	103.904	8.297	-	645	1	1	2.231	115.078	1	115.079
	CNEL-Guayas Los Ríos	259.192	14.237	-	936	3	80	2.910	277.355	3	277.358
	CNEL-Los Ríos	87.902	7.237	-	543	-	13	1.343	97.038	-	97.038
	CNEL-Manabí	272.484	15.819	-	147	4	-	2.980	291.430	4	291.434
	CNEL-Milagro	116.946	15.442	-	179	3	29	1.657	134.253	3	134.256
	CNEL-Sta. Elena	94.897	7.500	-	332	1	5	1.227	103.961	1	103.962
	CNEL-Sto. Domingo	131.907	18.092	-	246	3	1	2.054	152.300	3	152.303
Total CNEL		1.351.750	119.040	-	5.656	15	209	21.255	1.497.910	15	1.497.925
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	186.149	21.830	-	6.514	3	22	4.405	218.920	3	218.923
	E.E. Azuques	29.143	2.048	-	415	-	1	533	32.140	-	32.140
	E.E. Centro Sur	275.250	26.588	-	6.618	4	31	4.120	312.607	4	312.611
	E.E. Cotopaxi	92.628	6.616	-	4.611	2	1	2.111	105.967	2	105.969
	E.E. Galápagos	6.929	1.326	-	160	-	15	315	8.745	-	8.745
	E.E. Norte	180.465	19.792	-	3.328	6	14	3.767	207.366	6	207.372
	E.E. Quito	755.070	114.456	-	14.499	11	-	4.737	888.762	11	888.773
	E.E. Riobamba	132.743	15.606	-	834	-	1	2.846	152.030	-	152.030
	E.E. Sur	142.528	14.864	1	1.696	-	26	5.424	164.538	1	164.539
	Eléctrica de Guayaquil	523.337	71.739	-	2.862	15	44	2.568	600.550	15	600.565
Total Empresas Eléctricas		2.324.242	294.865	1	41.537	41	155	30.826	2.691.625	42	2.691.667
TOTAL NACIONAL		3.675.992	413.905	1	47.193	56	364	52.081	4.189.535	57	4.189.592

La participación de los clientes finales por sector de consumo, a nivel nacional, se expresa gráficamente a continuación y se puede observar que los clientes residenciales es el mayor número con 3.675.992 que representa el 87.74%, le siguen los clientes comerciales con 413.905 que representa el 9.88%.

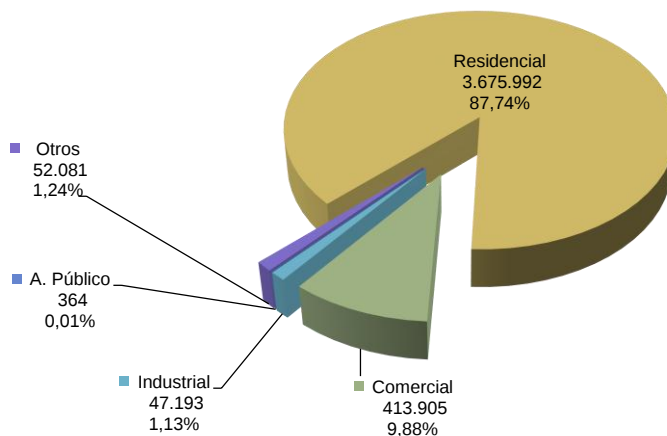


FIG. No. 5. 12: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO

Durante el 2011 se incrementaron 237.5445 clientes finales, lo que significa un crecimiento anual de 5,67%. En el mismo período, el sector residencial creció 5,59%, el comercial 6,59%, el industrial 4,00%, en Alumbrado Público 0,82% y Otros 5,23%.

En la **Tabla 5.12** se muestra el crecimiento anual de los clientes finales y de la demanda de energía eléctrica por distribuidora.

TABLA No. 5. 12: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Crecimiento 2011 vs 2010			
		Clientes	%	Energía	%
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	1.769	3,26	0,35	6,99
	CNEL-EI Oro	8.206	4,01	8,78	15,97
	CNEL-Esmeraldas	10.390	9,03	(1,19)	(4,25)
	CNEL-Guayas Los Ríos	20.280	7,31	7,20	7,04
	CNEL-Los Ríos	8.792	9,06	1,58	7,94
	CNEL-Manabí	37.652	12,92	19,49	21,97
	CNEL-Milagro	8.031	5,98	(4,10)	(10,85)
	CNEL-Sta. Elena	2.160	2,08	2,37	7,04
	CNEL-Sto. Domingo	9.261	6,08	2,41	6,97
	CNEL-Sucumbíos	5.732	8,46	(1,08)	(8,03)
Total CNEL		112.273	7,50	35,80	0,74
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	7.773	3,55	2,00	4,89
	E.E. Azogues	1.233	3,84	(0,06)	(0,71)
	E.E. Centro Sur	12.123	3,88	3,08	4,73
	E.E. Cotopaxi	4.808	4,54	5,40	15,22
	E.E. Galápagos	472	5,40	0,09	3,55
	E.E. Norte	11.816	5,70	2,12	5,26
	E.E. Quito	39.672	4,46	16,07	5,25
	E.E. Riobamba	4.914	3,23	1,58	7,22
	E.E. Sur	8.933	5,43	1,79	8,40
	Eléctrica de Guayaquil	33.528	5,58	25,66	7,31
Total Empresas Eléctricas		125.272	4,65	57,72	0,55
TOTAL NACIONAL		237.545	5,67	93,52	0,61

El 30% de las distribuidoras del país (6), presentaron un crecimiento de clientes finales menor al 4%, estas son las Regionales de CNEL: Bolívar y Santa Elena y de la empresas eléctrica tenemos. Ambato, Azogues, Centro Sur.

El 25% de las distribuidoras del país (5) presentaron un crecimiento de clientes finales mayor al 7%, estas son: CNEL-Esmeraldas, CNEL-Guayas Los Ríos, CNEL-Los Ríos, CNEL Manabí y CNEL-Sucumbíos.

El 45% de las distribuidoras del país (9) presentaron un crecimiento de clientes entre el 4% y 7%.

El crecimiento de la demanda de energía a nivel nacional en el 2011 se ubicó en 7.14%, esto es, 93.52 GWh por encima del 2010; el sector residencial tuvo un crecimiento de 3,73%, (16,90 GWh); el comercial 12,51% (32,50 GWh); el industrial 6,69% (7.60 GWh); en alumbrado público 4,63% (3,4 GWh) y otros 17,95% (19,91 GWh), todo respecto al 2010.

5.8. Energía Facturada a Clientes Finales

La energía facturada a los clientes finales de las distribuidoras fue de 15.248,80 GWh; de esta energía de 14.931,12 GWh (97,92%) fueron demandados por sus clientes regulados, y 317,67 GWh (2,08%) por sus clientes no regulados.

De la **FIG No. 5.13** se puede notar que el sector de mayor consumo es el residencial, el que registró una demanda de 5.351 GWh, esto es, 35.84% del total de la energía facturada a los clientes finales; el segundo lugar lo tiene el sector industrial con una demanda de 4.481 GWh (30,01%), le sigue el sector comercial con una demanda de 2.955 GWh (19.79%), luego el sector otros y Alumbrado Público con una participación del 8.45% y 5.91% respectivamente.

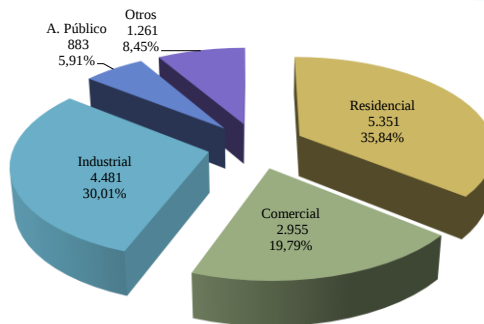


FIG. No. 5. 13: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN GWh.

En el 2011 se presentó un promedio nacional de consumo mensual por cliente de 121 kWh en el sector residencial, 595 kWh en el comercial y 8.472 kWh en el Industrial.

Los clientes finales de las empresas eléctricas demandaron una energía de 14.931 GWh, por un valor facturado de USD 1.189.61 millones; recaudando USD 1.169,094465 millones lo que representa el 98,27 % del valor facturado.

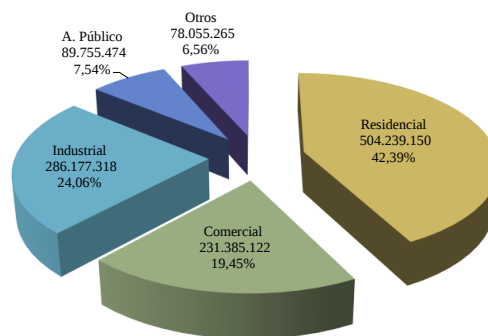


FIG. No. 5. 14: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN USD MILLONES.

Donde el sector residencial, recibió 5.351 GWh, por USD 504,24 millones; el sector comercial 2.955 GWh, por USD 231,39 millones; el sector industrial 4.481 GWh, por USD 286,18 millones; el alumbrado público 883 GWh, por USD 89,76 millones; y el grupo de consumo otros 1.261 GWh por USD 78,06 millones.

5.9. Precio Medio a Clientes Finales

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados fue de 7,97 USD ¢/kWh; y por sectores: residencial 9,42 USD ¢/kWh; comercial 7,83 USD ¢/kWh; Industrial 6,39 USD ¢/kWh; Alumbrado Público 10,17 USD ¢/kWh y en otros 6,19 USD ¢/kWh.

TABLA No. 5. 13: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Tipo Cliente	Grupo Consumo	Suma de Energía Facturada (MWh)	Suma de Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Regulado	Residencial	5.350.949	504.239.150	9,42
	Comercial	2.955.487	231.385.122	7,83
	Industrial	4.480.504	286.177.318	6,39
	A. Público	882.969	89.755.474	10,17
	Otros	1.261.215	78.055.265	6,19
Total Regulado		14.931.125	1.189.612.328	7,97
No Regulado	Comercial	331	38.146	11,52
	Industrial	317.344	1.904.807	0,60
Total No Regulado		317.675	1.942.953	0,61
Total Nacional		15.248.799	1.191.555.281	7,81

La energía facturada por los clientes no regulados de las distribuidoras fue de 317.675 GWh por un valor de USD 1.942.953 con un precio medio de 0.61 USD ¢/kWh

El cliente no regulado de la E.E. Sur, corresponde a un grupo de consumidores que están localizados al norte del Perú, por lo que se lo clasifica como exportación; éste registró un consumo de 0,32 GWh y una facturación de energía de USD 33.110.

En la **TABLA No. 5.13**, el precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales, * 7,97 USD ¢/kWh, se calcula con el total general de energía facturada (GWh) y de la facturación por servicio eléctrico (USD).

El precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales se considera el *mínimo* de un rango estimado entre 7,76 y 7,80 USD ¢/kWh; ya que no se registra facturación de servicio eléctrico (USD) por la energía entregada (306,56 GWh) a consumos propios y grandes consumidores; sin embargo, se cancelaron USD 2'359.440 USD, de los cuales USD 1'847.083 se facturaron por concepto de peajes de distribución y USD 512.357 por impuestos. Tampoco se incluye la facturación por la exportación de energía a Colombia, ya que ésta se realiza a través del sistema de transmisión.

Los dos gráficos siguientes detallan los precios medios por mes y por área de concesión.

En la **FIG. No. 5.15** se representan los precios medios mensuales, el valor máximo obtenido es de 8,09 USD ¢/kWh en el mes de septiembre y el valor mínimo es de 7,88 USD ¢/kWh en el mes de octubre.

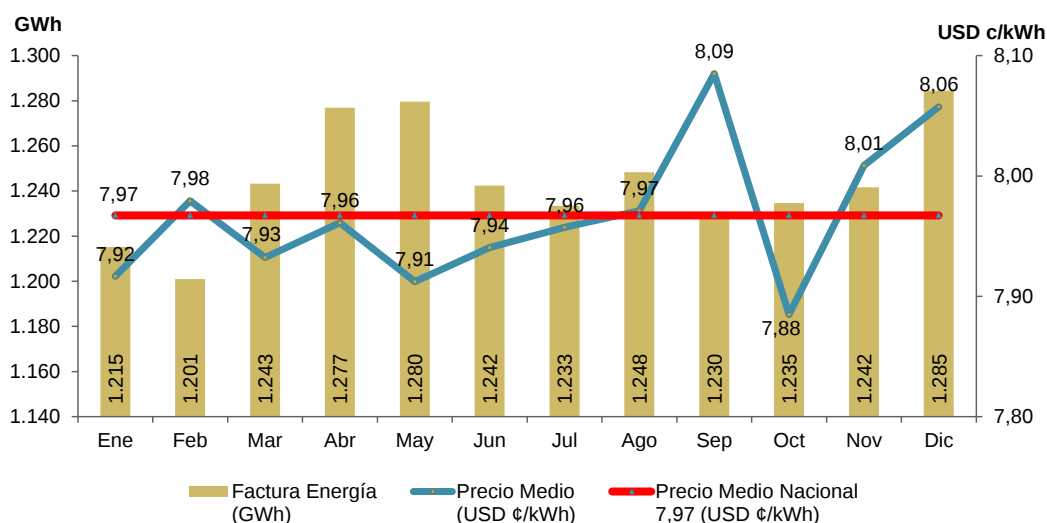


FIG. No. 5. 15: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En la **FIG No. 5.16** se puede apreciar los precios medios al 31 de diciembre de 2011 de cada una de las distribuidoras, donde se tiene el precio medio más alto en CNEL Bolívar con un valor de 10,39 USD ¢/kWh, mientras que el valor más bajo se lo tiene en la Eléctrica de Guayaquil.

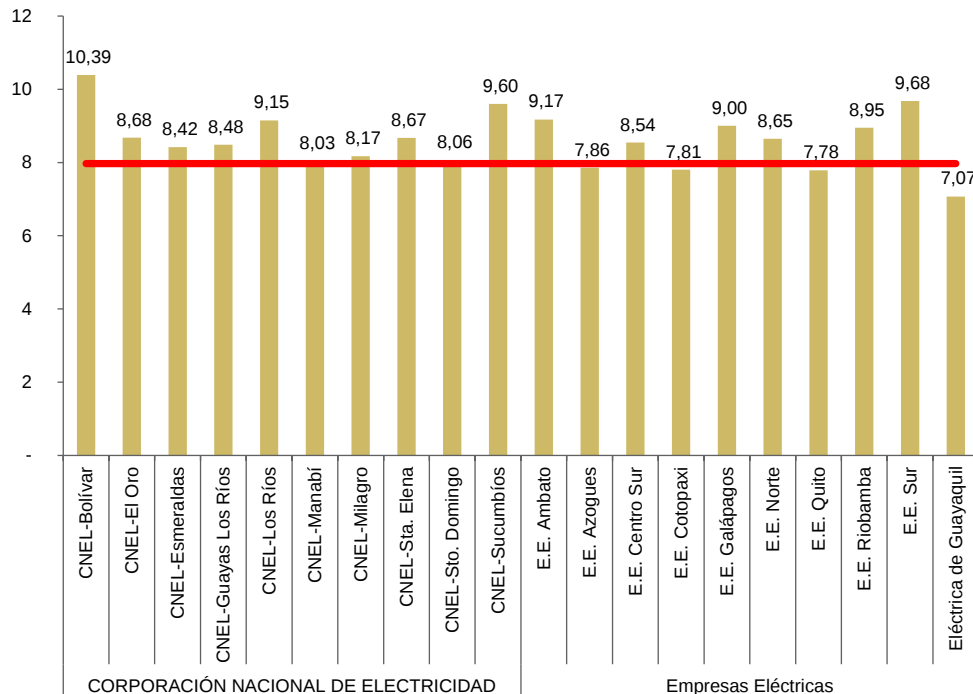


FIG. No. 5. 16: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/kWh).

5.10. Facturación de Energía a Clientes Regulados de Empresas Eléctricas de Distribución

La facturación de la energía consumida por Clientes Regulados, se rige por el contenido del Pliego Tarifario (el que se muestra en la sección 4-9) establecido por el CONELEC, el que está sujeto a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Ley Orgánica de Defensa del Consumidor y a sus respectivos Reglamentos; en lo referente a la prestación del servicio de energía eléctrica.

De acuerdo a las características de consumo, se consideran tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: Alta, Media y Baja Tensión.

A diciembre de 2011, se registra un total de 4.189.478 Clientes Regulados, en la **FIG No. 5.17** se los presenta clasificados por sector de consumo en residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros: 87.74% (3.675.992 clientes), 9.88% (413.904 clientes), 1.13% (47.137 clientes), 0.01% (364 clientes) y 1.24% ((52.081) respetivamente.

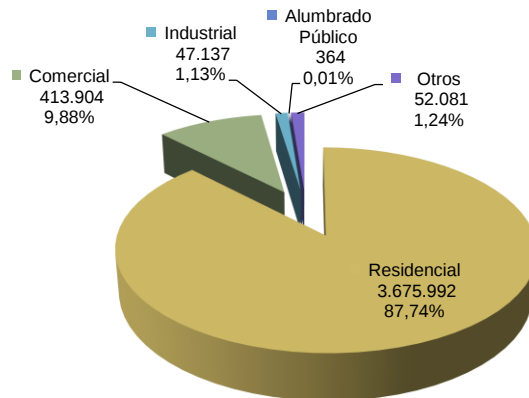


FIG. No. 5. 17: COMPOSICIÓN DE CLIENTES REGULADOS POR SECTOR DE CONSUMO.

La facturación de energía eléctrica a los Clientes Regulados de las empresas distribuidoras durante el 2011 fue de 14.931,13 MWh, por USD 1.473,72 millones, y por grupo de consumo se facturo a: los clientes residenciales 5.350.949 MWh (36%), clientes industriales 4.480.504 MWh (30%), los clientes comerciales 2.955.487 MWh (20%), clientes otros 1.261.215 MWh (8%) y a clientes de alumbrado público 882.969 MWh (5%).

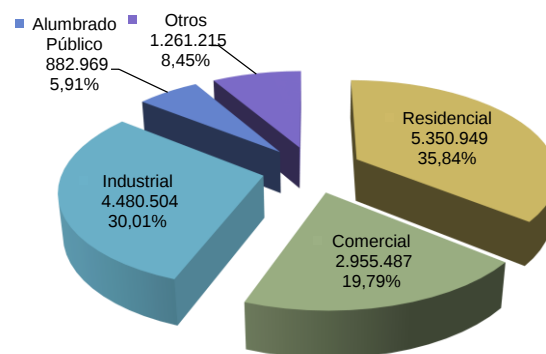


FIG. No. 5. 18: COMPOSICIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MWh.

En la **FIG. No. 5.19** se aprecia los Dólares facturados por tipo de consumo, es así que: para el sector residencial se facturó USD 504.239.150 equivalente al 42,39% del total facturado, le sigue el sector industrial con USD 286.177.318 que corresponde al 24,06%, el sector comercial ha facturado USD 231.35.122 equivalente al 19,45%, el sector de consumo de alumbrado público facturó un valor de USD 89.755.474 que representa el 7,54% y el sector de consumo otros factura USD 78.055.265 que corresponde al 6,56%.

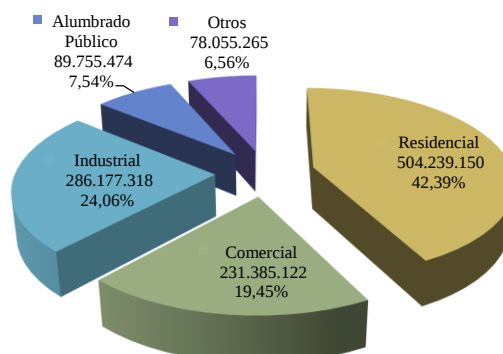


FIG. No. 5. 19: COMPOSICIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN USD.

TABLA No. 5. 14: NÚMERO TOTAL DE CLIENTES REGULADOS

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	Residencial	1.256.318	1.261.130	1.275.645	1.283.529	1.301.535	1.300.048	1.307.370	1.315.631	1.324.767	1.333.678	1.342.975	1.351.750
	Comercial	111.209	111.712	112.232	112.807	113.399	113.981	115.877	116.439	117.284	117.780	118.713	119.040
	Industrial	5.473	5.475	5.464	5.478	5.541	5.509	5.547	5.554	5.588	5.557	5.646	5.641
	A. Público	220	214	217	214	215	216	218	217	218	219	207	209
	Otros	19.922	19.842	20.159	20.569	20.984	20.766	20.832	20.544	20.864	20.770	20.892	21.255
Total CNEL		1.393.142	1.398.373	1.413.717	1.422.597	1.441.674	1.440.520	1.449.844	1.458.385	1.468.721	1.478.004	1.488.433	1.497.895
Empresas Eléctricas	Residencial	2.226.624	2.234.561	2.246.462	2.254.677	2.264.417	2.275.397	2.264.452	2.289.692	2.298.541	2.308.791	2.316.561	2.324.242
	Comercial	276.598	277.526	278.050	279.536	280.436	281.372	284.671	288.021	289.832	292.593	293.873	294.864
	Industrial	39.553	39.600	39.894	39.991	40.114	40.240	40.680	40.877	41.027	41.204	41.343	41.496
	A. Público	143	140	141	137	143	144	145	146	156	156	156	156
	Otros	29.955	29.858	30.097	30.289	30.045	30.218	30.293	30.505	30.552	30.657	30.654	30.826
Total Empresas Eléctricas		2.572.873	2.581.685	2.594.644	2.604.630	2.615.155	2.627.371	2.620.241	2.649.241	2.660.108	2.673.401	2.682.587	2.691.584
NACIONAL	Residencial	3.482.942	3495691	3522107	3538206	3565952	3575445	3571822	3605323	3623308	3642469	3659536	3675992
	Comercial	387.807	389238	390282	392343	393835	395353	400548	404460	407116	410373	412586	413904
	Industrial	45.026	45075	45358	45469	45655	45749	46227	46431	46615	46761	46989	47137
	A. Público	363	354	358	351	358	360	363	363	374	375	363	365
	Otros	49.877	49700	50256	50858	51029	50984	51125	51049	51416	51427	51546	52081
TOTAL NACIONAL		3.966.015	3.980.058	4.008.361	4.027.227	4.056.829	4.067.891	4.070.085	4.107.626	4.128.829	4.151.405	4.171.020	4.189.479

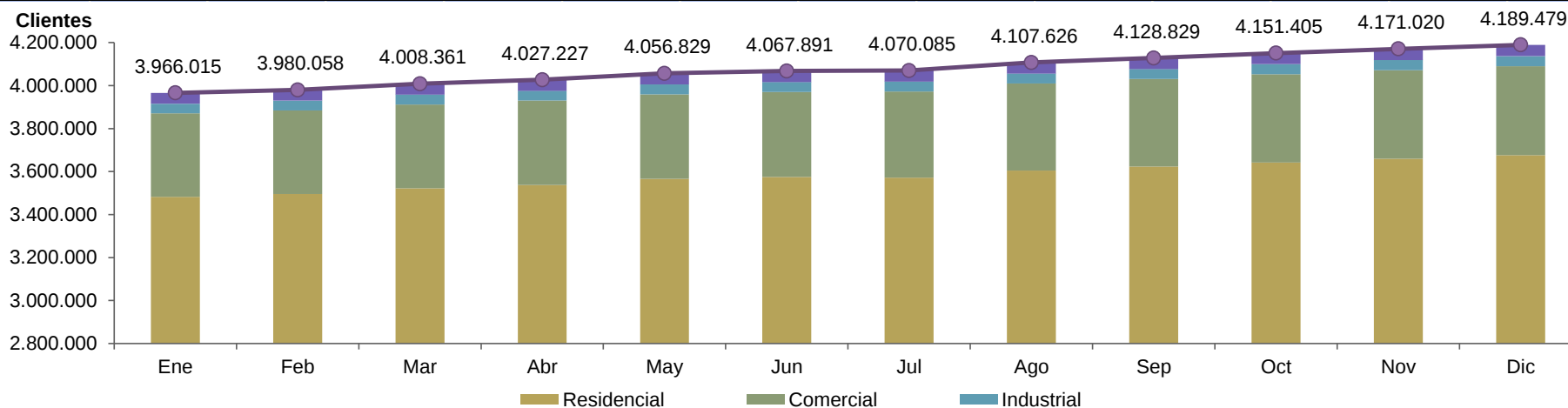


FIG. No. 5. 20: NÚMERO TOTAL DE CLIENTES REGULADOS

TABLA No. 5. 15: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	52.566	52.763	52.797	52.897	53.023	53.144	53.264	53.428	53.543	53.778	54.075	54.285	53.297
	CNEL-EI Oro	197.419	198.081	198.645	199.269	199.788	200.250	201.048	201.691	202.333	202.980	203.851	204.472	200.819
	CNEL-Esmeraldas	104.815	100.768	105.757	109.266	119.403	110.641	111.632	111.319	112.020	112.525	113.951	115.077	110.598
	CNEL-Guayas Los Ríos	259.130	260.296	261.742	263.092	265.968	267.466	269.349	270.849	272.103	274.081	275.618	277.352	268.087
	CNEL-Los Ríos	88.830	90.032	91.582	91.877	92.086	93.271	93.920	94.527	95.220	95.307	96.182	97.038	93.323
	CNEL-Manabí	255.518	258.997	263.472	265.339	268.665	270.384	273.391	277.457	281.338	285.071	289.078	291.426	273.345
	CNEL-Milagro	126.982	127.073	127.614	128.069	129.148	130.075	130.977	131.873	132.688	133.377	133.716	134.250	130.487
	CNEL-Sta. Elena	102.188	102.475	102.621	102.858	102.453	102.764	102.560	102.503	102.934	103.190	103.410	103.960	102.826
Total CNEL	CNEL-Sto. Domingo	143.392	144.936	145.405	145.658	146.504	147.762	148.486	149.241	150.348	150.820	151.662	152.297	148.043
	CNEL-Sucumbios	62.302	62.952	64.082	64.272	64.636	64.763	65.217	65.497	66.194	66.875	66.890	67.738	65.118
	Total CNEL	1.393.142	1.398.373	1.413.717	1.422.597	1.441.674	1.440.520	1.449.844	1.458.385	1.468.721	1.478.004	1.488.433	1.497.895	1.445.942
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	211.674	212.018	212.422	213.223	213.555	214.609	215.490	216.292	217.270	217.821	218.309	218.917	215.133
	E.E. Azogues	30.955	31.210	31.363	31.464	31.491	31.533	31.547	31.641	31.774	31.781	32.050	32.140	31.579
	E.E. Centro Sur	301.437	302.243	303.140	303.929	304.704	306.063	306.996	308.014	309.033	310.986	311.807	312.603	306.746
	E.E. Cotopaxi	101.231	102.165	102.592	103.014	103.522	103.982	104.118	104.596	104.946	105.228	105.526	105.965	103.907
	E.E. Galápagos	8.300	8.324	8.371	8.421	8.448	8.492	8.525	8.577	8.629	8.666	8.692	8.745	8.516
	E.E. Norte	196.660	197.216	198.200	199.370	200.664	202.315	203.186	203.911	205.026	205.820	206.515	207.360	202.187
	E.E. Quito	852.425	854.858	859.333	862.460	865.344	868.771	872.401	874.254	877.940	882.485	885.560	888.752	870.382
	E.E. Riobamba	147.629	148.056	148.625	148.957	149.263	149.689	150.093	150.552	150.714	151.157	151.622	152.030	149.866
Total Empresas Eléctricas	E.E. Sur	156.248	157.215	157.910	158.443	159.054	160.213	161.078	161.955	162.437	163.212	163.863	164.537	160.514
	Eléctrica de Guayaquil	566.314	568.380	572.688	575.349	579.110	581.704	566.807	589.449	592.339	596.245	598.643	600.535	582.297
	Total Empresas Eléctricas	2.572.873	2.581.685	2.594.644	2.604.630	2.615.155	2.627.371	2.620.241	2.649.241	2.660.108	2.673.401	2.682.587	2.691.584	2.631.127
	TOTAL NACIONAL	3.966.015	3.980.058	4.008.361	4.027.227	4.056.829	4.067.891	4.070.085	4.107.626	4.128.829	4.151.405	4.171.020	4.189.479	4.077.069

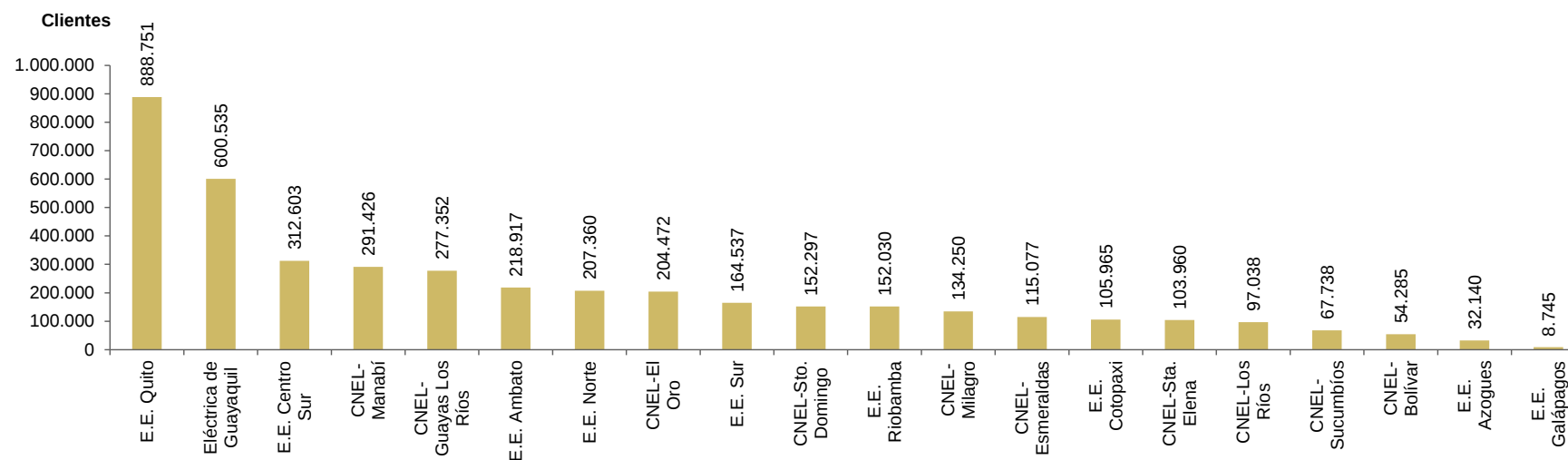


FIG. No. 5. 21: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS A DICIEMBRE DE 2011, POR EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA

TABLA No. 5. 16: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS (GWh)

