

2011

ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

FOLLETO RESUMEN



**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

El *Folleto resumen de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano*, es publicado por el Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC- y se distribuye a las Generadoras, Transmisora, Distribuidoras, Autogeneradoras, CENACE, Grandes Consumidores, y demás entidades y organismos relacionados con el sector eléctrico, a nivel nacional e internacional.

**Procesamiento y
elaboración:**

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN - CONELEC
planificacion@conelec.gob.ec

Administración General:

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN - CONELEC
planificacion@conelec.gob.ec

Aprobación:

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC-
conelec@conelec.gob.ec

Quito, diciembre de 2012

PRESENTACIÓN

La provisión de la energía eléctrica es uno de los servicios públicos relevantes para el mejoramiento de la calidad de vida de la población y, en general, para el desarrollo del país. El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-, pone a disposición de todas las instituciones y personas el RESUMEN DE LAS ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO DEL AÑO 2011, a fin de que éste constituya una herramienta de consulta para los estudios y decisiones que deban adoptarse en el propio sector y en los sectores vinculados.

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, disponibilidades de energía, facturación de los consumos a los clientes finales, balance de energía de los sistemas de distribución, pérdidas técnicas y comerciales de energía y otros.

Se brinda también una breve revisión a la infraestructura actual que disponen las empresas que conforman el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El presente resumen ha podido elaborarse gracias a la colaboración de todas las empresas del sector, como generadoras, autogeneradoras, transmisora, distribuidoras, grandes consumidores; y además, el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE-, y más entidades y personas que han brindado soporte técnico.

La información estadística detallada correspondiente al año 2011 y al período 2002-2011 se publica en el Boletín Estadístico y en el Folleto Multianual, respectivamente.

El CONELEC aspira que este documento sea una fuente de información técnica, confiable y oportuna que facilite y propenda a la generación de análisis sobre el desenvolvimiento del sector a nivel nacional.

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.

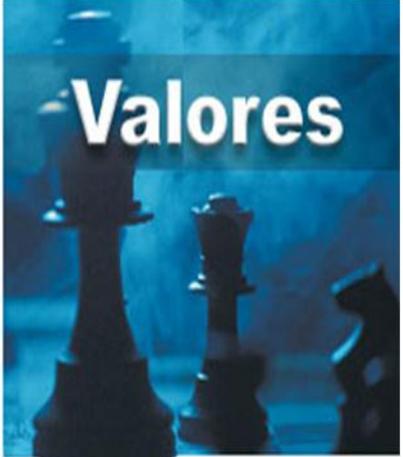
2. A partir del mes de marzo de 2009, se conformó La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, asociando como gerencias regionales a las Empresas Eléctricas Esmeraldas S.A.; Regional 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, esta 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 Y 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.

 <h3>Misión</h3>	 <h3>Visión</h3>	 <h3>Valores</h3>
<p>“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.”</p>	<p>“Ser reconocido por ser el mejor organismo de regulación y control de servicios públicos en el Ecuador”</p>	<p>Compromiso</p> <ul style="list-style-type: none">• 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 <p>Honestidad</p> <ul style="list-style-type: none">• Trabajamos con rectitud, cumplimos las normas, hacemos buen uso de los recursos y reconocemos nuestras debilidades <p>Transparencia</p> <ul style="list-style-type: none">• Toda la información de nuestra gestión está siempre a disposición de la ciudadanía y sin distorsionar la realidad <p>Responsabilidad</p> <ul style="list-style-type: none">• 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	<ol style="list-style-type: none">1. Calidad de servicio eléctrico a usuarios directos e indirectos2. Calidad de la Planificación, Regulación y Control del sector eléctrico3. Eficiencia en la gestión de la información del sector
Procesos	<ol style="list-style-type: none">4. Eficiencia operacional
Talento Humano	<ol style="list-style-type: none">5. Desarrollo del talento humano de acuerdo a los requerimientos de la Misión y Visión institucionales.
Finanzas	<ol style="list-style-type: none">6. Uso adecuado y eficiente del presupuesto

INDICE GENERAL

INDICE DE TABLAS	9
INDICE DE FIGURAS	10
1. Resumen de la estadística del sector eléctrico ecuatoriano, año 2011	13
1.1 Resumen de los principales indicadores eléctricos nacionales	15
1.1.1 Evolución histórica de los principales indicadores eléctricos nacionales en el período 2002-2011... 15	
1.1.2 Balance nacional de energía eléctrica en el año 2011	16
1.2 Generación de energía eléctrica	20
1.2.1 Potencia nominal y efectiva de las centrales de generación a nivel nacional	20
1.2.2 Producción e importación de energía y consumo de combustibles	23
1.2.3 Transacciones económicas por venta de energía	28
1.3 Sistema Nacional de Transmisión	31
1.4 Distribución de energía eléctrica	33
1.4.1 Clientes finales de las distribuidoras	33
1.4.2 Energía facturada a clientes finales	35
1.4.3 Precio Medio a Clientes Finales	36
1.4.4 Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución	38
1.4.5 Balance de energía en sistemas de distribución	41

INDICE DE TABLAS

TABLA. No. 1. 1: PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PERÍODO 2002-2011	13
TABLA. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERÍODO 2002-2011	14
TABLA. No. 1. 3: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	17
TABLA. No. 1. 4: POTENCIA DE LA INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS	21
TABLA. No. 1. 5: POTENCIA POR TIPO DE ENERGÍA Y TIPO DE CENTRAL	22
TABLA. No. 1. 6: POTENCIA POR TIPO DE SERVICIO Y TIPO DE EMPRESA	23
TABLA. No. 1. 7: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR SISTEMA, TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL.....	23
TABLA. No. 1. 8: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL	24
TABLA. No. 1. 9: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL (GWH).....	25
TABLA. No. 1. 10: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA	26
TABLA. No. 1. 11: CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR TIPO DE EMPRESA.....	27
TABLA. No. 1. 12: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES EN TEP.....	27
TABLA. No. 1. 13: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN	29
TABLA. No. 1. 14: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y TIPO DE EMPRESA	29
TABLA. No. 1. 15: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2011.	34
TABLA. No. 1. 16: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS	35
TABLA. No. 1. 17: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	37
TABLA. No. 1. 18: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS	40
TABLA. No. 1. 19: VENTA DE ENERGÍA POR EXCEDENTES.....	41
TABLA. No. 1. 20: BALANCE DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	42
TABLA. No. 1. 21: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2011	44
TABLA. No. 1. 22: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS	46

INDICE DE FIGURAS

FIG. No. 1. 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I., PERÍODO 2002-2011	15
FIG. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO.....	15
FIG. No. 1. 3: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES	16
FIG. No. 1. 4: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	16
FIG. No. 1. 5: POTENCIA NOMINAL POR SISTEMA (MW)	20
FIG. No. 1. 6: POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)	20
FIG. No. 1. 7: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE EMPRESA (MW)	21
FIG. No. 1. 8: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (MW)	21
FIG. No. 1. 9: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW).....	22
FIG. No. 1. 10: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL (GWH).....	24
FIG. No. 1. 11: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA (GWH)	24
FIG. No. 1. 12: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	25
FIG. No. 1. 13: OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL S.N.I.	26
FIG. No. 1. 14: ENERGÍA BRUTA GENERADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO	27
FIG. No. 1. 15: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES	28
FIG. No. 1. 16: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA POR CONTRATOS Y M. OCASIONAL.....	30
FIG. No. 1. 17: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA IMPORTADA Y EXPORTADA	30
FIG. No. 1. 18: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO.....	34
FIG. No. 1. 19: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN GWh.	36
FIG. No. 1. 20: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN USD MILLONES.	36
FIG. No. 1. 21: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	38
FIG. No. 1. 22: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/KWH).....	38
FIG. No. 1. 23: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %.....	39
FIG. No. 1. 24: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %.....	39
FIG. No. 1. 25: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA	40
FIG. No. 1. 26: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	41
FIG. No. 1. 27: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %	42
FIG. No. 1. 28: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA, A DICIEMBRE DE 2011.....	43
FIG. No. 1. 29: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWH Y %, A DICIEMBRE DE 2011	45

2011

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES
INDICADORES

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, E cud os, 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 Bruta Total.
- 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 - ago/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 %.

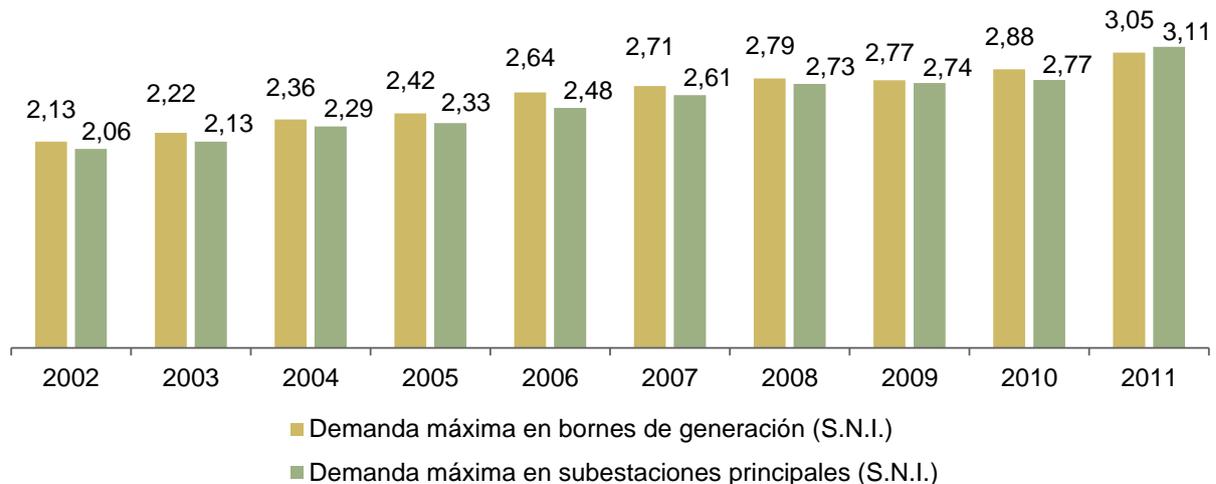


FIG. No. 1. 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I., PERÍODO 2002-2011

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.

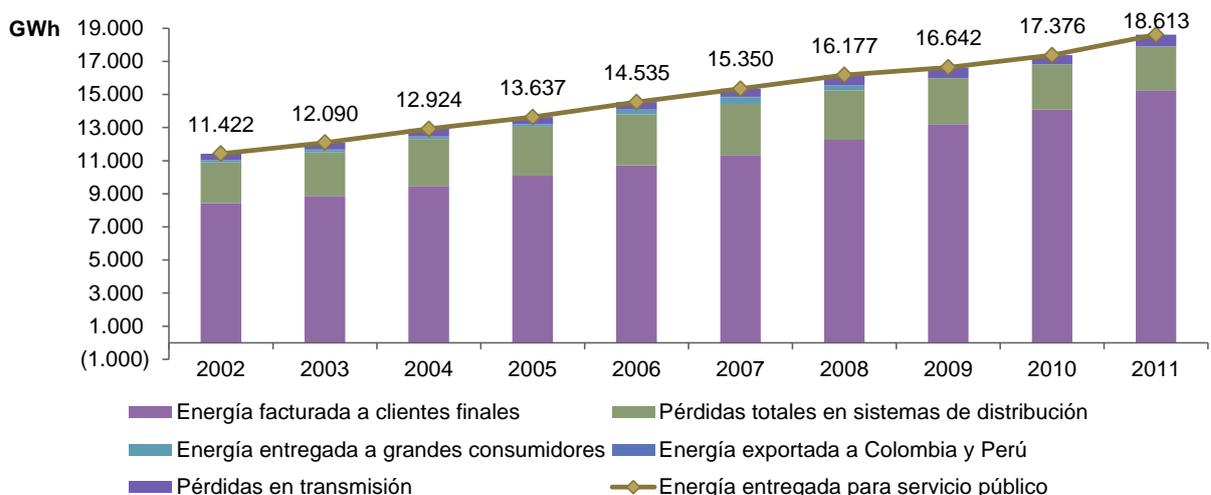


FIG. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO

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.