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	Residencial	157,33	155,94	162,50	167,18	160,59	157,99	151,17	144,38	150,54	145,86	151,60	160,11	1.865,22
	Comercial	66,58	66,72	68,48	72,11	68,79	69,14	69,69	65,84	69,18	65,66	67,57	73,58	823,35
	Industrial	101,42	99,78	104,74	108,39	107,42	105,96	106,11	106,15	114,70	113,49	113,43	111,89	1.293,47
	A. Público	32,63	29,47	30,85	30,71	30,37	30,70	30,81	31,21	30,88	31,51	29,12	29,71	367,95
	Otros	33,36	34,07	35,32	36,39	35,64	33,02	35,91	45,97	28,44	33,97	36,89	40,00	428,96
Total CNEL		391,32	385,99	401,88	414,78	402,81	396,80	393,69	393,55	393,74	390,49	398,61	415,29	4.778,95
Empresas Eléctricas	Residencial	300,20	287,72	297,33	305,17	309,12	299,87	281,50	279,50	272,62	277,51	281,69	293,50	3.485,73
	Comercial	172,15	167,99	169,55	177,78	180,65	179,39	175,28	182,70	178,76	180,55	181,12	186,21	2.132,14
	Industrial	244,91	254,81	262,26	266,76	270,12	252,83	268,92	276,40	272,88	272,87	269,47	274,79	3.187,03
	A. Público	42,99	39,56	43,48	42,10	43,28	41,50	44,64	44,24	43,08	43,80	42,57	43,78	515,02
	Otros	63,66	64,94	68,81	70,41	73,69	72,04	69,43	71,95	68,86	69,38	68,15	70,94	832,25
Total Empresas Eléctricas		823,90	815,02	841,43	862,23	876,87	845,62	839,78	854,79	836,20	844,12	843,01	869,22	10.152,18
NACIONAL	Residencial	457,53	443,66	459,83	472,36	469,71	457,86	432,67	423,89	423,16	423,37	433,29	453,62	5.350,95
	Comercial	238,73	234,71	238,03	249,89	249,44	248,52	244,97	248,54	247,95	246,21	248,69	259,80	2.955,49
	Industrial	346,33	354,59	367,01	375,15	377,54	358,78	375,03	382,55	387,59	386,36	382,90	386,68	4.480,50
	A. Público	75,62	69,03	74,32	72,81	73,65	72,20	75,45	75,45	73,95	75,31	71,69	73,49	882,97
	Otros	97,01	99,01	104,13	106,80	109,33	105,06	105,34	117,92	97,30	103,35	105,05	110,93	1.261,22
TOTAL NACIONAL		1.215,22	1.201,01	1.243,31	1.277,00	1.279,67	1.242,42	1.233,47	1.248,34	1.229,94	1.234,60	1.241,62	1.284,52	14.931,12

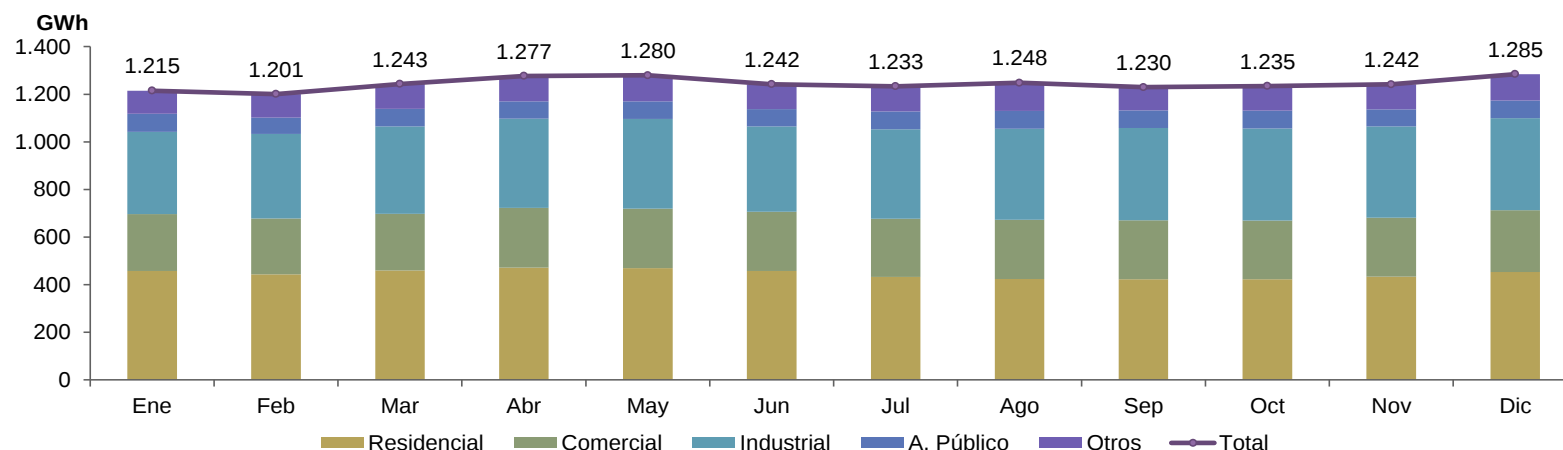


FIG. No. 5. 22: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS (GWh)

TABLA No. 5. 17: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (GWh)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	5,09	4,85	4,83	5,13	5,02	4,94	4,82	4,81	4,89	4,86	5,00	5,00	59,24
	CNEL-EI Oro	51,55	49,27	51,09	53,64	54,70	51,91	48,01	49,49	47,92	48,91	50,70	54,96	612,15
	CNEL-Esmeraldas	27,24	29,93	29,10	29,29	26,47	24,74	27,39	27,28	25,77	27,92	29,75	27,71	332,59
	CNEL-Guayas Los Ríos	96,22	95,08	103,10	102,48	98,76	98,19	97,30	97,33	97,77	93,85	95,59	101,45	1.177,13
	CNEL-Los Ríos	19,03	18,47	19,42	20,11	20,69	20,97	18,78	18,50	21,00	19,05	20,39	19,87	236,27
	CNEL-Manabí	74,69	76,40	78,06	83,96	80,30	81,30	82,15	82,73	85,40	83,94	84,85	88,47	982,26
	CNEL-Milagro	38,97	37,59	37,63	42,87	39,14	39,15	38,87	37,70	38,04	36,54	37,11	36,92	460,51
	CNEL-Sta. Elena	33,37	31,52	33,01	32,86	30,91	29,48	31,13	29,89	27,75	29,21	29,26	33,63	372,04
	CNEL-Sto. Domingo	31,36	29,45	32,04	31,45	32,96	31,66	32,75	32,14	31,48	31,95	31,36	33,78	382,39
	CNEL-Sucumbios	13,80	13,42	13,61	12,98	13,85	14,46	12,47	13,68	13,73	14,25	14,61	13,50	164,38
Total CNEL		391,32	385,99	401,88	414,78	402,81	396,80	393,69	393,55	393,74	390,49	398,61	415,29	4.778,95
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	37,20	36,93	37,66	38,02	37,28	38,78	37,65	38,15	40,04	39,44	39,50	40,73	461,38
	E.E. Azogues	7,80	6,90	7,74	7,48	7,96	7,86	8,09	7,12	7,88	8,10	7,56	7,80	92,30
	E.E. Centro Sur	63,82	60,87	62,81	63,43	65,49	66,05	65,95	66,84	66,14	66,09	67,77	64,82	780,09
	E.E. Cotopaxi	27,27	26,37	27,59	27,47	28,48	27,74	29,47	29,73	29,48	33,07	29,83	29,47	345,97
	E.E. Galápagos	2,67	2,89	3,07	2,85	2,96	2,92	2,69	2,54	2,57	2,38	2,47	2,50	32,52
	E.E. Norte	36,39	39,60	38,47	37,99	39,55	38,65	37,73	38,58	37,98	37,91	37,79	39,12	459,76
	E.E. Quito	281,84	265,56	272,49	286,98	282,01	280,44	282,03	290,13	287,27	295,76	290,04	296,16	3.410,72
	E.E. Riobamba	21,88	19,08	20,71	20,37	20,69	21,18	20,92	20,74	21,45	21,08	21,54	21,86	251,50
	E.E. Sur	20,64	18,68	19,15	20,44	19,39	20,17	19,83	20,08	20,24	20,24	21,01	21,23	241,26
	Eléctrica de Guayaquil	324,39	338,14	351,75	357,20	373,05	341,82	335,42	340,89	322,96	320,04	325,49	345,55	4.076,69
Total Empresas Eléctricas		823,90	815,02	841,43	862,23	876,87	845,62	839,78	854,79	836,20	844,12	843,01	869,22	10.152,18
TOTAL NACIONAL		1.215,22	1.201,01	1.243,31	1.277,00	1.279,67	1.242,42	1.233,47	1.248,34	1.229,94	1.234,60	1.241,62	1.284,52	14.931,12

GWh

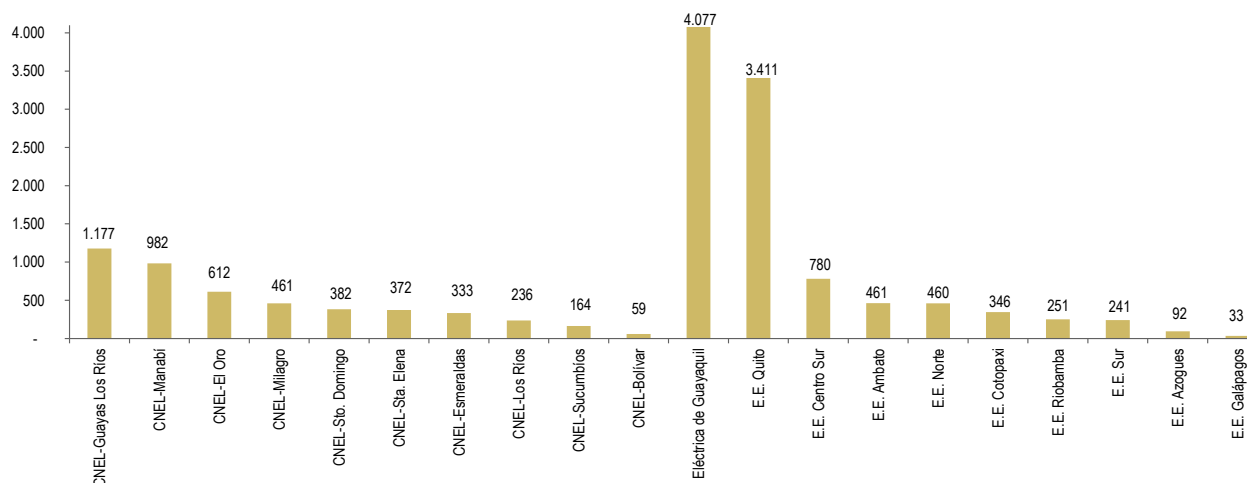


FIG. No. 5. 23: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (GWh)

TABLA No. 5. 18: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (MILLONES USD)

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	Residencial	15,26	15,24	15,80	16,31	15,75	15,54	14,62	15,11	15,33	14,66	15,29	16,04	184,94
	Comercial	5,38	5,46	5,68	5,80	5,61	5,63	5,66	5,58	5,70	5,30	5,56	6,06	67,41
	Industrial	6,86	6,85	7,09	7,30	7,29	7,23	7,82	7,45	7,85	7,16	7,72	7,70	88,31
	A. Público	2,73	2,51	2,64	2,88	2,78	2,84	2,72	2,86	2,99	2,77	2,64	2,96	33,33
	Otros	2,46	2,45	2,59	2,80	2,34	2,43	2,48	2,38	2,70	1,95	2,71	2,85	30,14
Total CNEL		32,68	32,51	33,80	35,09	33,75	33,67	33,30	33,38	34,57	31,84	33,92	35,61	404,13
Empresas Eléctricas	Residencial	27,07	25,94	27,01	27,57	27,92	27,09	25,80	26,09	25,37	25,80	26,14	27,51	319,30
	Comercial	13,20	12,97	13,08	13,72	13,91	13,73	13,50	14,02	13,71	13,86	13,94	14,33	163,97
	Industrial	15,22	15,89	15,89	16,44	16,69	16,49	16,55	17,07	16,96	16,93	16,62	17,11	197,87
	A. Público	4,79	4,54	4,69	4,65	4,68	4,58	4,80	4,79	4,76	4,84	4,70	4,60	56,43
	Otros	3,23	3,99	4,16	4,19	4,30	3,09	4,21	4,16	4,07	4,08	4,11	4,34	47,91
Total Empresas Eléctricas		63,52	63,33	64,82	66,57	67,50	64,98	64,86	66,13	64,87	65,51	65,51	67,89	785,49
NACIONAL	Residencial	42,33	41,18	42,80	43,88	43,66	42,62	40,42	41,20	40,70	40,46	41,43	43,55	504,24
	Comercial	18,58	18,42	18,76	19,52	19,52	19,37	19,15	19,59	19,41	19,16	19,50	20,40	231,39
	Industrial	22,08	22,74	22,98	23,74	23,98	23,72	24,37	24,52	24,81	24,09	24,33	24,81	286,18
	A. Público	7,52	7,05	7,33	7,53	7,46	7,42	7,51	7,66	7,75	7,61	7,35	7,56	89,76
	Otros	5,69	6,44	6,75	6,99	6,63	5,52	6,69	6,54	6,76	6,02	6,82	7,19	78,06
TOTAL NACIONAL		96,21	95,83	98,62	101,66	101,25	98,66	98,15	99,51	99,44	97,35	99,44	103,50	1.189,61

Millones USD

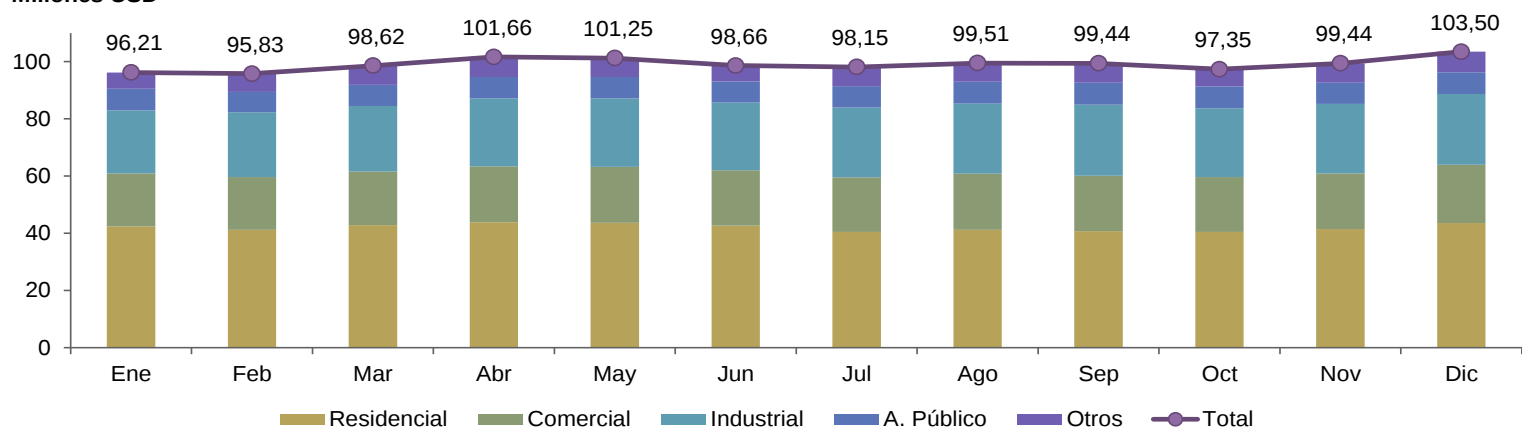


FIG. No. 5. 24: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (MILLONES USD)

TABLA No. 5. 19: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD MILLONES)

GrupoEmpresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Guayas Los Ríos	7,95	8,02	8,47	8,50	8,34	8,31	8,23	8,34	8,40	8,08	8,19	9,05	99,85
	CNEL-Manabí	5,98	6,05	6,28	6,78	6,51	6,51	6,67	6,70	6,88	6,63	6,80	7,09	78,88
	CNEL-El Oro	4,44	4,29	4,46	4,65	4,68	4,48	4,24	4,31	4,17	4,24	4,39	4,77	53,12
	CNEL-Milagro	3,25	3,11	3,06	3,44	3,18	3,22	3,14	3,08	3,10	2,99	3,04	3,03	37,64
	CNEL-Sta. Elena	2,92	2,88	3,07	2,97	2,60	2,51	2,57	2,54	2,38	2,47	2,49	2,88	32,27
	CNEL-Sto. Domingo	2,50	2,36	2,55	2,52	2,62	2,53	2,62	2,56	2,53	2,56	2,52	2,96	30,83
	CNEL-Esmeraldas	2,11	2,33	2,40	2,61	2,14	2,29	2,32	2,35	3,34	1,26	2,68	2,17	27,99
	CNEL-Los Ríos	1,74	1,67	1,76	1,86	1,86	1,93	1,73	1,70	1,96	1,74	1,88	1,80	21,61
	CNEL-Sucumbios	1,29	1,29	1,26	1,23	1,30	1,39	1,28	1,31	1,31	1,35	1,41	1,35	15,78
	CNEL-Bolívar	0,52	0,50	0,50	0,53	0,52	0,51	0,50	0,50	0,51	0,51	0,52	0,52	6,15
Total CNEL		32,68	32,51	33,80	35,09	33,75	33,67	33,30	33,38	34,57	31,84	33,92	35,61	404,13
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	22,44	23,95	24,61	25,57	26,35	23,65	23,69	24,35	22,89	22,71	23,04	24,99	288,24
	E.E. Quito	22,07	20,93	21,31	21,99	21,95	21,97	21,97	22,47	22,32	22,97	22,63	22,91	265,49
	E.E. Centro Sur	5,47	5,22	5,38	5,43	5,57	5,61	5,61	5,70	5,64	5,60	5,79	5,63	66,64
	E.E. Ambato	3,44	3,41	3,44	3,51	3,43	3,54	3,42	3,48	3,64	3,58	3,62	3,82	42,32
	E.E. Norte	3,14	3,38	3,28	3,26	3,39	3,33	3,28	3,27	3,37	3,33	3,34	3,39	39,76
	E.E. Cotopaxi	2,17	2,09	2,14	2,15	2,21	2,18	2,25	2,27	2,26	2,61	2,35	2,33	27,00
	E.E. Sur	1,97	1,81	1,95	1,96	1,88	1,95	1,92	1,94	1,97	1,95	2,01	2,04	23,35
	E.E. Riobamba	1,95	1,71	1,85	1,85	1,86	1,89	1,85	1,85	1,93	1,92	1,91	1,93	22,50
	E.E. Azogues	0,62	0,56	0,60	0,60	0,61	0,61	0,62	0,57	0,63	0,63	0,60	0,61	7,25
	E.E. Galápagos	0,24	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,25	0,23	0,22	0,21	0,22	0,23	2,93
Total Empresas Eléctricas		63,52	63,33	64,82	66,57	67,50	64,98	64,86	66,13	64,87	65,51	65,51	67,89	785,49
TOTAL NACIONAL		96,21	95,83	98,62	101,66	101,25	98,66	98,15	99,51	99,44	97,35	99,44	103,50	1.189,61

Millones USD

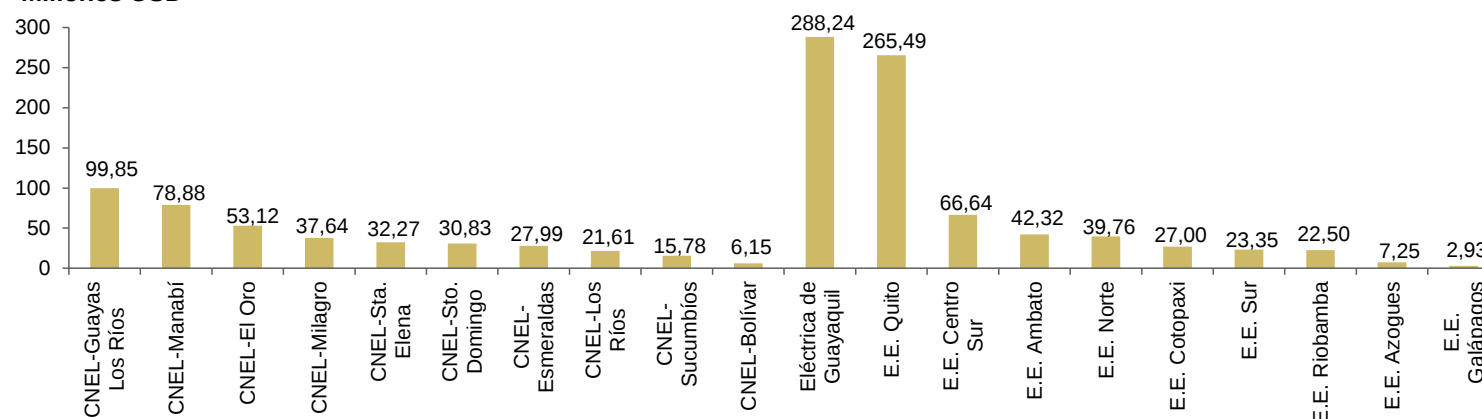


FIG. No. 5. 25: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD MILLONES)

Los Clientes Regulados de las empresas eléctricas demandaron una energía de 14.9317GWh, por un valor facturado de USD 1.473,72 millones; recaudando USD 1.171,09 millones lo que representa el 98,27 % del valor facturado.

Bajo este contexto, el sector residencial, recibió 5.350GWh, por USD 504 millones; el sector comercial 2.955 GWh, por USD 231 millones; el sector industrial 4.480 GWh, por USD 286 millones; el alumbrado público 882 GWh, por USD 89 millones; y el grupo de consumo otros 1.261 GWh por USD 78 millones.

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para los Clientes Regulados fue de 7,97 USD ¢/kWh y por sectores se detalla a continuación.

TABLA No. 5. 20: PRECIOS MEDIOS NACIONALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

Grupo de Consumo	Suma de Precio Medio (USD ¢/kWh)
Comercial	7,83
Residencial	9,42
Industrial	6,39
A. Público	10,17
Otros	6,19
Total general	7,97

TABLA No. 5. 21: PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Corporación Nacional de Electricidad CNEC	Residencial	9,70	9,77	9,72	9,75	9,81	9,83	9,67	10,47	10,18	10,05	10,09	10,02	9,92
	Comercial	8,07	8,18	8,29	8,05	8,15	8,15	8,12	8,47	8,25	8,07	8,23	8,24	8,19
	Industrial	6,76	6,86	6,77	6,73	6,78	6,83	7,37	7,02	6,84	6,31	6,80	6,88	6,83
	A. Público	8,36	8,52	8,57	9,39	9,15	9,25	8,82	9,18	9,67	8,80	9,08	9,97	9,06
	Otros	7,38	7,19	7,34	7,69	6,55	7,37	6,91	5,17	9,49	5,73	7,36	7,13	7,03
CNEC		8,35	8,42	8,41	8,46	8,38	8,49	8,46	8,78	8,15	8,51	8,58	8,58	8,46
Empresas Eléctricas	Residencial	9,02	9,01	9,08	9,03	9,03	9,03	9,17	9,33	9,31	9,30	9,28	9,37	9,16
	Comercial	7,67	7,72	7,71	7,72	7,70	7,66	7,70	7,67	7,67	7,68	7,70	7,70	7,69
	Industrial	6,22	6,24	6,06	6,16	6,18	6,52	6,16	6,18	6,22	6,21	6,17	6,23	6,21
	A. Público	11,15	11,48	10,79	11,05	10,80	11,05	10,74	10,83	11,06	11,05	11,05	10,51	10,96
	Otros	5,08	6,15	6,04	5,96	5,83	4,29	6,06	5,78	5,90	5,88	6,03	6,11	5,76
Empresas Eléctricas		7,71	7,77	7,70	7,72	7,70	7,68	7,72	7,74	7,76	7,76	7,77	7,81	7,74
NACIONAL	Residencial	9,25	9,28	9,31	9,29	9,30	9,31	9,34	9,72	9,62	9,56	9,56	9,60	9,42
	Comercial	7,78	7,85	7,88	7,81	7,83	7,79	7,82	7,88	7,83	7,78	7,84	7,85	7,83
	Industrial	6,38	6,41	6,26	6,33	6,35	6,61	6,50	6,41	6,40	6,24	6,35	6,42	6,39
	A. Público	9,94	10,22	9,87	10,35	10,12	10,28	9,96	10,15	10,48	10,10	10,25	10,29	10,17
	Otros	5,87	6,50	6,48	6,55	6,07	5,26	6,35	5,54	6,95	5,83	6,50	6,48	6,19
NACIONAL		7,92	7,98	7,93	7,96	7,91	7,94	7,96	7,97	8,09	7,88	8,01	8,06	7,97

USD ¢/kWh

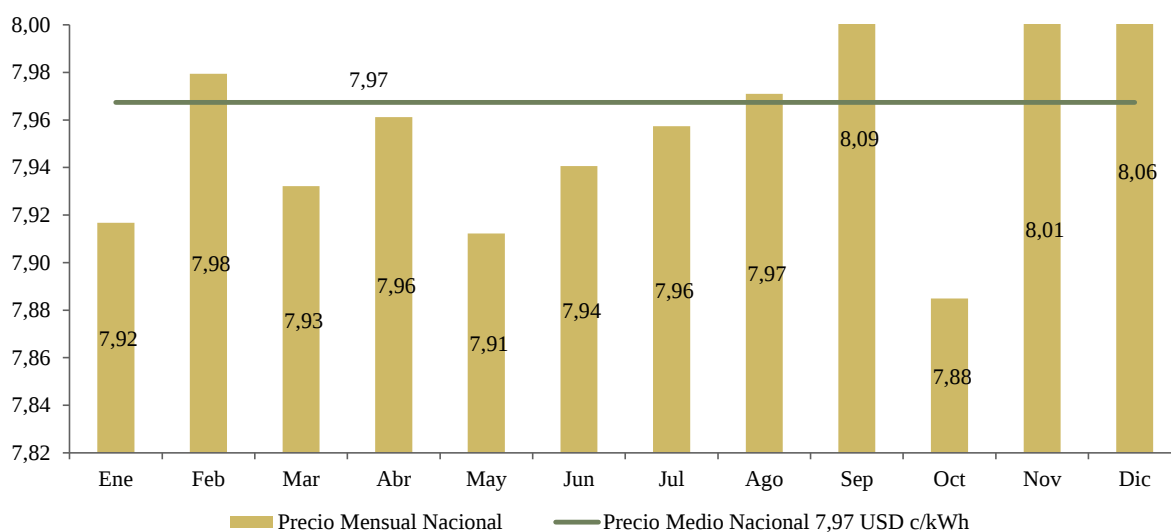


FIG. No. 5. 26: PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

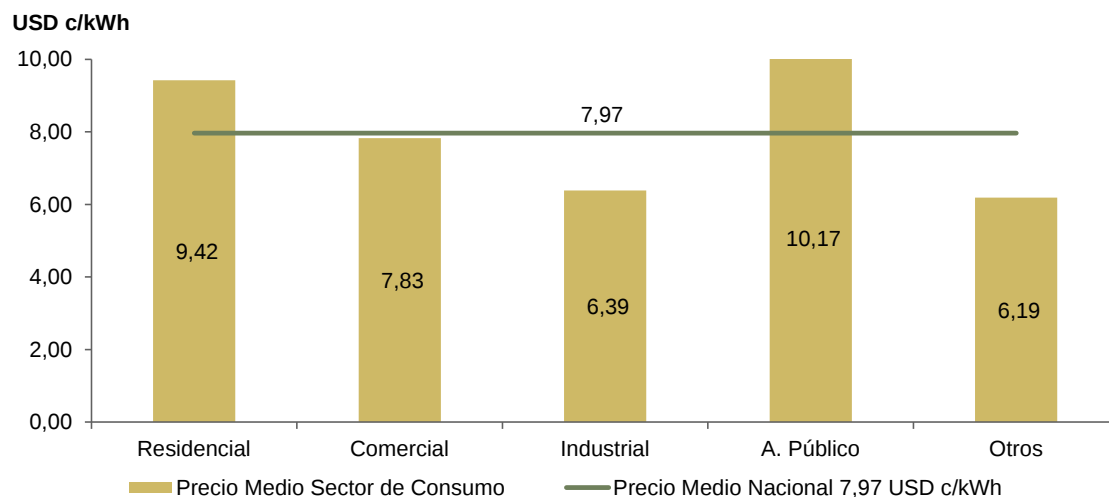


FIG. No. 5. 27: PRECIOS MEDIOS POR GRUPO DE CONSUMO DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

En la **TABLA No. 5.22** se aprecia los precios medios (USD ¢/kWh) de las distribuidoras mes a mes en el año 2011, en el mes de octubre se tiene el precio medio nacional más bajo y es 7,88 USD ¢/kWh, donde CNEL obtuvo un precio medio de 8,15 USD ¢/kWh y las Empresas Eléctricas alcanza un precio medio de 7,76 USD ¢/kWh, mientras que en el mes de septiembre, se tiene el precio medio nacional más alto del periodo con un valor de 8,09 USD ¢/kWh, obteniendo en CNEL un valor de 8,09 USD ¢/kWh y en el grupo de las Empresas Eléctricas 7,76 USD ¢/kWh.

TABLA No. 5. 22: PRECIOS MEDIOS MENSUALES A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Precio medio
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	10,26	10,31	10,44	10,26	10,38	10,38	10,43	10,47	10,47	10,48	10,41	10,38	10,39
	CNEL-Sucumbíos	9,35	9,59	9,27	9,51	9,36	9,60	10,29	9,59	9,55	9,50	9,65	10,00	9,60
	CNEL-Los Ríos	9,12	9,05	9,08	9,25	8,98	9,20	9,18	9,19	9,31	9,14	9,21	9,04	9,15
	CNEL-EI Oro	8,60	8,72	8,72	8,67	8,56	8,63	8,83	8,70	8,71	8,67	8,66	8,67	8,68
	CNEL-Sta. Elena	8,75	9,12	9,29	9,03	8,43	8,50	8,24	8,50	8,57	8,47	8,52	8,56	8,67
	CNEL-Guayas Los Ríos	8,26	8,44	8,21	8,29	8,44	8,46	8,46	8,56	8,59	8,61	8,57	8,92	8,48
	CNEL-Esmeraldas	7,76	7,77	8,23	8,92	8,08	9,25	8,48	8,60	12,95	4,50	9,00	7,85	8,42
	CNEL-Milagro	8,33	8,28	8,12	8,03	8,13	8,23	8,07	8,16	8,14	8,19	8,20	8,21	8,17
	CNEL-Sto. Domingo	7,97	8,02	7,96	8,00	7,96	7,98	8,01	7,95	8,03	8,02	8,05	8,76	8,06
	CNEL-Manabí	8,00	7,92	8,04	8,08	8,11	8,01	8,12	8,10	8,05	7,89	8,02	8,01	8,03
CNEL		8,35	8,42	8,41	8,46	8,38	8,49	8,46	8,48	8,78	8,15	8,51	8,58	8,46
Empresas Eléctricas	E.E. Sur	9,56	9,70	10,18	9,61	9,67	9,65	9,69	9,67	9,63	9,63	9,56	9,63	9,68
	E.E. Ambato	9,25	9,24	9,13	9,22	9,20	9,13	9,09	9,12	9,08	9,08	9,17	9,37	9,17
	E.E. Galápagos	9,11	9,08	8,94	8,96	8,99	9,07	9,23	8,99	8,72	8,82	9,05	9,05	9,00
	E.E. Riobamba	8,92	8,97	8,93	9,06	8,97	8,94	8,84	8,94	9,00	9,13	8,85	8,84	8,95
	E.E. Norte	8,63	8,54	8,53	8,58	8,57	8,61	8,69	8,48	8,86	8,79	8,84	8,67	8,65
	E.E. Centro Sur	8,57	8,58	8,56	8,57	8,50	8,49	8,50	8,52	8,53	8,47	8,54	8,69	8,54
	E.E. Azogues	7,98	8,08	7,96	7,96	7,66	7,75	7,66	8,03	8,03	7,75	7,89	7,81	7,86
	E.E. Cotopaxi	7,94	7,93	7,77	7,83	7,75	7,84	7,64	7,65	7,66	7,90	7,86	7,91	7,81
	E.E. Quito	7,83	7,88	7,82	7,66	7,78	7,83	7,79	7,74	7,77	7,77	7,80	7,74	7,78
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	6,92	7,08	7,00	7,16	7,06	6,92	7,06	7,14	7,09	7,09	7,08	7,23	7,07
Empresas Eléctricas NACIONAL		7,71	7,77	7,70	7,72	7,70	7,68	7,72	7,74	7,76	7,76	7,77	7,81	7,74
NACIONAL		7,92	7,98	7,93	7,96	7,91	7,94	7,96	7,97	8,09	7,88	8,01	8,06	7,97

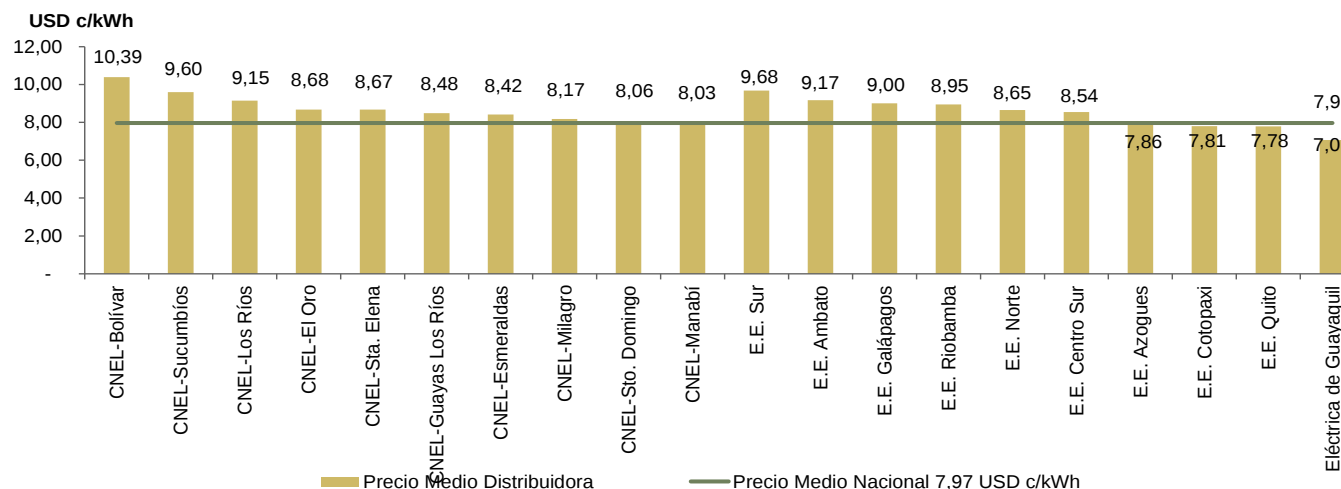


FIG. No. 5. 28: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh)

TABLA No. 5. 23: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL) (1/2)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
CNEL-Bolivar	Cientes	52.566	52.763	52.797	52.897	53.023	53.144	53.264	53.428	53.543	53.778	54.075	54.285	54.285
	Energía Facturada (GWh)	5.09	4.85	4.83	5.13	5.02	4.94	4.82	4.81	4.89	4.86	5.00	5.00	59.24
	Precio Medio (USD \$/kWh)	10.26	10.31	10.44	10.26	10.38	10.38	10.43	10.47	10.47	10.48	10.41	10.38	10.39
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	522	500	505	527	521	513	503	504	512	509	520	518	6.153
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	312	429	505	345	1.088	472	407	377	424	390	377	442	5.567
	Recaudación (%)	60	86	100	65	209	92	81	75	83	77	72	85	90
CNEL-El Oro	Cientes	197.419	198.081	198.645	199.269	199.788	200.250	201.048	201.691	202.333	202.980	203.851	204.472	204.472
	Energía Facturada (GWh)	51.55	49.27	51.09	53.64	54.70	51.91	48.01	49.49	47.92	48.91	50.70	54.96	612.15
	Precio Medio (USD \$/kWh)	8.60	8.72	8.72	8.67	8.56	8.63	8.83	8.70	8.71	8.67	8.66	8.67	8.68
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	4.435	4.295	4.458	4.652	4.681	4.478	4.237	4.307	4.174	4.243	4.392	4.766	53.120
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	4.219	4.545	4.348	4.694	4.678	4.513	4.258	4.314	4.151	4.153	4.399	4.613	52.885
	Recaudación (%)	95	106	98	101	100	101	100	100	99	98	100	97	100
CNEL-Esmeraldas	Cientes	104.815	100.768	105.757	109.266	119.403	110.641	111.632	111.319	112.020	112.525	113.951	115.077	115.077
	Energía Facturada (GWh)	27.24	29.93	29.10	29.29	26.47	24.74	27.39	27.28	25.77	27.92	29.75	27.71	332.59
	Precio Medio (USD \$/kWh)	7.76	7.77	8.23	8.92	8.08	9.25	8.48	8.60	12.95	4.50	9.00	7.85	8.42
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.113	2.327	2.395	2.611	2.140	2.290	2.323	2.345	3.338	1.256	2.677	2.175	27.991
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.455	1.369	1.453	2.152	1.864	2.042	1.980	1.378	2.208	1.723	2.500	2.007	22.311
	Recaudación (%)	69	59	61	82	87	89	85	59	66	137	93	92	79
CNEL-Guayas Los Rios	Cientes	259.130	260.296	261.742	263.092	265.968	267.466	269.349	270.849	272.103	274.081	275.618	277.352	277.352
	Energía Facturada (GWh)	96.22	95.08	103.10	102.48	98.76	98.19	97.30	97.33	97.77	93.85	95.59	101.45	1.177.13
	Precio Medio (USD \$/kWh)	8.26	8.44	8.21	8.29	8.44	8.46	8.46	8.56	8.59	8.61	8.57	8.92	8.48
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	7.945	8.020	8.465	8.500	8.336	8.311	8.230	8.335	8.400	8.077	8.188	9.045	99.852
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	6.877	7.479	7.487	8.371	7.877	7.852	7.914	7.789	8.024	9.222	8.189	9.489	96.570
	Recaudación (%)	87	93	88	98	94	94	96	93	96	114	100	105	97
CNEL-Los Rios	Cientes	88.830	90.032	91.582	91.877	92.086	93.271	93.920	94.527	95.220	95.307	96.182	97.038	97.038
	Energía Facturada (GWh)	19.03	18.47	19.42	20.11	20.69	20.97	18.78	18.50	21.00	19.05	20.39	19.87	236.27
	Precio Medio (USD \$/kWh)	9.12	9.05	9.08	9.25	8.98	9.20	9.18	9.19	9.31	9.14	9.21	9.04	9.15
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.737	1.671	1.763	1.859	1.859	1.928	1.725	1.699	1.956	1.740	1.877	1.797	21.611
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.145	1.412	1.169	1.843	2.329	1.407	1.445	1.859	1.781	2.296	1.668	1.368	19.722
	Recaudación (%)	66	85	66	99	125	73	84	109	91	132	89	76	91
CNEL-Manabi	Cientes	255.518	258.997	263.472	265.339	268.665	270.384	273.391	277.457	281.338	285.071	289.078	291.426	291.426
	Energía Facturada (GWh)	74.69	76.40	78.06	83.96	80.30	81.30	82.15	82.73	85.40	83.94	84.85	88.47	982.26
	Precio Medio (USD \$/kWh)	8.00	7.92	8.04	8.08	8.11	8.01	8.12	8.10	8.05	7.89	8.02	8.01	8.03
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	5.978	6.052	6.279	6.783	6.510	6.511	6.667	6.702	6.879	6.626	6.802	7.088	78.879
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	5.780	5.544	5.768	5.990	5.840	6.660	6.319	6.508	6.296	9.229	6.183	5.988	76.105
	Recaudación (%)	97	92	92	88	90	102	95	97	92	139	91	84	96
CNEL-Milagro	Cientes	126.982	127.073	127.614	128.069	129.148	130.075	130.977	131.873	132.688	133.377	133.716	134.250	134.250
	Energía Facturada (GWh)	36.97	37.59	37.63	42.87	39.14	39.15	38.87	37.70	38.04	36.54	37.11	36.92	460.51
	Precio Medio (USD \$/kWh)	8.33	8.28	8.12	8.03	8.13	8.23	8.07	8.16	8.14	8.19	8.20	8.21	8.17
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	3.246	3.113	3.055	3.443	3.181	3.222	3.137	3.075	3.097	2.994	3.042	3.033	37.640
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.868	2.893	3.116	2.979	2.979	3.000	3.050	2.870	2.894	2.923	2.789	2.804	35.163
	Recaudación (%)	88	93	102	87	94	93	97	93	93	98	92	92	93
CNEL-Sta. Elena	Cientes	102.188	102.475	102.621	102.858	102.453	102.764	102.560	102.503	102.934	103.190	103.410	103.960	103.960
	Energía Facturada (GWh)	33.37	31.52	33.01	32.86	30.91	29.48	31.13	29.89	27.75	29.21	29.26	33.63	372.04
	Precio Medio (USD \$/kWh)	8.75	9.12	9.29	9.03	8.43	8.50	8.24	8.50	8.57	8.47	8.52	8.56	8.67
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.919	2.876	3.065	2.966	2.604	2.506	2.567	2.542	2.379	2.475	2.492	2.879	32.270
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.510	2.852	2.651	3.037	2.297	2.480	2.437	2.289	2.184	2.671	2.395	2.432	30.235
	Recaudación (%)	86	99	86	102	88	99	95	90	92	108	96	84	94

TABLA No. 5. 24: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL) (2/2)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
CNEL-Sto. Domingo	Cientes	143.392	144.936	145.405	145.658	146.504	147.762	148.486	149.241	150.348	150.820	151.662	152.297	152.297
	Energía Facturada (GWh)	31,36	29,45	32,04	31,45	32,96	31,66	32,75	32,14	31,48	31,95	31,36	33,78	382,39
	Precio Medio (USD \$/kWh)	7,97	8,02	7,96	8,00	7,96	7,98	8,01	7,95	8,03	8,02	8,05	8,76	8,06
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.499	2.363	2.552	2.515	2.624	2.527	2.623	2.566	2.527	2.562	2.524	2.961	30.833
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.449	2.474	2.443	2.608	2.684	2.598	2.598	2.539	2.525	2.505	2.521	2.602	30.545
	Recaudación (%)	98	105	96	104	102	103	99	99	100	98	100	88	99
CNEL-Sucumbios	Cientes	62.302	62.952	64.082	64.272	64.636	64.763	65.217	65.497	66.194	66.875	66.890	67.738	67.738
	Energía Facturada (GWh)	13,80	13,42	13,61	12,98	13,85	14,46	12,47	13,68	13,73	14,25	14,61	13,50	164,38
	Precio Medio (USD \$/kWh)	9,35	9,59	9,27	9,51	9,36	9,60	10,29	9,59	9,55	9,50	9,65	10,00	9,60
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.290	1.288	1.261	1.234	1.296	1.388	1.283	1.312	1.312	1.354	1.410	1.350	15.779
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.135	1.293	1.125	1.156	1.183	1.240	1.285	1.213	1.128	1.249	1.362	1.211	14.579
	Recaudación (%)	88	100	89	94	91	89	100	92	86	92	97	90	92
Total Cientes		1.393.142	1.398.373	1.413.717	1.422.597	1.441.674	1.440.520	1.449.844	1.458.385	1.468.721	1.478.004	1.488.433	1.497.895	1.497.895
Total Energía Facturada (GWh)		391,32	385,99	401,88	414,78	402,81	396,80	393,69	393,74	390,49	398,61	415,29	4.778,95	
Total Precio Medio (USD \$/kWh)		8,35	8,42	8,41	8,46	8,38	8,49	8,46	8,48	8,78	8,15	8,51	8,58	8,46
Total Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)		32.685	32.505	33.799	35.091	33.753	33.675	33.295	33.378	34.573	31.836	33.924	35.613	404.127
Total Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)		28.749	30.291	30.066	33.174	32.819	32.263	31.692	31.135	31.614	36.361	32.382	32.955	383.502
Total Recaudación (%)		87,96	93,19	88,96	94,54	97,23	95,81	95,18	93,28	91,44	114,21	95,45	92,54	94,90

TABLA No. 5. 25: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (1/2)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
E.E. Ambato	Cientes	211.674	212.018	212.422	213.223	213.555	214.609	215.490	216.292	217.270	217.821	218.309	218.917	218.917
	Energía Facturada (GWh)	37,20	36,93	37,66	38,02	37,28	38,78	37,65	38,15	40,04	39,44	39,50	40,73	461,38
	Precio Medio (USD \$/kWh)	9,25	9,24	9,13	9,22	9,20	9,13	9,09	9,12	9,08	9,08	9,17	9,37	9,17
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	3.441	3.411	3.439	3.507	3.428	3.541	3.422	3.479	3.637	3.580	3.624	3.817	42.325
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	3.467	3.245	3.550	3.347	3.479	3.559	3.509	3.505	3.454	3.554	3.531	3.707	41.907
	Recaudación (%)	101	95	103	95	101	101	103	101	95	99	97	97	99
E.E. Azogues	Cientes	30.955	31.210	31.363	31.464	31.491	31.533	31.547	31.641	31.774	31.781	32.050	32.140	32.140
	Energía Facturada (GWh)	7,80	6,90	7,74	7,48	7,96	7,86	8,09	7,12	7,88	8,10	7,56	7,80	92,30
	Precio Medio (USD \$/kWh)	7,98	8,08	7,73	7,96	7,66	7,75	7,66	8,03	8,03	7,75	7,89	7,81	7,86
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	622	558	599	595	610	610	619	572	633	628	596	609	7.251
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	979	756	718	551	552	574	566	586	523	585	582	556	7.519
	Recaudación (%)	157	136	120	93	91	94	90	102	83	93	98	91	104
E.E. Centro Sur	Cientes	301.437	302.243	303.140	303.929	304.704	306.063	306.996	308.014	309.033	310.986	311.807	312.603	312.603
	Energía Facturada (GWh)	63,82	60,87	62,81	63,43	65,49	66,05	65,95	66,84	66,14	66,09	67,77	64,82	780,09
	Precio Medio (USD \$/kWh)	8,57	8,58	8,56	8,57	8,50	8,49	8,50	8,52	8,53	8,47	8,54	8,69	8,54
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	5.469	5.225	5.378	5.435	5.566	5.610	5.606	5.696	5.641	5.597	5.790	5.630	66.642
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	4.967	5.301	5.540	5.092	6.077	5.403	5.806	5.357	5.425	5.785	5.416	5.465	65.633
	Recaudación (%)	91	101	103	94	109	96	104	94	96	103	94	97	98
E.E. Cotopaxi	Cientes	101.231	102.165	102.592	103.014	103.522	103.982	104.118	104.596	104.946	105.228	105.526	105.965	105.965
	Energía Facturada (GWh)	27,27	26,37	27,59	27,47	28,48	27,74	29,47	29,73	29,48	33,07	29,83	29,47	345,97
	Precio Medio (USD \$/kWh)	7,94	7,93	7,77	7,83	7,75	7,84	7,64	7,65	7,66	7,90	7,86	7,91	7,81
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.166	2.092	2.142	2.150	2.206	2.175	2.252	2.274	2.259	2.612	2.346	2.330	27.004
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.197	2.002	2.157	2.039	2.018	2.123	2.182	2.297	2.239	2.122	2.295	2.131	25.802
	Recaudación (%)	101	96	101	95	91	98	97	101	99	81	98	91	96
E.E. Galápagos	Cientes	8.300	8.324	8.371	8.421	8.448	8.492	8.525	8.577	8.629	8.666	8.692	8.745	8.745
	Energía Facturada (GWh)	2,67	2,89	3,07	2,85	2,96	2,92	2,69	2,54	2,57	2,38	2,47	2,50	32,52
	Precio Medio (USD \$/kWh)	9,11	9,08	8,94	8,96	8,99	9,07	9,23	8,99	8,72	8,82	9,05	9,05	9,00
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	244	262	275	255	266	265	248	228	224	210	224	226	2.927
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	203	219	270	266	251	266	271	228	186	203	196	229	2.788
	Recaudación (%)	83	83	98	104	94	101	109	100	83	97	88	101	95

TABLA No. 5. 26: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (2/2)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
E.E. Norte	Cientes	196.660	197.216	198.200	199.370	200.664	202.315	203.186	203.911	205.026	205.820	206.515	207.360	207.360
	Energía Facturada (GWh)	36.39	39.60	38.47	37.99	39.55	38.65	37.73	38.58	37.98	37.91	37.79	39.12	459.76
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8.63	8.54	8.53	8.58	8.57	8.61	8.69	8.48	8.86	8.79	8.84	8.67	8.65
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	3.142	3.380	3.280	3.259	3.388	3.329	3.277	3.271	3.367	3.332	3.342	3.389	39.755
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	3.360	3.149	3.443	3.127	3.513	2.913	3.131	3.353	3.298	3.345	3.224	3.443	39.298
	Recaudación (%)	107	93	105	96	104	88	96	102	98	100	96	102	99
E.E. Quito	Cientes	852.424	854.857	859.332	862.459	865.343	868.770	872.400	874.253	877.939	882.484	885.559	888.751	888.751
	Energía Facturada (GWh)	281.84	265.56	272.49	286.98	282.01	280.44	282.03	290.13	287.27	295.76	290.04	296.16	3.410.72
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	7.83	7.88	7.82	7.66	7.78	7.83	7.79	7.74	7.77	7.77	7.80	7.74	7.78
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	22.073	20.926	21.308	21.993	21.949	21.966	21.968	22.468	22.324	22.974	22.632	22.915	265.494
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	22.750	21.007	22.505	20.687	22.440	22.581	21.608	22.653	22.550	22.936	22.351	23.189	267.255
	Recaudación (%)	103	100	106	94	102	103	98	101	101	100	99	101	101
E.E. Riobamba	Cientes	147.629	148.056	148.625	148.957	149.263	149.689	150.093	150.552	150.714	151.157	151.622	152.030	152.030
	Energía Facturada (GWh)	21.88	19.08	20.71	20.37	20.69	21.18	20.92	20.74	21.45	21.08	21.54	21.86	251.50
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8.92	8.97	8.93	9.06	8.97	8.94	8.84	8.94	9.00	9.13	8.85	8.84	8.95
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.951	1.711	1.848	1.845	1.856	1.894	1.848	1.853	1.932	1.924	1.906	1.932	22.500
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.810	1.754	1.820	1.766	1.852	1.878	1.832	1.834	1.852	1.849	1.837	1.965	22.048
	Recaudación (%)	93	103	98	96	100	99	99	99	96	96	96	102	98
E.E. Sur	Cientes	156.248	157.215	157.910	158.443	159.054	160.213	161.078	161.955	162.437	163.212	163.863	164.537	164.537
	Energía Facturada (GWh)	20.64	18.68	19.15	20.44	19.39	20.17	19.83	20.08	20.41	20.24	21.01	21.23	241.26
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9.56	9.70	10.18	9.61	9.67	9.65	9.69	9.67	9.63	9.63	9.56	9.63	9.68
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.973	1.812	1.949	1.964	1.876	1.946	1.922	1.941	1.965	1.948	2.009	2.044	23.348
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.742	2.167	1.967	1.688	1.971	1.907	2.191	2.403	1.953	1.992	1.842	2.013	23.837
	Recaudación (%)	88	120	101	86	105	98	114	124	99	102	92	99	102
Eléctrica de Guayaquil	Cientes	566.314	568.380	572.688	575.349	579.110	581.704	566.807	589.449	592.339	596.245	598.643	600.535	600.535
	Energía Facturada (GWh)	324.39	338.14	351.75	357.20	373.05	341.82	335.42	340.89	322.96	320.04	325.49	345.55	4.076.69
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	6.92	7.08	7.00	7.16	7.06	6.92	7.06	7.14	7.09	7.09	7.08	7.23	7.07
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	22.442	23.952	24.606	25.570	26.352	23.646	23.693	24.346	22.887	22.707	23.044	24.995	288.239
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	24.471	22.226	25.021	25.082	24.031	26.669	23.756	24.807	24.355	23.935	20.900	24.242	289.496
	Recaudación (%)	109	93	102	98	91	113	100	102	106	105	91	97	100
Total Cientes		2.572.872	2.581.684	2.594.643	2.604.629	2.615.154	2.627.370	2.620.240	2.649.240	2.660.107	2.673.400	2.682.586	2.691.583	2.691.583
Total Energía Facturada (GWh)		823.90	815.02	841.43	862.23	876.87	845.62	839.78	854.79	836.20	844.12	843.01	869.22	10.152.18
Total Precio Medio (USD ¢/kWh)		7.71	7.77	7.70	7.72	7.70	7.68	7.72	7.74	7.76	7.76	7.77	7.81	7.74
Total Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)		63.521	63.328	64.823	66.573	67.497	64.981	64.856	66.128	64.868	65.511	65.513	67.886	785.485
Total Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)		65.946	61.825	66.991	63.646	66.183	67.872	64.842	67.023	65.835	66.307	62.175	66.940	785.584
Total Recaudación (%)		103.82	97.63	103.34	95.60	98.05	104.45	99.98	101.35	101.49	101.21	94.90	98.61	100.01

TABLA No. 5. 27: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN TOTAL MENSUAL A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL

Total Nacional	MES												Total Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Total Cientes	3.966.014	3.980.057	4.008.360	4.027.226	4.056.828	4.067.890	4.070.084	4.107.625	4.128.828	4.151.404	4.171.019	4.189.478	4.189.478
Total Energía Facturada (GWh)	1.215	1.201	1.243	1.277	1.280	1.242	1.233	1.248	1.230	1.235	1.242	1.285	14.931
Total Precio Medio (USD ¢/kWh)	7.92	7.98	7.93	7.96	7.91	7.94	7.96	7.97	8.09	7.88	8.01	8.06	7.97
Total Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	96.206	95.834	98.622	101.664	101.250	98.656	98.151	99.505	99.441	97.347	99.437	103.499	1.189.612
Total Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	94.694	92.116	97.057	96.820	99.002	100.135	96.534	98.158	97.450	102.667	94.557	99.895	1.169.086
Total Recaudación (%)	98.43	96.12	98.41	95.24	97.78	101.50	98.35	98.65	98.00	105.46	95.09	96.52	98.27

TABLA No. 5. 28: RECAUDACIÓN DE VALORES FACTURADOS A CLIENTES REGULADOS (USD MILLONES)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Guayas Los Ríos	6,88	7,48	7,49	8,37	7,88	7,85	7,91	7,79	8,02	9,22	8,19	9,49	96,57
	CNEL-Manabí	5,78	5,54	5,77	5,99	5,84	6,66	6,32	6,51	6,30	9,23	6,18	5,99	76,10
	CNEL-EI Oro	4,22	4,55	4,35	4,69	4,68	4,51	4,26	4,31	4,15	4,15	4,40	4,61	52,89
	CNEL-Milagro	2,87	2,89	3,12	2,98	2,98	3,00	3,05	2,87	2,89	2,92	2,79	2,80	35,16
	CNEL-Sto. Domingo	2,45	2,47	2,44	2,61	2,68	2,60	2,60	2,54	2,52	2,51	2,52	2,60	30,55
	CNEL-Sta. Elena	2,51	2,85	2,65	3,04	2,30	2,48	2,44	2,29	2,18	2,67	2,39	2,43	30,23
	CNEL-Esmeraldas	1,45	1,37	1,45	2,15	1,86	2,04	1,98	1,38	2,21	1,72	2,50	2,01	22,13
	CNEL-Los Ríos	1,15	1,41	1,17	1,84	2,33	1,41	1,45	1,86	1,78	2,30	1,67	1,37	19,72
Total CNEL	CNEL-Sucumbíos	1,13	1,29	1,13	1,16	1,18	1,24	1,28	1,21	1,13	1,25	1,36	1,21	14,58
	CNEL-Bolívar	0,31	0,43	0,51	0,34	1,09	0,47	0,41	0,38	0,42	0,39	0,38	0,44	5,57
Empresas Eléctricas	Total CNEL	28,75	30,29	30,07	33,17	32,82	32,26	31,69	31,14	31,61	36,36	32,38	32,96	383,50
	Eléctrica de Guayaquil	24,47	22,23	25,02	25,08	24,03	26,67	23,76	24,81	24,36	23,93	20,90	24,24	289,50
	E.E. Quito	22,75	21,01	22,51	20,69	22,44	22,58	21,61	22,65	22,55	22,94	22,35	23,19	267,26
	E.E. Centro Sur	4,97	5,30	5,54	5,09	6,08	5,40	5,81	5,36	5,42	5,79	5,42	5,47	65,63
	E.E. Ambato	3,47	3,24	3,55	3,35	3,48	3,56	3,51	3,51	3,45	3,55	3,53	3,71	41,91
	E.E. Norte	3,36	3,15	3,44	3,13	3,51	2,91	3,13	3,35	3,30	3,35	3,22	3,44	39,30
	E.E. Cotopaxi	2,20	2,00	2,16	2,04	2,02	2,12	2,18	2,30	2,24	2,12	2,29	2,13	25,80
	E.E. Sur	1,74	2,17	1,97	1,69	1,97	1,91	2,19	2,40	1,95	1,99	1,84	2,01	23,84
	E.E. Riobamba	1,81	1,75	1,82	1,77	1,85	1,88	1,83	1,83	1,85	1,85	1,84	1,96	22,05
	E.E. Azogues	0,98	0,76	0,72	0,55	0,55	0,57	0,56	0,59	0,52	0,59	0,58	0,56	7,52
	E.E. Galápagos	0,20	0,22	0,27	0,27	0,25	0,27	0,27	0,23	0,19	0,20	0,20	0,23	2,79
Total Empresas Eléctricas		65,95	61,82	66,99	63,65	66,18	67,87	64,84	67,02	65,84	66,31	62,17	66,94	785,58
TOTAL NACIONAL		94,69	92,12	97,06	96,82	99,00	100,13	96,53	98,16	97,45	102,67	94,56	99,90	1.169,09

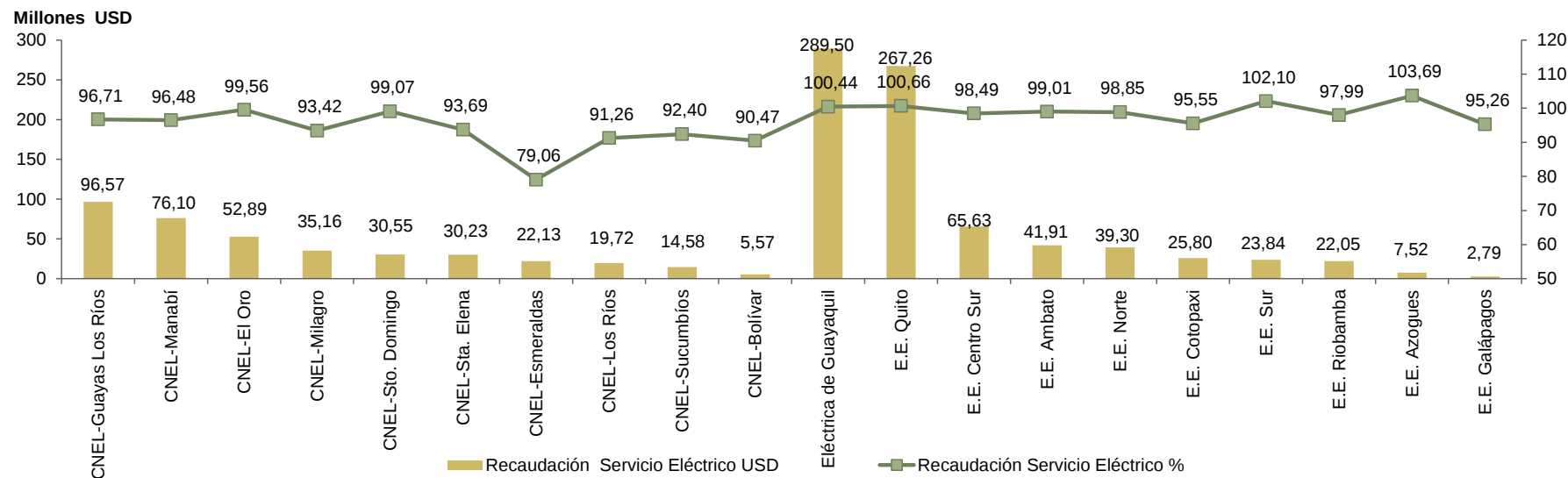


FIG. No. 5. 29: RECAUDACIÓN DE VALORES FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS

5.11. Facturación de Impuestos a Clientes Regulados de las Empresas de Distribución

Las distribuidoras facturaron a sus clientes regulados, USD 284,10 millones por concepto de impuestos, recaudando USD 258,23 millones, lo que representa el 90,19% del valor facturado. La Eléctrica de Guayaquil y la E.E. Quito, fueron las empresas distribuidoras de mayor facturación.