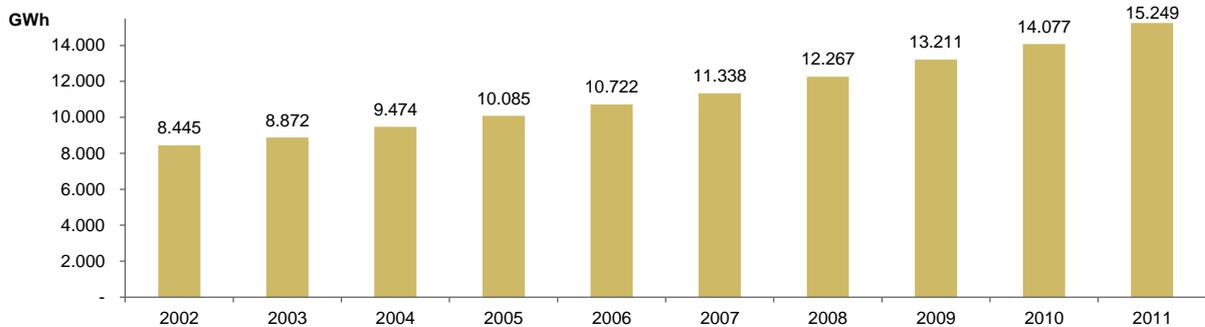


FIG. No. 1. 3: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES

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 %.

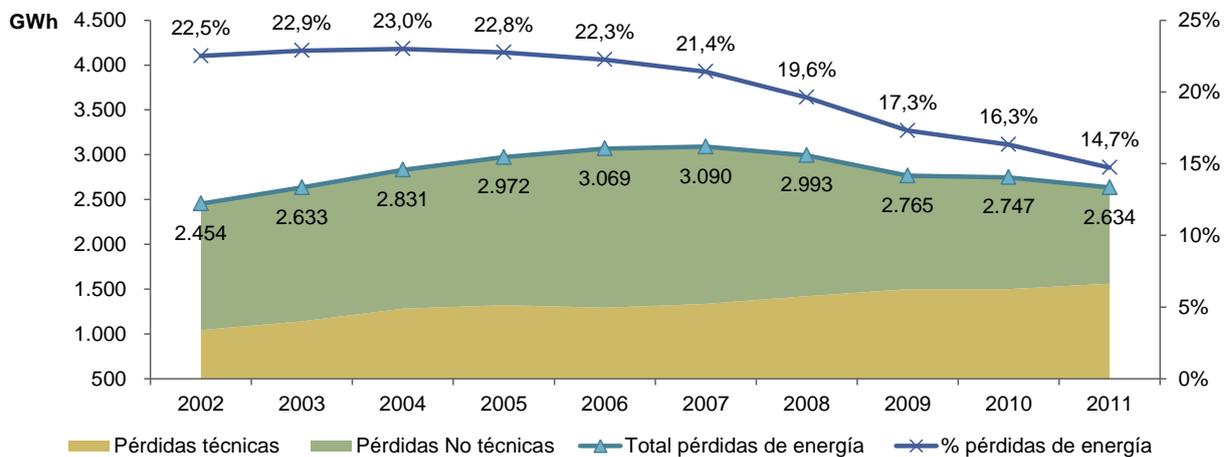


FIG. No. 1. 4: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN

1.1.2 Balance nacional de energía eléctrica en el año 2011

La **TABLA No.1.3** 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. 3: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

1. Capacidad efectiva en generación		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2.207,17	45,62%
	Solar	0,04	0,00%
	Eólica	2,40	0,05%
	Turbovapor	93,40	1,93%
Total Energía Renovable		2.303,01	47,60%
No Renovable	MCI	1.183,65	24,46%
	Turbogas	897,50	18,55%
	Turbovapor	454,00	9,38%
Total Energía No Renovable		2.535,15	52,40%
Total Capacidad Instalada		4.838,16	100%

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	525,00	82,68%
	Perú	110,00	17,32%
Total Interconexiones		635,00	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 Turbopapor (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 Turbopapor	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	59,35%
	Eólica	3,34	0,02%
	Solar	0,06	0,00%
	Térmica Turbopapor (1)	147,27	0,79%
Total Energía Renovable		11.197,74	60,16%
No Renovable	Térmica MCI	2.101,26	11,29%
	Térmica Turbogás	1.766,86	9,49%
	Térmica Turbopapor	2.252,42	12,10%
Total No Renovable		6.120,54	32,88%
Total Producción Nacional		17.318,29	93,04%
Interconexión	Importación	1.294,59	6,96%
Total Energía Entregada para Servicio Público		18.612,88	100%

5. Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		715,60	3,84%
Total Energía Disponible para Servicio Público		17.897,27	96,16%
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	96,08%

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 al 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). Esto fue consecuencia de las mejores condiciones hidrológicas, respecto al 2010, presentadas en las cuencas que alimentan las principales centrales hidroeléctricas, y al ingreso de nueva generación en el parque eléctrico nacional.

2011

GENERACIÓN TRANSMISIÓN



Microsoft

1.2 Generación de energía eléctrica

1.2.1 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

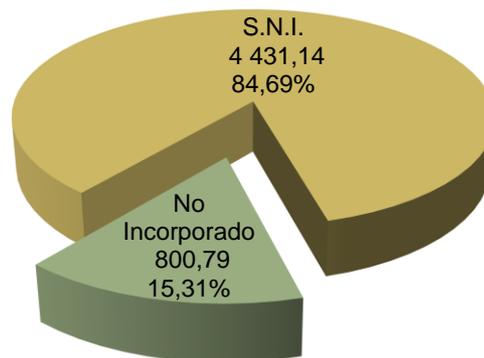


FIG. No. 1. 5: POTENCIA NOMINAL POR SISTEMA (MW)

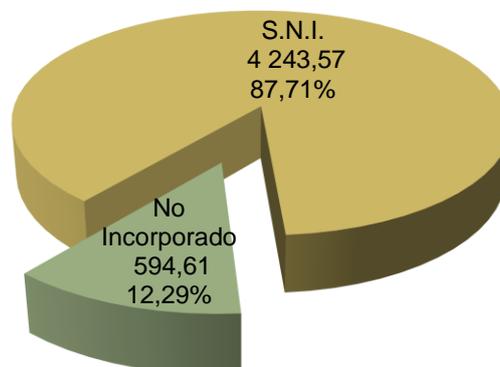


FIG. No. 1. 6: POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)

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. 4: 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 **FIG. No. 1. 7** y **FIG. No. 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 72,63% en potencia nominal y 75,72 % en potencia efectiva.

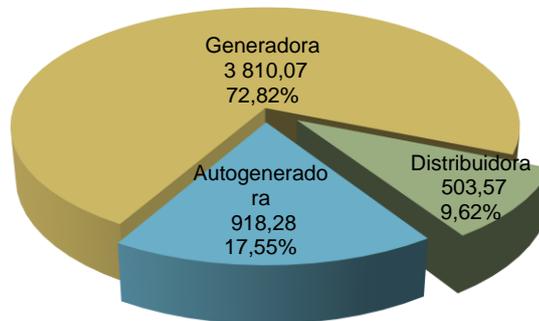


FIG. No. 1. 7: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE EMPRESA (MW)

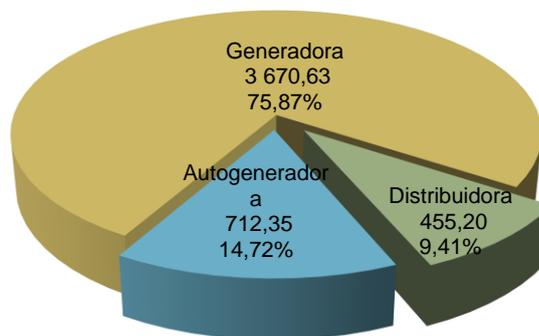


FIG. No. 1. 8: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (MW)

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 %.

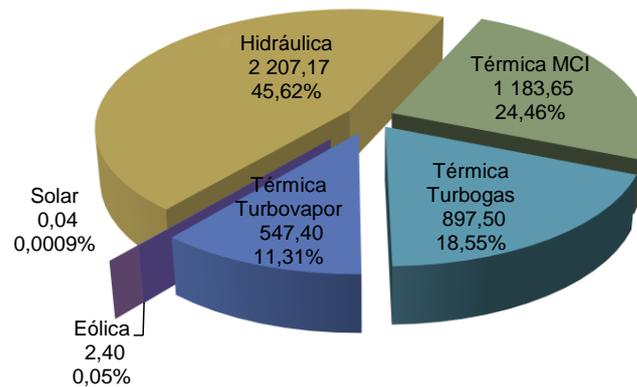


FIG. No. 1. 9: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW)

En la **TABLA No.1.5**, 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. 5: 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 Turbogas	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.1.6** 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. 6: 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

1.2.2 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.1.7** 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. 7: 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.

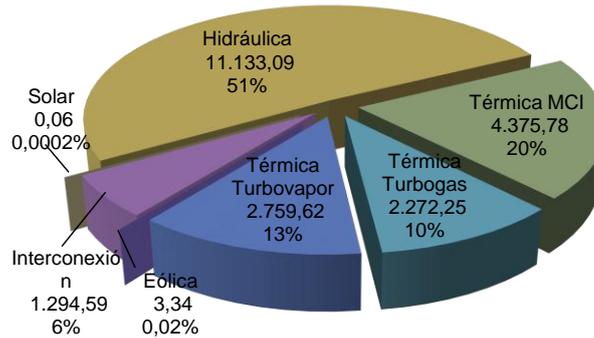


FIG. No. 1. 10: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL (GWH)

De acuerdo al contenido de la **TABLA No.1.8** del total de la energía bruta a nivel nacional, el 51,46 % corresponde a la energía producida por fuentes renovables, el 42,20 % a la energía de fuentes no renovables y el 6,34 % 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. 8: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	10.219,57	50,08
	Térmica Turbovapor *	278,20	1,36
	Eólica	3,34	0,02
	Solar	0,06	0,00
Total Renovable		10.501,17	51,46
No Renovable	Térmica MCI	4.235,46	20,75
	Térmica Turbogas	1.969,72	9,65
	Térmica Turbovapor	2.406,26	11,79
Total No Renovable		8.611,44	42,20
Interconexión	Interconexión	1.294,59	6,34
Total Interconexión		1.294,59	6,34
Total general		20.407,21	100,00

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

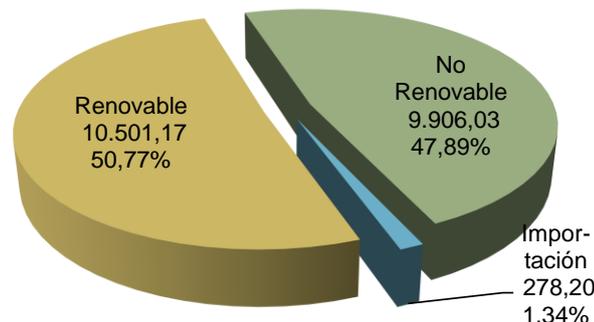


FIG. No. 1. 11: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA (GWH)