TABLA No. 5. 29: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS

Grupo Empresa	Empresa	FERUM (Miles USD)	Bombreros (Miles USD)	Seguro contra Incendios (Miles USD)	Recolección de basura o desechos sólidos (Miles USD)	Alumbrado (Miles USD)	Otros (Miles USD)	Total Impuestos (Miles USD)	Recaudación Impuestos (Miles USD)	Recaudación Impuestos (%)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Guayas Los Ríos	-	4.406,95	-	6.949,53	9.755,93	-	21.112,41	20.959,34	99,27
	CNEL-Manabí	-	4.786,75	-	6.700,78	6.921,13	-	18.408,66	16.722,80	90,84
	CNEL-El Oro	-	3.908,87	-	4.249,30	6.839,22	2.296,81	17.294,20	17.041,65	98,54
	CNEL-Sta. Elena	(0,06)	1.796,45	0,00	3.056,49	5.562,61	(996,13)	9.419,35	9.178,27	97,44
	CNEL-Sto. Domingo	-	2.777,42	-	2.259,98	4.807,85	(1.046,23)	8.799,02	9.802,63	111,41
	CNEL-Milagro	-	2.427,05	-	2.235,25	3.227,06	15,93	7.905,28	7.767,01	98,25
	CNEL-Esmeraldas	-	2.086,22	(0,00)	2.347,72	2.708,74	62,00	7.204,69	4.646,23	64,49
	CNEL-Sucumbios	0,00	1.293,42	0,00	869,21	1.777,65	-	3.940,28	2.616,98	66,42
	CNEL-Los Ríos	0,02	1.733,66	-	-	1.922,42	-	3.656,09	1.857,39	50,80
	CNEL-Bolívar	-	823,64	-	227,74	1.266,02	(1.365,15)	952,25	1.617,45	169,86
Total CNEL		(0,05)	26.040,43	0,00	28.896,00	44.788,61	(1.032,77)	98.692,22	92.209,76	93,43
Empresas Eléctricas	E.E. Quito	(0,02)	18.165,95	(0,00)	26.815,69	19.779,86	-	64.761,48	65.085,74	100,50
	Eléctrica de Guayaquil	19,42	11.867,14	(0,01)	28.176,60	15.809,28	-	55.872,43	56.019,05	100,26
	E.E. Centro Sur	-	6.179,02	-	9.984,72	6.938,15	-	23.101,89	15.874,61	68,72
	E.E. Norte	(0,08)	4.041,96	-	2.367,58	3.852,86	0,01	10.262,33	10.284,25	100,21
	E.E. Ambato	-	4.546,53	-	3.268,90	5.239,43	(2.957,80)	10.097,05	6.450,21	63,88
	E.E. Sur	-	2.966,47	3,96	-	3.304,91	0,33	6.275,68	-	-
	E.E. Cotopaxi	-	2.190,42	-	967,84	2.882,80	-	6.041,06	5.670,90	93,87
	E.E. Riobamba	0,05	2.639,01	-	-	3.158,06	-	5.797,13	2.620,61	45,21
	E.E. Azogues	-	646,45	-	774,57	967,87	-	2.388,89	1.316,19	55,10
	E.E. Galápagos	-	183,01	-	381,38	267,72	(15,17)	816,94	708,57	86,73
Total Empresas Eléctricas		19,38	53.425,97	3,95	72.737,28	62.200,94	(2.972,64)	185.414,88	164.030,11	88,47
TOTAL NACIONAL		19,33	79.466,39	3,95	101.633,28	106.989,55	(4.005,40)	284.107,10	256.239,87	90,19

Miles USD

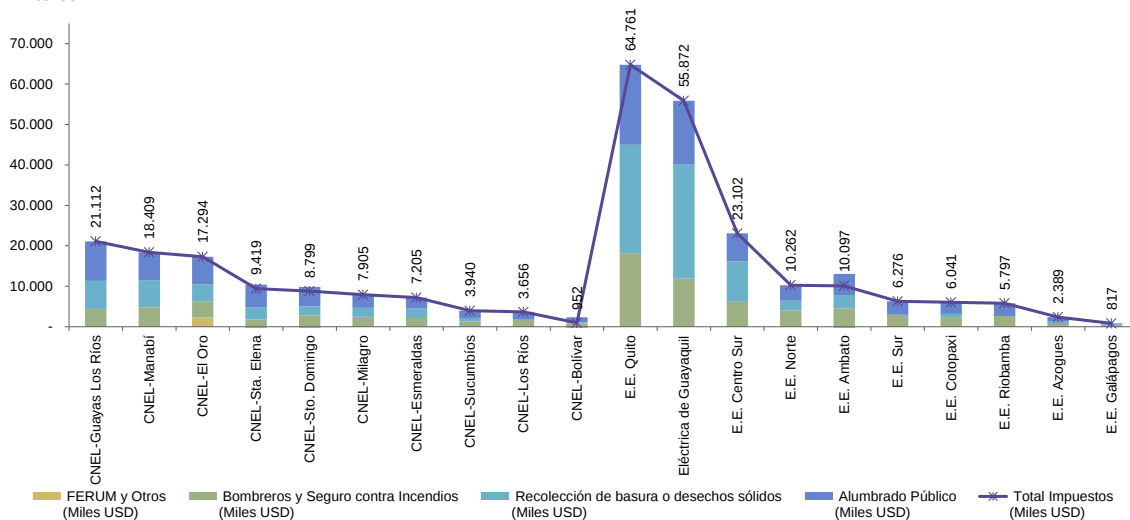


FIG. No. 5. 30: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS (USD MILES)

La **TABLA No. 5.30** muestra un resumen de los valores totales de la energía facturada en GWh y USD, total de impuestos (USD) y el precio medio anual de la energía (USD ¢/kWh) de los Clientes Regulados clasificados por grupo de consumo.

TABLA No. 5. 30: ENERGÍA FACTURADA EN GWh Y USD, IMPUESTOS Y PRECIO MEDIO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO

Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	Total Impuestos (Miles USD)	Total Facturación (Miles USD)	Precio Medio USD c/kWh
Residencial	5.350,95	504.239,15	154.861,91	659.101,06	9,42
Comercial	2.955,49	231.385,12	70.558,08	301.943,20	7,83
Industrial	4.480,50	286.177,32	46.772,48	332.949,79	6,39
A. Público	882,97	89.755,47	- 867,32	88.888,15	10,17
Otros	1.261,22	78.055,26	12.781,95	90.837,22	6,19
Total general	14.931,12	1.189.612,33	284.107,10	1.473.719,43	7,97

5.12. Facturación de Impuestos a Clientes no Regulados de las Empresas de Distribución

Las E.E. distribuidoras, prestaron servicios a los Clientes No Regulados, suministrándoles energía mediante contratos a plazo o brindando el transporte de energía a través de sus sistemas de distribución.

En la **TABLA No. 5.31** Valor total facturado por distribuidora a clientes no regulados, se presenta la facturación por energía y peajes de distribución por parte de las E.E. distribuidoras a Clientes No Regulados, observándose que la energía entregada a estos clientes alcanzó los 317,34 GWh, emitiendo una facturación total (incluido peajes de distribución) de USD 2.347.520.

Se indica también las transacciones por provisión de energía a aquellos clientes que mantienen contratos a plazos o que no fijan el precio del suministro de energía mediante el pliego tarifario; cabe indicar que la energía en esta tabla, corresponde a la entregada a grandes consumidores, clientes de las distribuidoras, así como a los consumos propios y a algunos grandes consumidores que no son clientes de la empresa, ya que adquieren su energía de otros agentes, pero reciben una factura por servicios de peajes de distribución por utilizar las instalaciones de la empresa eléctrica correspondiente para abastecerse de energía.

El precio medio por impuestos y peajes por la utilización de las redes de distribución para el transporte de la energía eléctrica se ubicó en 0,74 USD €/kWh.

TABLA No. 5. 31: VALOR TOTAL FACTURADO POR DISTRIBUIDORA A CLIENTES NO REGULADOS

Area Concesión	Energía (GWh)	Total Peajes (Miles USD)	Total Impuestos (Miles USD)	Total Facturación (Miles USD)	Precio Medio (USD c/kWh)	Recaudación (Miles USD)	Recaudación (%)
CNEL-Esmeraldas	3,58	56,03	16,82	72,86	2,03	-	-
CNEL-Guayas Los Rios	10,72	112,12	13,97	126,08	1,18	-	-
CNEL-Manabí	2,55	32,22	26,74	58,95	2,31	-	-
CNEL-Miagro	2,28	44,83	10,52	55,36	2,43	44,73	80,81
CNEL-Sta. Elena	0,93	12,90	6,19	19,09	2,05	18,73	98,13
CNEL-Sto. Domingo	8,30	69,33	-	69,33	0,84	69,33	100,00
E.E. Ambato	2,23	21,08	7,88	28,95	1,30	29,08	100,45
E.E. Centro Sur	2,24	44,58	12,09	56,67	2,53	56,67	100,00
E.E. Cotopaxi	69,01	314,97	9,91	324,89	0,47	324,89	100,00
E.E. Norte	10,89	25,73	2,81	28,54	0,26	28,56	100,06
E.E. Quito	146,01	971,96	335,78	1.307,74	0,90	335,78	25,68
Eléctrica de Guayaquil	58,60	199,06	-	199,06	3,40	-	-
Total general	317,34	1.904,81	442,71	2.347,52	0,74	907,78	38,67

A continuación se presenta la desagregación de la **TABLA No. 5.31** por tipo de Cliente No Regulado, esto es: consumo propio y gran consumidor; además.

TABLA No. 5. 32: VALOR TOTAL FACTURADO TIPO DE CLIENTES NO REGULADOS

Tipo de Cliente	Cliente	Tipo de Vendedor	Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	Total Impuestos (Miles USD)	Total Peajes Energía (Miles USD)	Total Peajes Potencia (Miles USD)	Total Facturación (Miles USD)	Precio Medio USD c/kWh
No Regulado	Total Consumo Propio			112,60		172,32	131,72	518,71	822,96	0,73
	Total Gran Consumidor			204,74		270,40	291,97	962,20	1.524,57	0,74
Total No Regulado				317,34		442,71	423,69	1.480,91	2.347,52	0,74
Precio Medio por Servicio Eléctrico (USD €/kWh): Facturación Servicio Eléctrico/Energía Facturada										
Precio Medio por Servicio de Transporte de Energía e Impuestos (USD €/kWh): Total Facturación/Energía Facturada (Clientes No Regulados)										
*Precio Medio por servicio eléctrico no considera facturación de energía de clientes no regulados (consumos propios y grandes consumidores no presentan información)										

5.13. Cliente no Regulado-Exportación

El cliente no regulado de la E.E. Sur, corresponde a un grupo de consumidores que están localizados al norte del Perú, por lo que se lo clasifica como exportación; éste registró en el 2011 un consumo de 331,2 MWh, por los que se tiene una facturación por venta de energía de USD 35.333; no se registra facturación por concepto de impuestos, ya que es el único cliente no regulado que registra facturación por energía.

5.14. Cliente no Regulado-Gran Consumidor

La Regulación N° CONELEC-001/06 de 18 de enero de 2006, establece los requisitos para ser considerado como Gran Consumidor, y el procedimiento para su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC.

En la **TABLA No. 5.33** se presenta la facturación de impuestos y peajes a grandes consumidores que las distribuidoras han reportado como Clientes No Regulados.

TABLA No. 5. 33: FACTURACIÓN A LOS GRANDES CONSUMIDORES

Cliente	Área Concesión	Energía (MWH)	Impuesto (USD)	Valor Peaje Energía (USD)	Valor Peaje Potencia (USD)	Total Facturación (USD)	Precio Medio USD c/kWh
Acosa	E.E. Cotopaxi	30.972,26	8.021,87	30.758,82	114.080,98	152.861,67	0,49
Alambrec	E.E. Quito	13.653,11	3.107,25	17.747,41	0,00	20.854,66	0,15
Avícola San Isidro	CNEL-Guayas Los Ríos	7.197,80	4.626,13	23.471,19	50.400,45	78.497,77	1,09
Familia Sancela	E.E. Cotopaxi	38.037,45	1.891,57	37.754,70	132.379,24	172.025,51	0,45
Gus Uyumbicho	E.E. Quito	2.009,80	5.475,59	2.844,23	12.524,26	20.844,08	1,04
Hospital Vozandes	E.E. Quito	2.439,40	7.202,99	3.344,35	14.357,80	24.905,14	1,02
Interfibra	E.E. Quito	16.805,26	39.653,78	23.527,37	92.646,49	155.827,64	0,93
Kfc Planta Avícola Tambillo	E.E. Quito	177,88	1.259,49	252,24	3.239,52	4.751,25	2,67
Novopan	E.E. Quito	21.154,30	52.474,56	29.616,02	127.990,04	210.080,62	0,99
Pintex	E.E. Quito	17.924,67	41.392,83	24.865,97	92.637,12	158.895,92	0,89
Plastiquayas	Eléctrica de Guayaquil	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Plastisacks	E.E. Quito	18.996,15	42.696,27	26.594,62	95.462,90	164.753,79	0,87
San Carlos	CNEL-Milagro	387,18	3.966,46	464,61	17.369,65	21.800,72	5,63
Sintofil	E.E. Quito	14.717,70	34.172,08	20.845,08	77.163,42	132.180,58	0,90
Uravia	E.E. Quito	1.449,59	1.072,44	2.050,84	2.402,44	5.525,72	0,38
Valdez	CNEL-Milagro	1.535,45	5.876,53	1.842,56	22.966,09	30.685,18	2,00
Ecudos	CNEL-Milagro	359,45	681,87	431,34	1.756,99	2.870,19	0,80
Codesa	CNEL-Esmeraldas	3.581,16	16.823,30	22.675,52	33.356,75	72.855,57	2,03
Delisoda	Eléctrica de Guayaquil	13.345,15	0,00	22.884,60	71.466,98	94.351,58	0,71
Total General		204.743,78	270.395,01	291.971,47	962.201,11	1.524.567,59	0,74

5.15. Cliente no Regulado-Consumo Propio

La Regulación N° CONELEC-001/02, de 6 de marzo de 2002, establece el procedimiento que deben cumplir los Autoprodutores para comercializar sus excedentes de generación. Igualmente define el término **Consumo Propio**, como la demanda de potencia y energía de la instalación o las instalaciones de una persona natural o jurídica, que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en la empresa autogeneradora. Las instalaciones o empresas que bajo la categoría de consumo propio sean servidas por la autogeneradora podrán estar físicamente separadas de la central generadora.

Según la información brindada por los agentes, las autogeneradoras Electroandina, ElectroCórdova, Enermax, Ecoluz, Hidroabanico, Hidroservices, Hidrosibimbe, Perlabí, produjeron energía para ser entregada a través del sistema nacional de transmisión y las instalaciones de las distribuidoras, a sus empresas asociadas.

El valor de energía entregado en todo el periodo a los consumos propios se situó en 110,80 GWh; correspondiendo 262,04 GWh a consumo industrial y 881 MWh a consumo comercial. El total de la energía fue entregada así: 53,57 GWh (20,37%) a consumos propios de Enermax,

184,46GWh (70,16%) a consumos propios de Hidroabánico y 24,88 GWh (9,46%) a consumos propios del resto de empresas.

Estas empresas no presentan información sobre los valores facturados a sus empresas filiales, ya que indican que al ser sus accionistas, no son susceptibles de facturación por el consumo de energía eléctrica.

Las empresas autogeneradoras que mayoritariamente hicieron uso de esta regulación, fueron Enermax, quien sirvió como consumos propios a toda la cadena Supermaxi y sus empresas asociadas en todo el país; mientras que Hidroabánico sirvió a Avícola San Isidro, EBC Sto. Domingo, KFC Planta Avícola Tambillo, GusUyumbicho, EBC Guayaquil, EBC Quito, Sintofil, Plasticsacks, Interfibra, Novopan, Pintex, Codesa, Familia Sancela y Delisoda.

Enermax S.A. informó al CONELEC la grave situación que atraviesa la central Calope en época de verano, lo cual imposibilita que con la energía generada por esa central, puedan abastecer la totalidad de los requerimientos de energía de sus consumos propios en los meses de estiaje. Para lo cual Enermax solicitó que se autorice el cambio de la condición de sus consumos propios a clientes regulados.

El CONELEC autorizó temporalmente este cambio de todos los consumos propios que se encuentran en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A., razón por la cual esta empresa no reporta rubros por facturación de impuestos y peajes durante el período agosto-diciembre de 2010, pero si considera a las empresas asociadas a Enermax que están dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A., como Clientes Regulados.

En la **TABLA No. 5.34** se presenta la facturación de impuestos y peajes de los consumos propios, generada por el transporte de energía eléctrica a través de las redes de distribución durante el año 2011.

El precio medio por impuestos y peajes por la utilización de las redes de distribución para el transporte de la energía eléctrica se ubicó en 0,72 USD ¢/kWh.

Durante el 2011 se registraron un total de 61 empresas calificadas como consumos propios.

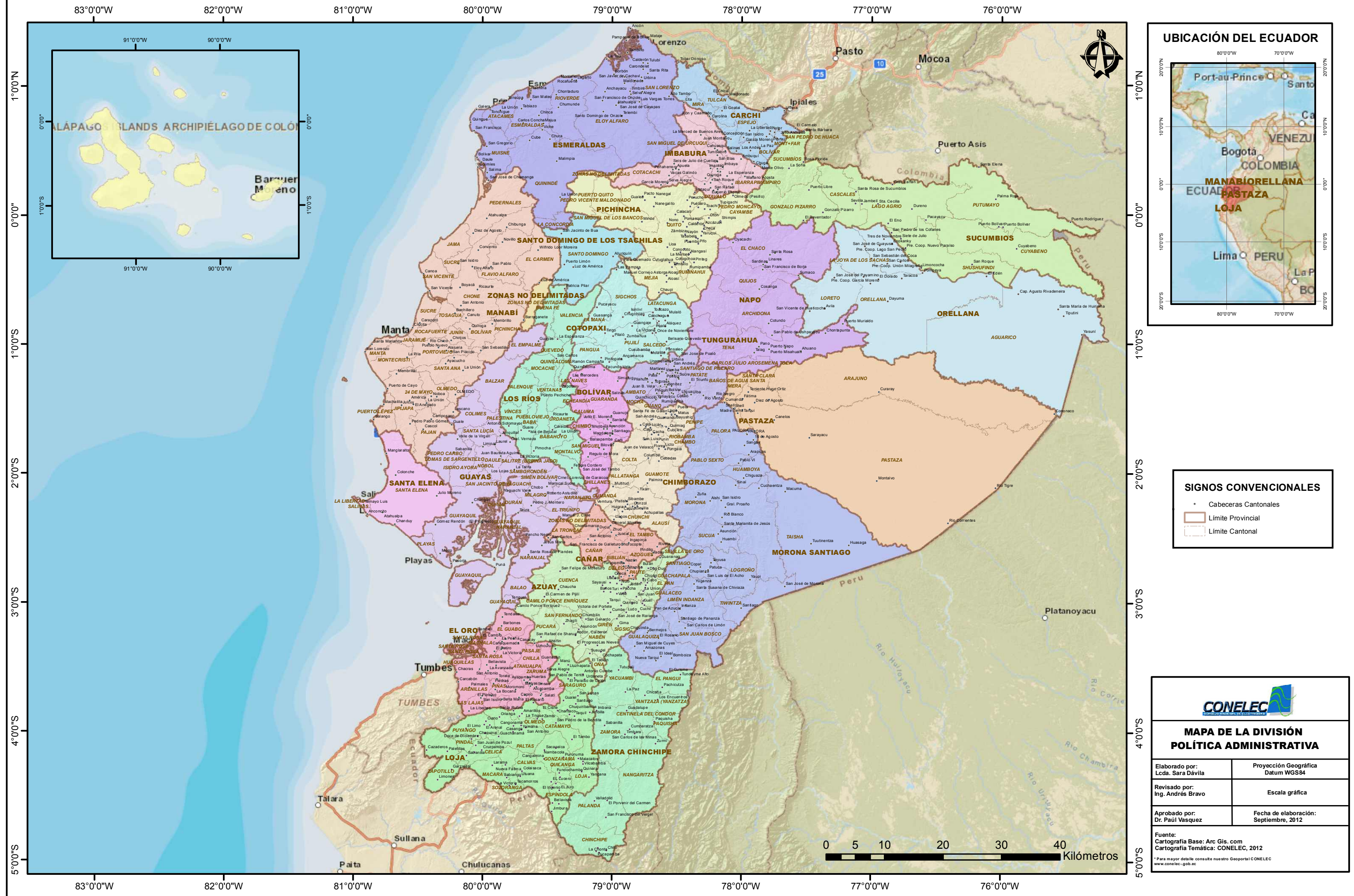
TABLA No. 5. 34: FACTURACIÓN DE IMPUESTOS Y PEAJES DE CONSUMOS PROPIOS
(1/2)

Cliente	Área Concesión	Energía (MWH)	Impuesto (USD)	Valor Peaje Energía (USD)	Valor Peaje Potencia (USD)	Total Facturación (USD)	Precio Medio USD c/kWh
Ebc Guayaquil	Eléctrica de Guayaquil	27.589,90	0,00	5.517,98	19.456,44	24.974,41	0,09
Ebc Quito	E.E. Quito	18.748,53	49.592,45	26.499,96	117.421,33	193.513,74	1,03
Ebc Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	3.997,37	0,00	8.096,01	30.353,63	38.449,64	0,96
Enermax Akí Terminal Terrestre	Eléctrica de Guayaquil	1.317,92	0,00	263,58	1.366,97	1.630,56	0,12
Enermax Camal Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	3.256,27	0,00	4.206,57	14.500,33	18.706,90	0,57
Enermax Centro De Distribución	E.E. Quito	3.700,72	11.419,25	5.303,50	24.557,94	41.280,69	1,12
Enermax CNEL-Sta. Elena	CNEL-Sta. Elena	931,02	6.188,75	1.607,92	11.293,95	19.090,62	2,05
Enermax Flexiplast	E.E. Quito	2.965,38	7.680,31	4.238,39	19.418,51	31.337,21	1,06
Consumo Propio	E.E. Norte	9.780,46	0,00	12.053,61	0,00	12.053,61	0,12
Enermax Gran Akí Manta	CNEL-Manabí	2.147,34	21.341,03	8.395,64	18.545,45	48.282,13	2,25
Enermax Gran Akí Outlet Durán	CNEL-Guayas Los Ríos	832,10	2.350,26	2.697,29	7.765,85	12.813,40	1,54
Enermax Juguetería Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	437,16	0,00	87,43	544,00	631,43	0,14
Enermax Juguetería Manta	CNEL-Manabí	56,00	1.104,26	223,83	614,61	1.942,70	3,47
Enermax Juguetería Plaza Del Sur (Almendros)	Eléctrica de Guayaquil	389,83	0,00	669,20	3.189,98	3.859,18	0,99
Enermax Megamaxi Ceibos	Eléctrica de Guayaquil	2.801,99	0,00	4.809,96	14.979,12	19.789,08	0,71
Enermax Megamaxi Condado	E.E. Quito	677,70	2.304,34	970,70	5.171,99	8.447,02	1,25
Enermax Megamaxi Mall De Los Andes	E.E. Ambato	1.071,88	2.626,26	956,03	8.865,96	12.448,25	1,16
Enermax Megamaxi Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	4.016,38	0,00	803,28	3.890,00	4.693,27	0,12
Enermax Megamaxi Mall Del Sur	Eléctrica de Guayaquil	2.602,64	0,00	4.468,56	13.529,06	17.997,62	0,69
Enermax Megamaxi Quito Norte	E.E. Quito	153,35	518,33	219,63	1.098,22	1.836,18	1,20
Enermax Megamaxi Quito Sur	E.E. Quito	716,67	2.338,65	1.026,98	5.292,24	8.657,87	1,21
Enermax Megamaxi San Luis	E.E. Quito	741,59	2.573,83	1.062,01	5.963,77	9.599,61	1,29
Enermax Multicentro	E.E. Quito	246,42	902,34	353,03	2.060,16	3.315,53	1,35
Enermax S.S.G.G. Mall De Los Andes	E.E. Ambato	648,22	2.626,26	578,07	5.886,23	9.090,56	1,40
Enermax S.S.G.G. Centro Comercial El Jardín	E.E. Quito	410,54	1.626,78	588,00	4.557,43	6.772,21	1,65
Enermax S.S.G.G. Megamaxi Quito	E.E. Quito	343,89	1.312,91	492,42	3.065,03	4.870,37	1,42
Enermax Sukasa Cuenca	E.E. Centro Sur	217,06	1.342,71	286,09	4.681,18	6.331,03	2,92
Enermax Sukasa El Bosque	E.E. Quito	198,19	823,77	283,86	1.875,91	2.983,54	1,51
Enermax Sukasa El Jardín	E.E. Quito	491,40	1.684,26	703,96	3.838,36	6.226,58	1,27
Enermax Sukasa Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	1.365,31	0,00	273,06	1.808,13	2.081,20	0,15
Enermax Supermaxi 12 De Octubre	E.E. Quito	295,40	1.008,80	423,15	2.252,29	3.684,24	1,25
Enermax Supermaxi Aeropuerto	E.E. Quito	287,66	1.136,53	412,06	2.320,70	3.869,29	1,35
Enermax Supermaxi Albán Borja	Eléctrica de Guayaquil	1.513,55	0,00	2.595,74	9.758,91	12.354,65	0,82
Enermax Supermaxi Américas	E.E. Centro Sur	630,77	3.350,22	831,65	11.467,83	15.708,75	2,49
Enermax Supermaxi Américas	E.E. Quito	160,91	774,15	226,02	1.831,99	2.832,15	1,76
Enermax Supermaxi Arcos	CNEL-Guayas Los Ríos	2.692,55	6.991,14	8.772,45	19.009,86	34.773,45	1,29
Enermax Supermaxi Atahualpa	E.E. Quito	266,13	841,19	381,28	1.811,55	3.034,03	1,14
Enermax Supermaxi Caracol	E.E. Ambato	514,77	2.626,26	458,94	4.330,49	7.415,69	1,44
Enermax Supermaxi Caracol	E.E. Quito	761,09	2.494,26	1.090,55	6.503,14	10.087,96	1,33
Enermax Supermaxi Carcelén	E.E. Quito	346,44	1.140,18	496,10	2.448,97	4.085,25	1,18
Enermax Supermaxi Cumbayá	E.E. Quito	394,63	1.356,65	565,16	3.067,58	4.989,39	1,26
Enermax Supermaxi El Bosque	E.E. Quito	618,89	2.104,53	886,69	4.800,90	7.792,12	1,26
Enermax Supermaxi El Jardín	E.E. Quito	239,49	946,83	344,20	2.261,95	3.552,99	1,48
Enermax Supermaxi Eloy Alfaro	E.E. Quito	393,43	1.325,43	563,48	2.937,25	4.826,15	1,23
Enermax Supermaxi Garzota	Eléctrica de Guayaquil	1.316,52	0,00	2.259,99	6.983,27	9.243,27	0,70
Enermax Supermaxi Ibarra	E.E. Norte	1.108,91	2.809,93	1.784,18	11.895,67	16.489,77	1,49
Enermax Supermaxi Iñaquito	E.E. Quito	396,44	1.325,58	567,69	2.973,37	4.866,65	1,23
Enermax Supermaxi Manta	CNEL-Manabí	259,49	3.624,12	1.037,90	2.247,66	6.909,68	2,66
Enermax Supermaxi Miraflores	E.E. Centro Sur	629,65	3.412,58	830,12	11.745,21	16.047,36	2,55
Enermax Supermaxi Miraflores	E.E. Quito	875,51	2.566,62	1.254,20	5.401,86	9.222,68	1,05
Enermax Supermaxi Parque California	Eléctrica de Guayaquil	746,13	0,00	1.280,69	4.762,64	6.043,33	0,81
Enermax Supermaxi Plaza Norte	E.E. Quito	302,52	1.042,23	433,21	2.302,03	3.777,48	1,25
Enermax Supermaxi Plaza Valle	E.E. Quito	300,29	958,45	430,17	2.084,03	3.472,64	1,16
Enermax Supermaxi Policentro 220	Eléctrica de Guayaquil	968,50	0,00	193,70	844,78	1.038,48	0,11
Enermax Supermaxi Policentro 440	Eléctrica de Guayaquil	189,75	0,00	37,95	330,19	368,14	0,19
Enermax Supermaxi Quitumbe	E.E. Quito	636,24	2.091,48	911,61	4.717,92	7.721,00	1,21
Enermax Supermaxi Recreo	E.E. Quito	559,97	1.924,33	802,22	4.423,78	7.150,33	1,28
Enermax Supermaxi Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	1.044,90	0,00	2.116,65	10.059,68	12.176,32	1,17
Enermax Supermaxi Tumbaco	E.E. Quito	450,12	1.455,46	644,75	3.211,34	5.311,55	1,18
Enermax Supermaxi Vergel	E.E. Centro Sur	758,33	3.987,59	999,48	13.522,92	18.581,29	2,45
Enermax Todo Hogar Manta	CNEL-Manabí	87,16	667,01	348,59	804,80	1.820,39	2,09
Total General		112.599,79	172.318,30	131.717,12	518.706,34	822.952,61	0,73

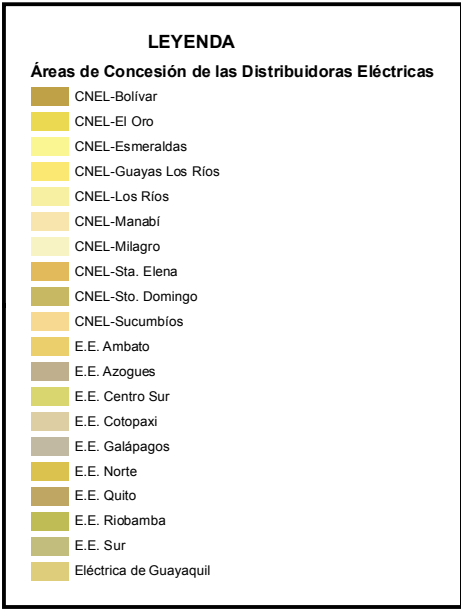
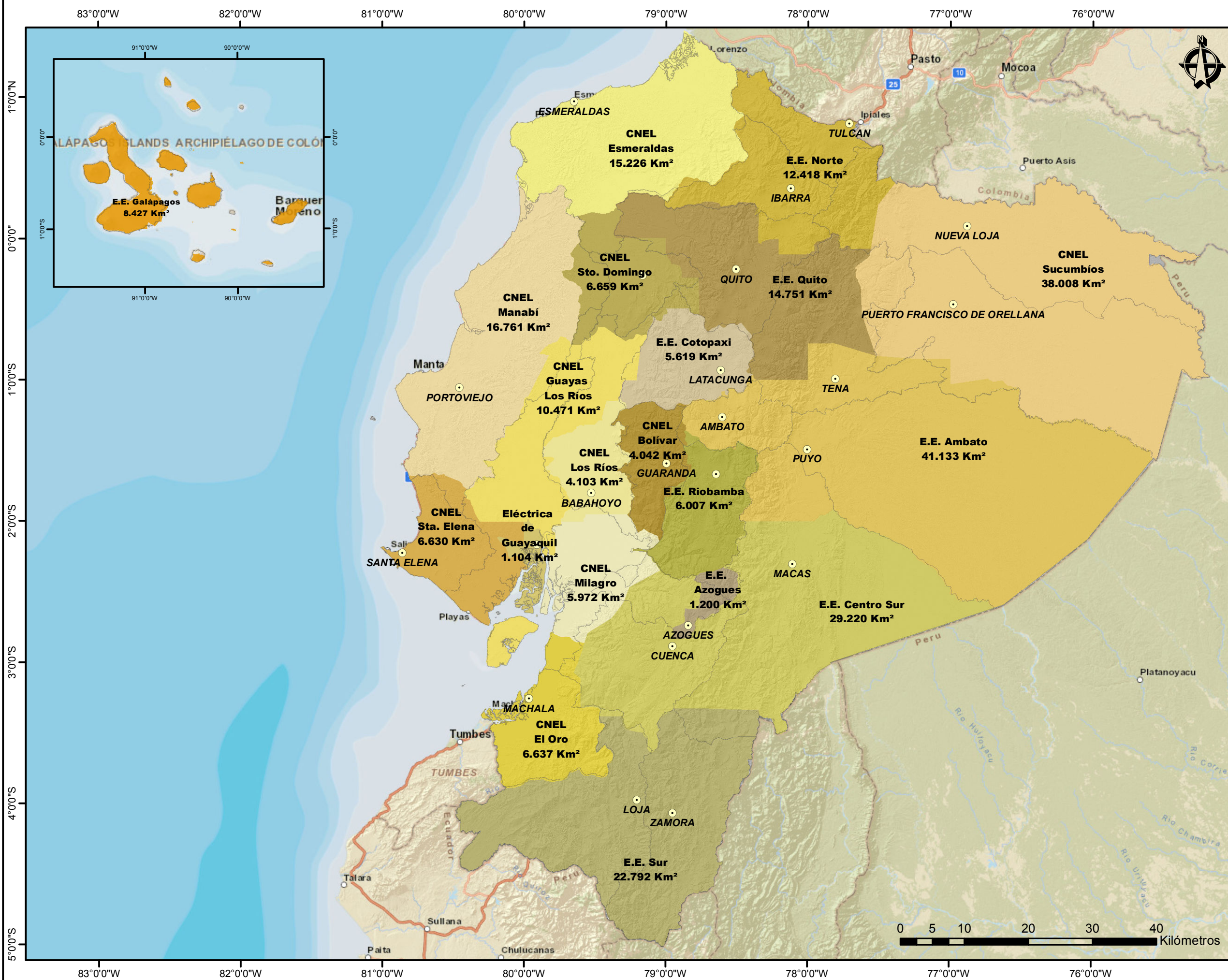
TABLA No. 5. 35: FACTURACIÓN DE IMPUESTOS Y PEAJES DE CONSUMOS PROPIOS
(2/2)