La **TABLA No.1.9** 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. 9: 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		
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

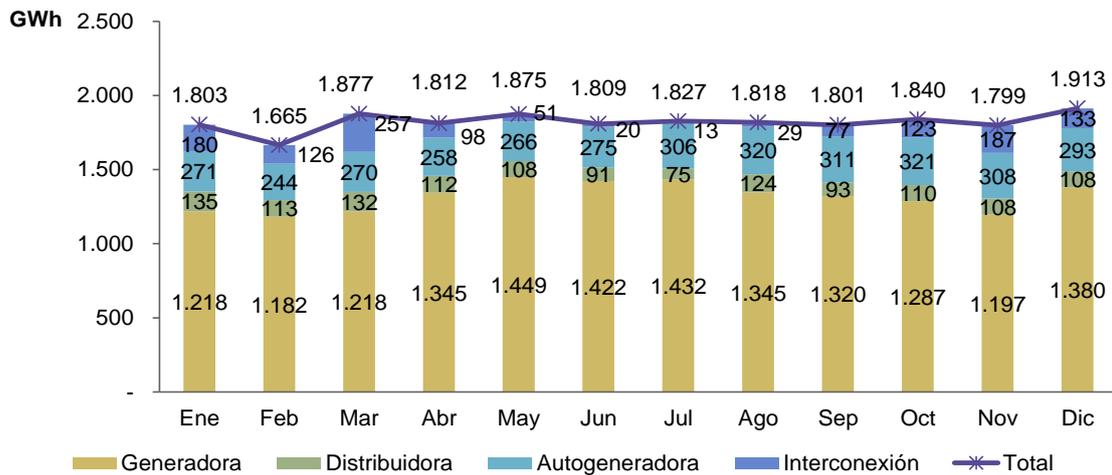


FIG. No. 1. 12: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

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**.

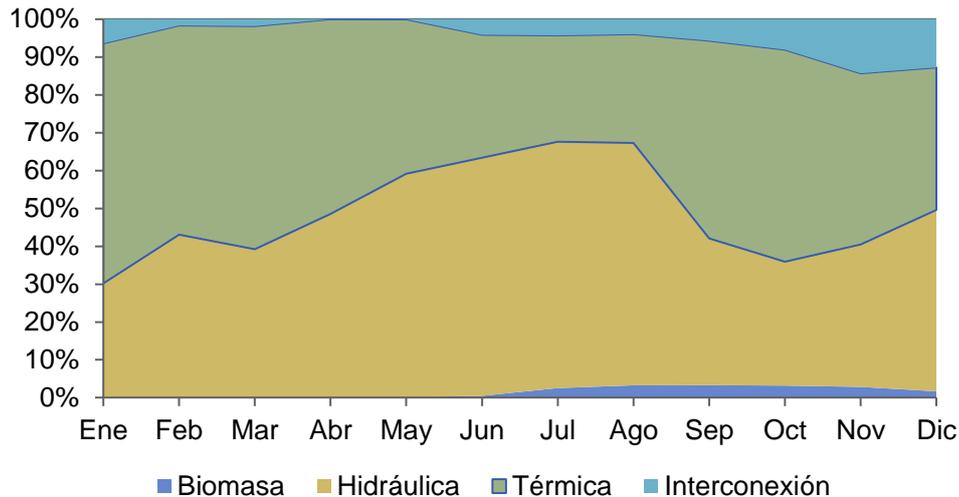


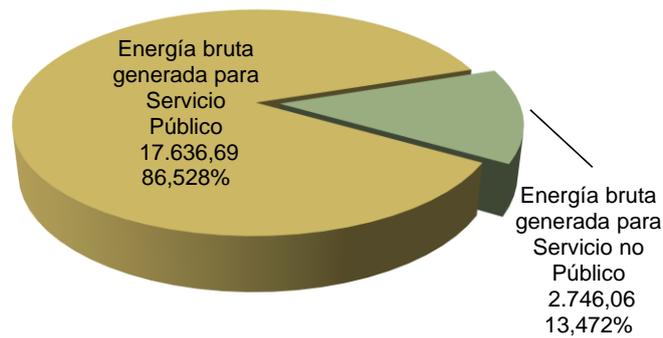
FIG. No. 1. 13: OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL S.N.I.

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 86,42 % fue entregado al servicio público y el 13,58 % al servicio no público, como se puede apreciar en la **TABLA No.1.10**. 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. 10: 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	14.847,34	133,13
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	18.613,13	2.925,68

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.1.11**, 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. 11: 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. 12: 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.

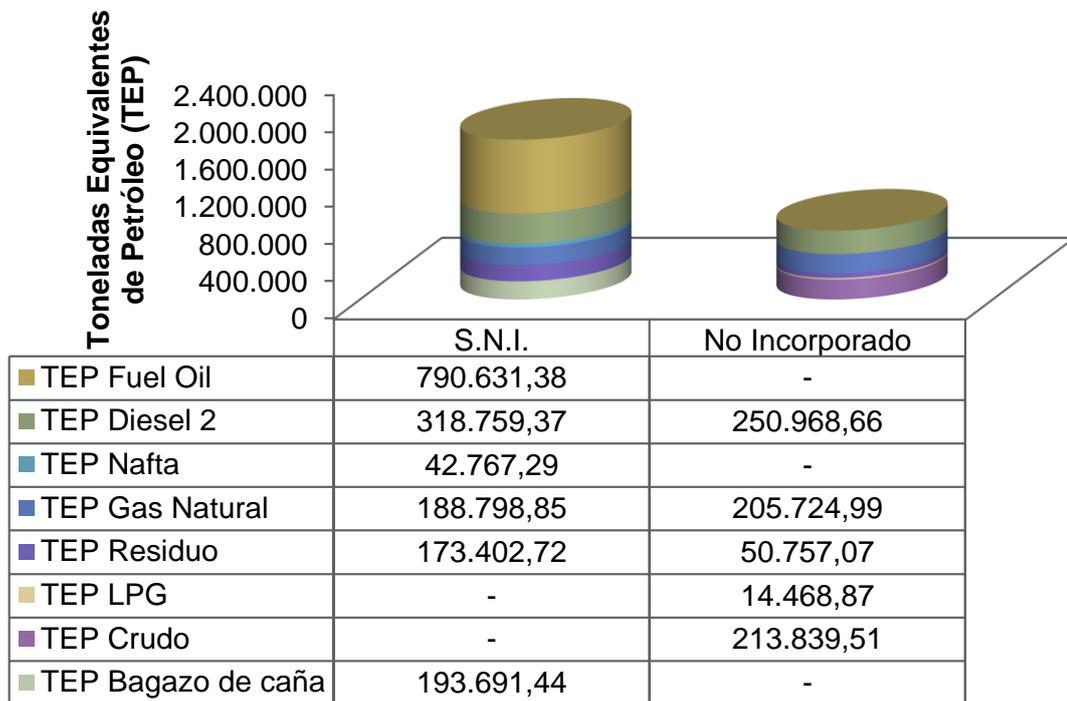


FIG. No. 1. 15: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES

1.2.3 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 193,62 millones, dando como resultado un precio medio de 1,14 USD €/kWh, tal como se detalla en la **TABLA No.1.13**.

TABLA. No. 1. 13: 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	11,60	0,08
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	193,62	1,14

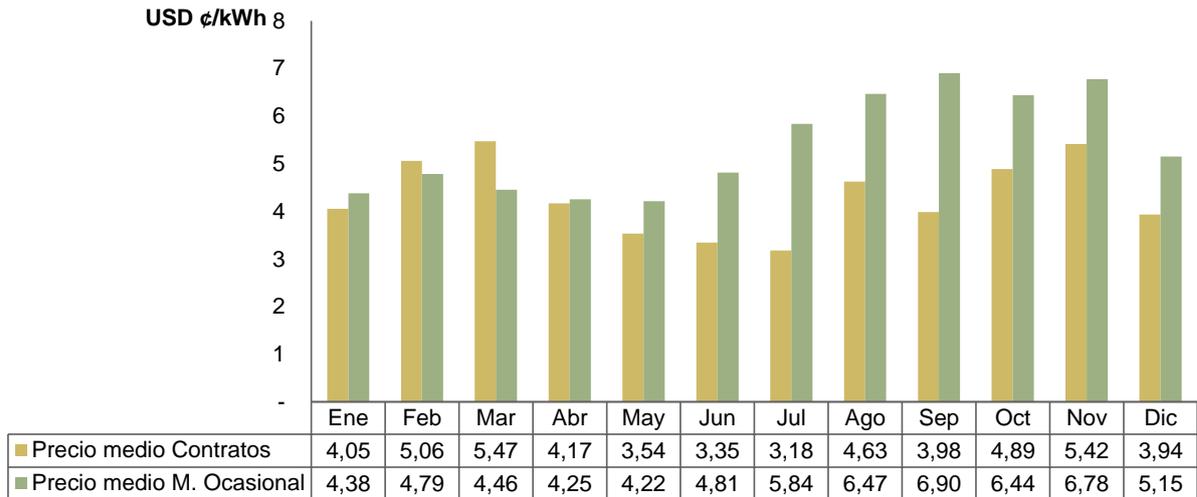
En el Mercado Ocasional se incluye la facturación de la generación no escindida, así como los servicios del mercado. No están incluidos los valores por compras de energía para cumplir contratos.

En la **TABLA No.1.14** 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 el Mercado Ocasional por las generadoras corresponde a la producción de Mazar durante el período mayo-agosto, en el cual no ingresaba en operación comercial. Lo vendido en Contratos por las distribuidoras corresponde a la venta realizada por la distribuidora Eléctrica de Guayaquil.

TABLA. No. 1. 14: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y TIPO DE EMPRESA

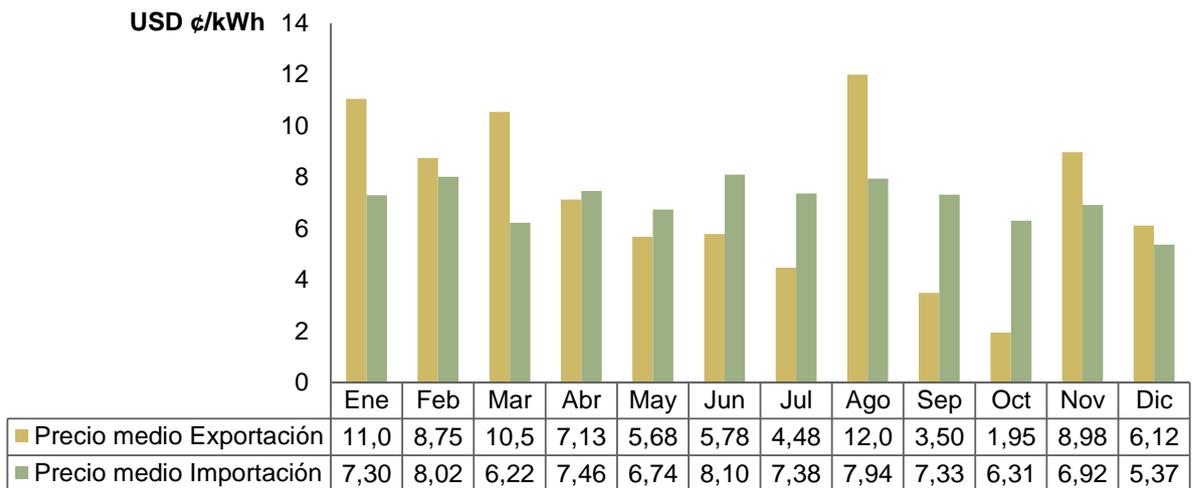
Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (Millones USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	14.558,07	598,37	4,11
	M. Ocasional	-	-	-
Total Generadora		14.558,07	598,37	4,11
Distribuidora	Contratos	331,45	33,74	10,18
	M. Ocasional	870,30	39,61	4,55
Total Distribuidora		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

1.3 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.