N°	Cliente	Area Concesion	Energia (MWh)	Valor Peaje Energia (USD)	Valor Peaje Potencia (USD)	Impuestos (USD)	Total Facturacion (USD)	Precio Medio (USD c/kWh)
1	Alambrec	E.E. Quito	6.772	10.492	-	1.877	12.369	0,18
2	Avícola San Isidro	CNEL-Guayas Los Ríos	7.239	23.658	57.473	5.017	86.148	1,19
3	Codesa	CNEL-Esmeraldas	4.022	18.078	32.149	18.885	69.113	1,72
4	Delisoda	Eléctrica de Guayaquil	12.934	18.107	62.786	30.035	110.928	0,86
5	Electroandina	E.E. Norte	3.823	7.414	-	-	7.414	0,19
6	Electrocórdova	E.E. Norte	418	670	-	-	670	0,16
7	Ebc Guayaquil	Eléctrica de Guayaquil	26.028	5.206	16.279	43.109	64.593	0,25
8	Ebc Quito	E.E. Quito	12.901	22.890	87.509	28.451	138.850	1,08
9	Ebc Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	3.551	5.681	26.675	-	32.356	0,91
10	Enermax Akí Terminal Terrestre	Eléctrica de Guayaquil	1.272	254	1.138	-	1.392	0,11
11	Enermax Camal Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	2.984	2.686	10.137	-	12.823	0,43
12	Enermax Centro De Distribución	E.E. Quito	4.040	7.112	27.648	11.113	45.873	1,14
13	Enermax Flexiplast	E.E. Quito	4.401	7.732	26.186	8.639	42.557	0,97
14	Enermax Gran Akí Manta	CNEL-Manabí	839	2.350	4.979	5.485	12.813	1,53
15	Enermax Gran Akí Outlet Durán	CNEL-Guayas Los Ríos	801	2.617	8.105	2.402	13.124	1,64
16	Enermax Juguétón Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	451	90	462	-	553	0,12
17	Enermax Juguétón Manta	CNEL-Manabí	235	658	1.966	4.510	7.134	3,04
18	Enermax Juguétón Plaza Del Sur (Almendros)	Eléctrica de Guayaquil	421	590	3.152	32.776	36.518	8,67
19	Enermax Megamaxi Ceibos	Eléctrica de Guayaquil	2.528	3.540	12.385	-	15.924	0,63
20	Enermax Megamaxi Condado	E.E. Quito	775	1.365	6.327	2.171	9.864	1,27
21	Enermax Megamaxi Mall De Los Andes	E.E. Ambato	1.041	1.153	8.431	2.627	12.210	1,17
22	Enermax Megamaxi Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	3.936	787	3.256	-	4.043	0,10
23	Enermax Megamaxi Mall Del Sur	Eléctrica de Guayaquil	2.428	3.399	11.110	-	14.509	0,60
24	Enermax Megamaxi Quito Norte	E.E. Quito	392	689	3.586	1.198	5.472	1,40
25	Enermax Megamaxi Quito Sur	E.E. Quito	787	1.383	6.605	2.254	10.242	1,30
26	Enermax Megamaxi San Luis	E.E. Quito	808	1.421	7.220	2.416	11.057	1,37
27	Enermax Multicentro	E.E. Quito	290	510	2.552	872	3.934	1,35
28	Enermax Planta Panificadora	E.E. Quito	455	800	5.686	1.625	8.111	1,78
29	Enermax Pofasa	E.E. Quito	861	1.515	8.532	2.469	12.516	1,45
30	Enermax S.S.G.G Mall De Los Andes	E.E. Ambato	588	652	5.535	2.627	8.814	1,50
31	Enermax S.S.G.G Centro Comercial El Jardín	E.E. Quito	1.015	1.786	6.851	2.474	11.110	1,09
32	Enermax S.S.G.G. Megamaxi Quito	E.E. Quito	165	291	1.324	476	2.091	1,26
33	Enermax Sukasa Cuenca	E.E. Centro Sur	222	222	4.196	1.195	5.613	2,53
34	Enermax Sukasa El Bosque	E.E. Quito	242	425	2.527	847	3.798	1,57
35	Enermax Sukasa El Jardín	E.E. Quito	313	551	2.945	995	4.492	1,43
36	Enermax Sukasa Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	1.390	278	1.510	43	1.830	0,13
37	Enermax Supermaxi 12 De Octubre	E.E. Quito	345	607	2.843	985	4.435	1,29
38	Enermax Supermaxi Aeropuerto	E.E. Quito	323	569	2.893	1.015	4.477	1,39
39	Enermax Supermaxi Albán Borja	Eléctrica de Guayaquil	1.387	1.942	7.967	-	9.909	0,71
40	Enermax Supermaxi Américas	E.E. Centro Sur	615	615	9.629	2.753	12.997	2,11
41	Enermax Supermaxi América	E.E. Quito	469	825	3.606	1.268	5.700	1,21
42	Enermax Supermaxi Arcos	CNEL-Guayas Los Ríos	2.654	8.676	20.692	7.385	36.753	1,38
43	Enermax Supermaxi Atahualpa	E.E. Quito	331	582	2.558	902	4.041	1,22
44	Enermax Supermaxi Caracol	E.E. Ambato	500	554	4.262	2.627	7.443	1,49
45	Enermax Supermaxi Carcelén	E.E. Quito	403	708	3.147	1.111	4.966	1,23
46	Enermax Supermaxi Cumbayá	E.E. Quito	457	805	3.784	1.302	5.891	1,29
47	Enermax Supermaxi El Bosque	E.E. Quito	721	1.269	6.059	2.055	9.383	1,30
48	Enermax Supermaxi Eloy Alfaro	E.E. Quito	458	806	3.693	1.280	5.779	1,26
49	Enermax Supermaxi Garzota	Eléctrica de Guayaquil	1.278	1.789	5.932	-	7.722	0,60
50	Enermax Supermaxi Ibarra	E.E. Norte	1.102	2.094	11.513	2.580	16.187	1,47
51	Enermax Supermaxi Iñaquito	E.E. Quito	469	825	3.850	1.323	5.997	1,28
52	Enermax Supermaxi Manta	CNEL-Manabí	1.090	3.051	6.139	14.718	23.908	2,19
53	Enermax Supermaxi Miraflores	E.E. Centro Sur	605	605	10.157	2.868	13.629	2,25
54	Enermax Supermaxi El Jardín	E.E. Quito	565	994	4.818	1.636	7.449	1,32
55	Enermax Supermaxi Parque California	Eléctrica de Guayaquil	740	1.036	4.053	-	5.090	0,69
56	Enermax Supermaxi Plaza Norte	E.E. Quito	338	596	2.800	975	4.370	1,29
57	Enermax Supermaxi Plaza Valle	E.E. Quito	337	594	2.652	930	4.176	1,24
58	Enermax Supermaxi Policentro 220	Eléctrica de Guayaquil	927	185	689	-	874	0,09
59	Enermax Supermaxi Policentro 440	Eléctrica de Guayaquil	176	35	296	-	332	0,19
60	Enermax Supermaxi Quitumbe	E.E. Quito	351	616	2.885	1.000	4.501	1,28
61	Enermax Supermaxi Recreo	E.E. Quito	677	1.189	5.667	1.940	8.796	1,30
62	Enermax Supermaxi Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	969	1.551	8.343	-	9.893	1,02
63	Enermax Supermaxi Tumbaco	E.E. Quito	526	924	4.113	1.434	6.471	1,23
64	Enermax Supermaxi Vergel	E.E. Centro Sur	726	726	11.064	3.190	14.980	2,06
65	Enermax Supermaxi Salinas	CNEL-Sta. Elena	881	11.826	1.893	5.784	19.503	2,21
66	Enermax Todo Hogar Manta	CNEL-Manabí	349	977	2.317	2.679	5.973	1,71
67	Familia Sancela	E.E. Cotopaxi	33.719	50.026	80.312	1.476	131.815	0,39
68	Gus Uyumbicho	E.E. Quito	1.640	2.911	11.541	5.368	19.820	1,21
69	Hidroserives	E.E. Norte	2.573	2.020	-	-	2.020	0,08
70	Hospital Vozandes	E.E. Quito	2.492	4.425	16.810	6.337	27.573	1,11
71	Ingenio Valdez	CNEL-Milagro	4.238	4.756	36.292	8.361	49.410	1,17
72	Interfibrá	E.E. Quito	17.498	31.152	103.904	35.919	170.975	0,98
73	Kfc Planta Avícola Tambillo	E.E. Quito	189	335	3.390	3.927	7.652	4,05
74	Municipio Atuntaqui	E.E. Norte	2.463	4.634	-	-	4.634	0,19
75	Novopan	E.E. Quito	18.274	32.514	118.496	39.174	190.184	1,04
76	Pintex	E.E. Quito	16.559	29.365	94.624	33.449	157.439	0,95
77	Plastiguayas	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	-	-	-
78	Plastisacks	E.E. Quito	16.291	28.998	85.114	30.771	144.883	0,89
79	Sintofil	E.E. Quito	13.621	24.230	74.070	26.219	124.519	0,91
80	Urvia	E.E. Quito	1.225	2.136	2.399	1.094	5.630	0,46
Total General			262.918	422.125	1.254.490	472.419	2.149.034,24	0,82

MAPA DE LA DIVISIÓN POLÍTICA ADMINISTRATIVA



MAPA DE ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS



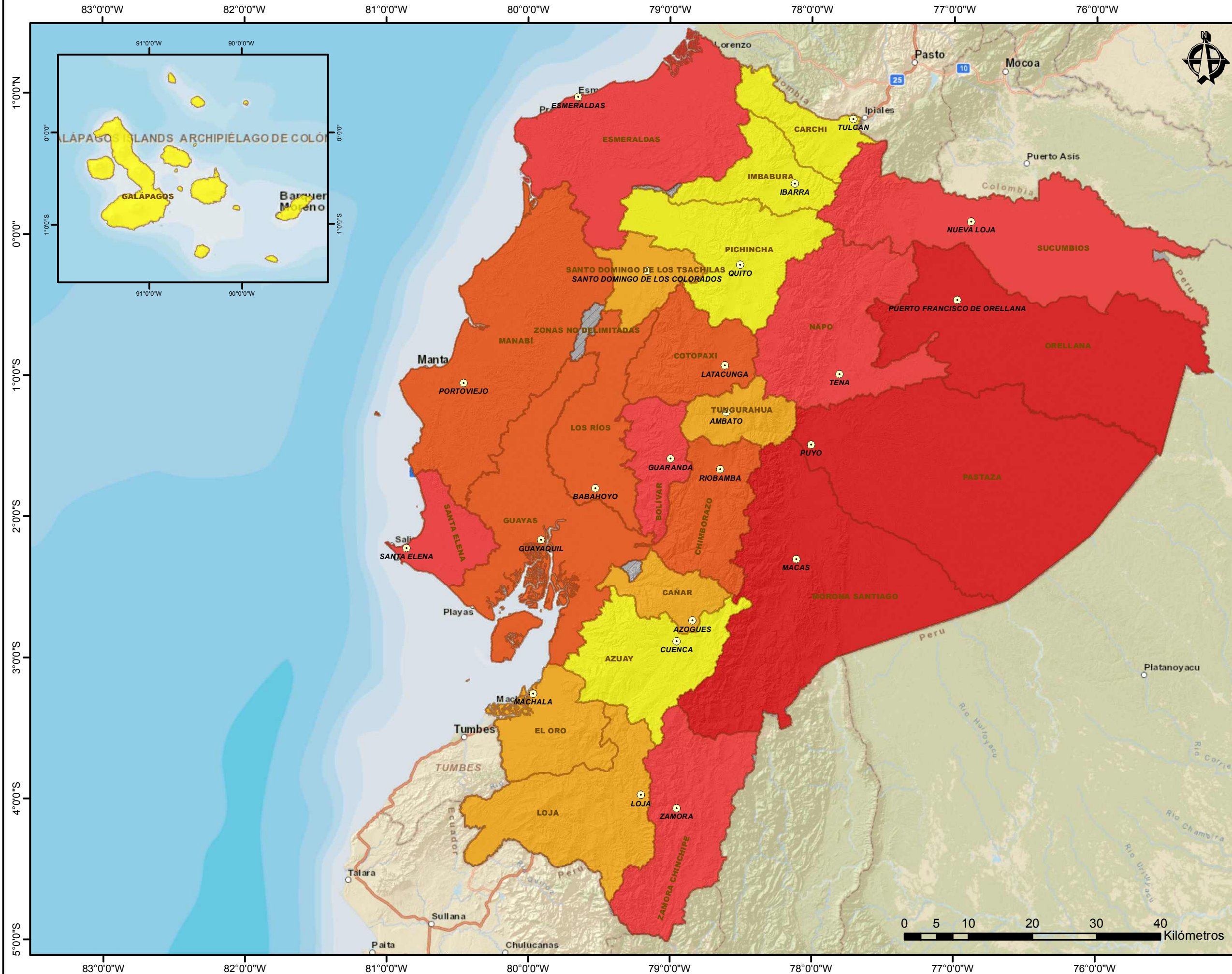
MAPA DE ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL 2011



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabeceras Provinciales
- Límite Provincial

LEYENDA

% de Sumnistro Eléctrico

- 96,54 - 98,85
- 91,89 - 96,54
- 87,87 - 91,89
- 80,73 - 87,87
- 75,41- 80,73
- Zonas no delimitadas



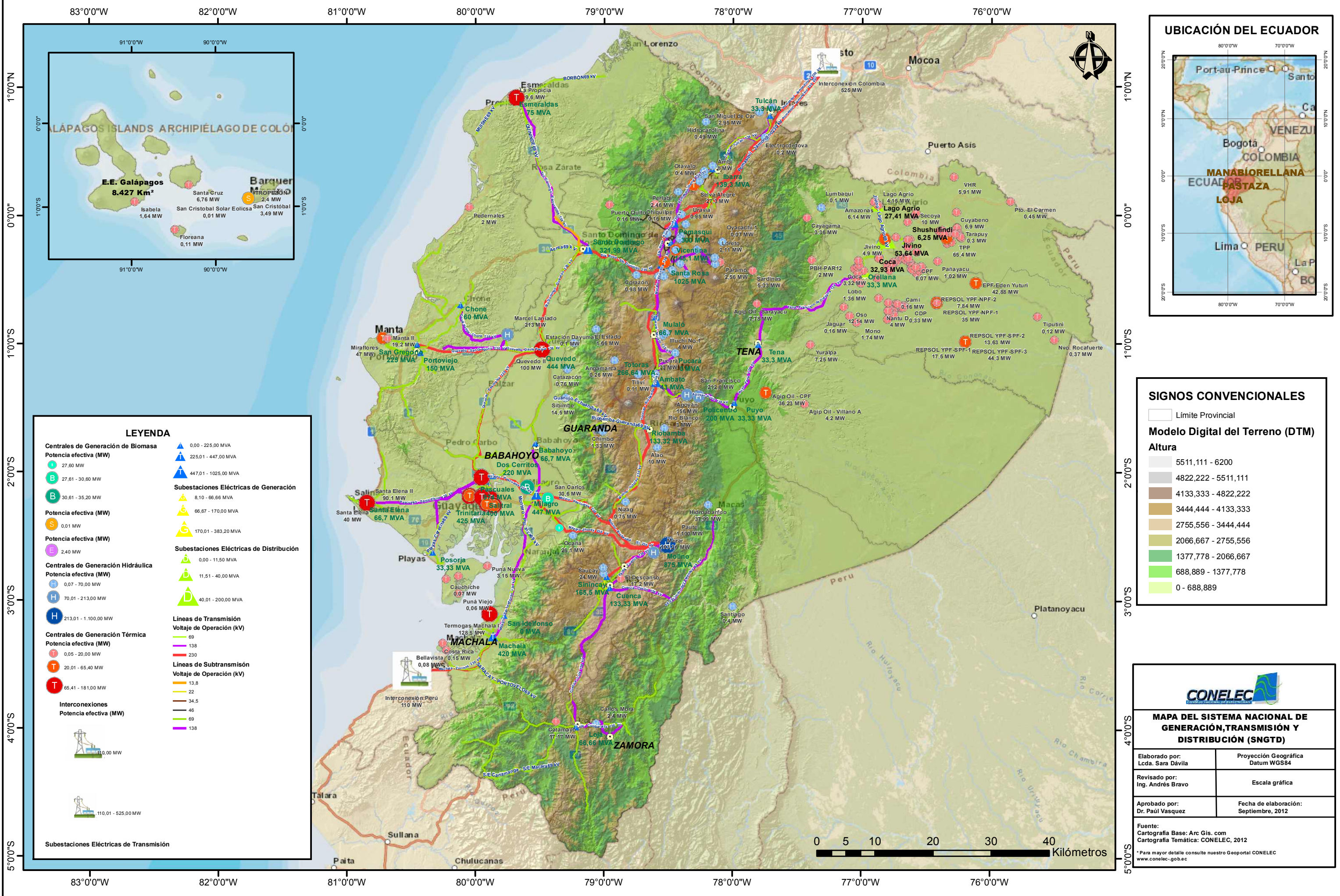
MAPA DE COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL 2011

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

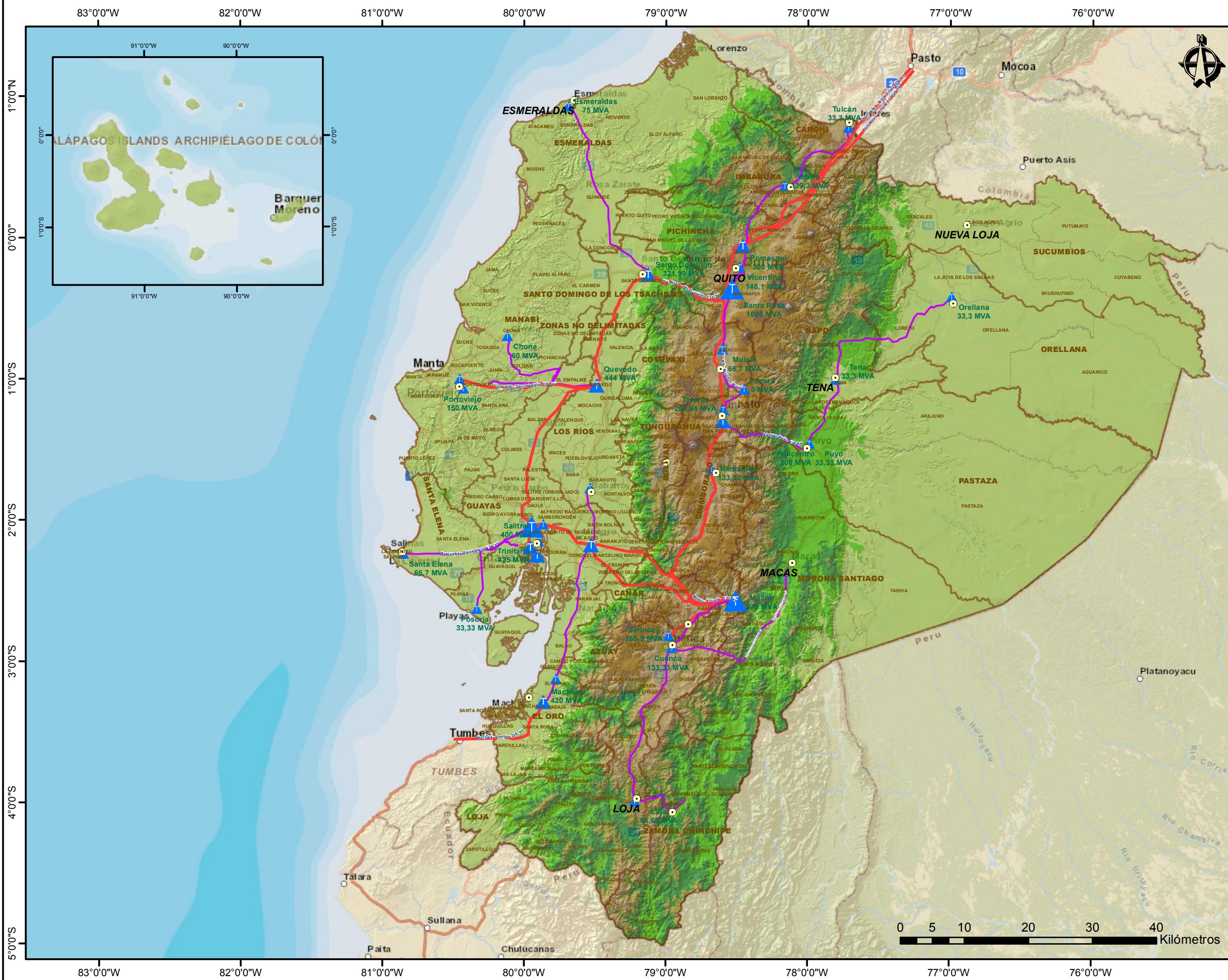
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC 2012, Proyección al 2011.
Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC).

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DEL SISTEMA NACIONAL DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN (SNGTD)



MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabeceras Provinciales
 - Limite Provincial
 - Limite Cantonal
- Modelo Digital del Terreno (DTM)**
- Altura**
- 5511,111 - 6200
 - 4822,222 - 5511,111
 - 4133,333 - 4822,222
 - 3444,444 - 4133,333
 - 2755,556 - 3444,444
 - 2066,667 - 2755,556
 - 1377,778 - 2066,667
 - 688,889 - 1377,778
 - 0 - 688,889

LEYENDA

- Líneas de Transmisión**
- Voltaje de Operación (kV)**
- 69
 - 138
 - 230
- Subestaciones Eléctricas de Transmisión**
- 0,00 - 225,00 MVA
 - 225,01 - 447,00 MVA
 - 447,01 - 1025,00 MVA



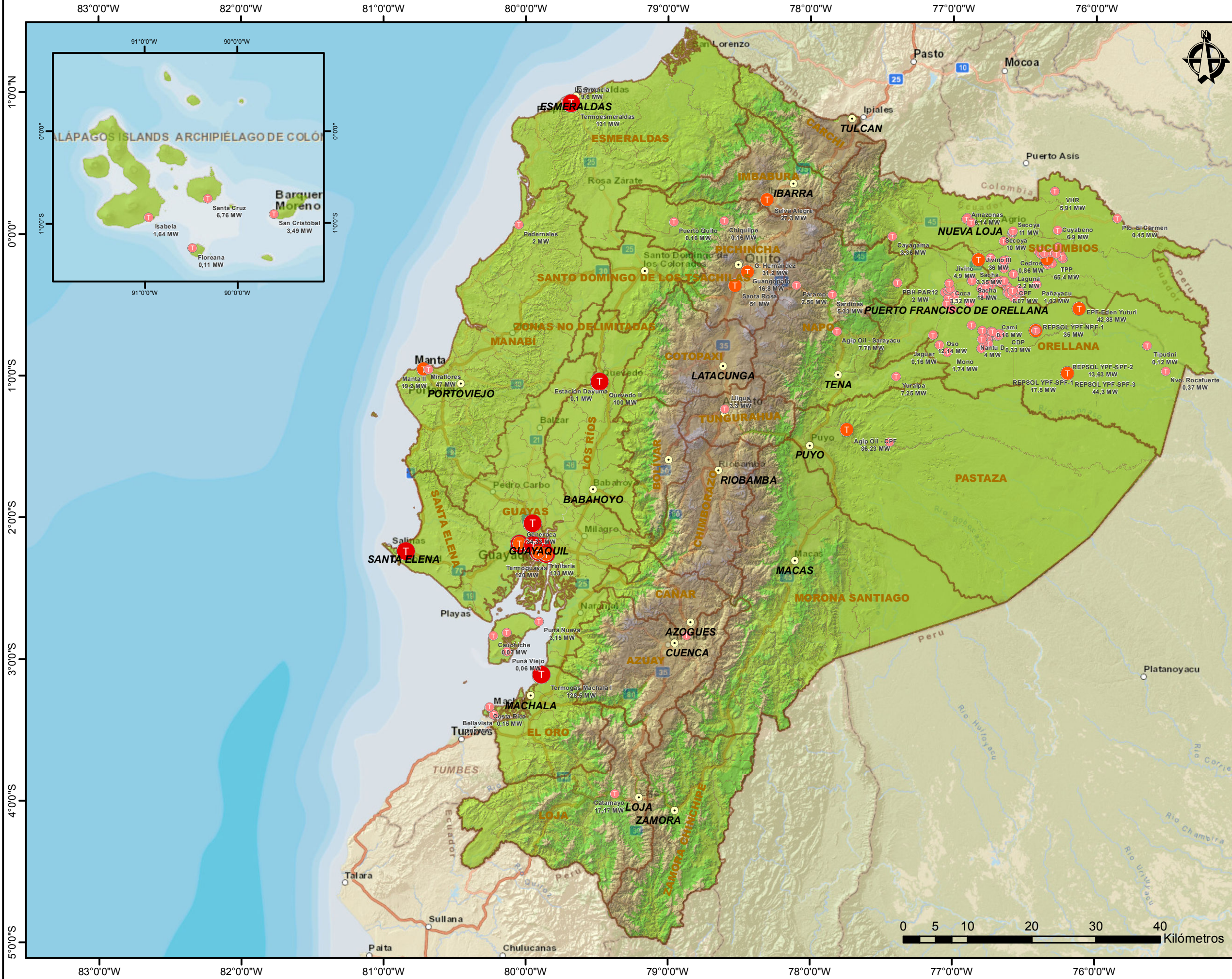
MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis.com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

*Para mayor detalle consulte nuestro Geoportail CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO RENOVABLE



SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabeceras Provinciales
- Limite Provincial
- Limite Cantonal

Modelo Digital del Terreno (DTM)

- Altura
- 5511,111 - 6200
 - 4822,222 - 5511,111
 - 4133,333 - 4822,222
 - 3444,444 - 4133,333
 - 2755,556 - 3444,444
 - 2066,667 - 2755,556
 - 1377,778 - 2066,667
 - 688,889 - 1377,778
 - 0 - 688,889

LEYENDA

Centrales de Generación Térmica

Potencia efectiva (MW)

- 0,05 - 20,00 MW
- 20,01 - 65,40 MW
- 65,41 - 181,00 MW

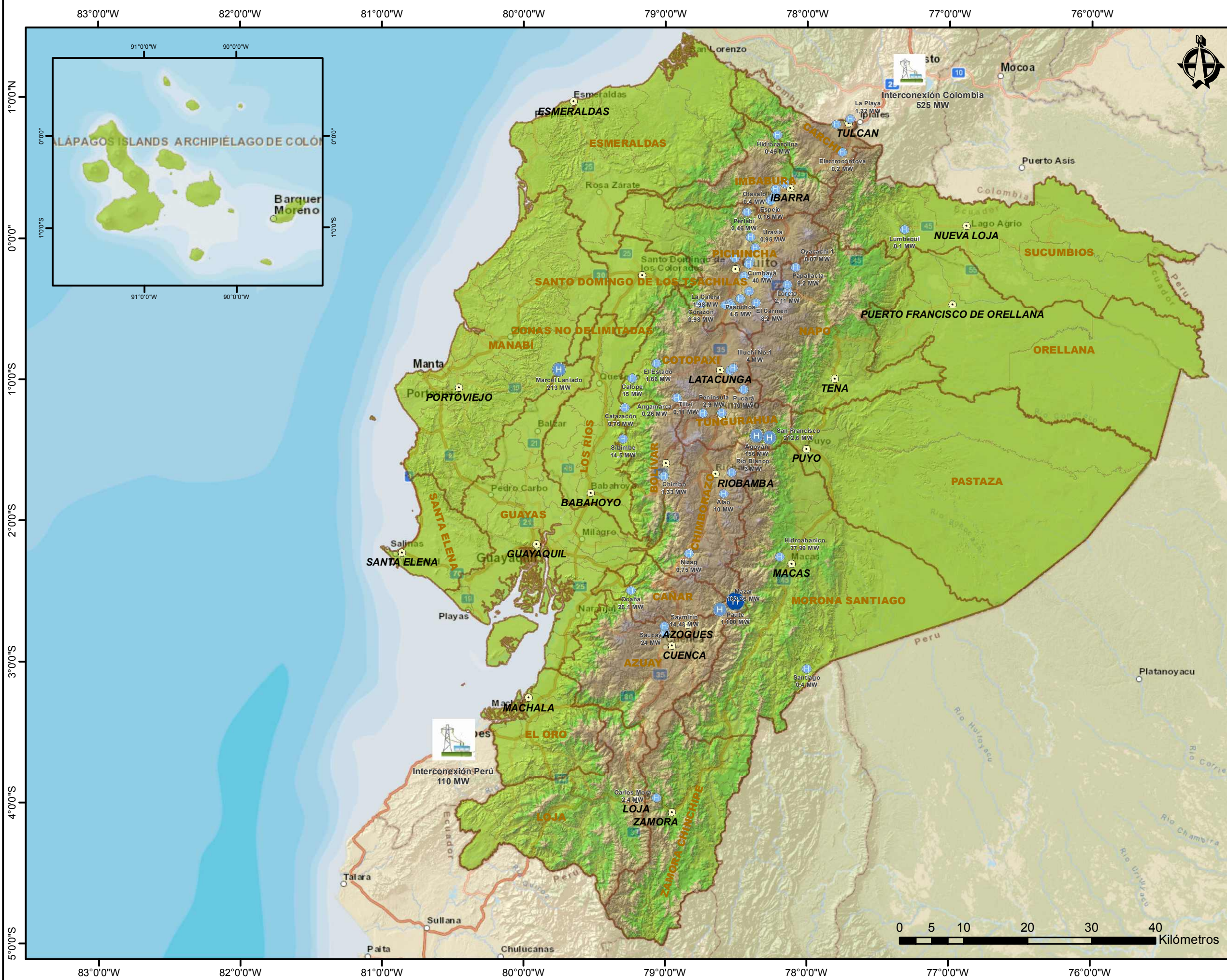


MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO RENOVABLE

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

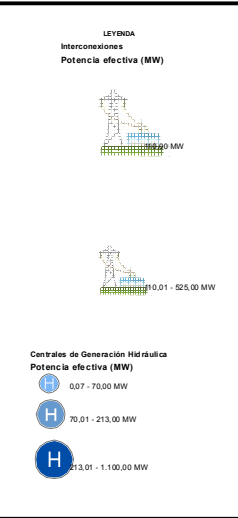
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLE



SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabeceras Provinciales
 - Límite Provincial
 - Límite Cantonal
- Modelo Digital del Terreno (DTM)**
- Altura
- 5511,111 - 6200
 - 4822,222 - 5511,111
 - 4133,333 - 4822,222
 - 3444,444 - 4133,333
 - 2755,556 - 3444,444
 - 2066,667 - 2755,556
 - 1377,778 - 2066,667
 - 688,889 - 1377,778
 - 0 - 688,889



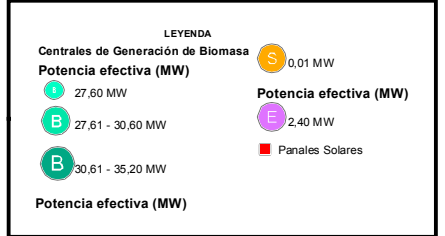
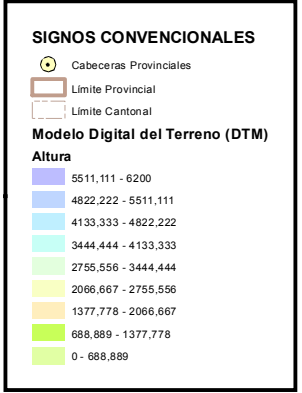
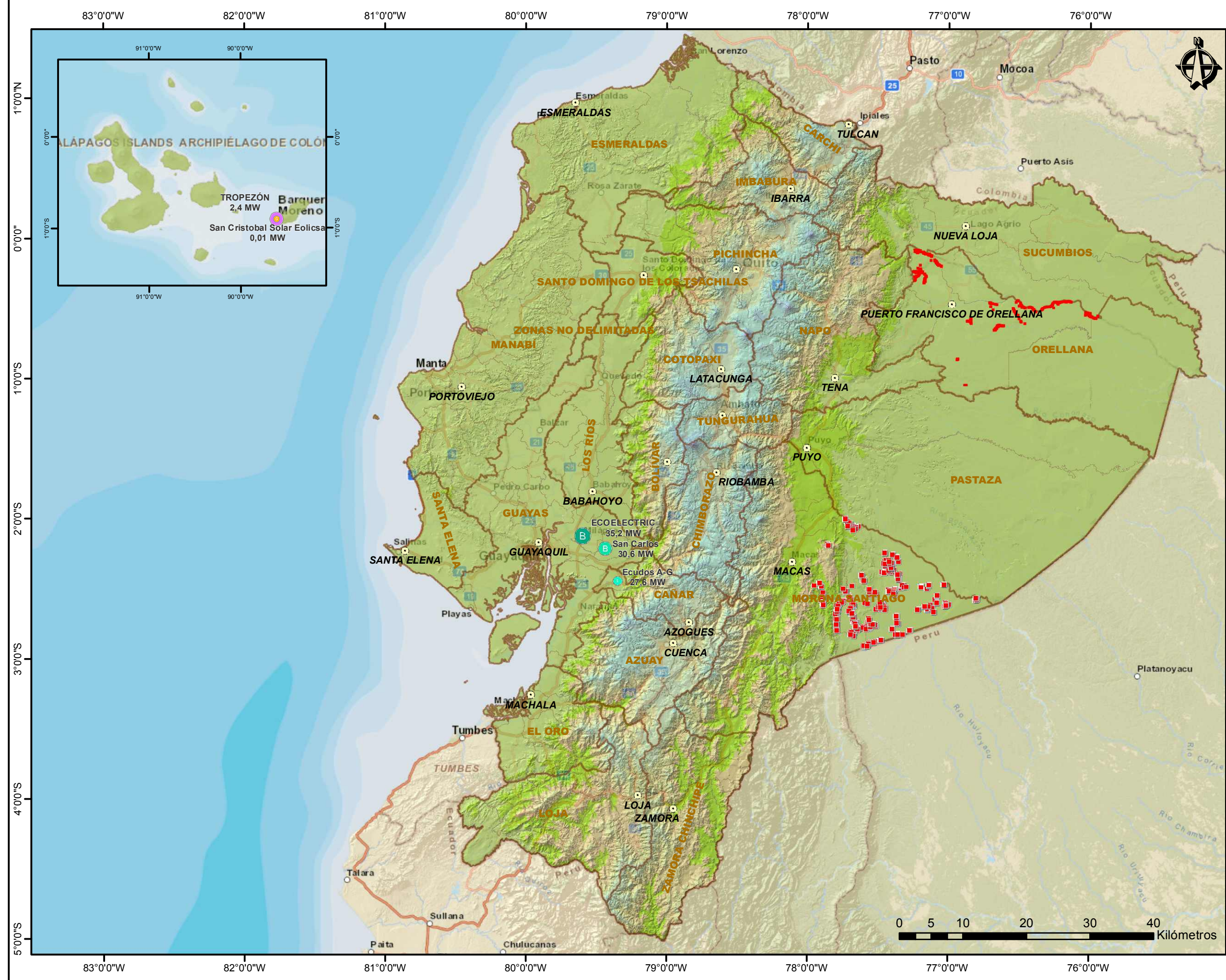
MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLE

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis.com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec.gob.ec

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL





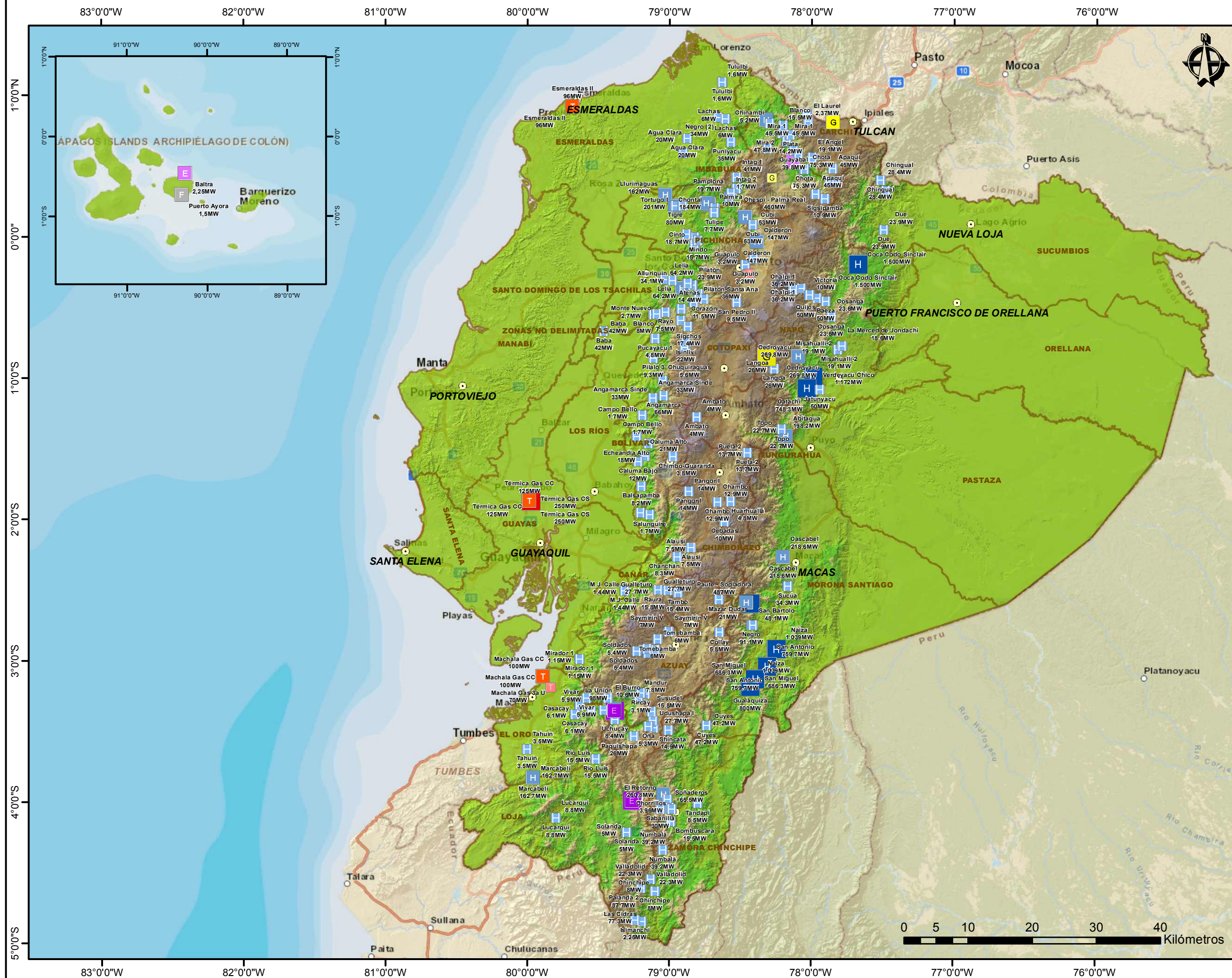
MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO RENOVABLE

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportel CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

-  Cabeceras Provinciales
-  Límite Provincial

LEYEND

Proyectos de Generación Fotovoltaica



Proyectos de Generación Geotérmica



Proyectos de Generación Eólica



Proyectos de Generación Termoeléctrica



Proyectos de Generación Hidroeléctrica



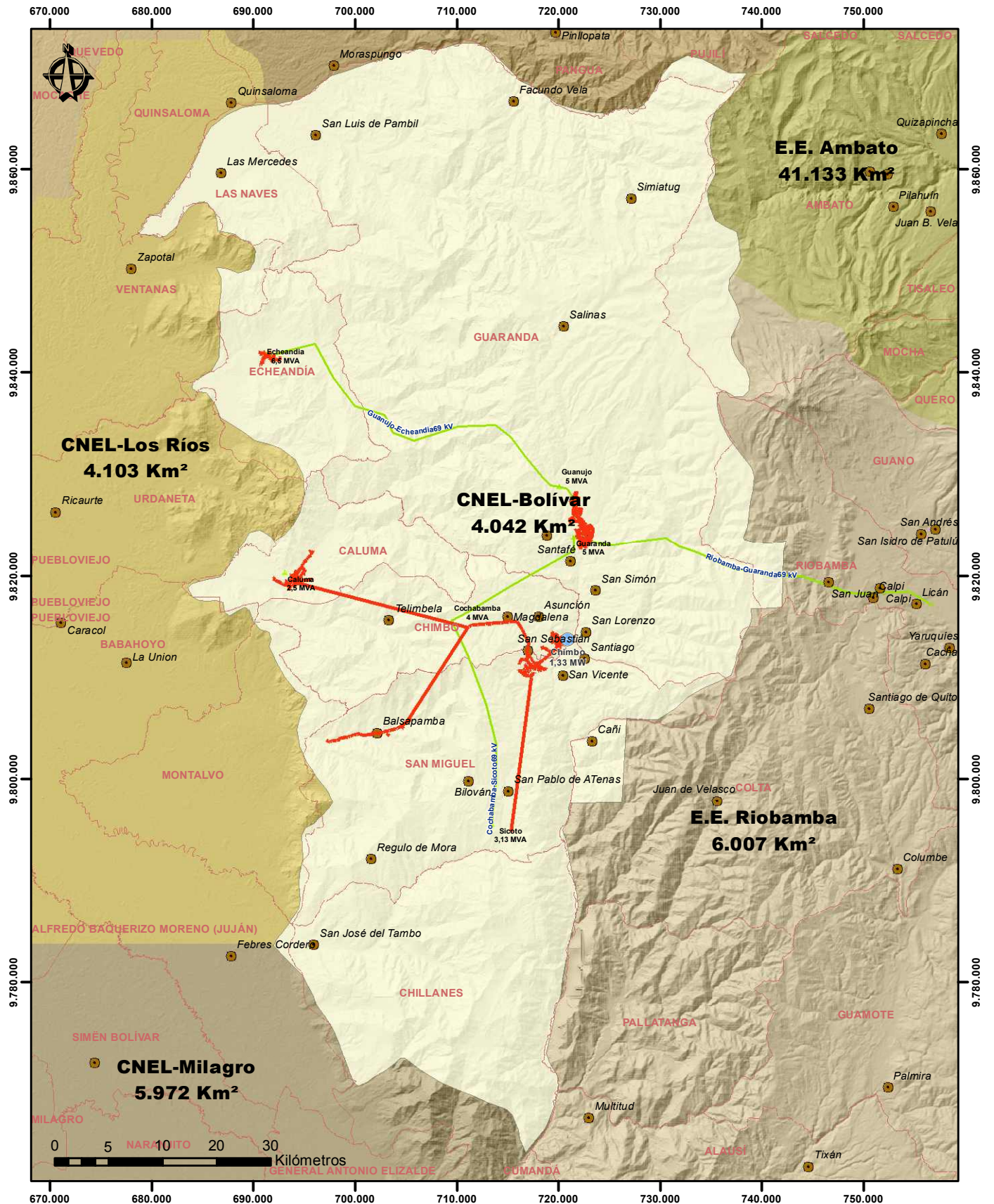
MAPA DE PROYECTOS D GENERACIÓN

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis.com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec.meh.gob.mx

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - BOLÍVAR



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Limite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

- | | | |
|---|--|--|
| Centrales de Generación Hidráulica
Potencia efectiva (MW)
0.07 - 70.00 MW
70.01 - 213.00 MW
213.01 - 1,100.00 MW | Centrales de Generación Térmica
Potencia efectiva (MW)
0.05 - 20.00 MW
20.01 - 65.40 MW
65.41 - 181.00 MW
Tramo MT Aéreo
Tramo MT Subterráneo | Lineas de Subtransmisión
Voltaje de Operación (kV)
13.8
22
34.5
46
69
138
Subestaciones Eléctricas de Distribución
0.00 - 11.50 MVA
11.51 - 40.00 MVA
40.01 - 200.00 MVA |
|---|--|--|



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - BOLÍVAR

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportail CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - EL ORO

UBICACIÓN EN EL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

LEYENDA

Centrales de Generación Térmica
Potencia efectiva (MW)

- 0,05 - 20,00 MW
- 20,01 - 65,40 MW
- 65,41 - 181,00 MW

Subestaciones Eléctricas de Distribución

- 0,00 - 11,50 MVA
- 11,51 - 40,00 MVA
- 40,01 - 200,00 MVA

Voltaje

- 69

Líneas de Subtransmisión
Voltaje de Operación (kV)

- 13,8
- 22
- 34,5
- 46
- 69
- 138

Tramo MT Subterráneo
<all other values>

Subtipo

- Bajante MTS Bifásica
- Bajante MTS Monofásica
- Bajante MTS Trifásica
- Tramo MTS Bifásico
- Tramo MTS Monofásico
- Tramo MTS Trifásico

Tramo MT Aéreo
<all other values>

Subtipo

- Bajante MTA Bifásica
- Bajante MTA Monofásica
- Bajante MTA Trifásica
- Tramo MTA Bifásico
- Tramo MTA Monofásico
- Tramo MTA Trifásico

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - EL ORO

Elaborado por:
Lcda. Sara Dávila

Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

Revisado por:
Ing. Andrés Bravo

Escala gráfica

Aprobado por:
Dr. Paúl Vasquez

Fecha de elaboración:
Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec



- Limite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

Centrales de Generación Térmica	
Potencia efectiva (MW)	
	0.05 - 20,00 MW
	20,01 - 65,40 MW
	65,41 - 181,00 MW
Subestaciones Eléctricas de Distribución	
	0,00 - 11,50 MVA
	11,51 - 40,00 MVA
	40,01 - 200,00 MVA
Voltaje	
	69
Líneas de Subtransmisión	
Voltaje de Operación (KV)	
	13,8
	22
	34,5
	46
	69
	138
Tramo MT Subterráneo	
<all other values>	
Subtipo	
	Bajante MTS Bifásica
	Bajante MTS Monofásica
	Bajante MTS Trifásica
	Tramo MTS Bifásico
	Tramo MTS Monofásico
	Tramo MTS Trifásico
Tramo MT Aéreo	
<all other values>	
Subtipo	
	Bajante MTA Bifásica
	Bajante MTA Monofásica
	Bajante MTA Trifásica
	Tramo MTA Bifásico
	Tramo MTA Monofásico
	Tramo MTA Trifásico



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - EL ORO

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

Centrales de Generación Térmica	
Potencia efectiva (MW)	
	0,05 - 20,00 MW
	20,01 - 65,40 MW
	65,41 - 181,00 MW
Subestaciones Eléctricas de Distribución	
	0,00 - 11,50 MVA
	11,51 - 40,00 MVA
	40,01 - 200,00 MVA
Tramo MT Subterráneo	
<all other values>	
Subtipo	
Bajante MTS Bifásica	
Bajante MTS Monofásica	
Bajante MTS Trifásica	
Tramo MTS Bifásico	
Tramo MTS Monofásico	
Tramo MTS Trifásico	
Tramo MT Aéreo	
<all other values>	
Subtipo	
Bajante MTA Bifásica	
Bajante MTA Monofásica	
Bajante MTA Trifásica	
Tramo MTA Bifásico	
Tramo MTA Monofásico	
Tramo MTA Trifásico	
Líneas de Subtransmisión	
Voltaje de Operación (kV)	
	13,8
	22
	34,5
	46
	69
	138



520.000 560.000 600.000 640.000 680.000

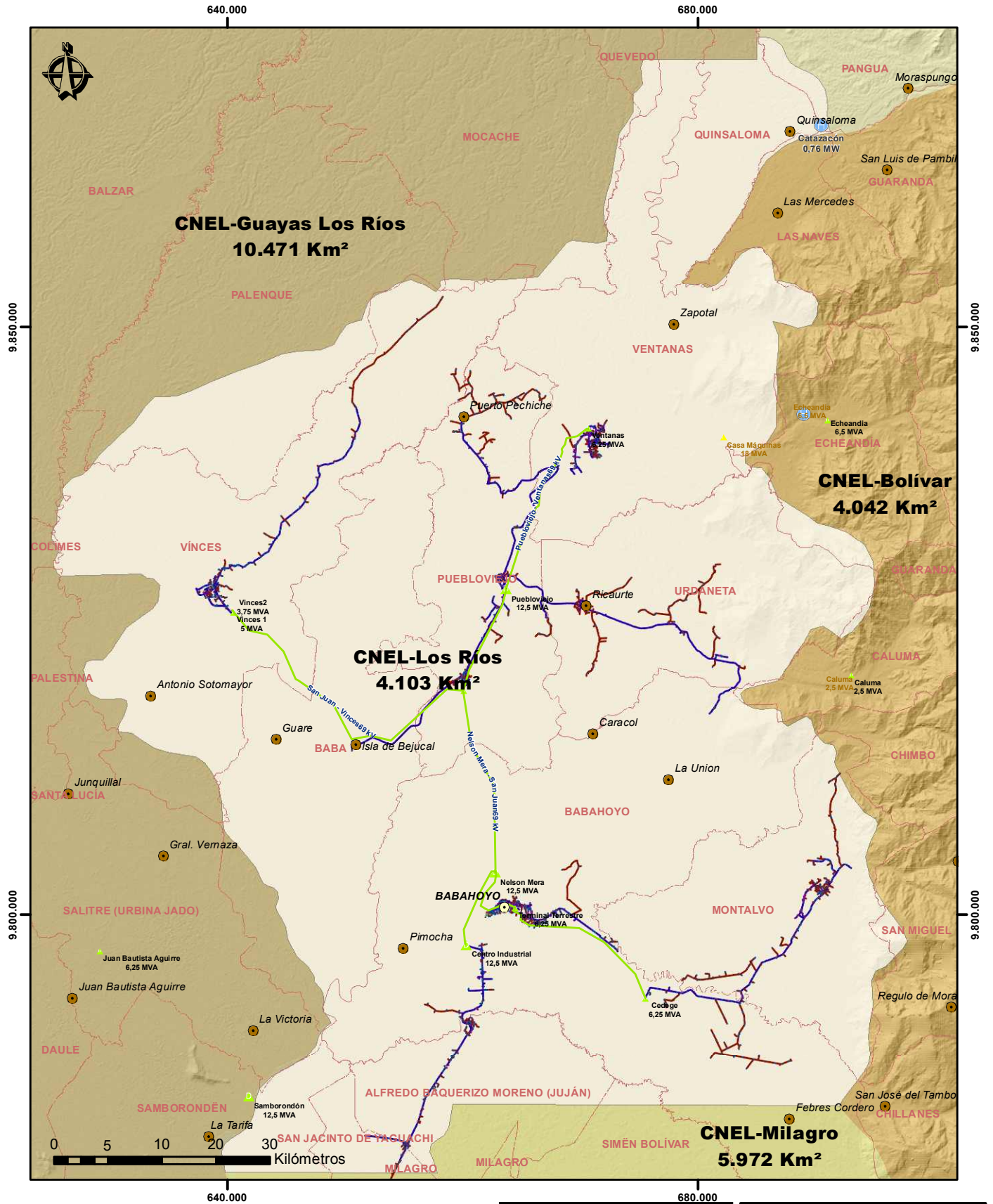


- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

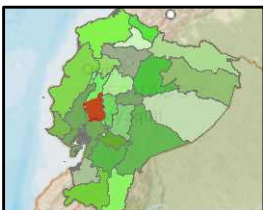
Centrales de Generación Hidráulica		15.51 - 40.00 MVA
Potencia efectiva (MW)		
0.07 - 70.00 MW		Tramo MT Subterráneo
		< «all other values»
20.01 - 213.00 MW		Subtipo
213.01 - 1.100.00 MW		Bajante MT B1 Básica
		Bajante MT T1 M onofónica
		Bajante MT T3 Trifásica
		Tramo MT5 Bifásico
		Tramo MT5 Monofásico
		Tramo MT5 Trifásico
Centrales de Generación Térmica		
Potencia efectiva (MW)		
0.05 - 20.00 MW		Tramo MT Aéreo
20.01 - 66.40 MW		< «all other values»
66.41 - 68.00 MW		Subtipo
		Bajante MT AB Básica
		Bajante MT AM onofónica
		Bajante MT TA Trifásica
		Tramo MT TA Bifásica
		Tramo MT TA Monofásico
		Tramo MT TA Trifásico
Líneas de Subtransmisión		
Voltaje de Operación (kV)		
13.8		
22		
34.5		
46		
69		
138		
8.10 - 66.66 MVA		
66.67 - 170.00 MVA		
170.01 - 230.20 MVA		
230.01 - 1.550.00 MVA		



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - LOS RÍOS



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

-  Límite Cantonal
-  Cabeceras Provinciales
-  Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Hidráulica		Tramo MT Subterráneo
Potencia efectiva (MW)		— <all other values>
 0,07 - 70,00 MW  70,01 - 213,00 MW  213,01 - 1.100,00 MW		Subtipo
		— Bajante MTS Bifásica
		— Bajante MTS Monofásica
		— Bajante MTS Trifásica
		— Tamo MTS Bifásico
		— Tamo MTS Monofásico
		— Tamo MTS Trifásico
Líneas de Transmisión		
Voltaje de Operación (kV)		Tramo MT Aéreo
 13,8  22  34,5  46  69		— <all other values>
		Subtipo
 138  8,10 - 66,66 MVA  66,67 - 170,00 MVA  170,01 - 383,20 MVA  0,00 - 11,50 MVA  11,51 - 40,00 MVA  40,01 - 200,00 MVA		— Bajante MTA Bifásica
		— Bajante MTA Monofásica
		— Bajante MTA Trifásica
		— Tamo MTA Bifásica
		— Tamo MTA Monofásica
		— Tamo MTA Trifásica



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - LOS RÍOS

Elaborado por:
Lcda. Sara Dávila

Revisado por:
Ing. Andrés Bravo

Aprobado por:

Dr. Paúl Vasquez

Fuente:
Cartografía Base: An
Cartografía Temática

Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

Escala gráfica

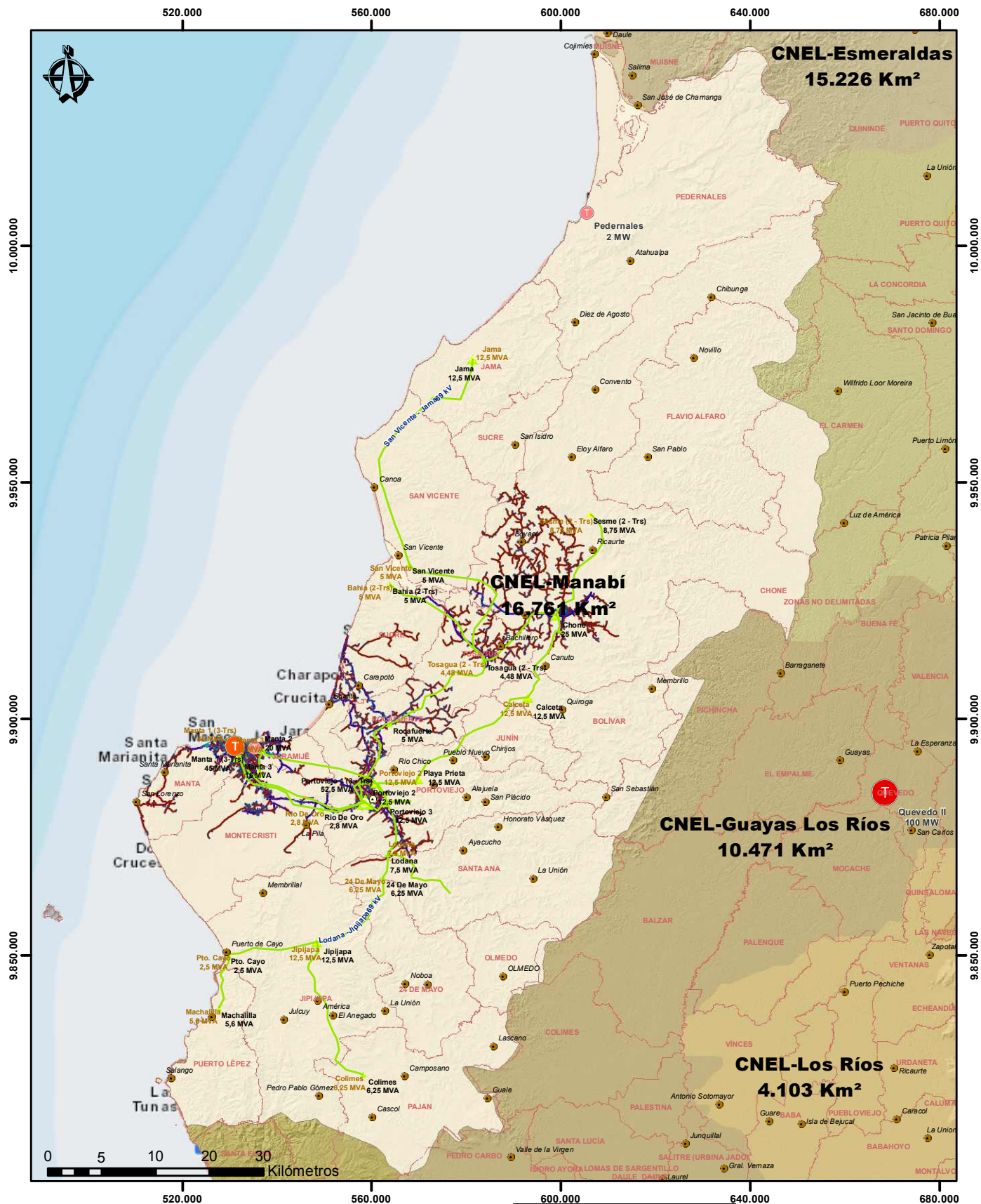
Fecha de elaboración:

Septiembre, 2012

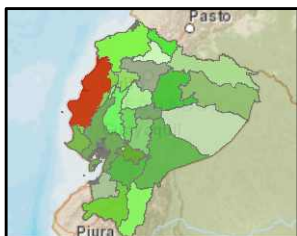
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis.com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec.gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MANABÍ



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

- Centrales de Generación Térmica**
- Tramo MT Subterráneo
 - Potencia efectiva (MW)
 - <all other values>
 - 0.05 - 20.00 MW
 - 20.01 - 65.40 MW
 - 65.41 - 181.00 MW
 - Líneas de Subtransmisión**
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 13.8
 - 22
 - 34.5
 - 46
 - 69
 - 138
 - Tramo MT Aéreo**
 - <all other values>
 - Subtipo**
 - Bajante MTA Bifásica
 - Bajante MTA Monofásica
 - Bajante MTA Trifásica
 - Tramo MTA Bifásico
 - Tramo MTA Monofásico
 - Tramo MTA Trifásico