DISTRIBUCIÓN



1.4 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.

1.4.1 Clientes finales de las distribuidoras

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

- a) **Clientes Regulados.**- son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el Pliego Tarifario; y
- b) **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. 15: 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	NR	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. Azogues	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	1	14.864		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	1	294.865	-	41.537	41	155		30.826	2.691.625	42	2.691.667
TOTAL NACIONAL		3.675.992	1	413.905	-	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%.

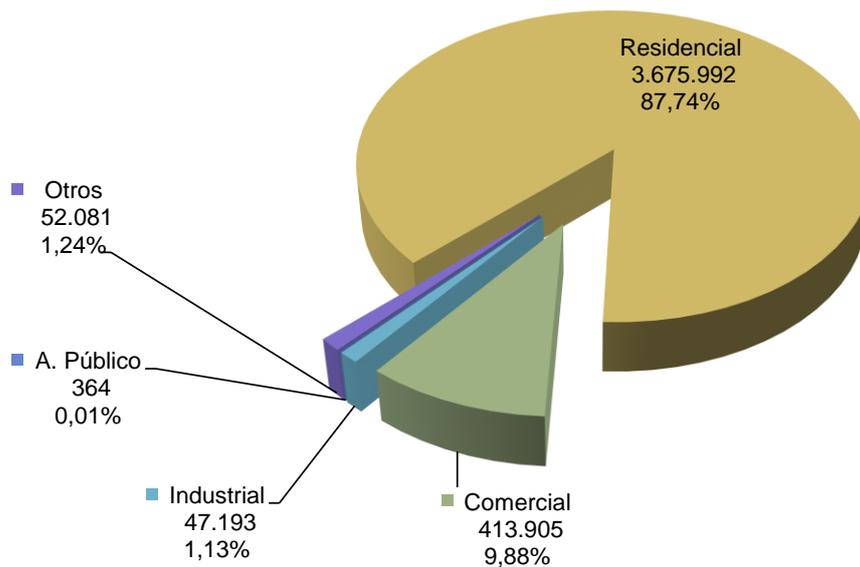


FIG. No. 1. 18: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO

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

TABLA. No. 1. 16: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Crecimiento 2011 vs 2010			
		Clientes	%	Energía GWh	%
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.

1.4.2 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.

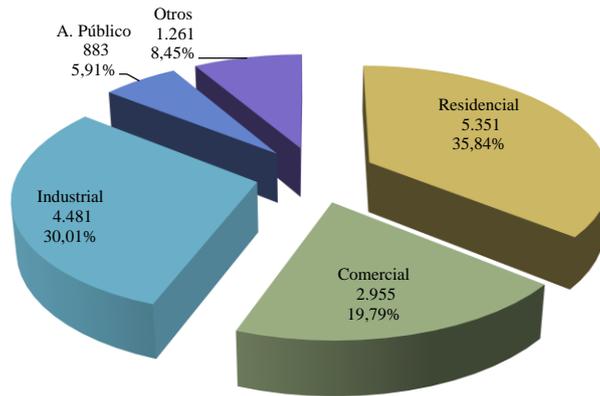


FIG. No. 1. 19: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN GWh.

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.

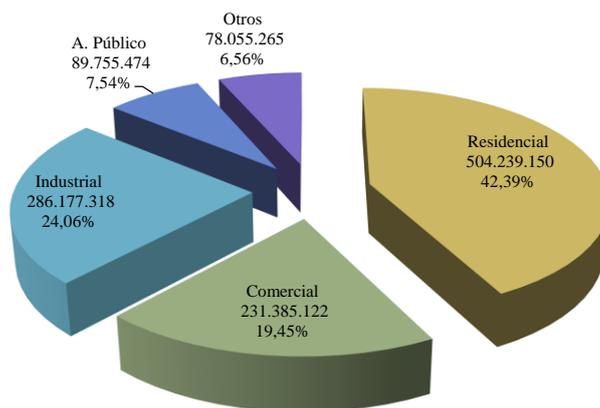


FIG. No. 1. 20: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO EN USD MILLONES.

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.

1.4.3 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. 17: 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 **TABLA No.1.17**, 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. 21** 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.

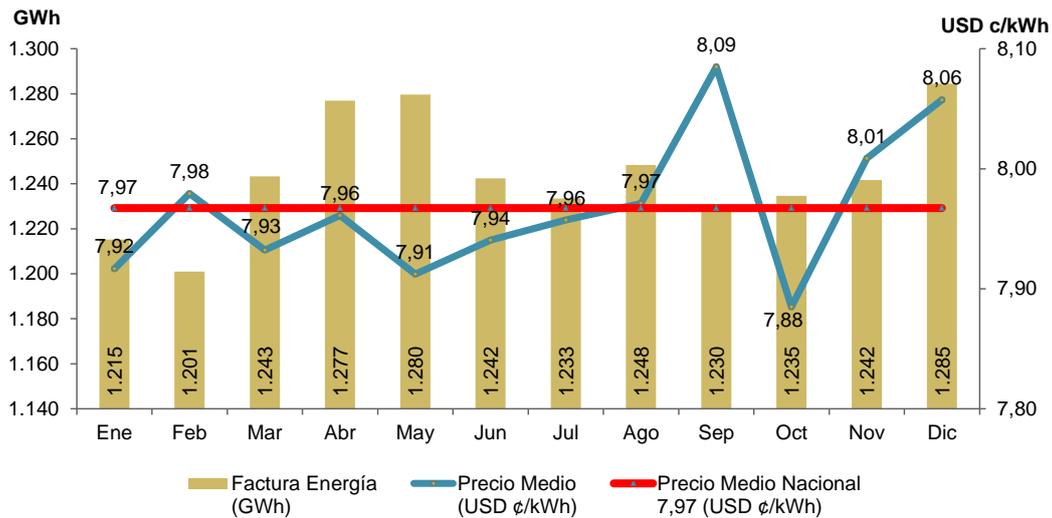


FIG. No. 1. 21: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

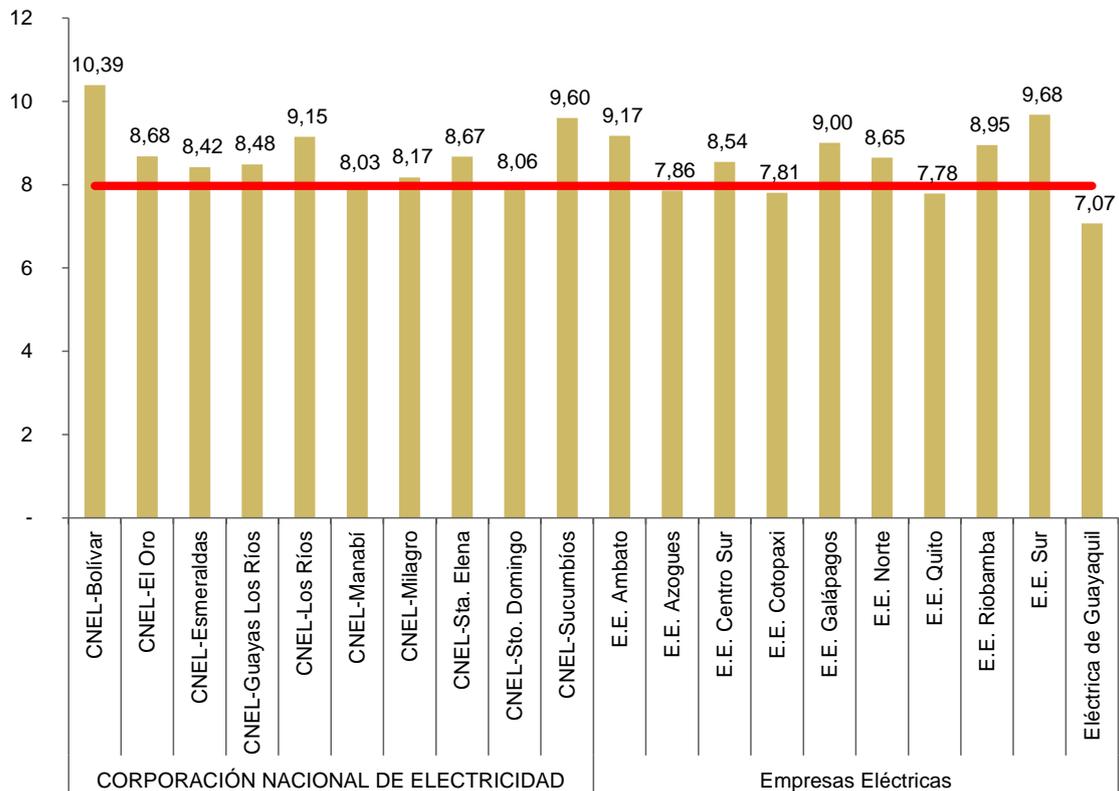


FIG. No. 1. 22: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/KWH).

1.4.4 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.

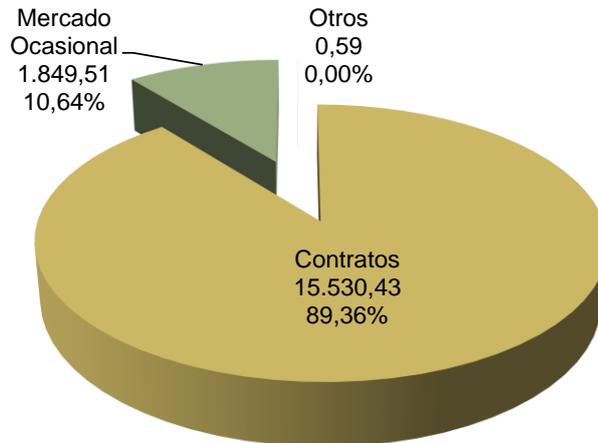


FIG. No. 1. 23: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %.

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.

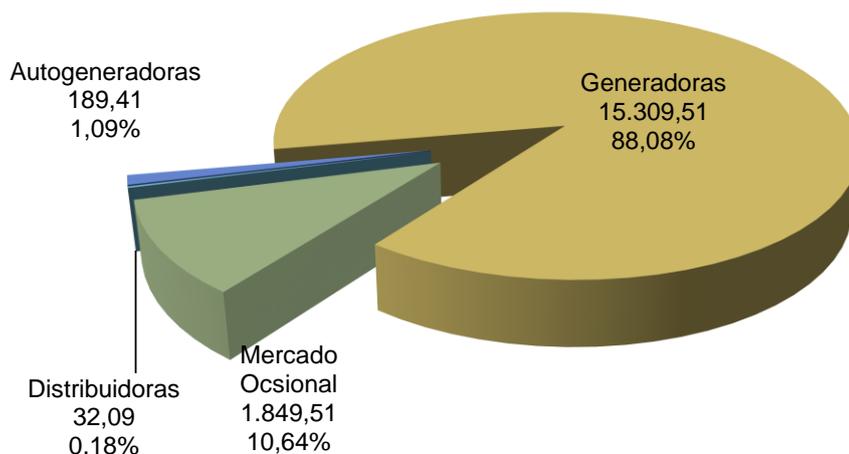


FIG. No. 1. 24: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %.