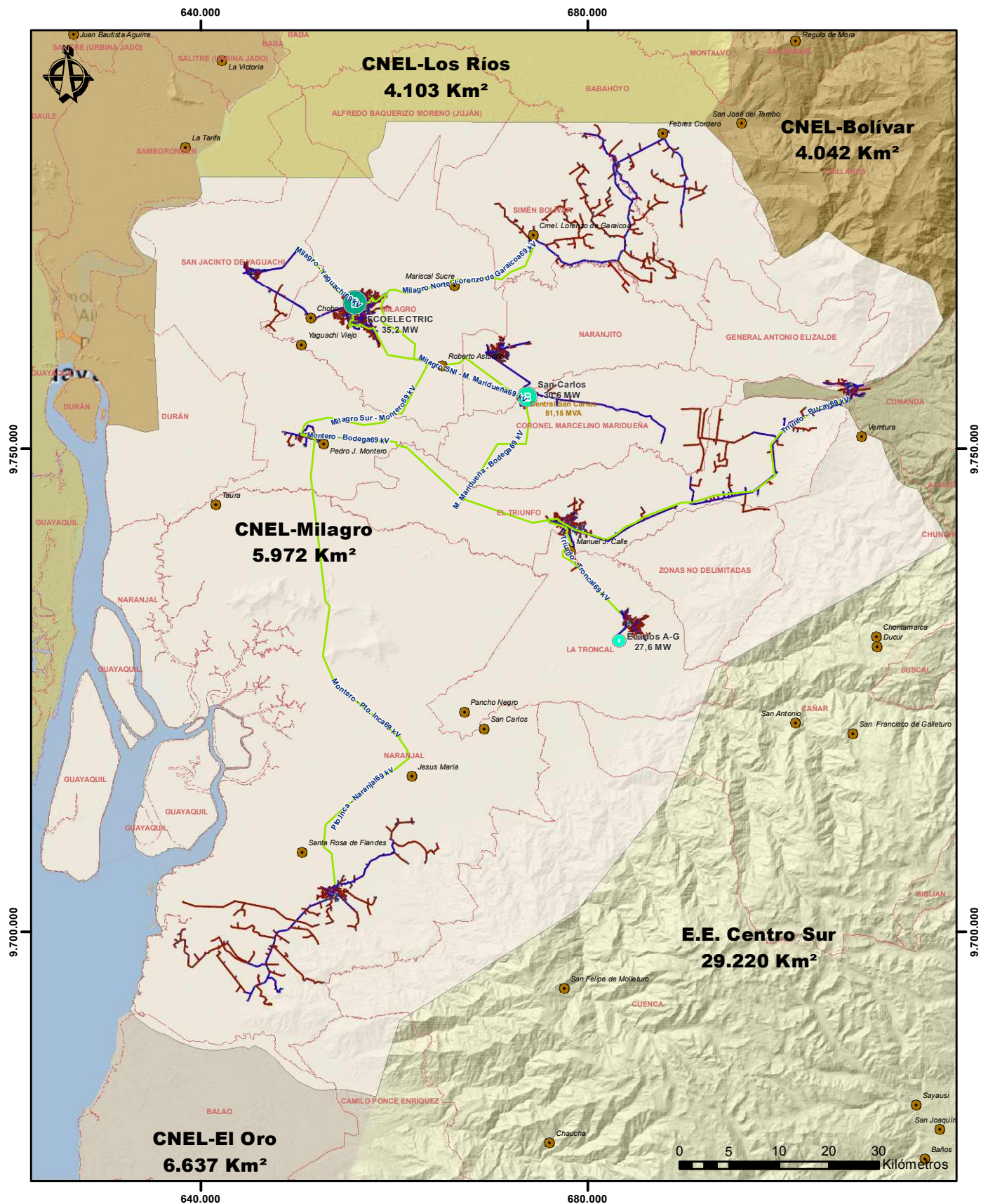


MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MANABÍ

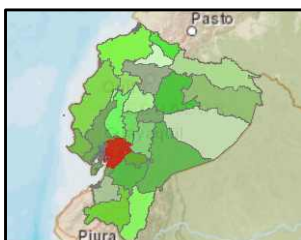
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis.com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gb.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MILAGRO



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

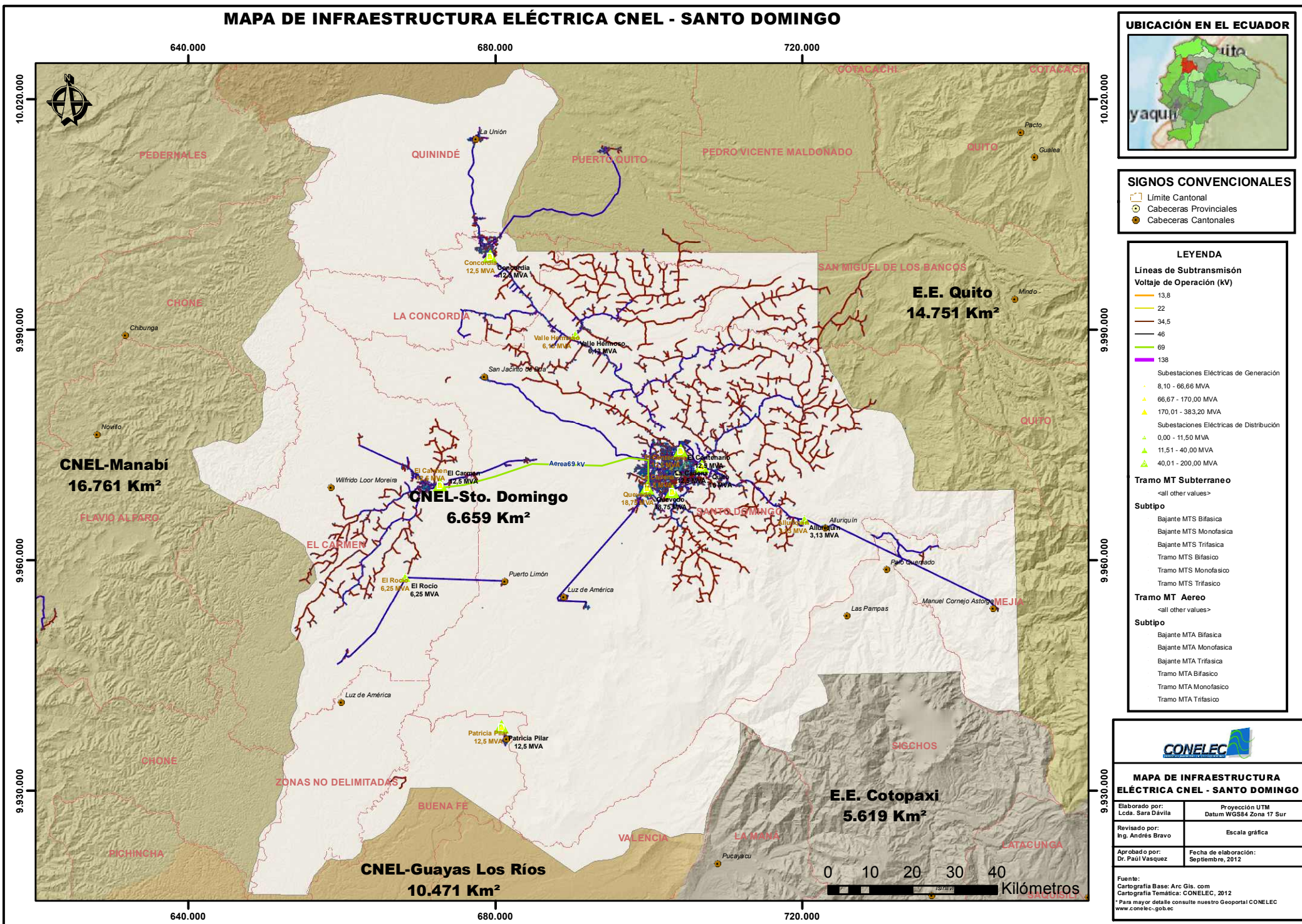
- Centrales de Generación de Biomasa**
- Potencia efectiva (MW)**
- 27.60 MW
 - 27.61 - 30.60 MW
 - 30.61 - 35.20 MW
- Líneas de Subtransmisión**
- Voltaje de Operación (kV)**
- 13.8
 - 22
 - 34.5
 - 46
 - 69
 - 138
- Tramo MT Aéreo**
- Subtipo**
- Bajante MTA Bifásica
 - Bajante MTA Monofásica
 - Bajante MTA Trifásica
 - Tramo MTA Bifásico
 - Tramo MTA Monofásico
 - Tramo MTA Trifásico
- Tramo MT Subterráneo**
- Subtipo**
- Bajante MTA Bifásica
 - Bajante MTA Monofásica
 - Bajante MTA Trifásica
 - Tramo MTA Bifásico
 - Tramo MTA Monofásico
 - Tramo MTA Trifásico



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MILAGRO

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 * Para mayor detalle consulte nuestro Geportal CONELEC www.conelec.gob.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTO DOMINGO



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

- Líneas de Subtransmisión**
Voltaje de Operación (KV)
- 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
- Subestaciones Eléctricas de Generación**
- 8,10 - 66,66 MVA
 - 66,67 - 170,00 MVA
 - 170,01 - 383,20 MVA
- Subestaciones Eléctricas de Distribución**
- 0,00 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA
- Tramo MT Subterráneo**
 <all other values>
- Subtipo**
- Bajante MTS Bifásica
 - Bajante MTS Monofásica
 - Bajante MTS Trifásica
 - Tramo MTS Bifásico
 - Tramo MTS Monofásico
 - Tramo MTS Trifásico
- Tramo MT Aéreo**
 <all other values>
- Subtipo**
- Bajante MTA Bifásica
 - Bajante MTA Monofásica
 - Bajante MTA Trifásica
 - Tramo MTA Bifásico
 - Tramo MTA Monofásico
 - Tramo MTA Trifásico

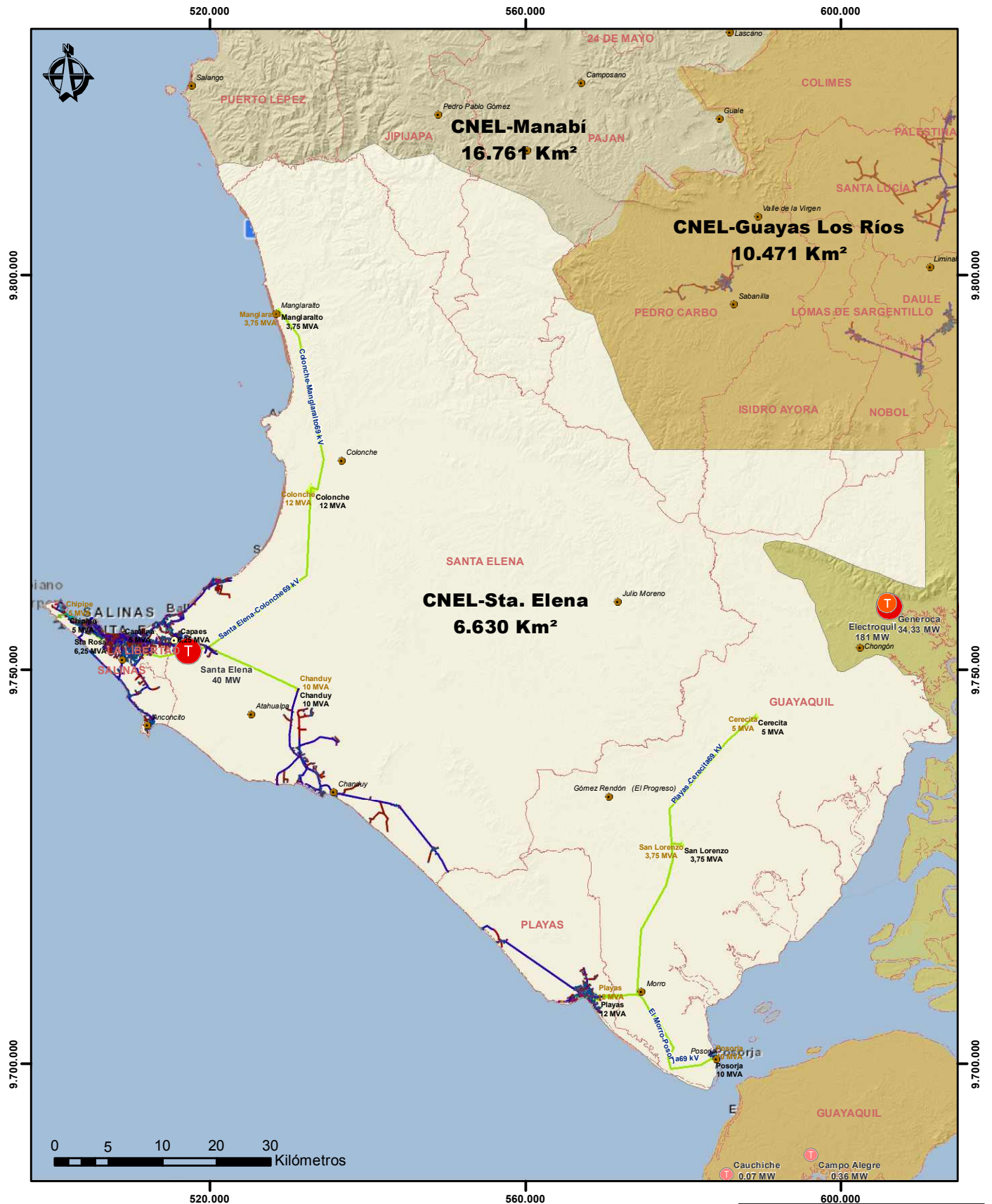


MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTO DOMINGO

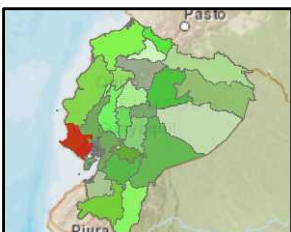
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis, com
 Cartografía Temática: CONELEC, 2012
 *Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTA ELENA



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Limite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

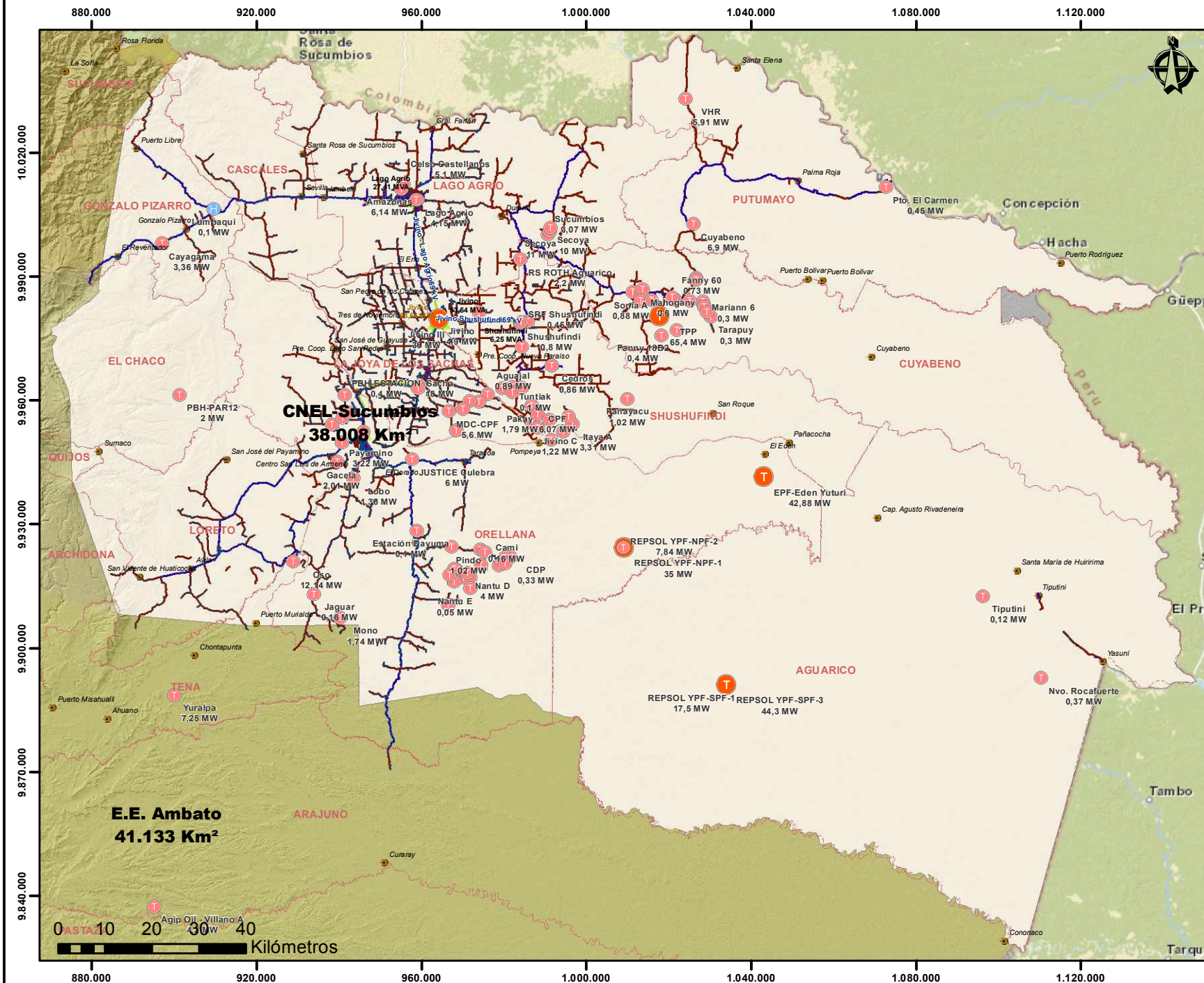
- Centrales de Generación Térmica**
- Potencia efectiva (MW)
- 0.05 - 20.00 MW
 - 20.01 - 65.40 MW
 - 65.41 - 181.00 MW
- Tramo MT Subterráneo**
- «no other values»
- Subtipo**
- Bajante MTS Bifásica
 - Bajante MTS Monofásica
 - Bajante MTA Bifásica
 - Bajante MTA Monofásica
 - Tramo MTS Bifásico
 - Tramo MTS Monofásico
 - Tramo MTA Bifásico
 - Tramo MTA Monofásico
- Tramo MT Aéreo**
- Líneas de Subtransmisión**
- Voltaje de Operación (kV)
- 13.8
 - 22
 - 34.5
 - 40
 - 69
 - 138
 - 8.10 - 66.66 MVA
 - 66.67 - 170.00 MVA
 - 170.01 - 363.20 MVA
 - 0.00 - 11.50 MVA
 - 11.51 - 40.00 MVA
 - 40.01 - 200.00 MVA



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTA ELENA

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS 84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012
Fuentes: Cartografía Base: Arc Gis.com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 *Para mayor detalle consulte nuestro Geportal CONELEC www.conelec-gob.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SUCUMBÍOS



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Hidráulica

Potencia efectiva (MW)

- 0,07 - 70,00 MW
- 70,01 - 213,00 MW
- 213,01 - 1.100,00 MW

Centrales de Generación Térmica

Potencia efectiva (MW)

- 0,05 - 20,00 MW
- 20,01 - 65,40 MW
- 65,41 - 181,00 MW

Tramo MT Aereo

<all other values>

Subtipo

- Bajante MTA Bifásica
- Bajante MTA Monofásica
- Bajante MTA Trifásica
- Tramo MTA Bifásico
- Tramo MTA Monofásico
- Tramo MTA Trifásico
- 8,10 - 66,66 MVA
- 66,67 - 170,00 MVA
- 170,01 - 383,20 MVA
- 0,00 - 11,50 MVA
- 11,51 - 40,00 MVA
- 40,01 - 200,00 MVA

Líneas de Subtransmisión

Voltaje de Operación (kV)

- 13,8
- 22
- 34,5
- 46
- 69
- 138



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SUCUMBÍOS

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis, com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AMBATO

UBICACIÓN EN EL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

- Limite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Hidráulica
Potencia efectiva (MW)

- 0.07 - 70.00 MW
- 70.01 - 213.00 MW
- 213.01 - 1.100.00 MW

Centrales de Generación Térmica
Potencia efectiva (MW)

- 0.05 - 20.00 MW
- 20.01 - 65.40 MW
- 65.41 - 181.00 MW

Tramo MT Aereo
<all other values>

Subtipo

- Bajante MTA Bifásica
- Bajante MTA Monofásica
- Bajante MTA Trifásica
- Tramo MTA Bifásico
- Tramo MTA Monofásico
- Tramo MTA Trifásico
- Subestaciones Eléctricas de Generación
- 8.10 - 66.66 MVA
- 66.67 - 170.00 MVA
- 170.01 - 383.20 MVA
- Subestaciones Eléctricas de Distribución
- 0.00 - 11.50 MVA
- 11.51 - 40.00 MVA
- 40.01 - 200.00 MVA

Líneas de Subtransmisión
Voltaje de Operación (kV)

- 13.8
- 22
- 34.5
- 46
- 69
- 138

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AMBATO

Elaborado por: Loda. Sara Dávila
Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

Revisado por: Ing. Andrés Bravo
Escala gráfica

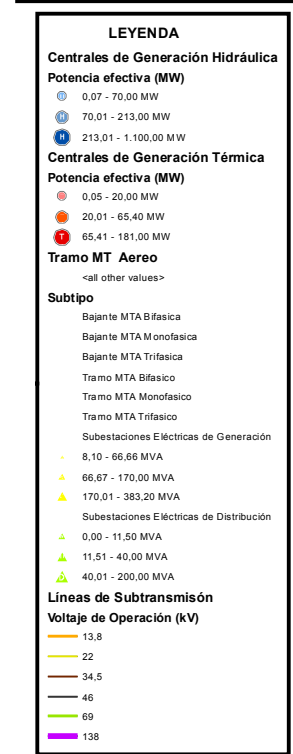
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez
Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis, com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

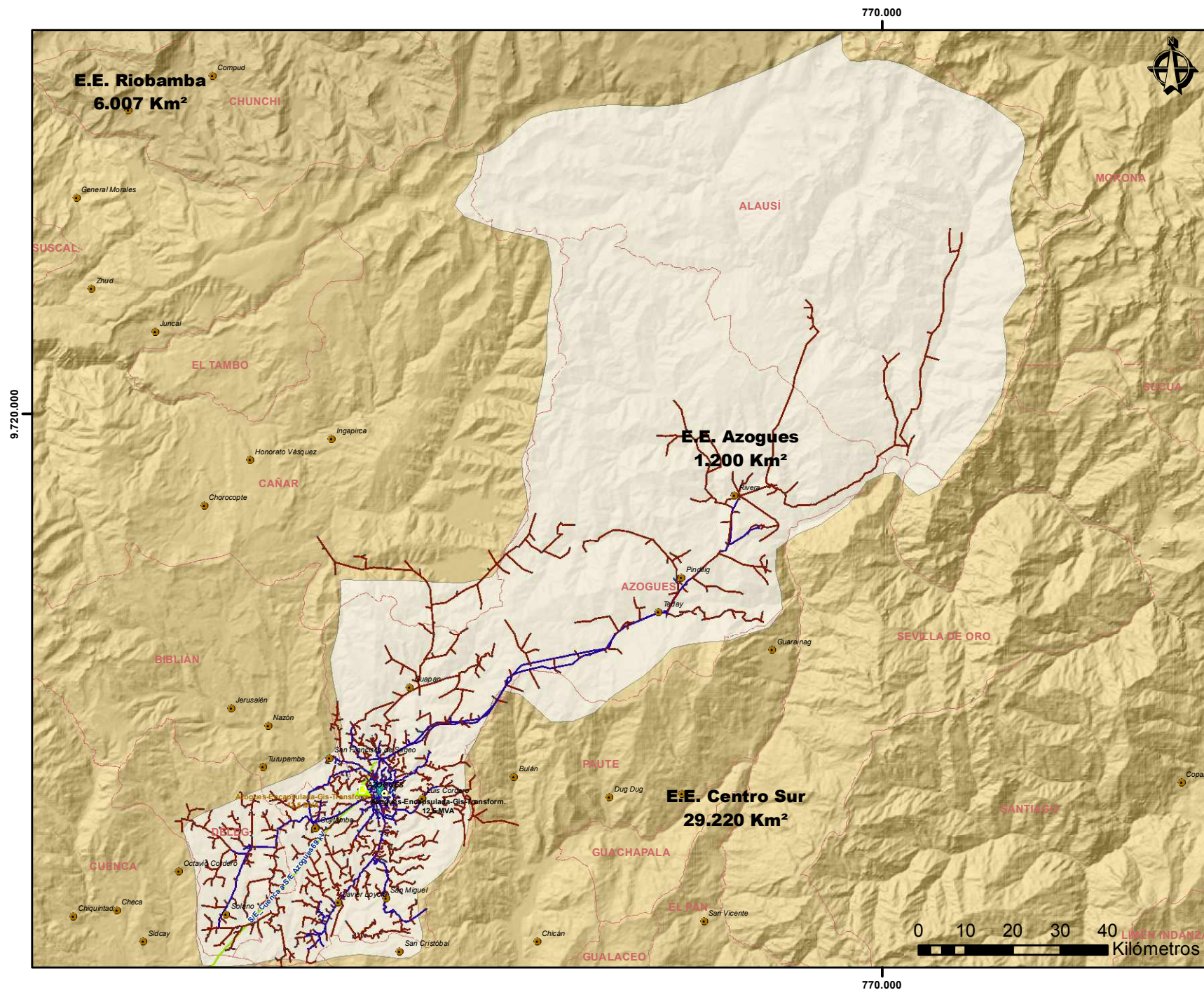


SIGNOS CONVENCIONALES

-  Limite Cantonal
-  Cabeceras Provinciales
-  Cabeceras Cantonales



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AZOGUES



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- ▭ Limite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Líneas de Subtransmisión Voltaje de Operación (kV)

- 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
- Subestaciones Eléctricas de Generación
- 8,10 - 66,66 MVA
 - 66,67 - 170,00 MVA
 - 170,01 - 383,20 MVA
- Subestaciones Eléctricas de Distribución
- 0,00 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA

Tramo MT Subterráneo

<all other values>

Subtipo

- Bajante MTS Bifásica
- Bajante MTS Monofásica
- Bajante MTS Trifásica
- Tramo MTS Bifásico
- Tramo MTS Monofásico
- Tramo MTS Trifásico

Tramo MT Aéreo

<all other values>

Subtipo

- Bajante MTA Bifásica
- Bajante MTA Monofásica
- Bajante MTA Trifásica
- Tramo MTA Bifásico
- Tramo MTA Monofásico
- Tramo MTA Trifásico

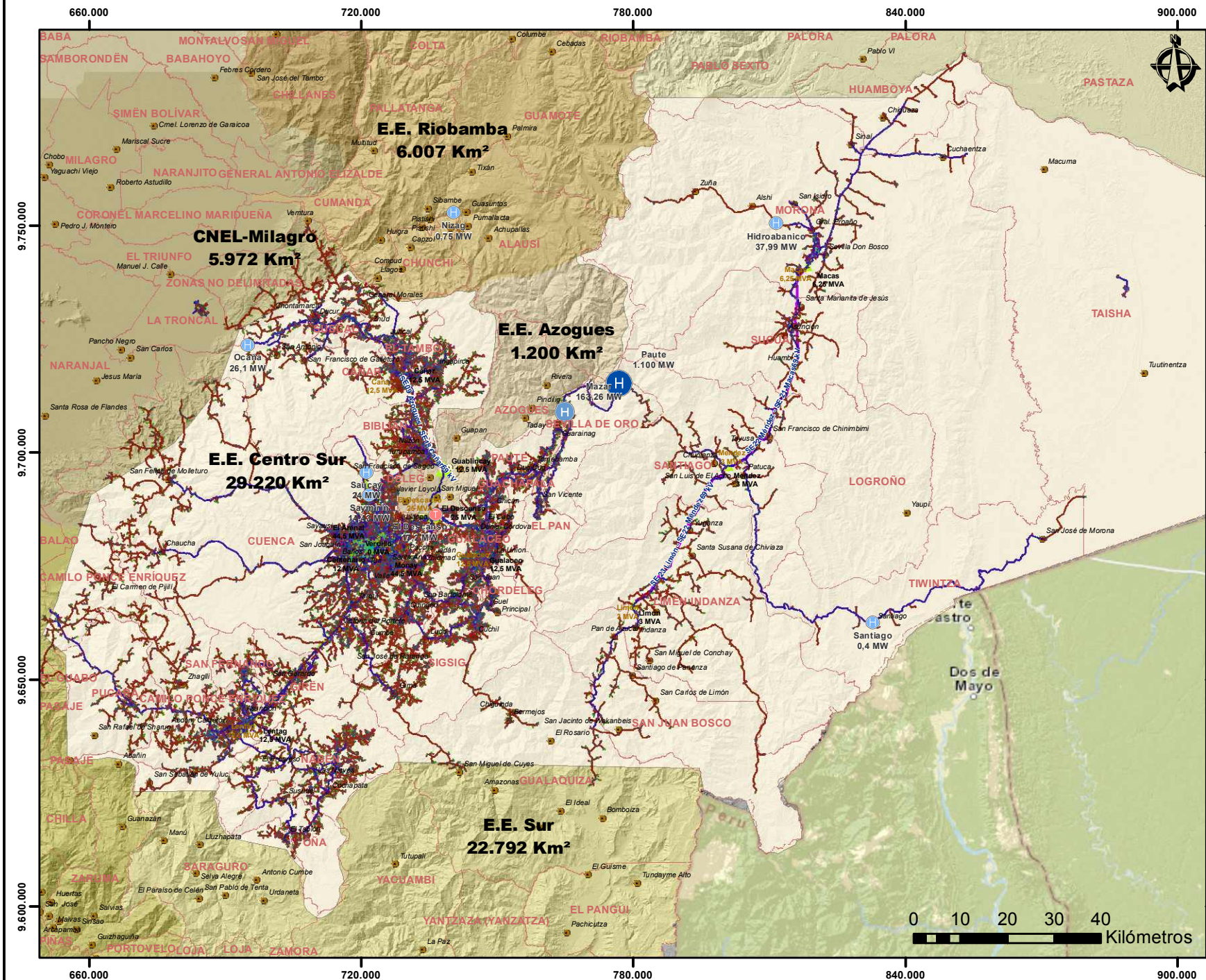


MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AZOGUES

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis, com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - CENTRO SUR



- SIGNOS CONVENCIONALES**
- ▭ Limite Cantonal
 - Cabeceras Provinciales
 - Cabeceras Cantonales