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.1.18**, 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 ϕ /kWh.

TABLA. No. 1. 18: 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 CNEL	CNEL-Bolívar	67,86	2.506,62	708,90	298,82	3.514,33	5,18	2.143,10	60,98
	CNEL-El Oro	748,26	27.865,17	7.921,99	2.481,50	38.268,65	5,11	-	-
	CNEL-Esmeraldas	442,89	21.113,06	394,44	1.584,53	23.092,04	5,21	-	-
	CNEL-Los Rios	323,11	12.164,52	3.092,03	1.899,36	17.156,91	5,31	-	-
	CNEL-Manabí	1.389,89	51.737,57	14.393,34	4.655,16	70.786,07	5,09	73.479,47	103,80
	CNEL-Milagro	599,10	22.554,62	4.819,67	3.160,25	30.534,54	5,10	23.529,98	77,06
	CNEL-Sta. Elena	448,32	19.496,62	1.502,95	1.611,47	22.611,04	5,04	-	-
	CNEL-Sto. Domingo	428,81	15.553,53	4.944,56	1.504,41	22.002,49	5,13	9.592,42	43,60
	CNEL-Sucumbios	165,77	7.876,04	29,37	565,31	8.460,71	5,10	8.460,71	100,00
	CNEL-Guayas Los Rios	1.502,74	69.100,82	-619,42	7.861,57	76.342,96	5,08	-	-
Total CNEL		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. Cantito 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	245.185,73	100,00
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 presenta información
Servicios: Incluye valores por Energía Reactiva, Inflexibilidades o Generación Obligada, 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:

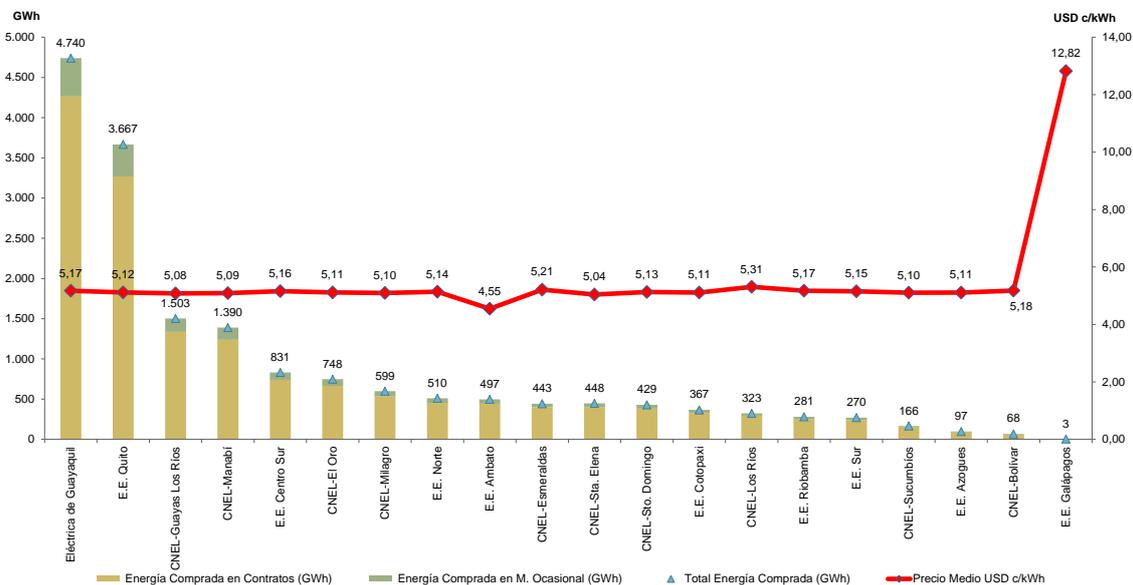


FIG. No. 1. 25: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA

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. 19: 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

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 c/kWh.

1.4.5 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.

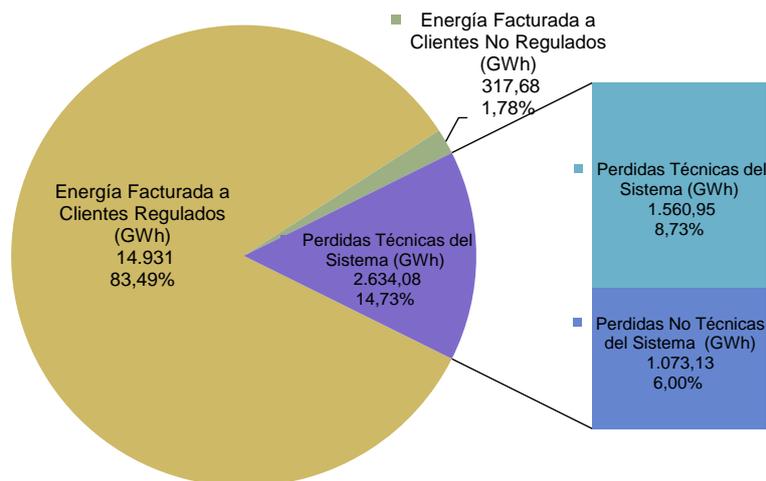


FIG. No. 1. 26: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Del total de la energía disponible (17.882,88 GWh), los sistemas de distribución de 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. 1. 20: 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 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
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	10,72	1.177,13	330,68	21,78	182,44	148,24
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

Gráficamente, **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.

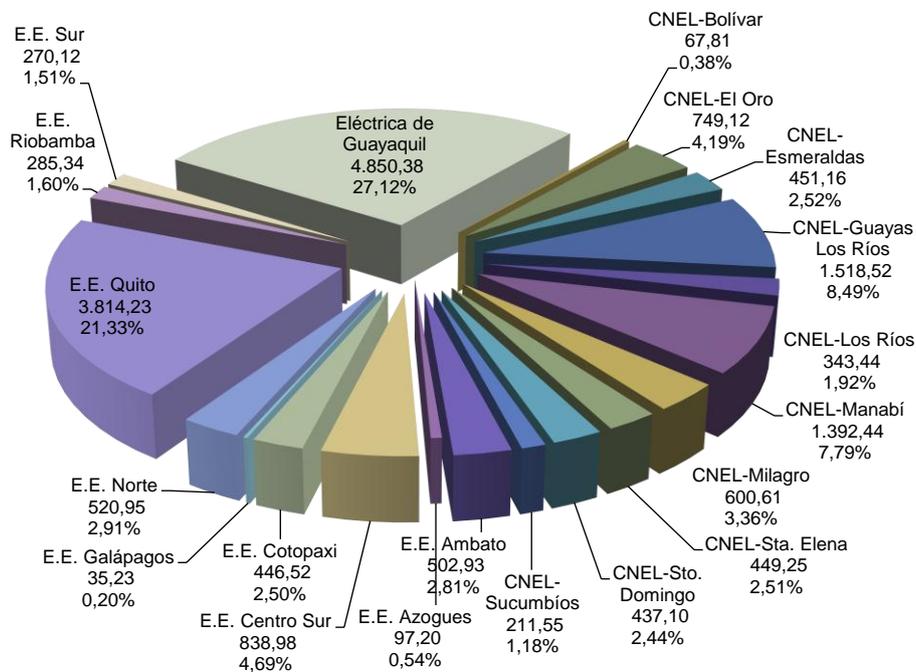


FIG. No. 1. 27: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %.

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%.

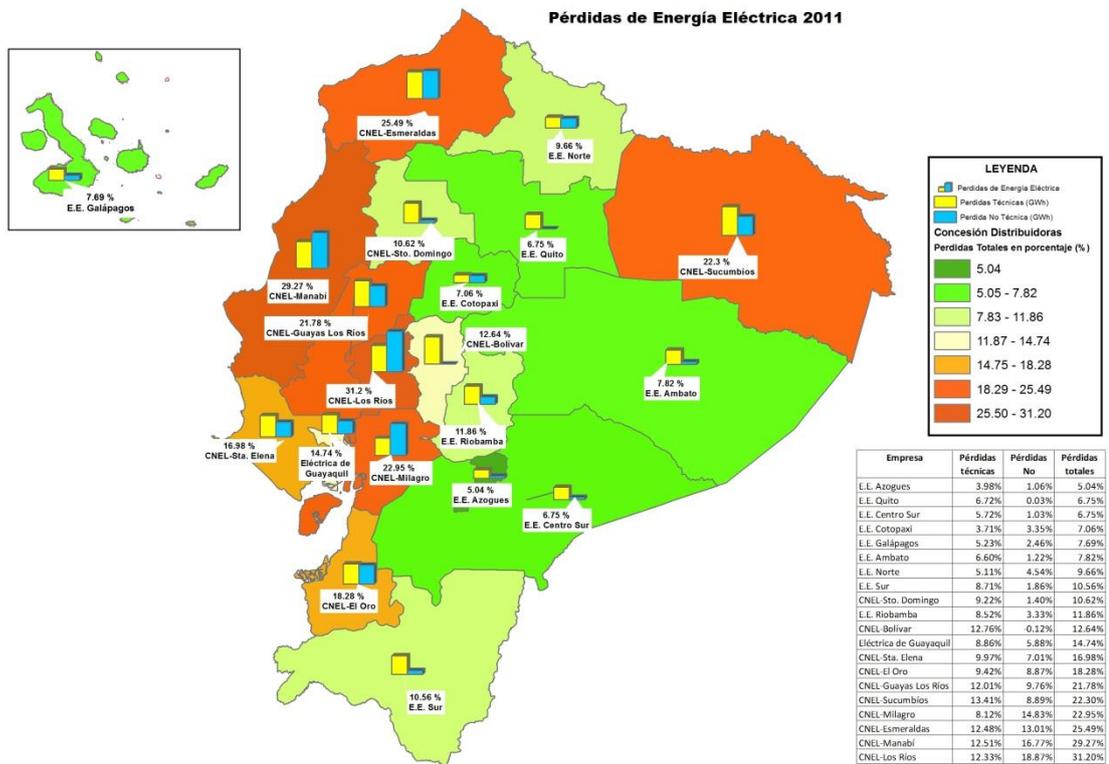


FIG. No. 1. 28: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA, A DICIEMBRE DE 2011.

TABLA. No. 1. 21: 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.1.21** 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.

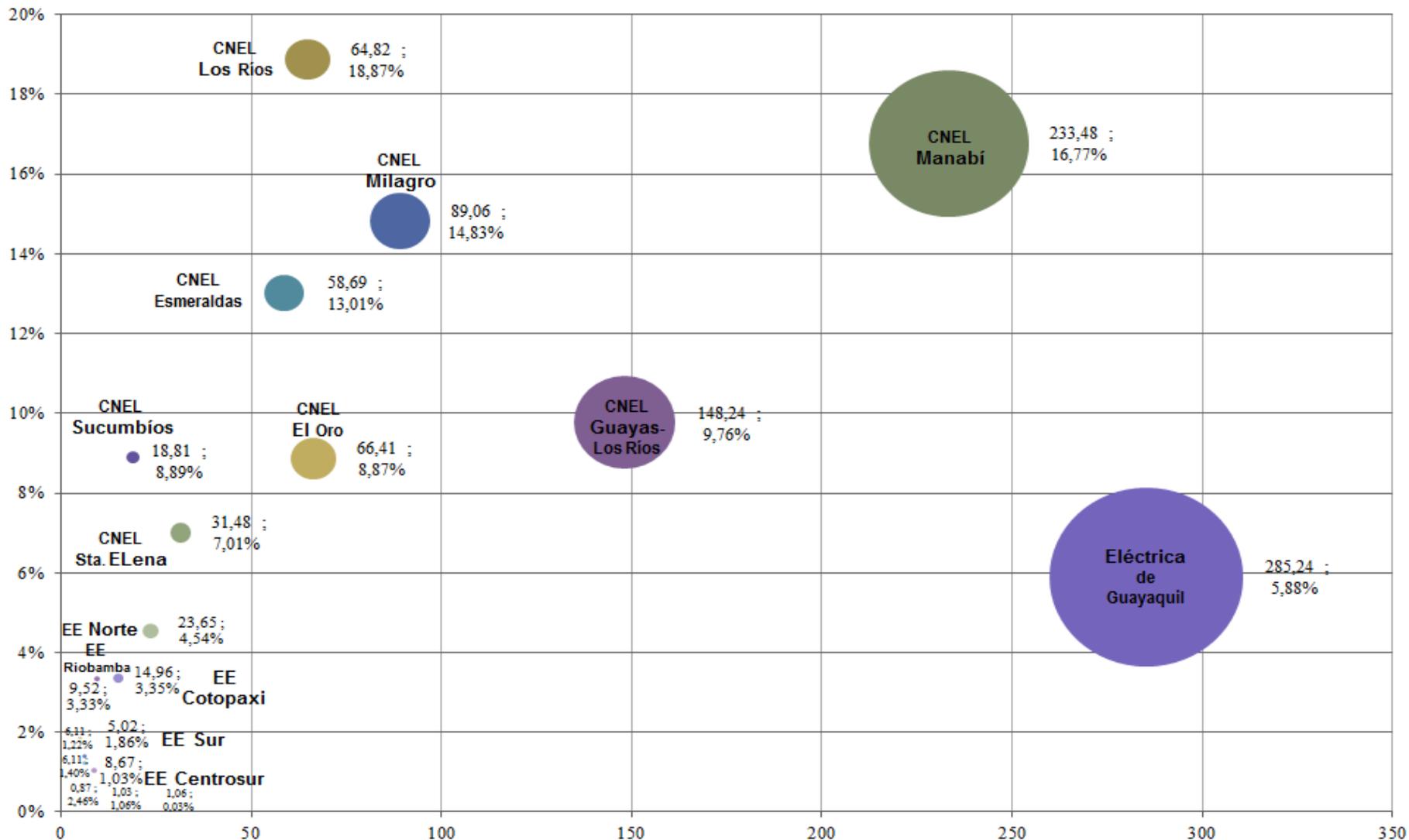
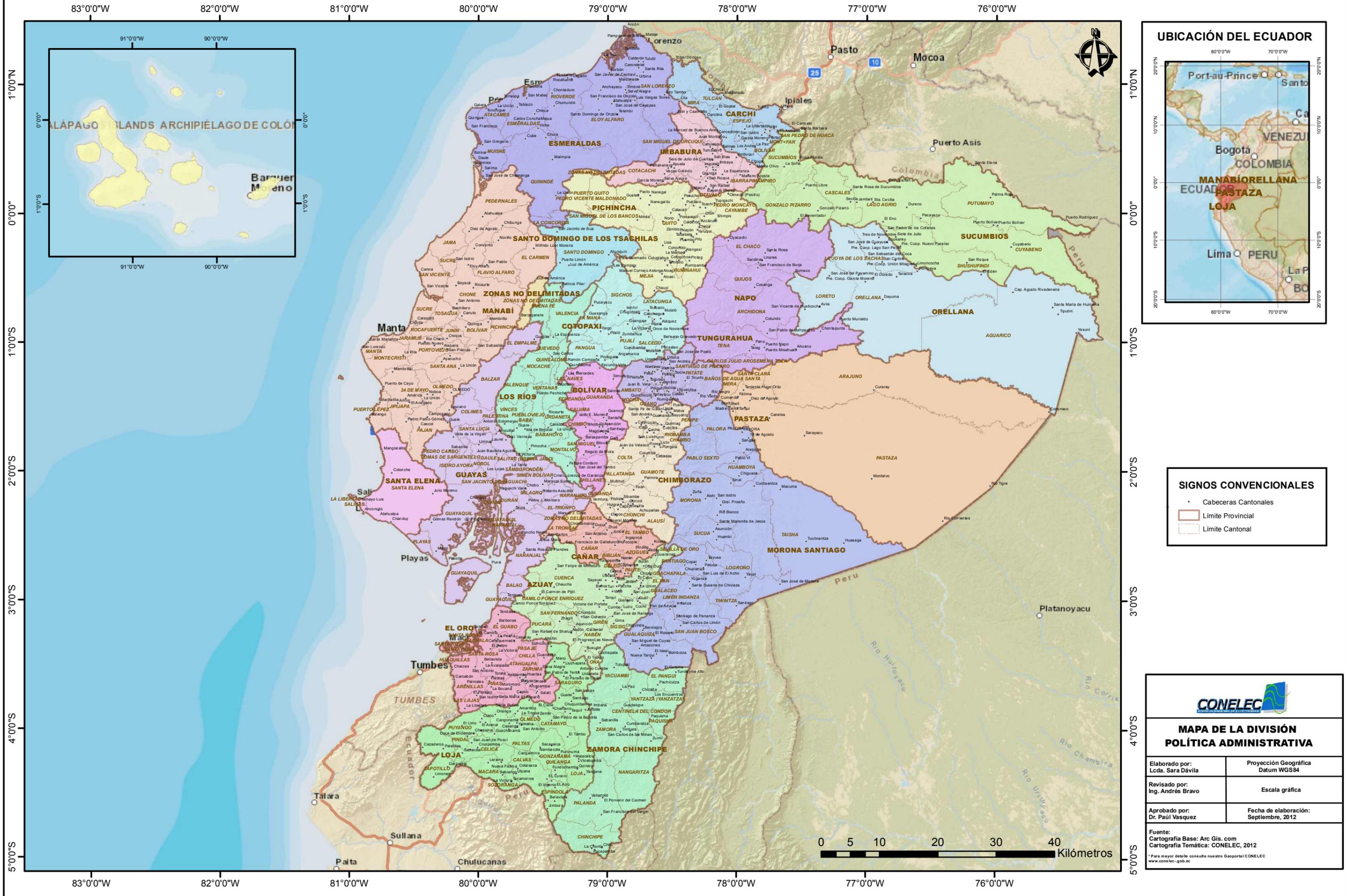


FIG. No. 1. 29: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWH Y %, A DICIEMBRE DE 2011

TABLA. No. 1. 22: 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

MAPA DE LA DIVISIÓN POLÍTICA ADMINISTRATIVA



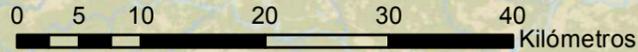
SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabeceras Cantonales
- Límite Provincial
- - - Límite Cantonal

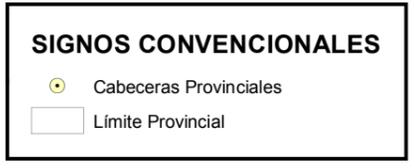
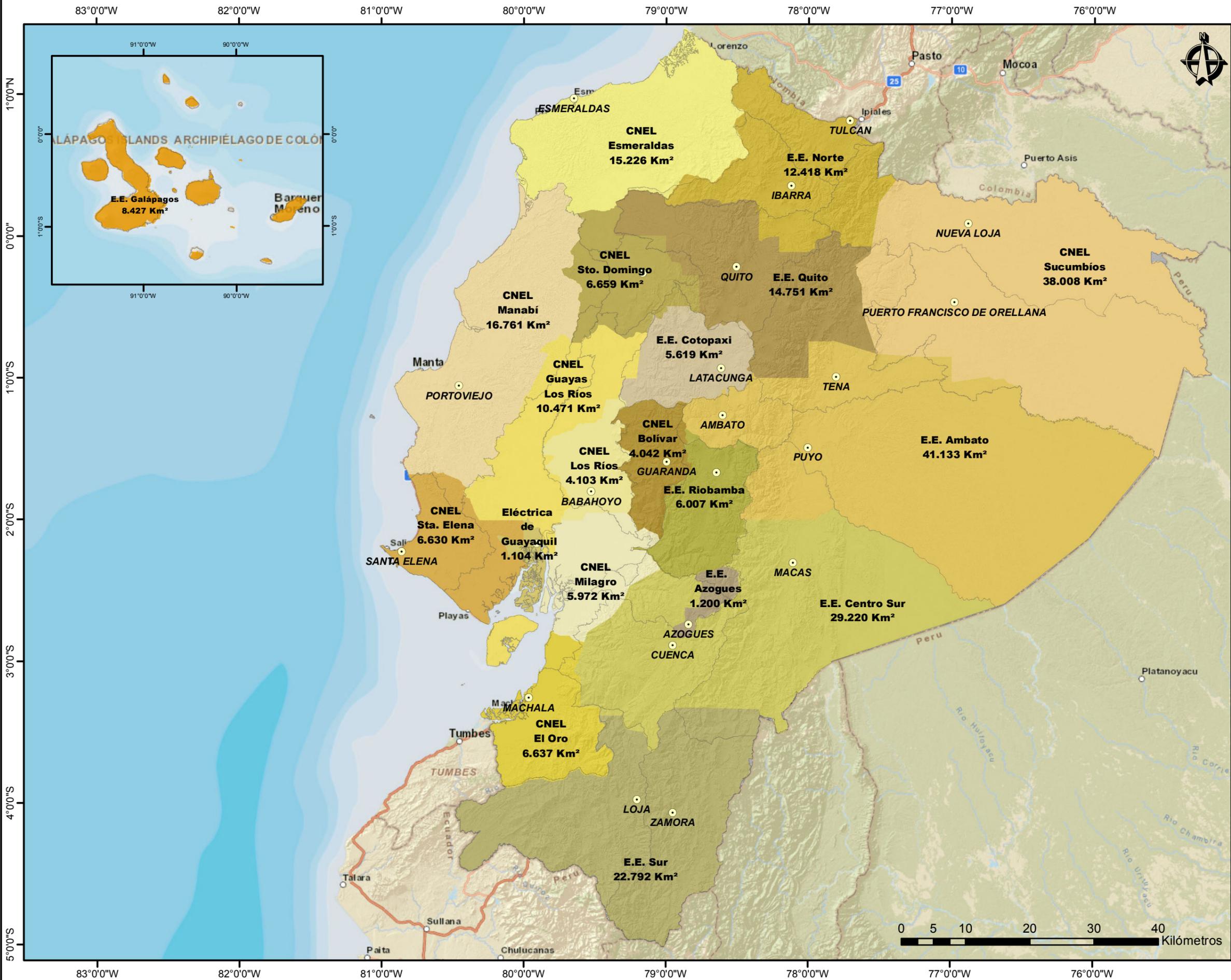


MAPA DE LA DIVISIÓN POLÍTICA ADMINISTRATIVA

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 ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS



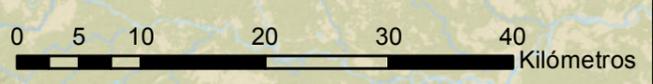


MAPA DE ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS

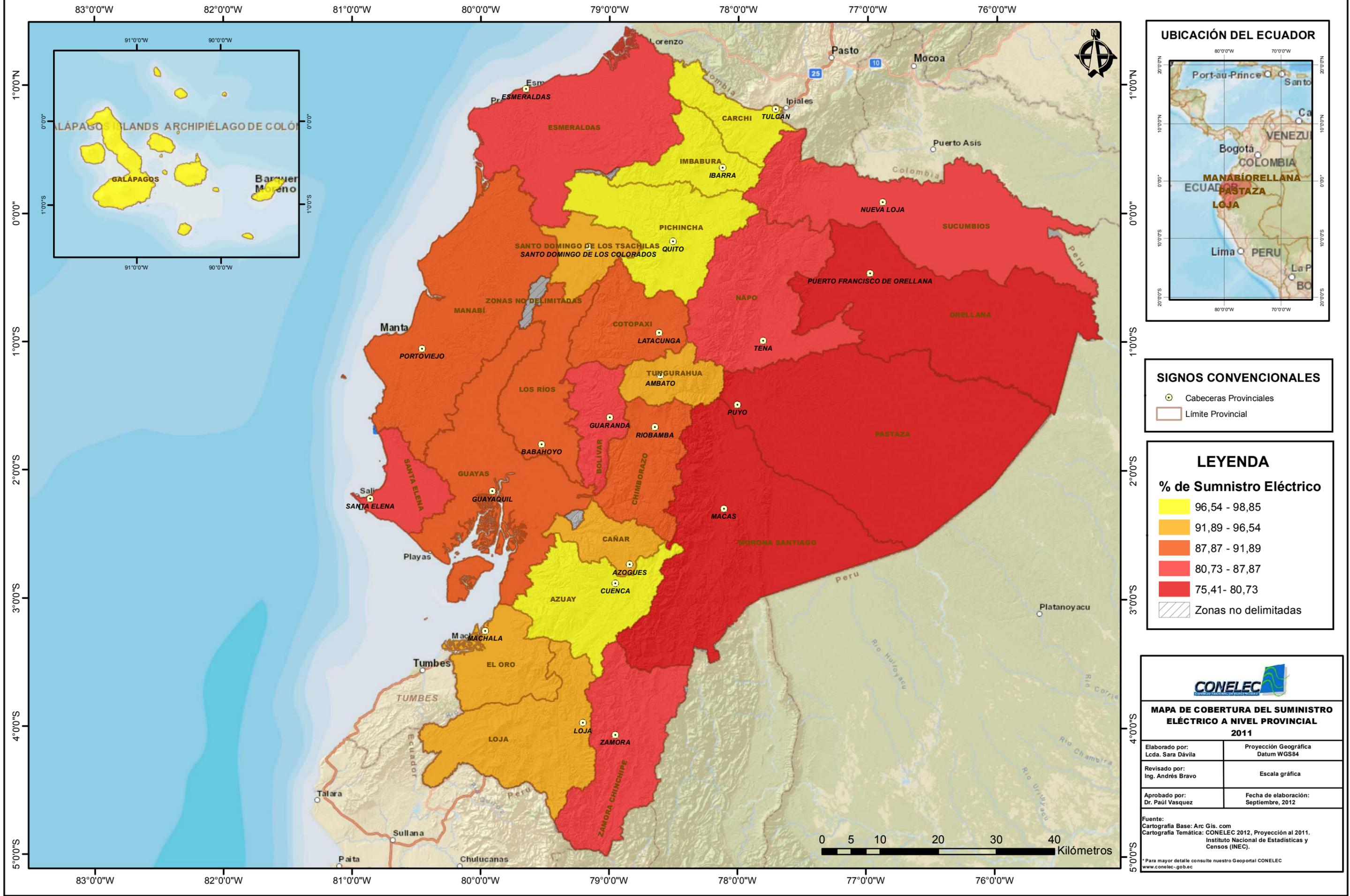
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

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

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



MAPA DE COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL 2011



SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabeceras Provinciales
- Límite Provincial

LEYENDA

% de Sumnistro Eléctrico

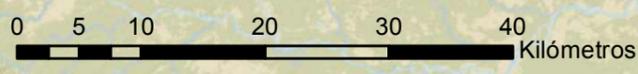
- 96,54 - 98,85
- 91,89 - 96,54
- 87,87 - 91,89
- 80,73 - 87,87
- 75,41 - 80,73
- Zonas no delimitadas

MAPA DE COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL 2011

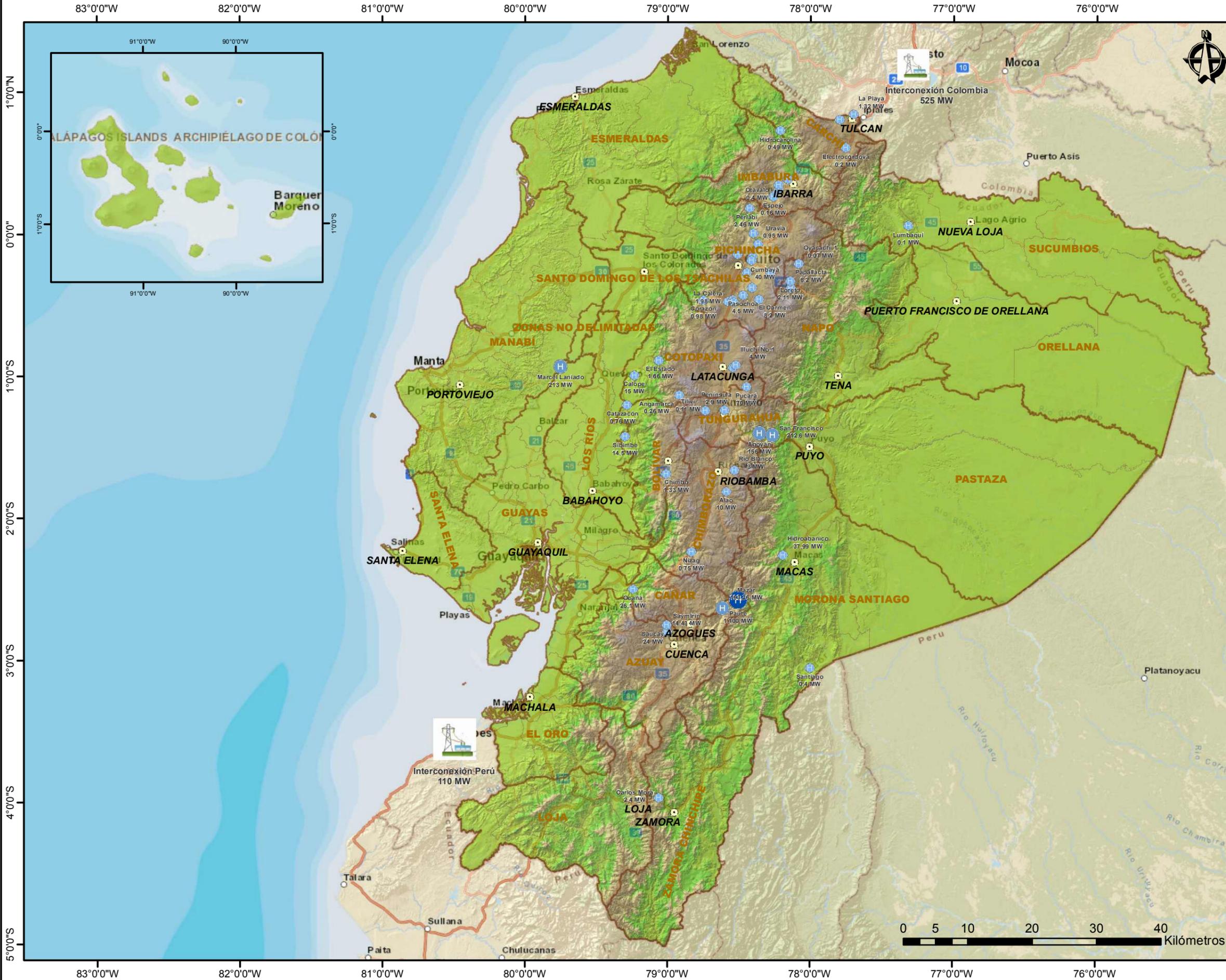
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

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 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

LEYENDA

Interconexiones
Potencia efectiva (MW)

- 10.01 - 525.00 MW
- 525.01 - 1000.00 MW

Centrales de Generación Hidráulica
Potencia efectiva (MW)

- 0.07 - 70.00 MW
- 70.01 - 213.00 MW
- 213.01 - 1100.00 MW

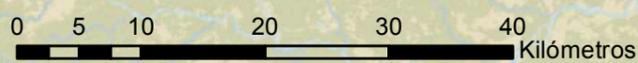
CONELEC

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLE

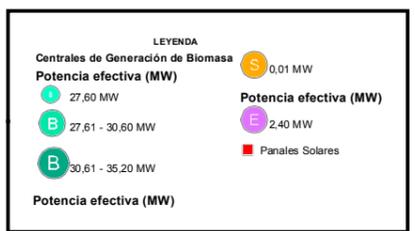
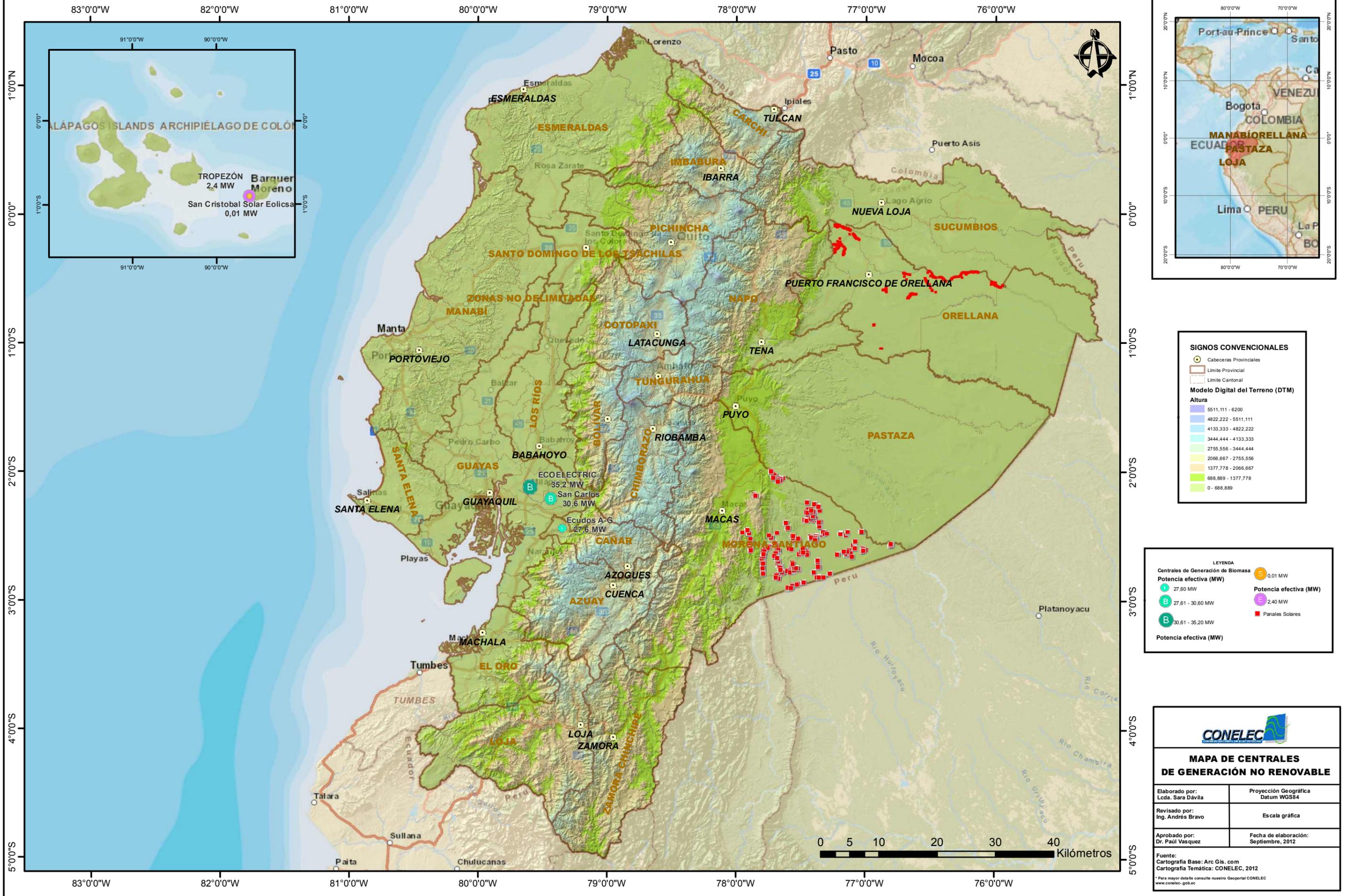
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paul Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

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



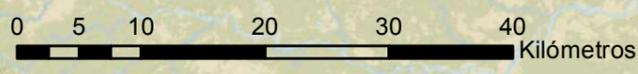
CONELEC
CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO RENOVABLE

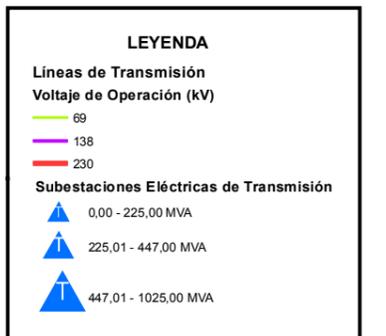
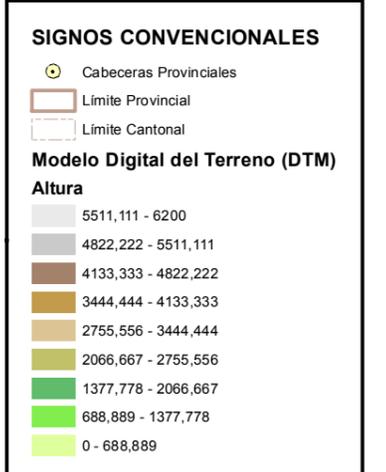
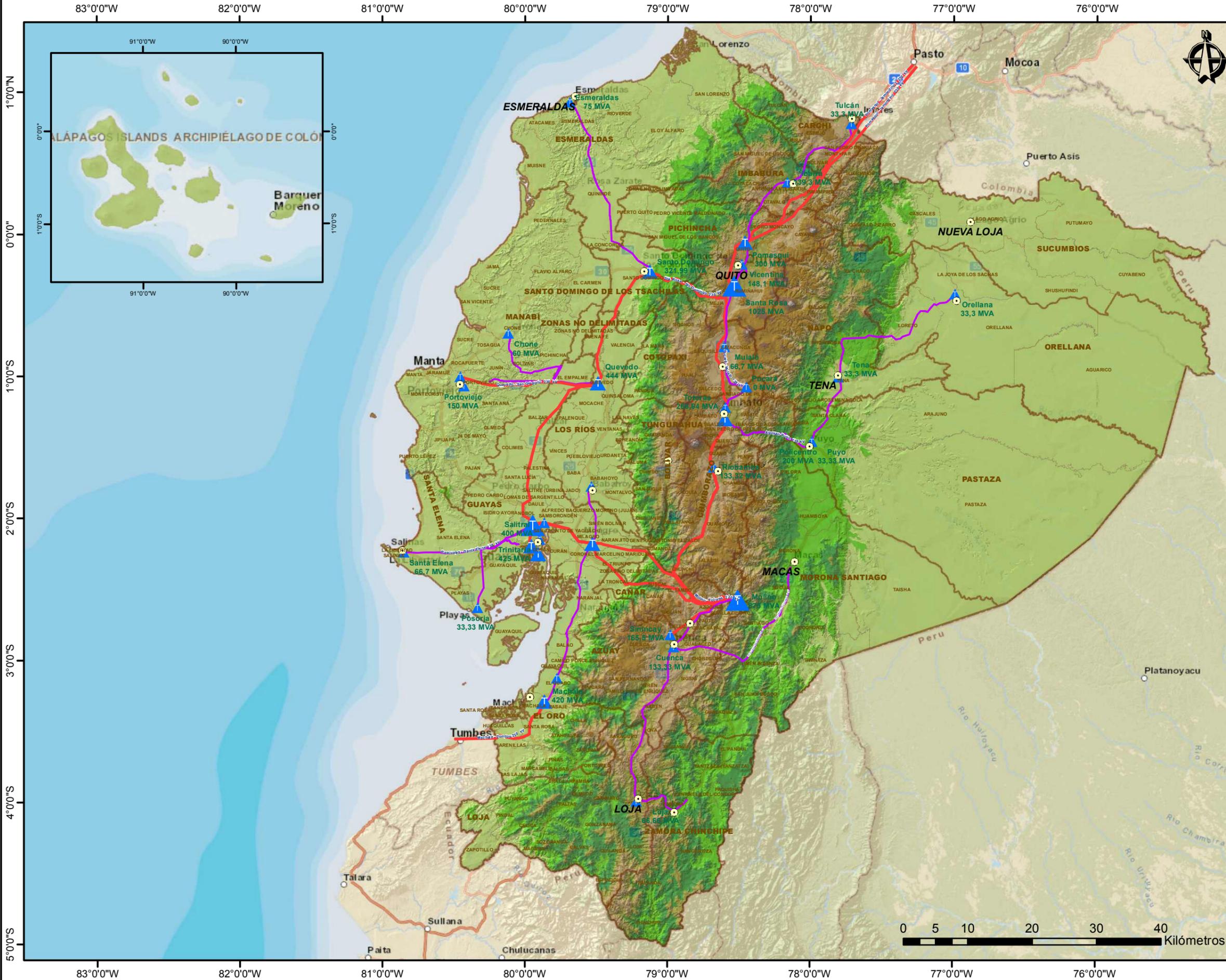
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Bravo	Escala gráfica
Aprobado por: Dr. Paúl Vasquez	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012

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

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



MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

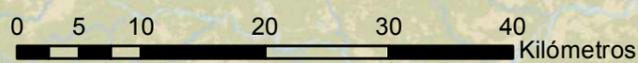


MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

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

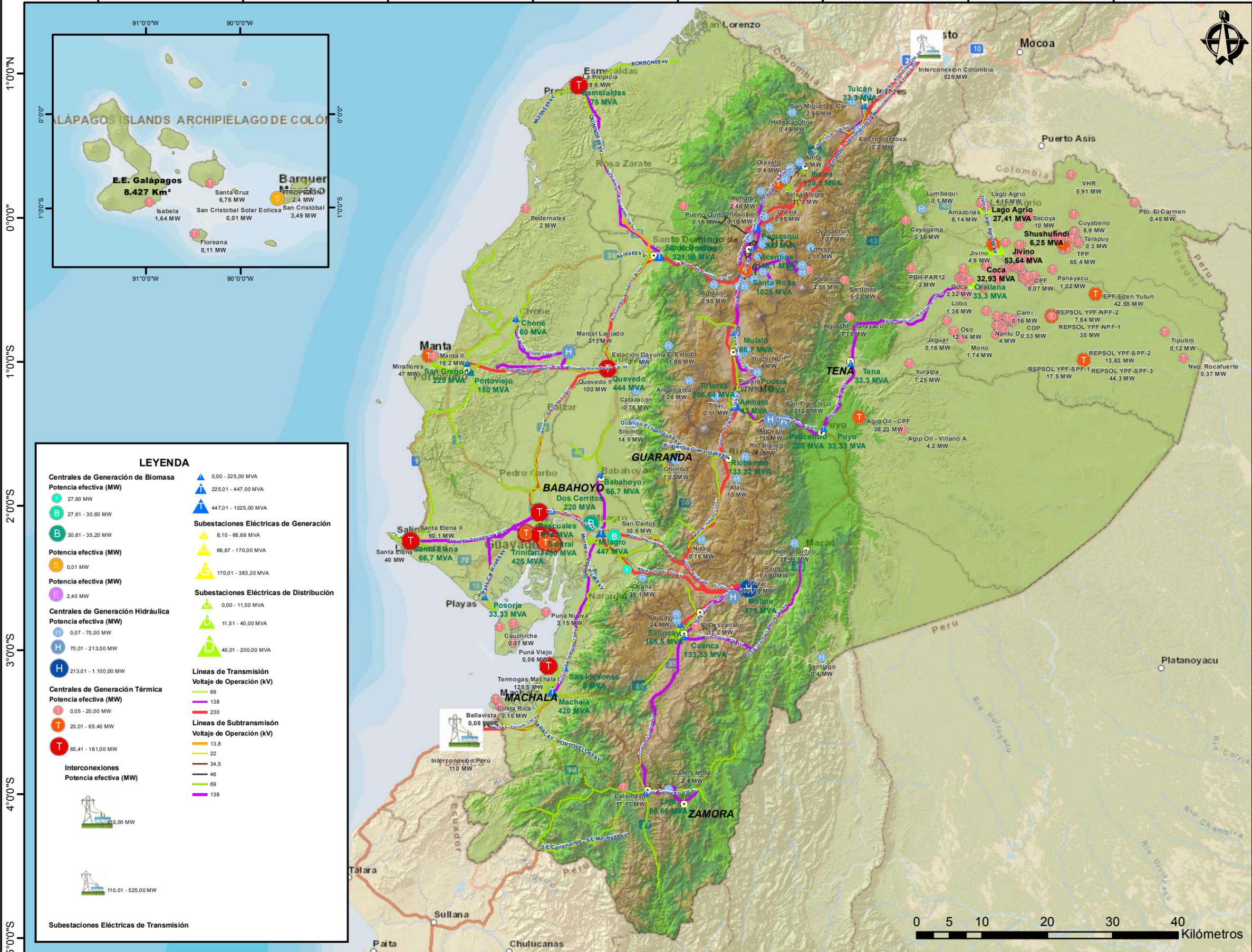
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

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



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

83°0'0"W 82°0'0"W 81°0'0"W 80°0'0"W 79°0'0"W 78°0'0"W 77°0'0"W 76°0'0"W



LEYENDA

- Centrales de Generación de Biomasa**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 27,60 MW
 - 27,61 - 30,60 MW
 - 30,61 - 35,20 MW
 - 0,01 MW
 - 2,40 MW
- 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
- Interconexiones**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 110,00 MW
 - 110,01 - 525,00 MW
- Subestaciones Eléctricas de Generación**
 - 0,00 - 225,00 MVA
 - 225,01 - 447,00 MVA
 - 447,01 - 1025,00 MVA
 - 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 Transmisión**
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 69
 - 138
 - 230
- Líneas de Subtransmisión**
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
- Subestaciones Eléctricas de Transmisión**

SIGNOS CONVENCIONALES

- Limite Provincial

Modelo Digital del Terreno (DTM)

Altura

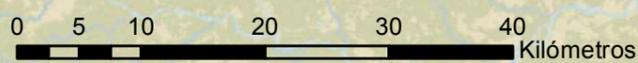
- 5511,111 - 6200
- 4822,222 - 5511,111
- 4133,333 - 4822,222
- 3444,444 - 4133,333
- 2755,556 - 3444,444
- 2066,667 - 2755,556
- 1377,778 - 2066,667
- 688,889 - 1377,778
- 0 - 688,889

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

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 Geoportál CONELEC www.conelec-gob.ec



83°0'0"W 82°0'0"W 81°0'0"W 80°0'0"W 79°0'0"W 78°0'0"W 77°0'0"W 76°0'0"W