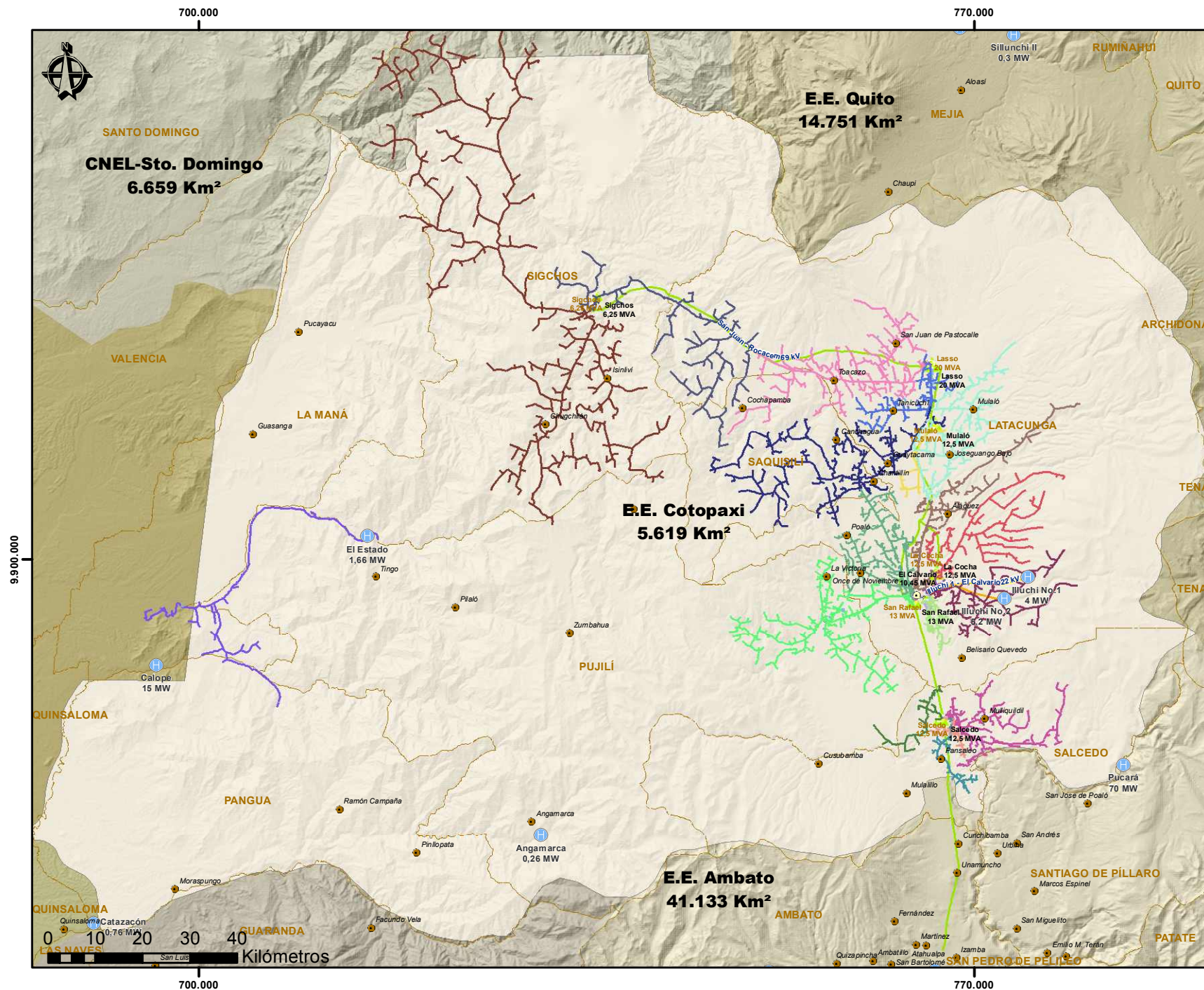
LEYENDA	
Centrales de Generación Hidráulica	Subtipo
Potencia efectiva (MW)	no other values
0,07 - 70,00 MW	Acumada BTA Bilsica
70,01 - 210,00 MW	Acumada BTA Monfalcone
210,01 - 1.100,00 MW	Acumada BTA Trifase
Centrales de Generación Térmica	Subtipo
Potencia efectiva (MW)	no other values
0,07 - 20,00 MW	Bajante BTA Bilsica
20,01 - 60,00 MW	Bajante BTA Monfalcone
60,01 - 180,00 MW	Bajante BTA Trifase
180,01 - 1.100,00 MW	Tramo BTA Bilsica
Tramo MT Subterráneo	Tramo BTA Monfalcone
no other values	Tramo BTA Trifase
Tramo BT Subterráneo	Tramo BTA Bilsica
no other values	Tramo BTA Monfalcone
Tramo MT Aéreo	Tramo BTA Trifase
no other values	Tramo BTA Bilsica
Tramo BT Aéreo	Tramo BTA Monfalcone
no other values	Tramo BTA Trifase
Subsecciones Eléctricas de Distribución	Tramo BTA Bilsica
0,00 - 11,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
11,01 - 40,00 MVA	Tramo BTA Trifase
40,01 - 100,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
100,01 - 200,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
200,01 - 300,00 MVA	Tramo BTA Trifase
300,01 - 400,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
400,01 - 500,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
500,01 - 600,00 MVA	Tramo BTA Trifase
600,01 - 700,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
700,01 - 800,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
800,01 - 900,00 MVA	Tramo BTA Trifase
900,01 - 1.000,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
1.000,01 - 1.100,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
1.100,01 - 1.200,00 MVA	Tramo BTA Trifase
1.200,01 - 1.300,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
1.300,01 - 1.400,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
1.400,01 - 1.500,00 MVA	Tramo BTA Trifase
1.500,01 - 1.600,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
1.600,01 - 1.700,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
1.700,01 - 1.800,00 MVA	Tramo BTA Trifase
1.800,01 - 1.900,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
1.900,01 - 2.000,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
2.000,01 - 2.100,00 MVA	Tramo BTA Trifase
2.100,01 - 2.200,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
2.200,01 - 2.300,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
2.300,01 - 2.400,00 MVA	Tramo BTA Trifase
2.400,01 - 2.500,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
2.500,01 - 2.600,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
2.600,01 - 2.700,00 MVA	Tramo BTA Trifase
2.700,01 - 2.800,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
2.800,01 - 2.900,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
2.900,01 - 3.000,00 MVA	Tramo BTA Trifase
3.000,01 - 3.100,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
3.100,01 - 3.200,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
3.200,01 - 3.300,00 MVA	Tramo BTA Trifase
3.300,01 - 3.400,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
3.400,01 - 3.500,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
3.500,01 - 3.600,00 MVA	Tramo BTA Trifase
3.600,01 - 3.700,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
3.700,01 - 3.800,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
3.800,01 - 3.900,00 MVA	Tramo BTA Trifase
3.900,01 - 4.000,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
4.000,01 - 4.100,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
4.100,01 - 4.200,00 MVA	Tramo BTA Trifase
4.200,01 - 4.300,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
4.300,01 - 4.400,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
4.400,01 - 4.500,00 MVA	Tramo BTA Trifase
4.500,01 - 4.600,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
4.600,01 - 4.700,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
4.700,01 - 4.800,00 MVA	Tramo BTA Trifase
4.800,01 - 4.900,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
4.900,01 - 5.000,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
5.000,01 - 5.100,00 MVA	Tramo BTA Trifase
5.100,01 - 5.200,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
5.200,01 - 5.300,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
5.300,01 - 5.400,00 MVA	Tramo BTA Trifase
5.400,01 - 5.500,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
5.500,01 - 5.600,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
5.600,01 - 5.700,00 MVA	Tramo BTA Trifase
5.700,01 - 5.800,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
5.800,01 - 5.900,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
5.900,01 - 6.000,00 MVA	Tramo BTA Trifase
6.000,01 - 6.100,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
6.100,01 - 6.200,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
6.200,01 - 6.300,00 MVA	Tramo BTA Trifase
6.300,01 - 6.400,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
6.400,01 - 6.500,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
6.500,01 - 6.600,00 MVA	Tramo BTA Trifase
6.600,01 - 6.700,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
6.700,01 - 6.800,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
6.800,01 - 6.900,00 MVA	Tramo BTA Trifase
6.900,01 - 7.000,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
7.000,01 - 7.100,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
7.100,01 - 7.200,00 MVA	Tramo BTA Trifase
7.200,01 - 7.300,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
7.300,01 - 7.400,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
7.400,01 - 7.500,00 MVA	Tramo BTA Trifase
7.500,01 - 7.600,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
7.600,01 - 7.700,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
7.700,01 - 7.800,00 MVA	Tramo BTA Trifase
7.800,01 - 7.900,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
7.900,01 - 8.000,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
8.000,01 - 8.100,00 MVA	Tramo BTA Trifase
8.100,01 - 8.200,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
8.200,01 - 8.300,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
8.300,01 - 8.400,00 MVA	Tramo BTA Trifase
8.400,01 - 8.500,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
8.500,01 - 8.600,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
8.600,01 - 8.700,00 MVA	Tramo BTA Trifase
8.700,01 - 8.800,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
8.800,01 - 8.900,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
8.900,01 - 9.000,00 MVA	Tramo BTA Trifase
9.000,01 - 9.100,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
9.100,01 - 9.200,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
9.200,01 - 9.300,00 MVA	Tramo BTA Trifase
9.300,01 - 9.400,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
9.400,01 - 9.500,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
9.500,01 - 9.600,00 MVA	Tramo BTA Trifase
9.600,01 - 9.700,00 MVA	Tramo BTA Bilsica
9.700,01 - 9.800,00 MVA	Tramo BTA Monfalcone
9.800,01 - 9.900,00 MVA	Tramo BTA Trifase
9.900,01 - 10.000,00 MVA	Tramo BTA Bilsica

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - CENTRO SUR

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. COTOPAXI



- SIGNOS CONVENCIONALES**
- ▭ Límite Cantonal
 - Cabeceras Provinciales
 - Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Hidráulica	Potencia eléctrica (MW)	Sim. Alternador
CHS1	0,27 - 75,00 MW	CHS1
CHS2	75,01 - 213,00 MW	CHS2
CHS3	213,01 - 1.100,00 MW	CHS3
CHS4	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS4
CHS5	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS5
CHS6	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS6
CHS7	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS7
CHS8	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS8
CHS9	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS9
CHS10	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS10
CHS11	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS11
CHS12	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS12
CHS13	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS13
CHS14	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS14
CHS15	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS15
CHS16	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS16
CHS17	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS17
CHS18	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS18
CHS19	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS19
CHS20	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS20
CHS21	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS21
CHS22	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS22
CHS23	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS23
CHS24	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS24
CHS25	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS25
CHS26	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS26
CHS27	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS27
CHS28	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS28
CHS29	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS29
CHS30	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS30
CHS31	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS31
CHS32	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS32
CHS33	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS33
CHS34	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS34
CHS35	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS35
CHS36	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS36
CHS37	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS37
CHS38	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS38
CHS39	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS39
CHS40	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS40
CHS41	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS41
CHS42	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS42
CHS43	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS43
CHS44	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS44
CHS45	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS45
CHS46	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS46
CHS47	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS47
CHS48	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS48
CHS49	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS49
CHS50	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS50
CHS51	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS51
CHS52	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS52
CHS53	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS53
CHS54	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS54
CHS55	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS55
CHS56	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS56
CHS57	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS57
CHS58	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS58
CHS59	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS59
CHS60	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS60
CHS61	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS61
CHS62	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS62
CHS63	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS63
CHS64	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS64
CHS65	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS65
CHS66	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS66
CHS67	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS67
CHS68	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS68
CHS69	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS69
CHS70	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS70
CHS71	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS71
CHS72	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS72
CHS73	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS73
CHS74	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS74
CHS75	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS75
CHS76	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS76
CHS77	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS77
CHS78	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS78
CHS79	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS79
CHS80	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS80
CHS81	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS81
CHS82	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS82
CHS83	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS83
CHS84	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS84
CHS85	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS85
CHS86	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS86
CHS87	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS87
CHS88	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS88
CHS89	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS89
CHS90	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS90
CHS91	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS91
CHS92	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS92
CHS93	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS93
CHS94	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS94
CHS95	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS95
CHS96	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS96
CHS97	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS97
CHS98	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS98
CHS99	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS99
CHS100	1.100,01 - 1.100,00 MW	CHS100

CONELC

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. COTOPAXI

Elaborado por: Lda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis, com
Cartografía Temática: CONELC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELC
www.conelec-gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. GALÁPAGOS

El mapa muestra la distribución de la infraestructura eléctrica en las islas de Santa Cruz, Isabela y San Cristóbal. Se incluyen subestaciones, líneas de transmisión y generación térmica. El mapa está acompañado de una leyenda, un mapa de ubicación en Ecuador y una escala de kilómetros.

LEYENDA

Potencia efectiva (MW)

- 2,40 MW
- 0,01 MW

Centrales de Generación Térmica

Potencia efectiva (MW)

- 0,05 - 20,00 MW
- 20,01 - 65,40 MW
- 65,41 - 181,00 MW

SigConelec.DBO.TramoDistribucionSubterraneo

Subtipo

- Bajante MTS Bifasico
- Bajante MTS Monofasico
- Bajante MTS Trifasico
- Tramo MTS Bifasico
- Tramo MTS Monofasico
- Tramo MTS Trifasico

SigConelec.DBO.TramoDistribucionAereo

Subtipo

- Bajante MTA Bifasico
- Bajante MTA Monofasico
- Bajante MTA Trifasico
- Tramo MTA Bifasico
- Tramo MTA Monofasico
- Tramo MTA Trifasico

Subestaciones Eléctricas de Distribución

- ▲ 0,00 - 11,50 MVA
- ▲ 11,51 - 40,00 MVA
- ▲ 40,01 - 200,00 MVA

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. GALÁPAGOS

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila

Proyección UTM

Datum WGS84 Zona 17 Sur

Revisado por: Ing. Andrés Bravo

Escala gráfica

Aprobado por: Dr. Paul Vasquez

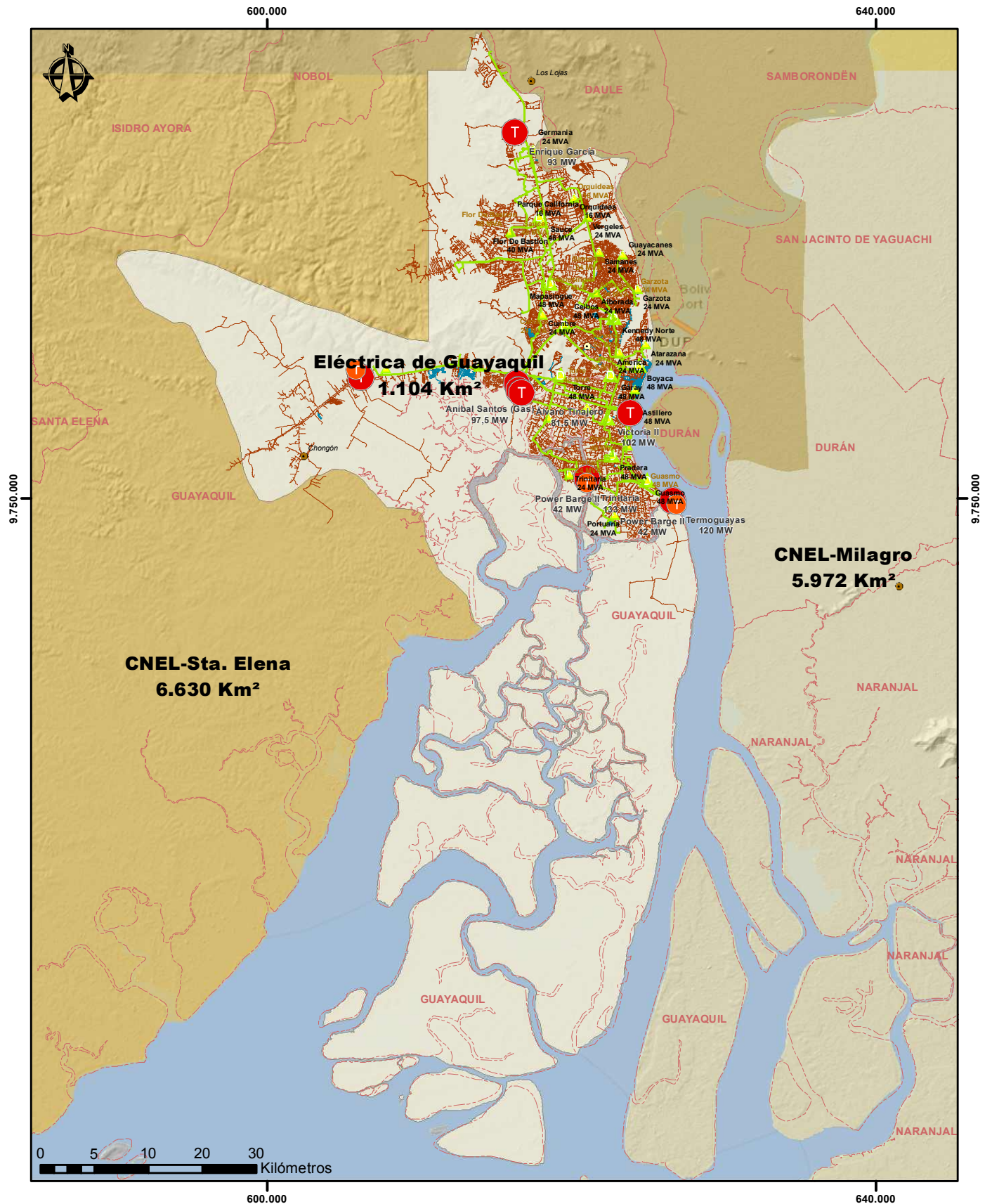
Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com

Cartografía Temática: CONELEC, 2012



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. PÚBLICA DE GUAYAQUIL



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Térmica

Potencia efectiva (MW)

- 0,05 - 20,00 MW
- 20,01 - 65,40 MW
- 65,41 - 181,00 MW
- 8,10 - 66,66 MVA
- 66,67 - 170,00 MVA
- 170,01 - 383,20 MVA
- 0,00 - 11,50 MVA

- 11,51 - 40,00 MVA
- 40,01 - 200,00 MVA

Líneas de Subtransmisión

Voltaje de Operación (kV)

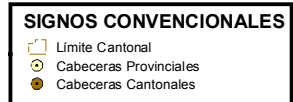
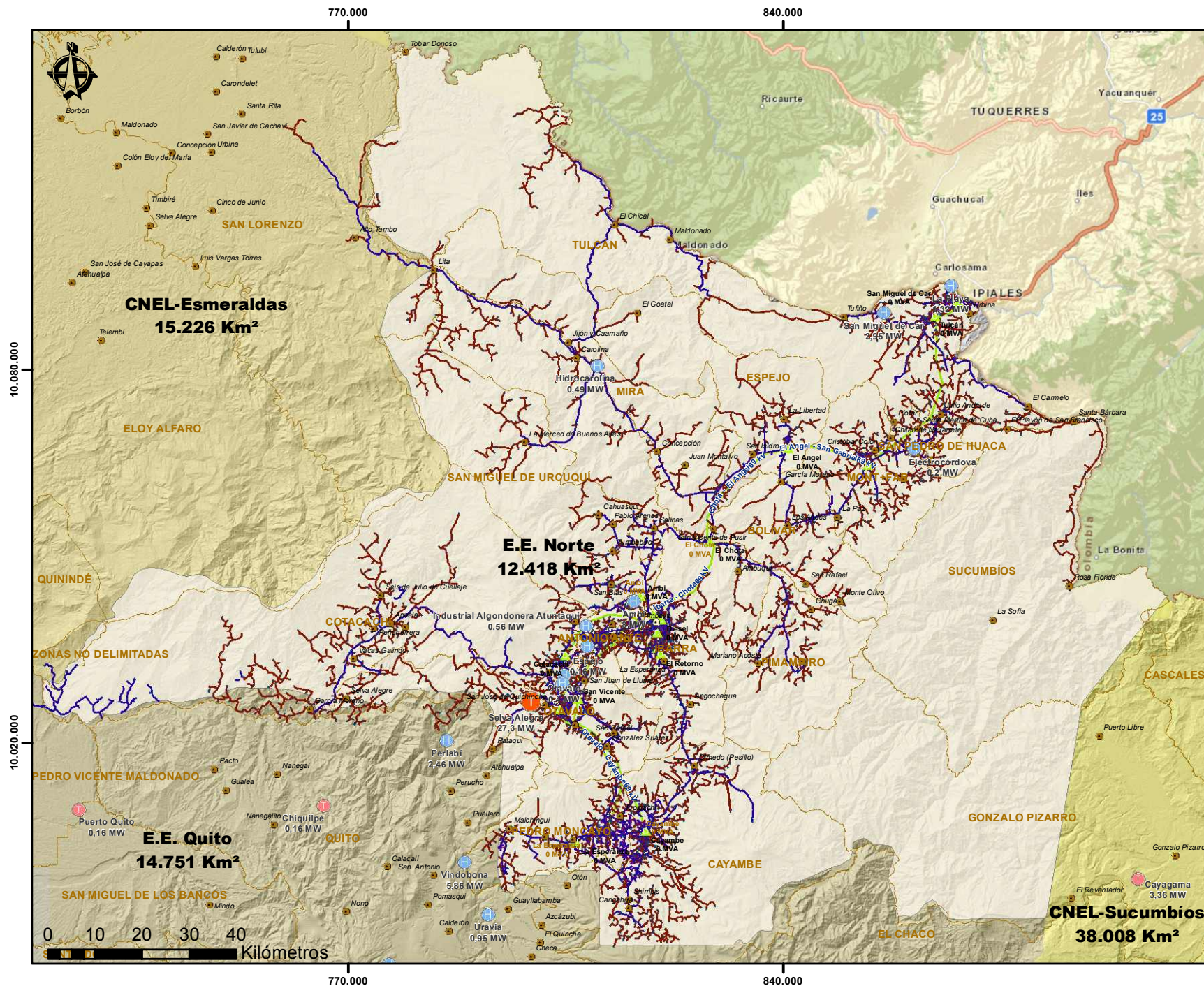
- 13,8
- 22
- 34,5
- 46
- 69
- 138
- Tramo MT Aéreo
- Tramo MT Subterráneo



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. PÚBLICA DE GUAYAQUIL

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec	

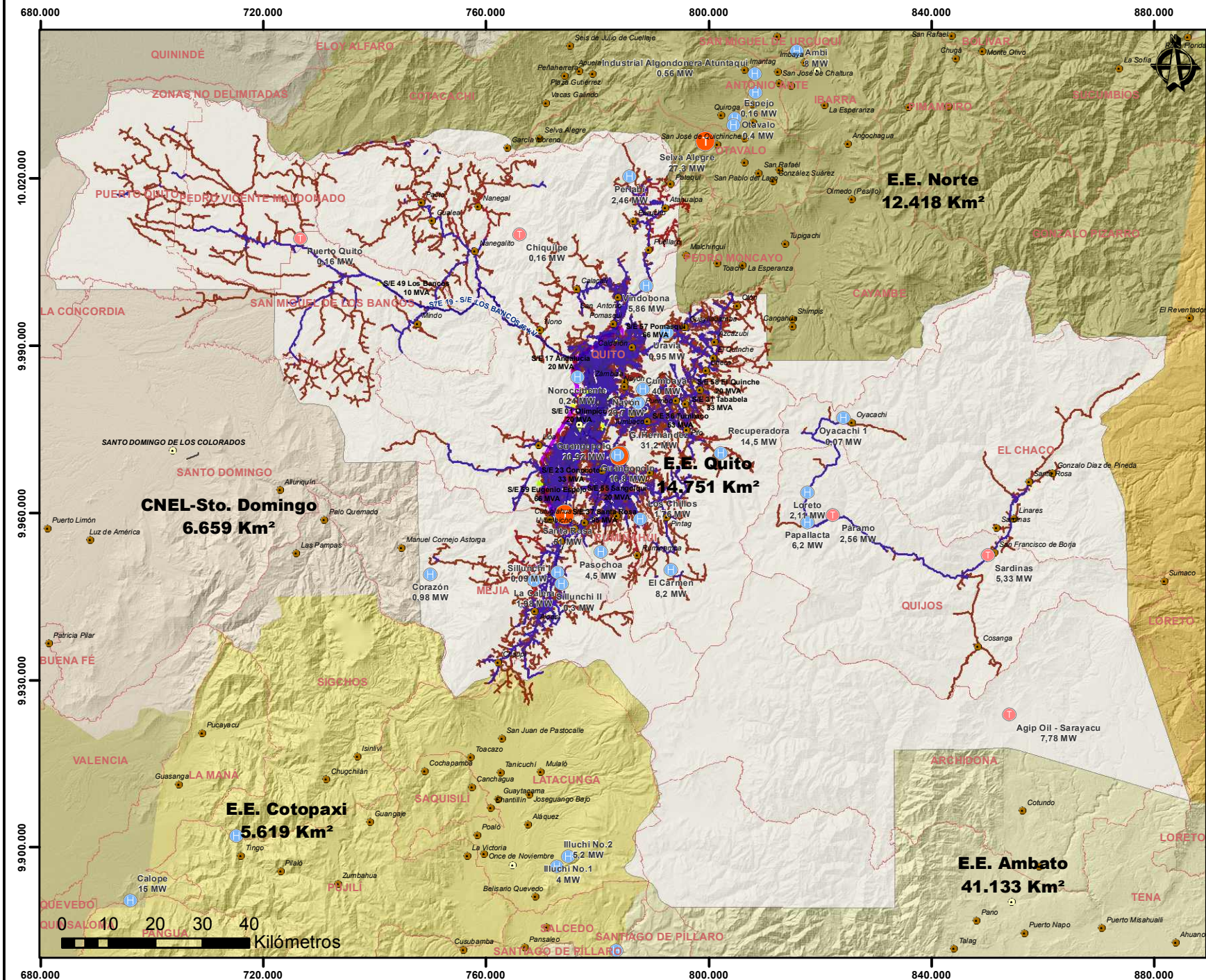
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. NORTE



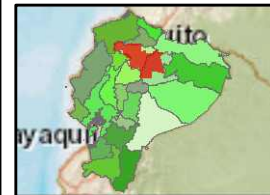
LEYENDA	
Interconexiones	
Potencia efectiva (MW)	Subtipo
110.00 MW	Bajante MTS Básica
110.01 - 525.00 MW	Bajante MTS Monofásica
	Bajante MTS Trifásica
	Tramo MTS Básico
	Tramo MTS Monofásico
	Tramo MTS Trifásico
Centrales de Generación Hidráulica	
Potencia efectiva (MW)	Tramo MT Aéreo
0.07 - 70.00 MW	Subtipo
70.01 - 213.00 MW	Bajante MTA Básica
213.01 - 1.100.00 MW	Bajante MTA Monofásica
	Bajante MTA Trifásica
Centrales de Generación Térmica	
Potencia efectiva (MW)	Tramo MTA Básico
0.05 - 20.00 MW	Tramo MTA Monofásico
20.01 - 65.40 MW	Tramo MTA Trifásico
65.41 - 181.00 MW	
Líneas de Subtransmisión	
Subestaciones Eléctricas de Generación	Voltaje de Operación (kV)
8.10 - 66.00 MVA	13.8
66.67 - 170.00 MVA	22
170.01 - 385.20 MVA	34.5
Subestaciones Eléctricas de Distribución	40
0.00 - 11.50 MVA	69
11.51 - 40.00 MVA	138
40.01 - 200.00 MVA	230
Tramo MT Subterráneo	69

	
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. NORTE	
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - QUITO



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

- Centrales de Generación Hidráulica**
- Potencia efectiva (MW)
- 0,07 - 70,00 MW
 - 70,01 - 213,00 MW
 - 213,01 - 1.100,00 MW
- Centrales de Generación Térmica**
- Potencia efectiva (MW)
- 0,06 - 20,00 MW
 - 20,01 - 65,40 MW
 - 65,41 - 181,00 MW
- Subestaciones Eléctricas de Generación**
- 8,10 - 66,66 MVA
 - 66,67 - 170,00 MVA
 - 170,01 - 393,20 MVA
- Subestaciones Eléctricas de Distribución**
- 0,00 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA
- Voltaje de Operación (kV)**
- 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 45
 - 69
 - 138
 - 230
- Tramo MT Aéreo**
- <all other values>
- Subtipo**
- Bagueta MTA Bimérica
 - Bagueta MTA Monodéica
 - Bagueta MTA Trifásica
 - Ta mo MTA Bifásica
 - Ta mo MTA Monofásica
 - Ta mo MTA Trifásica
- Lineas de Subtransmisión**



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - QUITO

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis, com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec-gob.ec

760.000



- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

[illegible]

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC
www.conelec.gob.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - SUR

560.000 600.000 640.000 680.000 720.000 760.000

9.630.000 9.600.000 9.570.000 9.540.000 9.510.000 9.480.000 9.450.000

UBICACIÓN EN EL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

- ▬ Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Hidráulica

Potencia efectiva (MW)	Voltaje de Operación (kV)
0.07 - 70.00 MW	13.8
70.01 - 210.00 MW	22
210.01 - 1.100.00 MW	34.5
	46
	69
	138

Centrales de Generación Térmica

Potencia efectiva (MW)	Voltaje de Operación (kV)
0.05 - 20.00 MW	13.8
20.01 - 65.40 MW	22
65.41 - 181.00 MW	34.5
181.01 - 656.00 MW	46
656.01 - 1700.00 MW	69
1700.01 - 380.20 MW	138

Subestaciones Eléctricas de Generación

Potencia efectiva (MW)	Voltaje de Operación (kV)
0.05 - 20.00 MW	13.8
20.01 - 65.40 MW	22
65.41 - 181.00 MW	34.5
181.01 - 656.00 MW	46
656.01 - 1700.00 MW	69
1700.01 - 380.20 MW	138

Subestaciones Eléctricas de Distribución

Potencia efectiva (MW)	Voltaje de Operación (kV)
0.00 - 11.50 MW	13.8
11.51 - 40.00 MW	22
40.01 - 200.00 MW	34.5

Líneas de Subtransmisión

Potencia efectiva (MW)	Voltaje de Operación (kV)
0.05 - 20.00 MW	13.8
20.01 - 65.40 MW	22
65.41 - 181.00 MW	34.5
181.01 - 656.00 MW	46
656.01 - 1700.00 MW	69
1700.01 - 380.20 MW	138

Tramo MT Subterráneo

Tramo MT Aéreo

Subtipo

- Subtipo MTS Bifásico
- Subtipo MTS Monofásico
- Subtipo MTS Trifásico
- Subtipo MTA Bifásico
- Subtipo MTA Monofásico
- Subtipo MTA Trifásico

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - SUR

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila

Revisado por: Ing. Andrés Bravo

Aprobado por: Dr. Paul Vasquez

Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur

Escala gráfica

Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

Fuente: Cartografía Base: Arc Gis, com Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec

0 10 20 30 40 Kilómetros

A map of the Yacaré region in Paraguay, showing the location of the study area in red. The map includes labels for 'Yacaré' and 'Paraguay'.

- Límite Cantonal
- Cabeceras Provinciales
- Cabeceras Cantonales

LEYENDA

Centrales de Generación Hidráulica		Voltaje de Operación (KV)
Potencia efectiva (MW)		
○ 0.07 - 70.00 MW	● 13.8	
⊙ 70.01 - 213.00 MW	● 23	
⊕ 213.01 - 1,100.00 MW	● 34.5	
	● 46	
	● 69	
	● 138	
Centrales de Generación Térmica		
Potencia efectiva (MW)		
○ 0.05 - 20.00 MW		Tramo MT Subterráneo
● 20.01 - 65.40 MW		<all other values>
● 65.41 - 181.00 MW		
Subestaciones Eléctricas de Generación		Subtipo
● 8.10 - 66.86 MVA		Bajante MT Bifásica
▲ 66.87 - 170.00 MVA		Bajante MT Monofásica
▲ 170.01 - 383.20 MVA		Tramo MT Bifásica
		Tramo MT Monofásico
Subestaciones Eléctricas de Distribución		
▲ 0.00 - 11.50 MVA		Tramo MT Bifásico
▲ 11.51 - 40.00 MVA		
▲ 40.01 - 200.00 MVA		Tramo MT Aéreo
		<all other values>
Líneas de Subtransmisión		
		Subtipo
		Bajante MT Bifásica
		Bajante MT Monofásica
		Tramo MT Bifásica
		Tramo MT Monofásico
		Tramo MT Bifásico

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 Sur
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec	