Agencia de **Regulación** y **Control** de Electricidad

ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2015

Laguna Quilotoa - Provincia de Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

Fauna - Parque Nacional Yasuní
Provincias de Orellana y Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo

Guayaquil - Provincia del Guayas
Autor: Ministerio de Turismo

Cascadas - Costa
Autor: Ministerio de Turismo

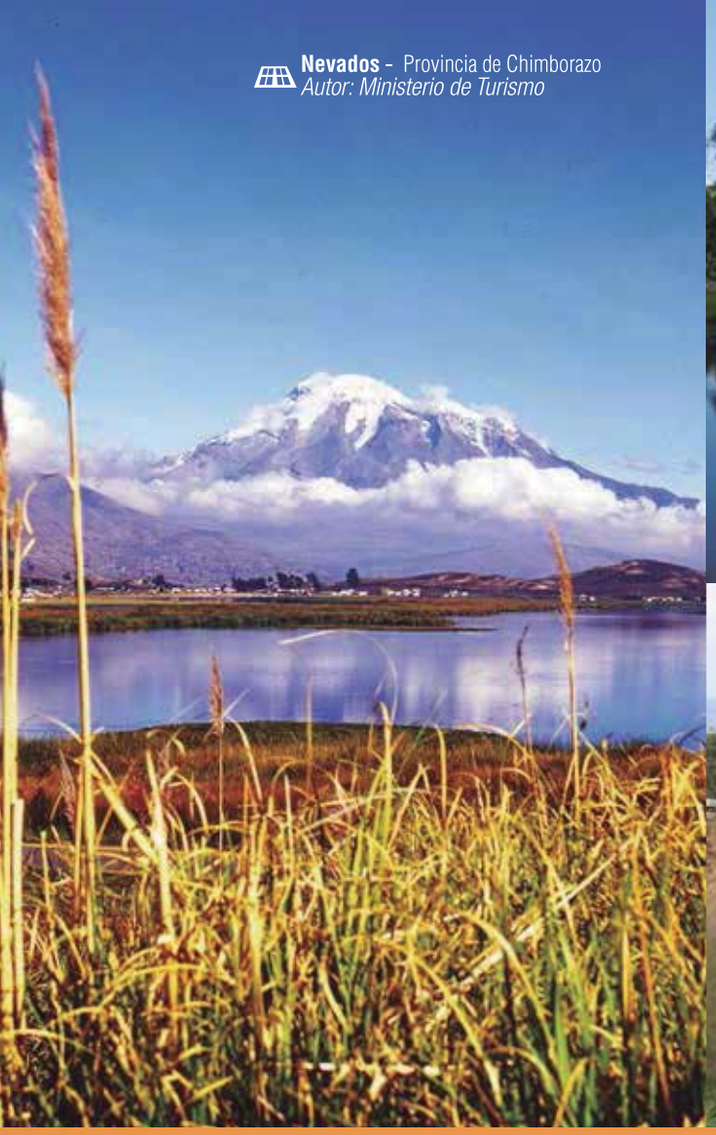
Fauna - Parque Nacional Yasuní, provincias de Orellana y Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo

Planta Ingenio La Troncal - La Troncal, provincia de Cañar
Autor: Coazucar

Fauna - Parque Nacional Yasuní, provincias de Orellana y Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo

Malecón - Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: Ministerio de Turismo

Llamas - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo



Nevados - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

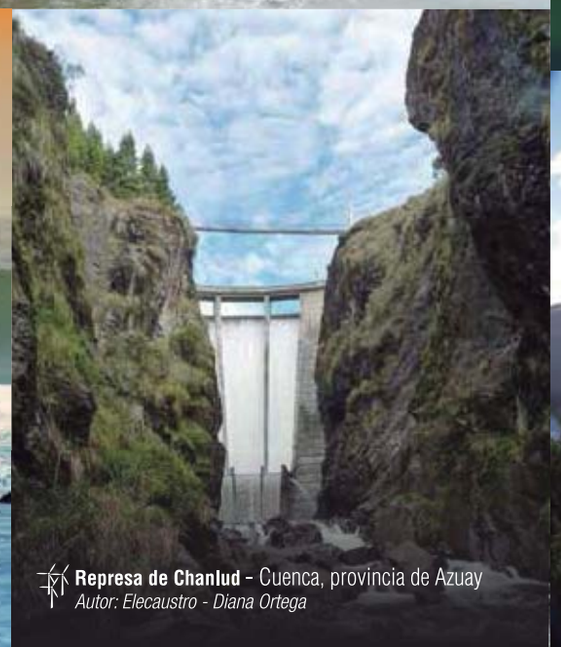
Cabañas - Provincia de Orellana
Autor: Ministerio de Turismo

Santuario Blanca Estrella de la Mar - Provincia de Santa Elena
Autor: Ministerio de Turismo

Nevados - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

Piquero Patas Azules - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

Surfista - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo



Represa de Chanlud - Cuenca, provincia de Azuay
Autor: Elecaustro - Diana Ortega

Laguna Cuicocha - Provincia de Imbabura
Autor: Ministerio de Turismo

REPÚBLICA DEL ECUADOR

Rafael Correa Delgado
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Jorge Glas Espinel
Vicepresidente de la República del Ecuador

Augusto Espín Tobar
Ministro Coordinador de Sectores Estratégicos

Esteban Albornoz Vintimilla
Ministro de Electricidad y Energía Renovable

Andrés Chávez Peñaherrera
Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Agencia de
Regulación y **Control**
de Electricidad

Paisaje Amazonía - Provincia de Orellana
Autor: Ministerio de Turismo

Certificación de la calidad estadística del Sector Eléctrico

La ARCONEL recibió la Certificación de Calidad de la Operación Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano el pasado 20 de julio de 2015. Este documento avala el proceso de certificación dentro del marco de los criterios de calidad y compromete a la Agencia a mejorar constantemente la información que genera, para fortalecer el seguimiento de las políticas públicas.

El proceso concluyó que la ARCONEL posee el grado más alto de certificación a nivel nacional, hecho que llena de satisfacción y orgullo a la Institución, siendo la pionera en recibir esta certificación de un total de seis entidades que participaron en el plan piloto del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

Instituto Nacional de Estadística y Censos

El Instituto Nacional de Estadística y Censos en base a lo estipulado en el Artículo 3 del Decreto Ejecutivo No. 77

CERTIFICA

a la operación estadística:

Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano

producida por:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel)

por haber cumplido con los requisitos exigidos en el Sistema de Certificación de la Calidad de las Operaciones Estadísticas, enmarcados en las normas técnicas:

Código de Buenas Prácticas Estadísticas
Producción de Estadística Básica

JOSE ROSERO
DIRECTOR EJECUTIVO

Certificado No.: 002-2015-SCC-INEC

Paisaje Surfista - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

Procedimiento para la administración de la información estadística y geográfica del Sector Eléctrico Ecuatoriano

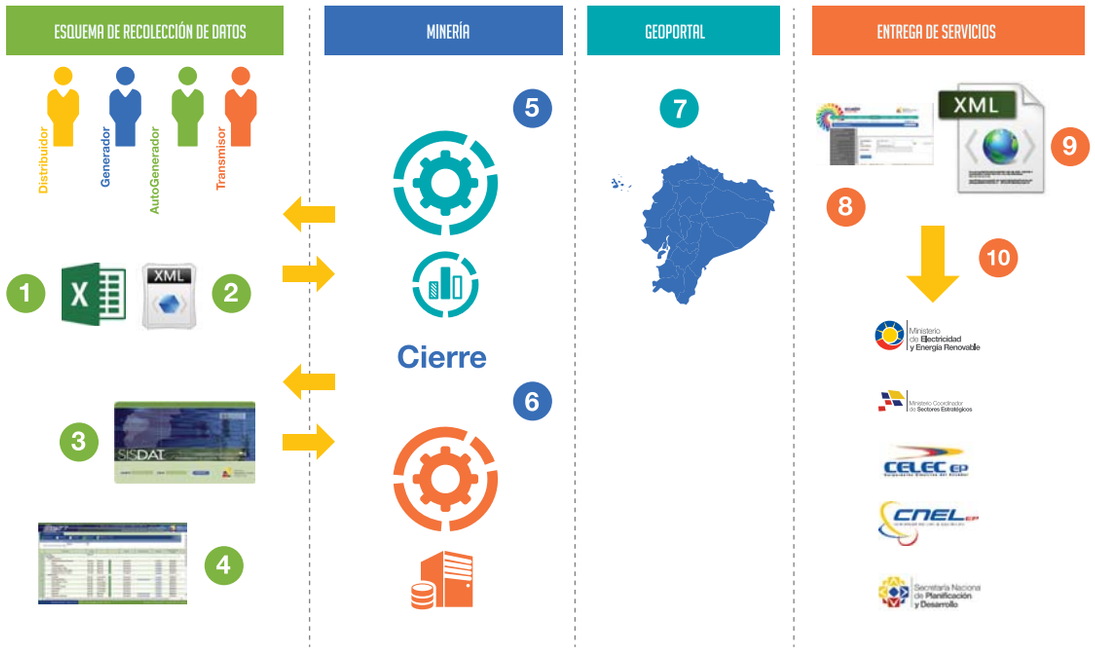
La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala en su artículo 15 de Atribuciones y deberes, numeral 9, que se debe "implementar, operar y mantener el sistema único de información estadística del sector eléctrico". Por esta razón es que, en cumplimiento del nuevo marco legal y una vez realizado el proceso de recolección de datos, se dio paso a la consolidación y organización de la información correspondiente al 2015.

La Coordinación Nacional de Regulación del Sector Eléctrico elaboró una nueva propuesta de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015, la misma que se realizó en miras de presentar información concisa, concreta y amigable para el universo de usuarios que utilizan los datos estadísticos. Entre estos usuarios tenemos a universidades nacionales e internacionales, entidades Gubernamentales, bibliotecas, sector privado y ciudadanía en general.

El Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos, publicado en el Registro Oficial No. 84 de 18 de diciembre del 2013, menciona en el numeral 2.1.4.3 Asesoramiento Técnico Información Estadística y Geográfica que la misión de la Unidad de Información Estadística y Geográfica es "gestionar, actualizar, validar y procesar la información estadística y geográfica de los agentes del sector eléctrico, propendiendo al libre acceso de la información completa, oportuna y de calidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y alumbrado público general".

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL lleva a cabo el proceso de planificación, diseño, recolección, procesamiento, análisis, difusión y archivo de la información reportada por los participantes del sector eléctrico ecuatoriano en el Sistema de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT).

Proceso del manejo de la información estadística y geográfica



Introducción

Introducción 1

1

Infraestructura

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

1. **Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano** 13
1,1. Centrales de generación de energía eléctrica 15
1,1,1. Potencia nominal y efectiva a nivel nacional 15
1,1,2. Potencia nominal y efectiva por tipo de energía 16
1,1,3. Potencia de empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación 17
1,1,3,1. Potencia de empresas generadoras por tipo de central 19
1,1,3,2. Potencia de empresas autogeneradoras por tipo de central 20
1,1,3,3. Potencia de empresas distribuidoras con generación por tipo de central 21
1,1,4. Potencia por tipo de empresa y tipo de servicio 21
1,1,5. Potencia y número de centrales segmentada por provincia 22

1,2. **Subestaciones** 27
1,2,1. Subestaciones y transformadores de las empresas generadoras y autogeneradoras 28
1,2,2. Subestaciones y transformadores del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) 29
1,2,3. Subestaciones y transformadores de las empresas distribuidoras 30
1,2,4. Subestaciones de seccionamiento por tipo de empresa 31

1,3. **Líneas de transmisión y subtransmisión** 32
1,3,1. Líneas de transmisión de empresas generadoras 32
1,3,2. Líneas de transmisión de empresas autogeneradoras 35
1,3,3. Líneas de transmisión del SNT 36
1,3,4. Líneas de subtransmisión de empresas distribuidoras 36

1,4. **Elementos de compensación eléctrica** 38
1,5. Redes de medio voltaje 39
1,6. Redes secundarias 40
1,7. Luminarias 41
1,8. Medidores 42
1,9. Clientes 42
1,10. Personal de las empresas 46

2

Transacciones

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2. **Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano** 51
2,1. **Energía producida** 51
2,1,1. Producción de energía y consumo de combustibles 51
2,1,2. Producción de energía por los agentes del sector eléctrico 57
2,1,3. Producción de energía de empresas generadoras 61
2,1,4. Producción de energía de empresas distribuidoras con generación 66
2,1,5. Producción de energía de empresas autogeneradoras 70

2,2. **Energía vendida** 78
2,2,1. Energía vendida por las empresas de generación 80
2,2,2. Energía vendida por las empresas de distribución 83
2,2,3. Energía vendida por las empresas autogeneradoras 85

2,3. **Características operativas y transacciones en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT)** 87
..... 89
2,3,1. Características operativas del SNT 89
2,3,2. Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT 90
2,3,3. Facturación de la unidad de negocio CELEC EP-TRANSELECTRIC 90

2,4. **Consumo de energía eléctrica** 90
2,4,1. Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras 92
2,4,2. Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución 94
2,4,3. Energía y valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras 101
2,4,4. Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados 103
2,4,5. Facturación a clientes no regulados 104

2,5. **Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC)** 111

2,6. **Pérdidas en sistemas de distribución** 111
2,6,1. Pérdidas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras 114
2,6,2. Comparativo de pérdidas y energía disponible entre los años 2014 - 2015 115
2,6,3. Evolución mensual de pérdidas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras 115

2,7. **Precios medios** 116
2,7,1. Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras 117
2,7,2. Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación 118
2,7,3. Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras 118
2,7,4. Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras 119
2,7,5. Precio medio de la energía facturada a clientes regulados 122
2,7,6. Precio medio mensual de energía facturada a clientes regulados 123

2,8. **Interconexiones** 123
2,8,1. **Importación de energía eléctrica** 124
2,8,1,1. Costos por importación de energía eléctrica 124
2,8,1,2. Precio medio de energía eléctrica importada 125
2,8,2. **Exportación de energía eléctrica** 126
2,8,2,1. Costos por exportación de energía eléctrica 127
2,8,2,2. Precio medio de energía eléctrica exportada 129
2,8,3. **Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales** 133

3

Indicadores

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

3. **Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano** 133
3,1. **Balance nacional de energía** 133
3,1,1. Balance de energía del sistema eléctrico de distribución 137
..... 139
3,2. **Factor de planta** 139
3,2,1. Factor de planta de empresas generadoras 140
3,2,2. Factor de planta de empresas distribuidoras con generación 141
3,2,3. Factor de planta de empresas autogeneradoras 145

3,3. **Consumo per cápita** 147
3,4. **Pérdidas nacionales en distribución** 148
3,5. **Consumo promedio de energía eléctrica** .....

Índice

4

Infraestructura

del Sector Eléctrico Ecuatoriano
2006 - 2015

4. **Infraestructura del Sector Eléctrico 2006–2015** 165
4.1. **Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica en el periodo 2006–2015** 165
4.2. **Evolución histórica de subestaciones en el periodo 2006-2015** 167
4.2.1. Subestaciones 167
4.3. **Evolución histórica de transformadores en el periodo 2006-2015.** 168
4.3.1. Transformadores y autotransformadores 168
4.4. **Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión en el periodo 2006-2015** 170
4.4.1. Líneas de transmisión de empresas generadoras 170
4.4.2. Líneas de transmisión de CELEC EP-Transelectric 170
4.4.3. Líneas de subtransmisión de empresas distribuidoras 171
4.5. **Evolución histórica de clientes en el periodo 2006-2015** 171
4.5.1. Clientes 171

5

Transacciones

del Sector Eléctrico Ecuatoriano
2005 - 2015

5. **Transacciones del sector eléctrico 2006-2015** 175
5.1 Evolución histórica de la producción de energía en el periodo 2006-2015 175
5.1.1. Producción de energía 175
5.1.2. Producción histórica de empresas generadoras 179
5.1.3. Producción histórica de empresas distribuidoras con generación 183
5.1.4. Producción histórica de empresas autogeneradoras 186
5.1.5. Consumo de combustible de empresas con generación eléctrica 190
5.2. **Evolución histórica de la energía vendida en el periodo 2006-2015** 193
5.2.1. Energía vendida por las empresas generadoras 194
5.2.2. Energía vendida por empresas distribuidoras con generación 196
5.2.3. Energía vendida por las empresas autogeneradoras 196
5.2.4. Evolución histórica de los valores monetarios de la energía vendida 197
5.2.4.1. Valor de la energía vendida por tipo de empresa 197
5.2.4.2. Valor de la energía vendida por las empresas generadoras 197
5.2.4.3. Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación 199
5.2.4.4. Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras 199
5.3. **Evolución histórica del sistema nacional de transmisión (SNT) en el periodo 2006-2015** 200
5.3.1. Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT 200
5.4. **Evolución histórica del consumo de energía eléctrica en el periodo 2006-2015** 201
5.4.1. Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras 201
5.4.2. Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución 202
5.4.3. Facturación a clientes regulados 202
5.4.4. Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados 206
5.4.5. Facturación a clientes no regulados 206
5.5. **Evolución histórica de pérdidas en el sistema de distribución en el periodo 2006-2015** 207
5.5.1. Pérdidas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras 207
5.5.2. Comparativo de pérdidas y energía disponible 208
5.6. **Evolución histórica de precios medios en el periodo 2006-2015** 209
5.6.1. Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción 209
5.6.2. Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras 212
5.6.3. Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación 213
5.6.4. Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras 214
5.6.5. Precio medio de la energía facturada a clientes regulados 214
5.7. **Interconexiones** 215
5.7.1. Importación de energía 215
5.7.1.2. Precio medio de energía importada 216
5.7.2. Exportación de energía 216
5.7.2.2. Precio medio de energía exportada 217
5.7.3. Análisis comparativo precio medio de transacciones internacionales 217

6

Indicadores

del Sector Eléctrico Ecuatoriano
2005 - 2015

6. **Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano** 221
6.1. **Balance nacional de energía eléctrica** 221
6.1.1. Balance de energía del sistema eléctrico de distribución 223
6.2. **Pérdidas** 224
6.3. **Consumo promedio de energía eléctrica** 225

7

Glosario

7. **Glosario** 229
7.1. Términos 229
7.2. Siglas 235
7.3. Unidades de medida 235

Índice

Índice de Tablas

TABLA No. 1	CENTRALES QUE ENTRARON EN OPERACIÓN EN EL 2015	16
TABLA No. 2	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO ENERGÍA	16
TABLA No. 3	NÚMERO DE CENTRALES Y TIPO DE ENERGÍA POR PROVINCIA	23
TABLA No. 4	SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES POR TIPO DE EMPRESA	27
TABLA No. 5	SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS	28
TABLA No. 6	SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	28
TABLA No. 7	SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN Y SUS TRANSFORMADORES ASOCIADOS	29
TABLA No. 8	SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	30
TABLA No. 9	TRANSFORMADORES A NIVEL DE MEDIA TENSIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	31
TABLA No. 10	SUBESTACIONES DE SECCIONAMIENTO	32
TABLA No. 11	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN POR TIPO DE EMPRESA	32
TABLA No. 12	CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS	33
TABLA No. 13	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT POR TIPO DE CIRCUITO Y NIVEL DE VOLTAJE	36
TABLA No. 14	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LOS AGENTES DISTRIBUIDORES	37
TABLA No. 15	COMPENSACIÓN CAPACITIVA INSTALADA EN EL SNT	38
TABLA No. 16	COMPENSACIÓN INDUCTIVA INSTALADA EN EL SNT	39
TABLA No. 17	REDES DE MEDIO VOLTAJE DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	39
TABLA No. 18	REDES SECUNDARIAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRUIBUIDORAS	40
TABLA No. 19	LUMINARIAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS	41
TABLA No. 20	MEDIDORES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS	42
TABLA No. 21	NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS	43
TABLA No. 22	NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR PROVINCIA	44
TABLA No. 23	PERSONAL DE LAS EMPRESAS GENERADORAS	47
TABLA No. 24	PERSONAL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	47
TABLA No. 25	PERSONAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	47
TABLA No. 26	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA (GWh)	52
TABLA No. 27	CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR TIPO DE EMPRESA	56
TABLA No. 28	CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES EN TEP	56
TABLA No. 29	ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO	58
TABLA No. 30	ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO, POR TIPO DE ENERGÍA	60
TABLA No. 31	ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS GENERADORAS	61
TABLA No. 32	CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS	65
TABLA No. 33	ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	66
TABLA No. 34	CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	69
TABLA No. 35	CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (TEP)	69
TABLA No. 36	ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	70
TABLA No. 37	CONSUMO DE DIESEL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	75
TABLA No. 38	CONSUMO DE GAS NATURAL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	77
TABLA No. 39	CONSUMO DE CRUDO DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	78
TABLA No. 40	CONSUMO DE RESIDUO DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	78
TABLA No. 41	CONSUMO DE GLP DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	78
TABLA No. 42	CONSUMO DE BIOMASA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	78
TABLA No. 43	ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN	79
TABLA No. 44	ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y EMPRESA	79
TABLA No. 45	ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS	80
TABLA No. 46	VALORES FACTURADOS Y RECAUDADOS POR LA VENTA DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS	81
TABLA No. 47	VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	83
TABLA No. 48	ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	85
TABLA No. 49	PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT	89
TABLA No. 50	ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	91
TABLA No. 51	ENERGÍA DISPONIBLE POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	92
TABLA No. 52	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (GWh)	94
TABLA No. 53	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh)	96
TABLA No. 54	FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (kUSD)	98
TABLA No. 55	FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (kUSD)	100
TABLA No. 56	RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (kUSD)	101
TABLA No. 57	ENERGÍA Y POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS	103
TABLA No. 58	CLIENTES DEL PROGRAMA PEC	104
TABLA No. 59	ENERGÍA FACTURADA Y SUBSIDIADA EN PROGRAMA PEC	105
TABLA No. 60	ENERGÍA FACTURADA Y SUBSIDIADA EN PROGRAMA PEC POR PROVINCIA	106
TABLA No. 61	PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP	111
TABLA No. 62	COMPARATIVO DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP	114
TABLA No. 63	EVOLUCIÓN MENSUAL DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	115
TABLA No. 64	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN	115
TABLA No. 65	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y EMPRESA	116
TABLA No. 66	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS	117
TABLA No. 67	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR GENERACIÓN NO ESCINDIDA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	117
TABLA No. 68	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	118
TABLA No. 69	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP	118
TABLA No. 70	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP	119
TABLA No. 71	PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO	120
TABLA No. 72	PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	122
TABLA No. 73	ENERGÍA IMPORTADA	123
TABLA No. 74	COSTOS POR IMPORTACIÓN DE ENERGÍA	124
TABLA No. 75	PRECIO MEDIO DE ENERGÍA IMPORTADA	124
TABLA No. 76	ENERGÍA EXPORTADA	125
TABLA No. 77	ENERGÍA EXPORTADA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	125
TABLA No. 78	COSTOS POR EXPORTACIÓN DE ENERGÍA	126
TABLA No. 79	COSTOS POR EXPORTACIÓN DE ENERGÍA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	126
TABLA No. 80	PRECIO MEDIO DE ENERGÍA EXPORTADA	127
TABLA No. 81	PRECIO MEDIO DE ENERGÍA EXPORTADA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	128
TABLA No. 82	COMPARATIVO PRECIO MEDIO (USD ¢/kWh)	129
TABLA No. 83	BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	134
TABLA No. 84	BALANCE DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	137
TABLA No. 85	BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (GWh)	138
TABLA No. 86	FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS GENERADORAS	139
TABLA No. 87	FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN	140
TABLA No. 88	FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS	141
TABLA No. 89	CONSUMO PER CÁPITA ANUAL POR PROVINCIA	145
TABLA No. 90	PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	147
TABLA No. 91	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA Y GRUPO DE CONSUMO DE CLIENTES REGULADOS (kWh/cliente)	149
TABLA No. 92	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA	165
TABLA No. 93	POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL	166
TABLA No. 94	POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL	166
TABLA No. 95	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LAS SUBESTACIONES DE GENERADORAS Y AUTOGENERADORAS	168
TABLA No. 96	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL NÚMERO Y CAPACIDAD INSTALADA DE LAS SUBESTACIONES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	168
TABLA No. 97	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE EMPRESAS GENERADORAS	169
TABLA No. 98	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DEL TRANSMISOR	169
TABLA No. 99	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS TRANSFORMADORES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	169
TABLA No. 100	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS	170
TABLA No. 101	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC EP–TRANSELECTRIC	171
TABLA No. 102	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	171
TABLA No. 103	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL NÚMERO DE CLIENTES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	172

TABLA No. 104 ENERGÍA PRODUCIDA 175
TABLA No. 105 ENERGÍA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA PERIODO 2006-2015 (GWh) 176
TABLA No. 106 ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS 179
TABLA No. 107 ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA 179
TABLA No. 108 ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN 183
TABLA No. 109 ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN 184
TABLA No. 110 ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS 186
TABLA No. 111 ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA 186
TABLA No. 112 CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA 190
TABLA No. 113 UNIDADES DE CONVERSIÓN A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP) 190
TABLA No. 114 CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA 192
TABLA No. 115 CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN MILES DE TEP 193
TABLA No. 116 ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA 193
TABLA No. 117 ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (GWh) 195
TABLA No. 118 ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (GWh) 196
TABLA No. 119 ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (GWh) 197
TABLA No. 120 VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (MUSD) 198
TABLA No. 121 VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (MUSD) 199
TABLA No. 122 VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (kUSD) 199
TABLA No. 123 ENERGÍA RECIBIDA, ENTREGADA Y PÉRDIDAS EN EL SNT 200
TABLA No. 124 VALORES FACTURADOS POR CELEC EP-TRANSELECTRIC 201
TABLA No. 125 COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 201
TABLA No. 126 ENERGÍA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 202
TABLA No. 127 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (GWh) 203
TABLA No. 128 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh) 203
TABLA No. 129 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD) 204
TABLA No. 130 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (MUSD) 205
TABLA No. 131 RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD) 206
TABLA No. 132 ENERGÍA Y POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS 206
TABLA No. 133 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN 207
TABLA No. 134 COMPARATIVO DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE 2014 - 2015 208
TABLA No. 135 COMPARATIVO DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE 2006-2015 209
TABLA No. 136 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN 210
TABLA No. 137 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA 211
TABLA No. 138 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESAS GENERADORAS 212
TABLA No. 139 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (USD ¢/kWh) 212
TABLA No. 140 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 213
TABLA No. 141 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (USD ¢/kWh) 213
TABLA No. 142 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 214
TABLA No. 143 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 214
TABLA No. 144 ENERGÍA IMPORTADA POR TIPO DE TRANSACCIÓN (GWh) 215
TABLA No. 145 COSTO DE LA ENERGÍA IMPORTADA (MUSD) 215
TABLA No. 146 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA IMPORTADA (USD ¢/kWh) 216
TABLA No. 147 ENERGÍA EXPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh) 216
TABLA No. 148 COSTO DE LA ENERGÍA EXPORTADA (MUSD) 217
TABLA No. 149 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA EXPORTADA (USD ¢/kWh) 217
TABLA No. 150 PRODUCCION E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL, PERÍODO 2006 – 2015 221
TABLA No. 151 BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERÍODO 2006–2015 222
TABLA No. 152 BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 223
TABLA No. 153 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 224
TABLA No. 154 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente) 226

FIGURA No. 1 POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE SISTEMA (MW) 15
FIGURA No. 2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE SISTEMA (MW) 15
FIGURA No. 3 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE ENERGÍA (MW) 17
FIGURA No. 4 POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES HIRÁULICAS POR TIPO DE EMPRESA 17
FIGURA No. 5 POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES EÓLICAS POR TIPO DE EMPRESA 18
FIGURA No. 6 POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS POR TIPO DE EMPRESA 18
FIGURA No. 7 POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES TÉRMICAS MCI POR TIPO DE EMPRESA 19
FIGURA No. 8 POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES TÉRMICAS TURBOGAS POR TIPO DE EMPRESA 19
FIGURA No. 9 POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES TÉRMICAS TURBOVAPOR POR TIPO DE EMPRESA 19
FIGURA No. 10 POTENCIA DE EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL 20
FIGURA No. 11 POTENCIA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL 20
FIGURA No. 12 POTENCIA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL 21
FIGURA No. 13 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA 22
FIGURA No. 14 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE SERVICIO 22
FIGURA No. 15 POTENCIA EFECTIVA A NIVEL DE PROVINCIA 22
FIGURA No. 16 NÚMERO DE CENTRALES A NIVEL DE PROVINCIA 23
FIGURA No. 17 NÚMERO DE SUBESTACIONES POR TIPO DE EMPRESA 27
FIGURA No. 18 NÚMERO DE TRANSFOMADORES POR TIPO DE EMPRESA 27
FIGURA No. 19 CAPACIDAD INSTALADA MÁXIMA POR TIPO DE EMPRESA (MVA) 28
FIGURA No. 20 NÚMERO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 230 kV 33
FIGURA No. 21 LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 230 kV (km) 33
FIGURA No. 22 NÚMERO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 138 kV 34
FIGURA No. 23 LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 138 kV (km) 34
FIGURA No. 24 NÚMERO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 69 kV 34
FIGURA No. 25 LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 69 kV (km) 34
FIGURA No. 26 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS (km) 35
FIGURA No. 27 NÚMERO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 35
FIGURA No. 28 NÚMERO DE ESTRUCTURAS Y LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT 36
FIGURA No. 29 LONGITUD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO CNEL EP (km) 38
FIGURA No. 30 LONGITUD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS (km) 38
FIGURA No. 31 REDES DE MEDIO VOLTAJE POR GRUPO DE EMPRESA Y NIVEL DE VOLTAJE 40
FIGURA No. 32 REDES SECUNDARIAS POR TIPO DE CONFIGURACIÓN Y GRUPO DE EMPRESA 41
FIGURA No. 33 LUMINARIAS DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP 42
FIGURA No. 34 LUMINARIAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS 42
FIGURA No. 35 NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO 43
FIGURA No. 36 NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR PROVINCIA 44
FIGURA No. 37 PORCENTAJE DE CLIENTES REGULADOS POR REGIÓN 46
FIGURA No. 38 PERSONAL POR TIPO DE EMPRESA 46
FIGURA No. 39 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA BRUTA POR SISTEMA, TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL (GWh) 51
FIGURA No. 40 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) 52
FIGURA No. 41 PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL 52
FIGURA No. 42 PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA 52
FIGURA No. 43 PRODUCCIÓN BRUTA DE EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE ENERGÍA (GWh) 53
FIGURA No. 44 PRODUCCIÓN BRUTA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR TIPO DE ENERGÍA (GWh) 54
FIGURA No. 45 PRODUCCIÓN BRUTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE ENERGÍA (GWh) 54
FIGURA No. 46 PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA (GWh) 54
FIGURA No. 47 OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL SNI (GWh) 55
FIGURA No. 48 ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA (GWh) 55
FIGURA No. 49 ENERGÍA BRUTA GENERADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO (GWh) 56
FIGURA No. 50 CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES (TEP) 57
FIGURA No. 51 ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA 59
FIGURA No. 52 ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA 59
FIGURA No. 53 ENERGÍA BRUTA DISPONIBLE POR TIPO DE EMPRESA 59

Índice de figuras

Índice de Figuras

FIGURA No. 54 ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (MWh) 67
FIGURA No. 55 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 69
FIGURA No. 56 CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (TEP) 69
FIGURA No. 57 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT 89
FIGURA No. 58 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE MENSUAL 90
FIGURA No. 59 ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (GWh) 91
FIGURA No. 60 ENERGÍA COMPRADA POR UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (GWh) 91
FIGURA No. 61 ENERGÍA DISPONIBLE POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (GWh) 92
FIGURA No. 62 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (GWh) 94
FIGURA No. 63 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (GWh) 94
FIGURA No. 64 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh) 96
FIGURA No. 65 PORCENTAJE DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN 97
FIGURA No. 66 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD) 97
FIGURA No. 67 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (MUSD) .. 98
FIGURA No. 68 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (MUSD) 98
FIGURA No. 69 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (MUSD) 100
FIGURA No. 70 PORCENTAJE DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN 100
FIGURA No. 71 RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD) 101
FIGURA No. 72 RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (MUSD).. 101
FIGURA No. 73 RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (MUSD) 101
FIGURA No. 74 VALOR PEAJE POR POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS (kUSD) 103
FIGURA No. 75 VALOR PEAJE POR ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS (kUSD) 103
FIGURA No. 76 PORCENTAJE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON CLIENTES PEC 105
FIGURA No. 77 PORCENTAJE UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP CON CLIENTES PEC 105
FIGURA No. 78 ENERGÍA FACTURADA POR EMPRESA CON CLIENTES PEC 106
FIGURA No. 79 ENERGÍA SUBSIDIADA POR EMPRESA CON CLIENTES PEC 106
FIGURA No. 80 ENERGÍA FACTURADA POR PROVINCIA PARA CLIENTES PEC 107
FIGURA No. 81 ENERGÍA SUBSIDIADA POR PROVINCIA PARA CLIENTES PEC 107
FIGURA No. 82 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP 112
FIGURA No. 83 PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP 112
FIGURA No. 84 COMPARATIVO DE PÉRDIDAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP 114
FIGURA No. 85 EVOLUCIÓN MENSUAL DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN 115
FIGURA No. 86 PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA POR CONTRATOS Y T. CORTO PLAZO 116
FIGURA No. 87 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP 119
FIGURA No. 88 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP 120
FIGURA No. 89 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO 120
FIGURA No. 90 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO (USD ¢/kWh) 120
FIGURA No. 91 PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 122
FIGURA No. 92 ENERGÍA IMPORTADA (GWh) 123
FIGURA No. 93 COSTOS POR IMPORTACIÓN DE ENERGÍA (MUSD) 124
FIGURA No. 94 PRECIO MEDIO DE ENERGÍA IMPORTADA 124
FIGURA No. 95 ENERGÍA EXPORTADA 125
FIGURA No. 96 VALORES POR EXPORTACIÓN COLOMBIA 127
FIGURA No. 97 COSTOS POR EXPORTACIÓN PERÚ 127
FIGURA No. 98 PRECIO MEDIO DE ENERGÍA EXPORTADA 2015 128
FIGURA No. 99 COMPARATIVO PRECIO MEDIO COLOMBIA (USD ¢/kWh) 129
FIGURA No. 100 COMPARATIVO PRECIO MEDIO PERÚ (USD ¢/kWh) 129
FIGURA No. 101 POTENCIA NOMINAL (MW) 134
FIGURA No. 102 CAPACIDAD EFECTIVA (MW) 134
FIGURA No. 103 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E IMPORTACIONES (GWh) 135
FIGURA No. 104 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E IMPORTACIONES SIN (GWh) 135
FIGURA No. 105 ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO (GWh) 136
FIGURA No. 106 CONSUMOS DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS (GWh) 136
FIGURA No. 107 BALANCE DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (%) 138
FIGURA No. 108 BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (GWh) 138
FIGURA No. 109 CONSUMO PER CÁPITA POR PROVINCIA (kWh/hab) 145
FIGURA No. 110 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (GWh) 148
FIGURA No. 111 PÉRDIDAS PORCENTUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 148
FIGURA No. 112 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente) 149
FIGURA No. 113 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES RESIDENCIALES (kWh/cliente) 149
FIGURA No. 114 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES COMERCIALES (kWh/cliente) 150
FIGURA No. 115 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES INDUSTRIALES (kWh/cliente) 150
FIGURA No. 116 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS POTENCIAS NOMINAL Y EFECTIVA 167
FIGURA No. 117 INCREMENTO ANUAL DE LA POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE ENERGÍA 167
FIGURA No. 118 CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES (MVA) 168
FIGURA No. 119 NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS 172
FIGURA No. 120 ENERGÍA PRODUCIDA EN EL PERIODO 2006-2015 175
FIGURA No. 121 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS GENERADORAS 183
FIGURA No. 122 ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN 185
FIGURA No. 123 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 190
FIGURA No. 124 CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP 191
FIGURA No. 125 CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA 192
FIGURA No. 126 ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA 194
FIGURA No. 127 VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA 197
FIGURA No. 128 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT 200
FIGURA No. 129 ENERGÍA COMPRADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh) 201
FIGURA No. 130 ENERGÍA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (GWh) 202
FIGURA No. 131 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh) 203
FIGURA No. 132 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN (GWh) 204
FIGURA No. 133 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MUSD) 204
FIGURA No. 134 FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN (MUSD) 205
FIGURA No. 135 RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD) 206
FIGURA No. 136 VALOR PEAJE POR ENERGÍA Y POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS (kUSD) 206
FIGURA No. 137 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN (%) 207
FIGURA No. 138 COMPARATIVO DE PÉRDIDAS 2014 - 2015 208
FIGURA No. 139 COMPARATIVO DE PÉRDIDAS 2006-2015 209
FIGURA No. 140 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA 211
FIGURA No. 141 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN 211
FIGURA No. 142 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS 213
FIGURA No. 143 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN 213
FIGURA No. 144 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA 214
FIGURA No. 145 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 214
FIGURA No. 146 ENERGÍA IMPORTADA PERIODO 2006-2015 215
FIGURA No. 147 ENERGÍA EXPORTADA PERIODO 2006-2015 216
FIGURA No. 148 COMPARATIVO PRECIO MEDIO TRANSACCIONES COLOMBIA (USD ¢/kWh) 217
FIGURA No. 149 COMPARATIVO PRECIO MEDIO TRANSACCIONES PERÚ (USD ¢/kWh) 217
FIGURA No. 150 BALANCE DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (%) 223
FIGURA No. 151 BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN 223
FIGURA No. 152 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (GWh) 225
FIGURA No. 153 PÉRDIDAS PORCENTUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (%) 225
FIGURA No. 154 CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente) 226

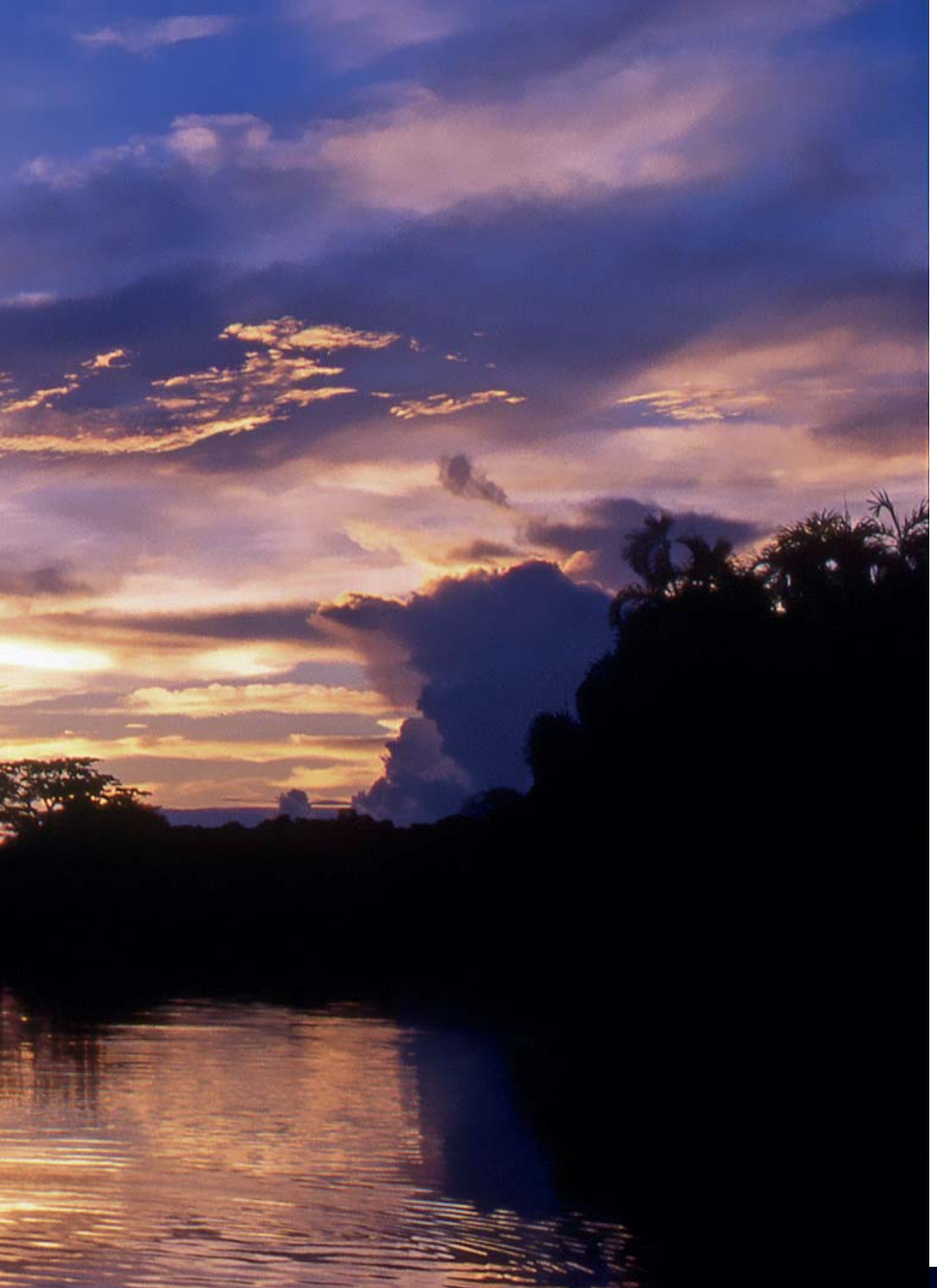
Índice de Mapas

MAPA No. 1	MAPA ELÉCTRICO NACIONAL	14
MAPA No. 2	CAPACIDAD NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS GENERADORAS POR PROVINCIA Y TIPO DE CENTRAL	24
MAPA No. 3	CAPACIDAD NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR PROVINCIA Y TIPO DE CENTRAL	25
MAPA No. 4	CAPACIDAD NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR PROVINCIA Y TIPO DE CENTRAL	26
MAPA No. 5	CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Y POR PROVINCIA	45
MAPA No. 6	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE EMPRESAS GENERADORAS	63
MAPA No. 7	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NO RENOVABLE DE EMPRESAS GENERADORAS	64
MAPA No. 8	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN	68
MAPA No. 9	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS	73
MAPA No. 10	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NO RENOVABLE DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS	74
MAPA No. 11	VALOR POR VENTA DE ENERGÍA POR EMPRESA GENERADORA (kUSD)	82
MAPA No. 12	VALOR POR VENTA DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (kUSD)	84
MAPA No. 13	VALOR POR VENTA DE ENERGÍA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (kUSD)	86
MAPA No. 14	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)	88
MAPA No. 15	ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	93
MAPA No. 16	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO	95
MAPA No. 17	ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO	99
MAPA No. 18	RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	102
MAPA No. 19	CLIENTES PEC - COCCIÓN POR INDUCCIÓN	108
MAPA No. 20	CLIENTES PEC - CALENTAMIENTO DE AGUA	109
MAPA No. 21	CLIENTES PEC - COCCIÓN POR INDUCCIÓN Y CALENTAMIENTO DE AGUA	110
MAPA No. 22	PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	113
MAPA No. 23	PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA FACTURADA	121
MAPA No. 24	FACTOR DE PLANTA DE CENTRALES CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE	143
MAPA No. 25	FACTOR DE PLANTA DE CENTRALES CON FUENTE DE ENERGÍA NO RENOVABLE	144
MAPA No. 26	CRECIMIENTO CONSUMO PER CÁPITA ANUAL POR PROVINCIA	146
MAPA No. 27	CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	151

Índice de Anexos

ANEXO A.1	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL	239
ANEXO A.2	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL	241
ANEXO A.3	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR TIPO DE CENTRAL	243
ANEXO B.1	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO POR TIPO DE SERVICIO	245
ANEXO C.1	POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR EMPRESA	246
ANEXO D.1	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS	248
ANEXO D.2	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	250
ANEXO D.3	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DEL TRANSMISOR	253
ANEXO D.4	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	255
ANEXO E.1	CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS GENERADORAS	263
ANEXO E.2	CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS	264
ANEXO E.3	CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT	265
ANEXO F.1	NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT	267
ANEXO F.2	DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT	271
ANEXO F.3	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES	273
ANEXO F.4	CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV	275
ANEXO F.5	CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV	277
ANEXO F.6	DEMANDA MÁXIMA DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS	278

Paisaje Laguna - Provincia de Orellana
Autor: Ministerio de Turismo



Introducción

El sector eléctrico ecuatoriano ha sido uno de los principales impulsores del desarrollo en el país. Las mujeres y hombres que han trabajado en él aportaron con su labor profesional incansable a lo largo de las últimas décadas. Esto sirvió para que el sector se modernizara acorde a las nuevas tendencias tecnológicas que buscan optimizar el aprovechamiento de los recursos naturales para brindar el servicio de energía eléctrica de la mano con la responsabilidad de cuidar el medio ambiente.

La información estadística ha sido recopilada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), a través de la Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT). Los análisis realizados con esta información tienen por objetivo cuantificar el desarrollo del sector y reflejar sus altos estándares de calidad y accesibilidad para que sean de conocimiento público. Este es un compromiso que se asumió hace nueve años y en el cual se ha venido trabajando año tras año en la mejora de los procesos de sistematización de la información.

En tal virtud, la ARCONEL presenta los documentos Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015 y Estadística Multianual 2006-2015. Estas publicaciones pretenden consolidarse como una herramienta encaminada a potenciar la participación de la ciudadanía en los procesos del Gobierno de la Revolución Ciudadana mediante el libre acceso a la información estadística consolidada.

La Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015, es un insumo relevante en aquellos estudios de prospectiva y planificación energética del país. En este sentido, dentro de las temáticas abordadas se describen: la infraestructura del sector eléctrico, tanto de las centrales, subestaciones, transformadores y demás equipamiento del sector eléctrico; las transacciones del sector eléctrico ecuatoriano que de manera general abarcan la energía producida, vendida, el consumo de energía, precios e interconexiones; y, finalmente se presentan los diferentes indicadores del sector.[1]

[1] La presente información está en permanente revisión y actualización, por lo cual puede estar sujeta de cambios.

ESTADÍSTICA

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2015

Laguna de Atillo - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

Augusto Espín Tobar
Ministro - Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos - MICSE

Encaminamos nuestros esfuerzos para el aprovechamiento de fuentes energéticas y para la implementación de medidas de eficiencia que nos permitan disminuir la dependencia de energía contaminante.

El Ecuador ha definido las líneas estratégicas para el desarrollo y aplicación de políticas de energía a corto, mediano y largo plazo, en el marco y articulación de los planes y programas nacionales, para alcanzar así un desarrollo integral, sostenido y sustentable.

Hemos establecido un diálogo profundo, abierto e incluyente en el que participan diversos actores de la sociedad, que representan a las múltiples aristas desde donde se entiende la planificación energética.

Este documento nos permite disponer de una herramienta que optimizará los recursos requeridos para el desarrollo del sector y los recursos humanos para la toma de decisiones y definición de planes, programas y políticas, enfatizando en los ámbitos socioeconómico y ambiental.

La Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015, presentada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, nos permite analizar la situación del sector y proyectar a nuestro país hacia un desarrollo energético sostenible a corto, mediano y largo plazo.

Gracias a este tipo de herramientas podremos continuar planificando un mejor Ecuador y de una manera sustentable y que mejore la calidad de vida de los ciudadanos de nuestro país.

Ministerio Coordinador de **Sectores Estratégicos**

Nevados - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

Dr. Esteban Albornoz
Ministro - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER.

Gracias al liderazgo del Gobierno de la Revolución Ciudadana y a su clara visión sobre nuestra responsabilidad, tenemos el orgullo de presentarnos ante el país como un sector eléctrico consolidado, renovado y fortalecido, evidenciado a través de: la sólida estructura institucional, la ejecución exitosa de planes, programas y proyectos; y, el desarrollo de las capacidades locales; lo cual ha permitido que se logre: diversificar nuestra matriz energética, sustentada en el aprovechamiento óptimo de las fuentes de energía renovables y limpias de nuestro país; fortalecer los sistemas de transmisión y de distribución en toda la geografía ecuatoriana; y, mejorar la gestíón de las empresas eléctricas; para brindar, a toda la ciudadanía, un servicio eléctrico en condiciones de seguridad, calidad, confiabilidad y eficiencia, sentando las bases para el “cambio de la matriz productiva”.

Dentro de este contexto; y, en cumplimiento de las atribuciones y los deberes establecidos en la vigente Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), entidad adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, ha implementado, opera y mantiene “el sistema único de información estadística del sector eléctrico, a través del cual se gestiona, actualiza, valida y procesa la información estadística y geográfica de los agentes del sector eléctrico; y, en esta oportunidad, pone a la consideración de toda la ciudadanía “La Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015”, documento que contiene información completa vinculada con todas las etapas funcionales del sector eléctrico: generación, transmisión, distribución, comercialización y alumbrado público general.

Invito a toda la ciudadanía a revisar y hacer uso de esta información estadística, al tiempo de motivar su interés investigativo y de participación; para comprometer y aunar esfuerzos en un desarrollo sostenible continuo, de un sector que trabaja en pro de la mejora de la calidad de vida de todos los ecuatorianos y de sus futuras generaciones.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Cuenca del río Paute - Sevilla de Oro, provincia de Azuay
Autor: E.E. Azogues

Dr. Andrés Chávez
Director Ejecutivo - Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL

Actualmente la llamada Sociedad de la Información y del Conocimiento nos inserta en un mundo en el que se evidencia el valor social y económico de la información como principal herramienta de acciones individuales y colectivas. Hablamos de la riqueza y el poder del conocimiento proporcionado por las diferentes fuentes de información; planteándose entonces la necesidad de abrir mayores y efectivos espacios que provean datos como insumos básicos en las diferentes estrategias de producción, comercialización y de negociaciones entre varios actores de una comunidad interrelacionada e interdependiente.

Las instituciones públicas y privadas se convierten en gestores estratégicos en el desarrollo y crecimiento del país. En este sentido, el papel de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL se identifica como factor vital en la dinámica productiva de la sociedad ecuatoriana, entregando información a todos y cada uno de los miembros como parte del servicio público de energía eléctrica, ratificando los derechos de los individuos y dotándolos de los instrumentos necesarios para tomar sus propias decisiones.

El 16 de enero de 2015 se constituyó en el punto de partida, con la publicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE, que crea a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad como el “Organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final.”

Conforme lo dispone esta Ley, para cumplir con la responsabilidad de operar y mantener el Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico, recopila información estadística actualizada y validada del sector eléctrico ecuatoriano a través de la aplicación, Sistematización de Datos del Sector Eléctrico – SISDAT con el objetivo de entregar al público en general los datos que permiten cuantificar el desarrollo del sector y reflejar sus altos estándares de calidad y accesibilidad.

En la línea de lo mencionado, la ARCONEL publica el presente documento: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015, el cual entrega y visualiza a la ciudadanía los datos relevantes referentes a la infraestructura y transacciones de generación, transmisión y distribución de energía. Esta publicación evidencia la transparencia de la gestión pública con la aspiración de convertirse en un instrumento de consulta e investigación para los actores directos e indirectos del sector eléctrico, así como para solventar intereses académicos y de la ciudadanía en general.

Agencia de **Regulación** y **Control** de Electricidad

Reserva Faunística Andes Chimborazo - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

Infraestructura

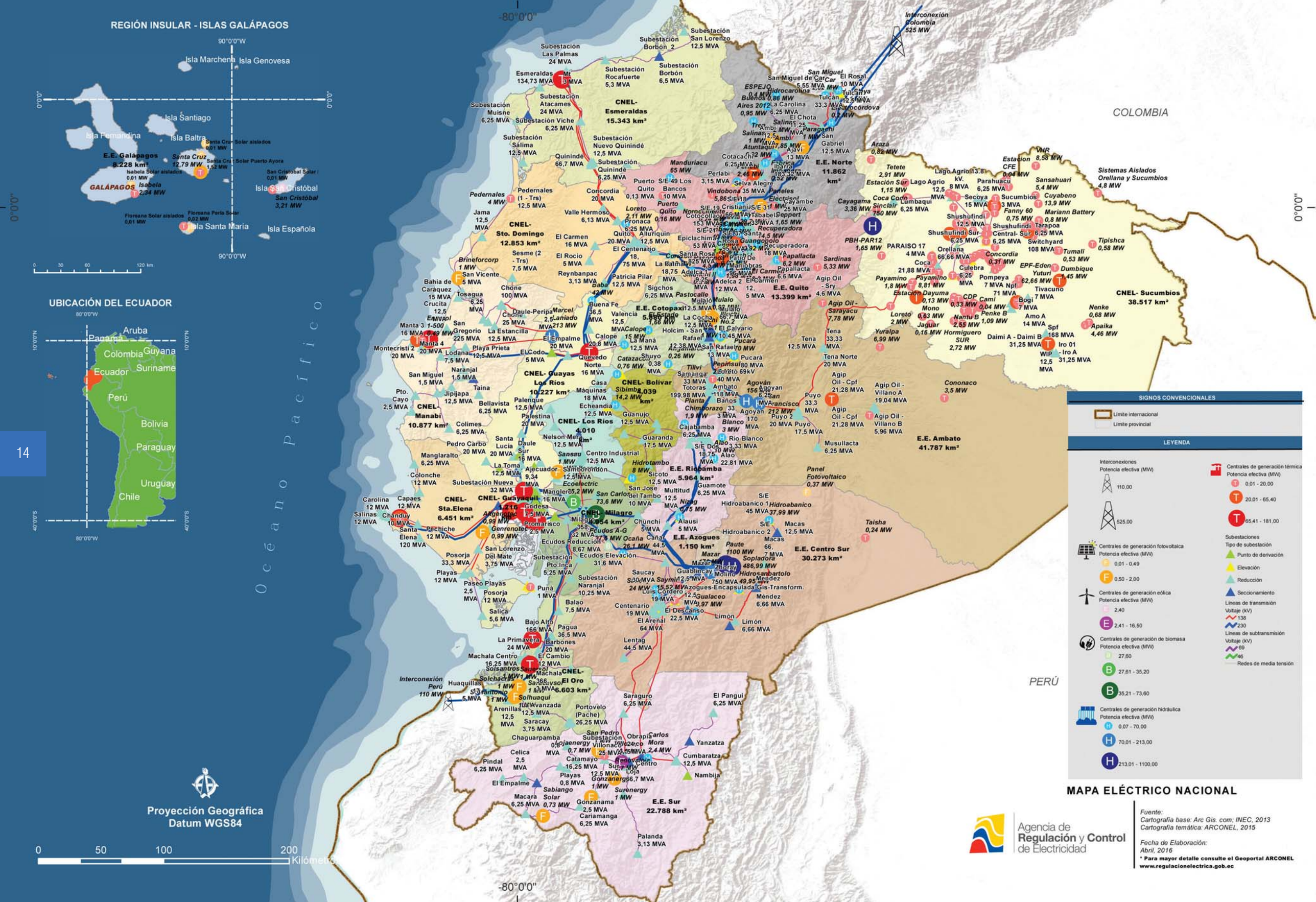
Capítulo 1

Panorámica Central Eólica Villonaco - Provincia de Loja
Autor: Gensur - Alberto Viteri

1. Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), preocupada porque la ciudadanía en general conozca la actualidad del sector eléctrico ecuatoriano, presenta esta sección informativa que explica la infraestructura del sector y sus características técnicas.

Ruinas de Ingapirca - Provincia de Cañar
Autor: Ministerio de Turismo.


REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
90°0'0"W
Isla Marchena
Isla Genovesa
0°0'0"
Isla Santiago
Isla Fernandina
Isla Baltra
Santa Cruz Solar aislados 0,01 MW
E.E. Galápagos 8.228 km²
Santa Cruz 12,79 MW
Santa Cruz Solar Puerto Ayora 1,52 MW
Isabela Solar aislados 0,01 MW
GALÁPAGOS
Isabela 2,34 MW
San Cristóbal Solar 0,01 MW
Isla San Cristóbal
San Cristóbal 3,21 MW
Floreana Solar aislados 0,01 MW
Floreana Perla Solar 0,02 MW
Isla Santa María
Isla Española
90°0'0"W
0 30 60 120 km
UBICACIÓN DEL ECUADOR
80°0'0"W
10°0'0"N
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Suriname
Ecuador
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
40°0'0"S
80°0'0"W
Océano Pacífico
-80°0'0"
0°0'0"
Subestación San Lorenzo 12,5 MVA
Subestación Las Palmas 24 MVA
Subestación Borbón 2
Subestación Borbón 6,5 MVA
Esmeraldas 134,73 MVA
Subestación Rocafuerte 5,3 MVA
Subestación Muisne 6,25 MVA
Subestación Atacames 24 MVA
Subestación Viche 6,25 MVA
CNEL- Esmeraldas 15.343 km²
Subestación Sálima 12,5 MVA
Subestación Nuevo Quinindé 12,5 MVA
Quinindé 66,7 MVA
Subestación Quinindé 6,25 MVA
Pedernales (1 - Trs) 12,5 MVA
Pedernales 4 MW
Jama 12,5 MVA
CNEL- Sto. Domingo 12.853 km²
Sesme (2 - Trs) 7,5 MVA
Concordia 20 MVA
Puerto Quito 0,13 MVA
Valle Hermoso 6,13 MVA
Loreto 2,11 MW
Pronaca 6,25 MVA
El Carmen 16 MVA
El Rocio 5 MVA
Quito 20 MVA
Alluriquin 12,5 MVA
El Centenario 18, 75 MVA
Brineforcorp 1 MW
San Vicente 5 MVA
Reynbanpac 3,13 MVA
Patricia Pilar 12,5 MVA
Bahia de Caráquez 15 MVA
Tosagua 6,25 MVA
Chone 100 MVA
Crucita 12,5 MVA
Daule-Peripa 25 MVA
Marcel Laniado 2,5 MVA
213 MW
Manta 3 1-500 16 MVA 0,49 MW
Manta 4 20 MVA
Montecristi 2 20 MVA
San Gregorio 225 MVA
La Estancilla 12,5 MVA
El Empalme 20 MVA
Playa Prieta 12,5 MVA
El Codo 5 MVA
Lodana 7,5 MVA
Quevedo Norte 16 MVA
Naranjal 1,5 MVA
San Miguel 1,5 MVA
Taina
Jipijapa 12,5 MVA
Pto. Cayo 2,5 MVA
CNEL- Manabí 10.877 km²
Bellavista 6,25 MVA
Palenque 12,5 MVA
Palestina 20 MVA
Colimes 6,25 MVA
Pedro Carbo 20 MVA
Manglaralto 6,25 MVA
Coloncheo 12 MVA
Subestación Nueva 32 MVA
CNEL- Guayaquil 1.216 km²
CNEL- Guayas Los Ríos 10.227 km²
Cridesa 7,5 MVA
Promarisco 2,5 MVA
Genrenotec 0,99 MW
Algermetic 0,99 MW
Carolina 12 MVA
Capaes 12 MVA
Salinas 12 MVA
Chánduy 10 MVA
Santa Elena 120 MVA
CNEL- Sta.Elena 6.451 km²
Rechiche 12 MVA
Posorja 33,3 MVA
Playas 12 MVA
Paseo Playas 2,5 MVA
Posorja 12 MVA
Salica 5,6 MVA
Santa Lucia 20 MVA
Daule Sur 16 MVA
La Toma 12,5 MVA
Ajecuador 9,34 MVA
Nelson Merc 12,5 MVA
Sansau 1 MW
Centro Industrial 12,5 MVA
Samborondón 12,5 MVA
Ecoelectric 5,2 MW
Mangler 16 MVA
San Carlos 73,6 MW
CNEL- Los Ríos 4.010 km²
Guanujo 12,5 MVA
Guaranda 17,5 MVA
Hidrotambo 8 MW
Sibimbe 14,2 MW
CNEL- Bolívar 4.039 km²
Casa Máquinas 18 MVA
Echeandia 12,5 MVA
Jijipapa 12,5 MVA
Taina
Naranjal 1,5 MVA
Subestación Viche 6,25 MVA
Subestación Rocafuerte 5,3 MVA
Subestación Borbón 6,5 MVA
Subestación Muisne 6,25 MVA
Subestación Atacames 24 MVA
Subestación Nuevo Quinindé 12,5 MVA
Subestación Quinindé 6,25 MVA
Subestación Sálima 12,5 MVA
Quinindé 66,7 MVA
Pedernales 4 MW
Pedernales (1 - Trs) 12,5 MVA
Jama 12,5 MVA
CNEL- Sto. Domingo 12.853 km²
Sesme (2 - Trs) 7,5 MVA
Concordia 20 MVA
Puerto Quito 0,13 MVA
Valle Hermoso 6,13 MVA
Loreto 2,11 MW
Pronaca 6,25 MVA
El Carmen 16 MVA
El Rocio 5 MVA
Quito 20 MVA
Alluriquin 12,5 MVA
El Centenario 18, 75 MVA
Brineforcorp 1 MW
San Vicente 5 MVA
Reynbanpac 3,13 MVA
Patricia Pilar 12,5 MVA
Bahia de Caráquez 15 MVA
Tosagua 6,25 MVA
Chone 100 MVA
Crucita 12,5 MVA
Daule-Peripa 25 MVA
Marcel Laniado 2,5 MVA
213 MW
Manta 3 1-500 16 MVA 0,49 MW
Manta 4 20 MVA
Montecristi 2 20 MVA
San Gregorio 225 MVA
La Estancilla 12,5 MVA
El Empalme 20 MVA
Playa Prieta 12,5 MVA
El Codo 5 MVA
Lodana 7,5 MVA
Quevedo Norte 16 MVA
Naranjal 1,5 MVA
San Miguel 1,5 MVA
Taina
Jijipapa 12,5 MVA
Pto. Cayo 2,5 MVA
CNEL- Manabí 10.877 km²
Bellavista 6,25 MVA
Palenque 12,5 MVA
Palestina 20 MVA
Colimes 6,25 MVA
Pedro Carbo 20 MVA
Manglaralto 6,25 MVA
Coloncheo 12 MVA
Subestación Nueva 32 MVA
CNEL- Guayaquil 1.216 km²
CNEL- Guayas Los Ríos 10.227 km²
Cridesa 7,5 MVA
Promarisco 2,5 MVA
Genrenotec 0,99 MW
Algermetic 0,99 MW
Carolina 12 MVA
Capaes 12 MVA
Salinas 12 MVA
Chánduy 10 MVA
Santa Elena 120 MVA
CNEL- Sta.Elena 6.451 km²
Rechiche 12 MVA
Posorja 33,3 MVA
Playas 12 MVA
Paseo Playas 2,5 MVA
Posorja 12 MVA
Salica 5,6 MVA
Santa Lucia 20 MVA
Daule Sur 16 MVA
La Toma 12,5 MVA
Ajecuador 9,34 MVA
Nelson Merc 12,5 MVA
Sansau 1 MW
Centro Industrial 12,5 MVA
Samborondón 12,5 MVA
Ecoelectric 5,2 MW
Mangler 16 MVA
San Carlos 73,6 MW
CNEL- Los Ríos 4.010 km²
Guanujo 12,5 MVA
Guaranda 17,5 MVA
Hidrotambo 8 MW
Sibimbe 14,2 MW
CNEL- Bolívar 4.039 km²
Casa Máquinas 18 MVA
Echeandia 12,5 MVA
Subestación San Lorenzo 12,5 MVA
Subestación Las Palmas 24 MVA
Subestación Borbón 2
Subestación Borbón 6,5 MVA
Esmeraldas 134,73 MVA
Subestación Rocafuerte 5,3 MVA
Subestación Muisne 6,25 MVA
Subestación Atacames 24 MVA
Subestación Viche 6,25 MVA
CNEL- Esmeraldas 15.343 km²
Subestación Sálima 12,5 MVA
Subestación Nuevo Quinindé 12,5 MVA
Quinindé 66,7 MVA
Subestación Quinindé 6,25 MVA
Pedernales (1 - Trs) 12,5 MVA
Pedernales 4 MW

1.1. Centrales de generación de energía eléctrica

La presente sección muestra las potencias nominal y efectiva de las diversas centrales de generación dispuestas en el territorio continental e insular del Ecuador. Las potencias se compendian por tipo de sistema, energía, central, servicio y empresa. Adicionalmente, se expone la información referente a la capacidad de potencia proveniente de las interconexiones con Perú y Colombia.

Es importante mencionar que en nuestro país los actores de la generación de electricidad son empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras. La obtención de energía eléctrica depende esencialmente de dos fuentes: renovables y no renovables. Al primer tipo se deben las centrales fotovoltaicas, eólicas, hidroeléctricas y biomasa; mientras que las centrales térmicas, tales como MCI, turbogas y turbovapor, dependen exclusivamente de fuentes no renovables.

1.1.1. Potencia nominal y efectiva a nivel nacional

La capacidad nominal de una central se refiere al nivel máximo de generación que por diseño podría entregar una central de generación, mientras que, la capacidad efectiva es el valor real de generación.

En la FIG. No. 1 y FIG. No. 2 se muestran la capacidad nominal y efectiva en megavatios (MW) respectivamente, segmentadas por tipo de sistema. En estas se incluyen los datos de participación del territorio continental y la Región Insular en lo que concierne al sistema No Incorporado.

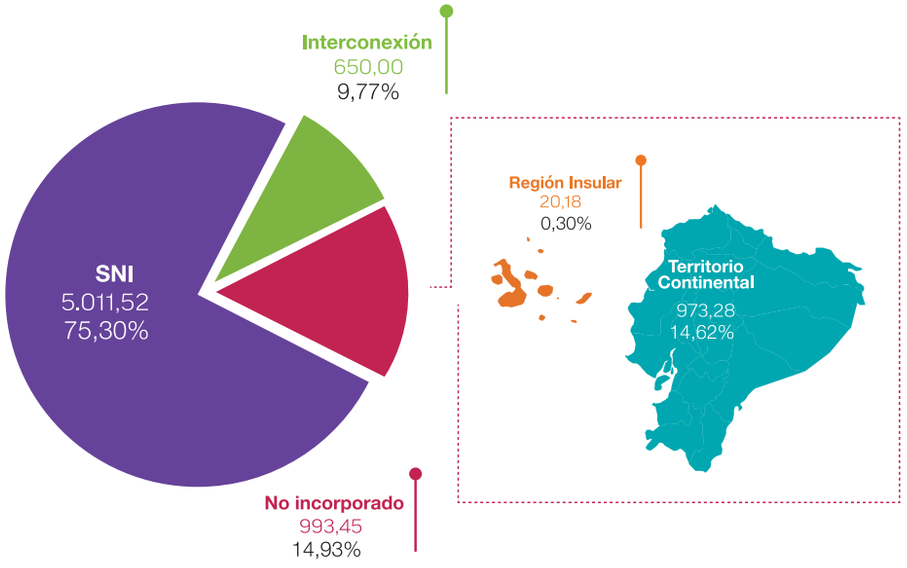


FIG. No. 1: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE SISTEMA (MW)

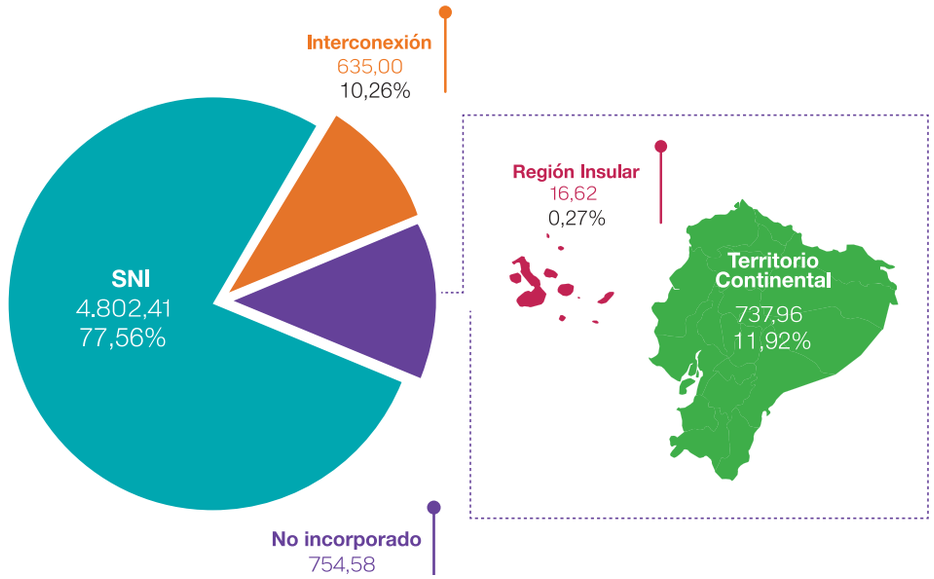


FIG. No. 2: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE SISTEMA (MW)

De las figuras antes mostradas se concluyó que, sin considerar la potencia por interconexión, existió un total de potencia nominal de 6.004,98 MW y de potencia efectiva de 5.556,99 MW al término del año 2015. A los valores antes mencionados contribuyeron las centrales que entraron en operación en ese año, las cuales se muestran en la TABLA No. 1.

TABLA No. 1: CENTRALES QUE ENTRARON EN OPERACIÓN EN EL 2015

Tipo de Empresa	Empresa	Central	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generador	CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	Hidráulica	63,36	65,00
	CELEC-Hidronación	Baba	Hidráulica	42,20	42,00
	CELEC-Termopichincha	Centrales Macas*	MCI	4,50	4,00
	Elecaustro	Gualaceo	Hidráulica	0,97	0,97
Total Generador				**111,03**	**111,97**
Autogeneradora	Andes Petro	Dorine H	MCI	1,00	0,05
		Tarapoa North West 5	MCI	0,83	0,60
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Hidráulica	49,95	49,95
	Orion	Estacion CFE	MCI	0,06	0,04
		Estacion ENO	MCI	0,66	0,22
		Estacion Ocano	MCI	0,35	0,11
		Estacion Peña Blanca	MCI	0,05	0,05
		Estacion Ron	MCI	0,14	0,08
Total Autogenerador				**53,04**	**51,09**
Total				**164,07**	**163,06**

(*) Centrales temporales que operaron en fechas de repotenciación de la línea de transmisión a 138 kV Cuenca-Macas.

1.1.2. Potencia nominal y efectiva por tipo de energía

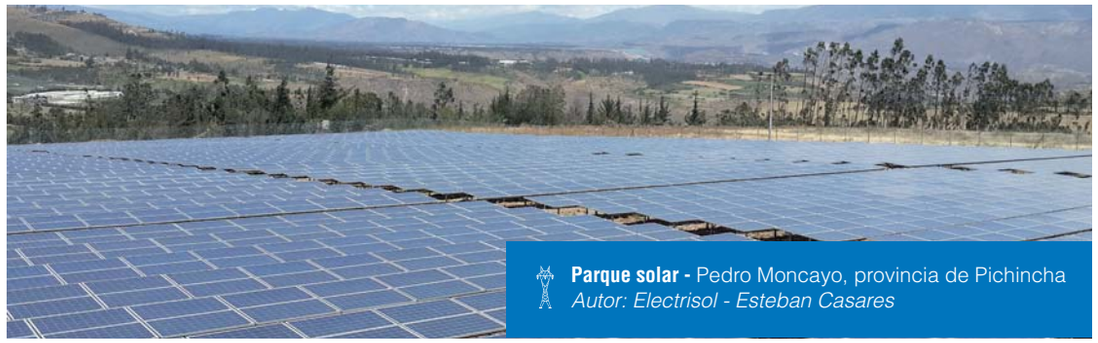
Las potencias nominal y efectiva respecto a su fuente de procedencia se muestran en la TABLA No. 2. En esta se aprecia que las potencias antes mencionadas y que incumben a energías renovables tomaron valores de 2.598,60 MW y 2.584,57 MW respectivamente. Cabe señalar que las centrales térmicas que pertenecen a los ingenios azucareros cuyo combustible es el bagazo de caña se consideran como de tipo renovable.

TABLA No. 2: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO ENERGÍA

Tipo de Energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Eólica	21,15	0,35	21,15	0,38
	Fotovoltaica	25,54	0,43	25,50	0,46
	Hidráulica	2.407,61	40,09	2.401,52	43,22
	Térmica Turbovapor (*)	144,30	2,40	136,40	2,45
Total Renovable		**2.598,60**	**43,27**	**2.584,57**	**46,51**
No Renovable	Térmica MCI	1.861,95	31,01	1.546,17	27,82
	Térmica Turbogas	1.086,19	18,09	978,00	17,60
	Térmica Turbovapor	458,24	7,63	448,24	8,07
Total No Renovable		**3.406,38**	**56,73**	**2.972,41**	**53,49**
Total		**6.004,98**	**100,00**	**5.556,99**	**100,00**

(*) Centrales de biomasa - combustible de origen renovable (bagazo de caña).

En la FIG. No. 3 se aprecia desde un punto de vista porcentual que; del total de potencia efectiva disponible en el país, las centrales eólicas y fotovoltaicas tienen una participación minoritaria con el 0,38 % y 0,46 % respectivamente, seguidas de las centrales de biomasa con el 2,45 %, mientras que las centrales térmicas MCI tienen mayor participación en cuanto a fuentes no renovables con un 27,82 % de potencia efectiva. Finalmente, están las centrales hidráulicas que son las más representativas dentro del rango de energías renovables con un 43,22 % de participación.



Parque solar - Pedro Moncayo, provincia de Pichincha
Autor: Electrisol - Esteban Casares

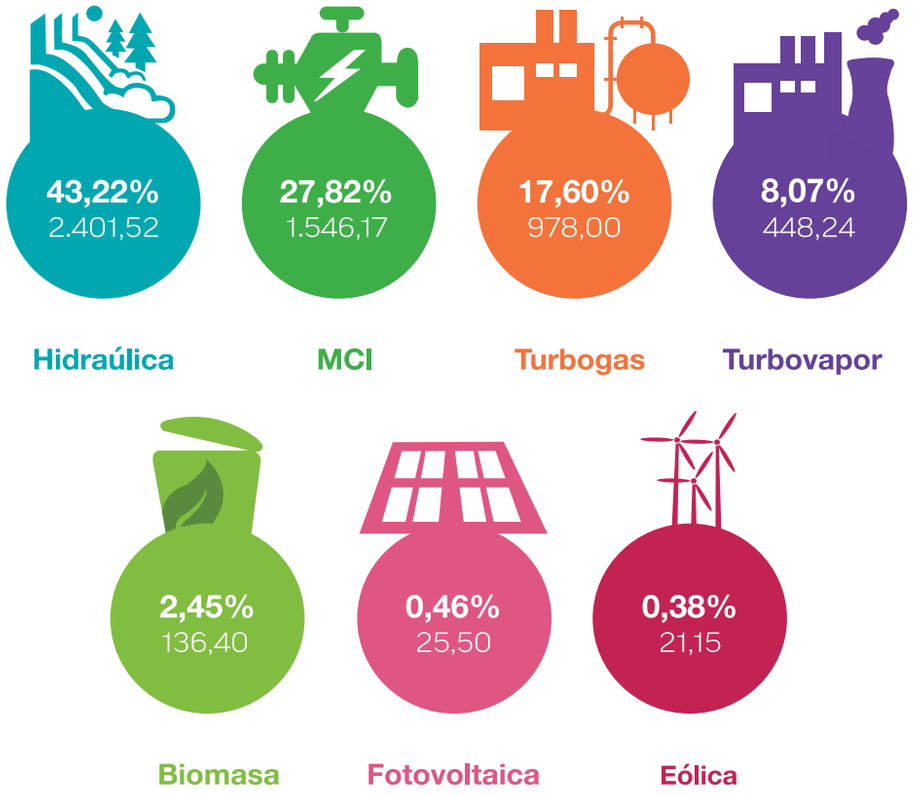


FIG. No. 3: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE ENERGÍA (MW)

1.1.3. Potencia de empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación

El sector eléctrico ecuatoriano cuenta con una variedad de centrales, las cuales son clasificadas según su principio de transformación de energía (hidráulica, eólica, fotovoltaica, térmica) en electricidad. En ese contexto, las siguientes figuras muestran, desde un punto de vista general, el porcentaje de participación que las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación poseen con respecto al tipo de central y su concerniente potencia efectiva. Tras un análisis de las figuras mencionadas se advierte que, las empresas autogeneradoras no tienen participación alguna con respecto a centrales con fuentes de energía solar y eólica. Por otro lado, los agentes generadores y distribuidores intervienen en todos los tipos de central. Para detalles remítase al ANEXO A.

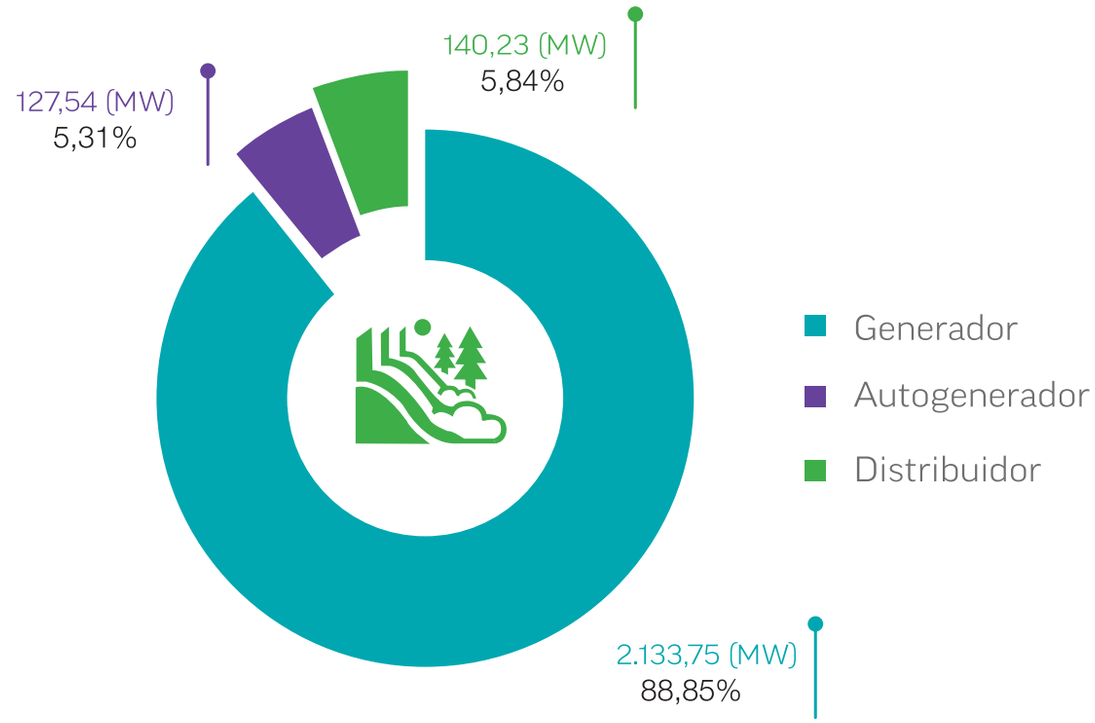


FIG. No. 4: POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES HIRÁULICAS POR TIPO DE EMPRESA

Casa del árbol - Provincia de Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo.

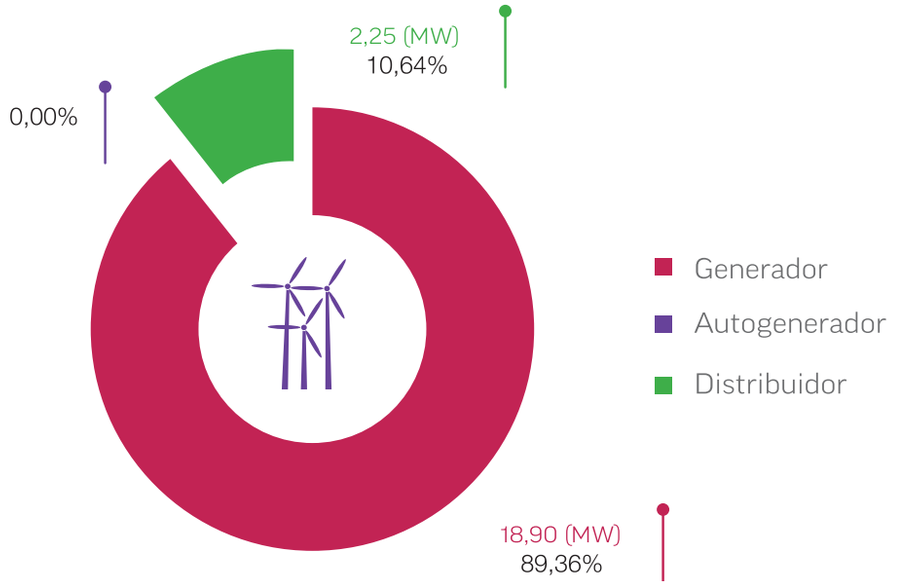


FIG. No. 5: POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES EÓLICAS POR TIPO DE EMPRESA

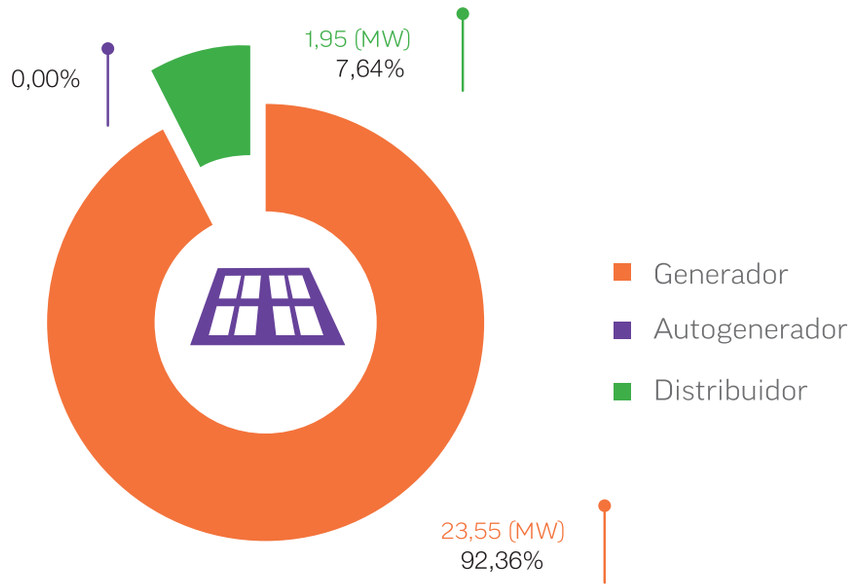


FIG. No. 6: POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS POR TIPO DE EMPRESA

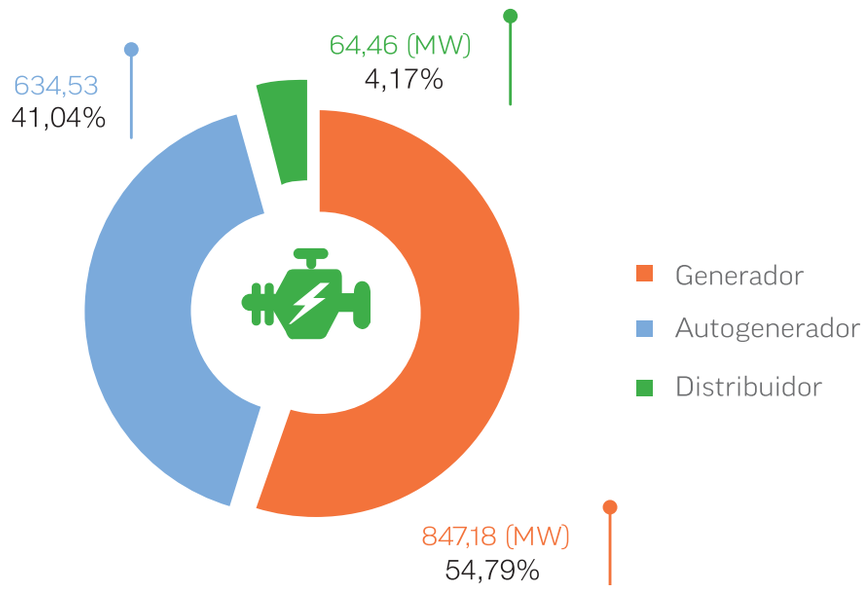


FIG. No. 7: POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES TÉRMICAS MCI POR TIPO DE EMPRESA

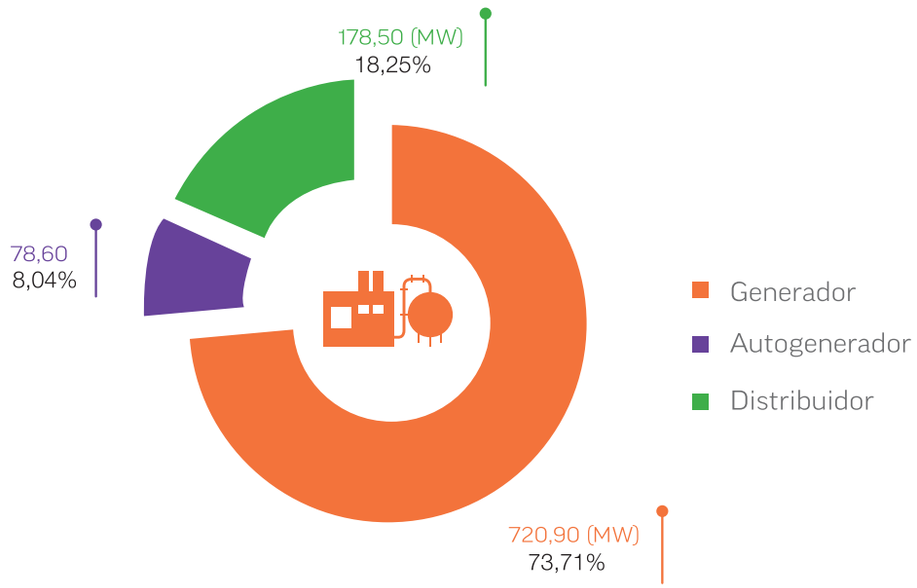


FIG. No. 8: POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES TÉRMICAS TURBOGAS POR TIPO DE EMPRESA

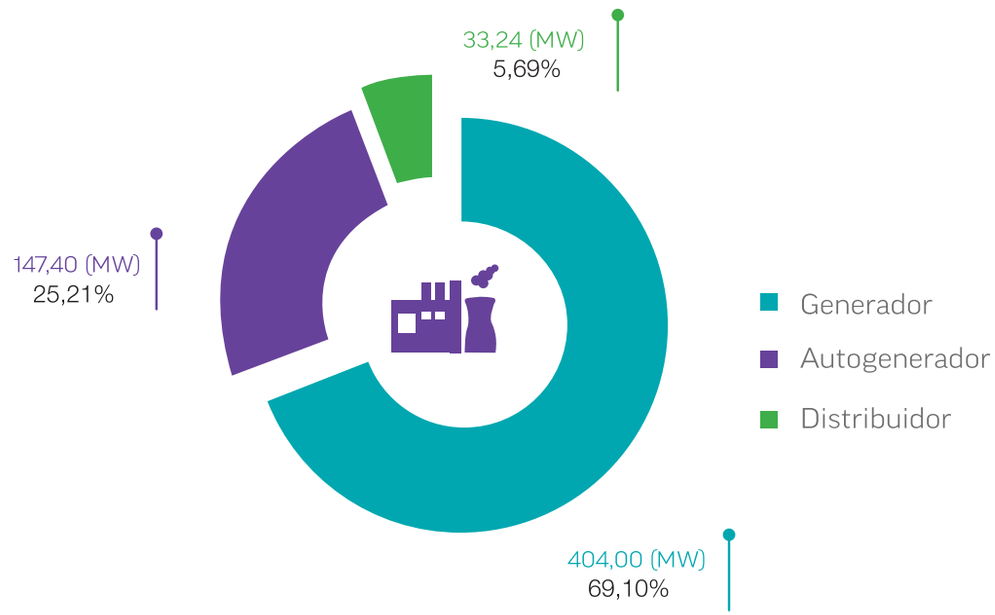
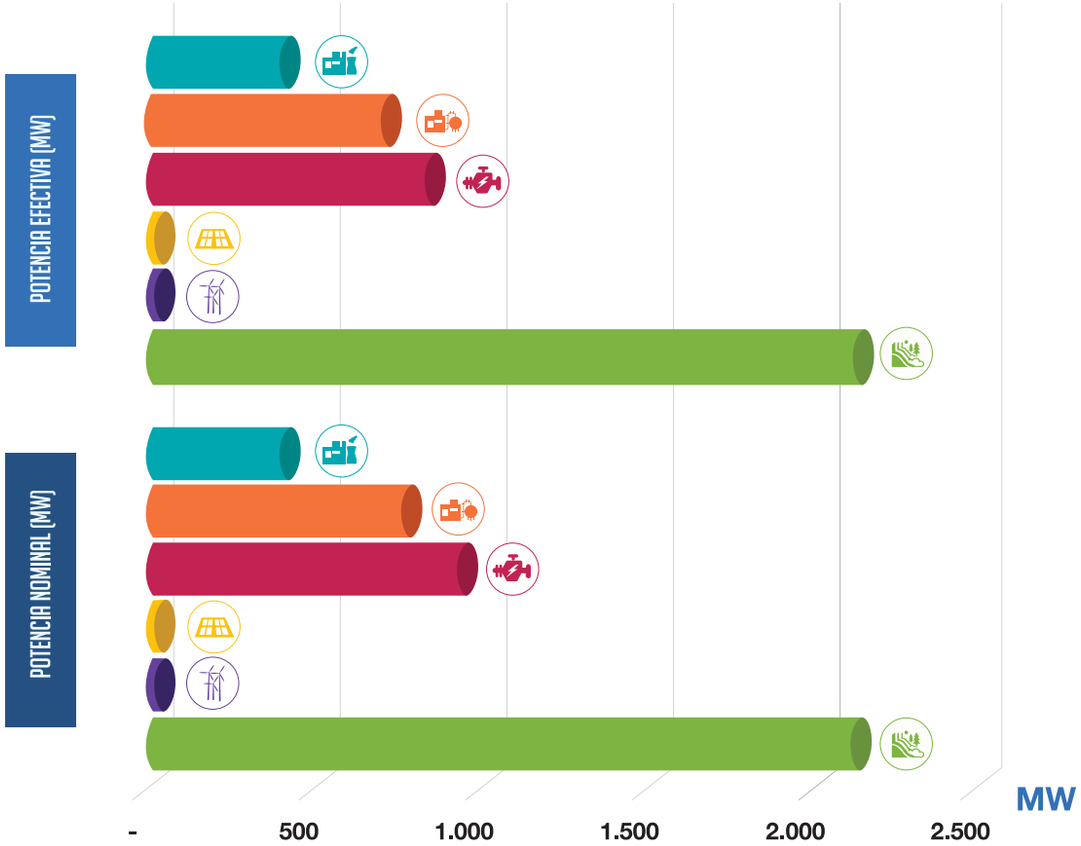


FIG. No. 9: POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES TÉRMICAS TURBOVAPOR POR TIPO DE EMPRESA

Continuando con el desarrollo temático del tipo de central y de empresa de las figuras anteriores, en las secciones subsiguientes se esquematiza la participación que tienen los diferentes tipos de centrales en cuanto a potencia nominal y efectiva, clasificándolas por tipo de empresa (generadora, autogeneradora y distribuidora)

1.1.3.1. Potencia de empresas generadoras por tipo de central

Las potencias nominal y efectiva del grupo conformado por los agentes generadores se muestran en la FIG. No. 10, en la cual se estima que el predominio de las centrales hidráulicas y térmicas está determinado por un porcentaje de participación del 51,44 % y del 47,54 % referente a la potencia efectiva, respectivamente. Para el 2015 las empresas generadoras contaron con un total de 4.303,70 MW de potencia nominal y 4.148,29 MW de potencia efectiva para el servicio público.

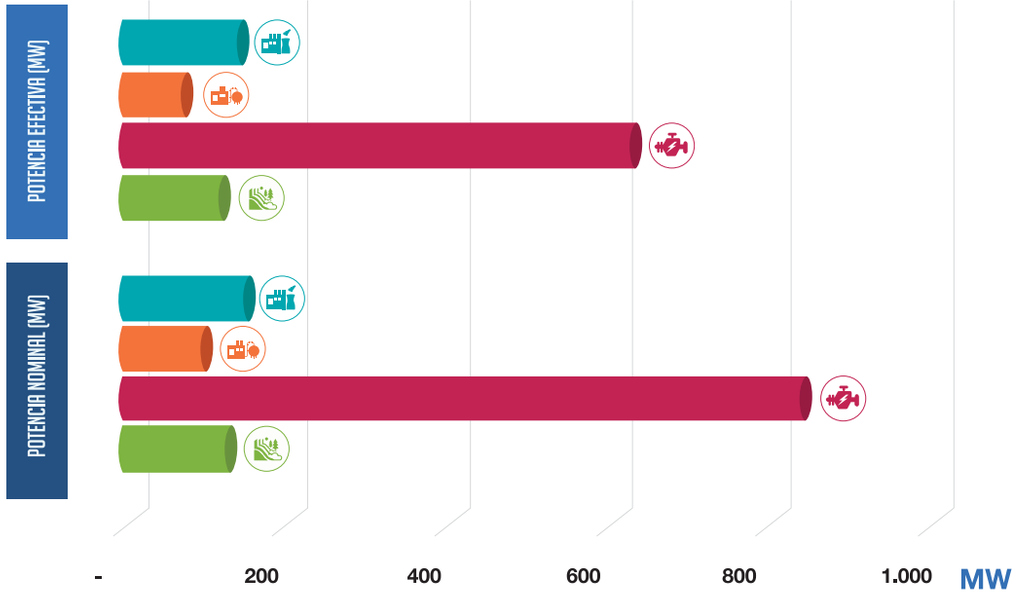


	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Térmica Turbovapor	411,50	404,00
Térmica Turbogas	774,87	720,90
Térmica MCI	940,93	847,18
Fotovoltaica	23,59	23,55
Eólica	18,90	18,90
Hidraúlica	2.133,92	2.133,75

FIG. No. 10: POTENCIA DE EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL

1.1.3.2. Potencia de empresas autogeneradoras por tipo de central

La potencia nominal y efectiva del grupo conformado por los agentes autogeneradores se muestra en la FIG. No. 11, en la cual se evidencia el predominio de las centrales térmicas con un porcentaje de participación del 87,09 % referente a la potencia efectiva. Por otra parte, las centrales hidráulicas representaron el 12,91 %. Para el año 2015 las empresas autogeneradoras contaron con un total de 1.236,80 MW de potencia nominal y 988,07 MW de potencia efectiva, para el servicio no público principalmente.

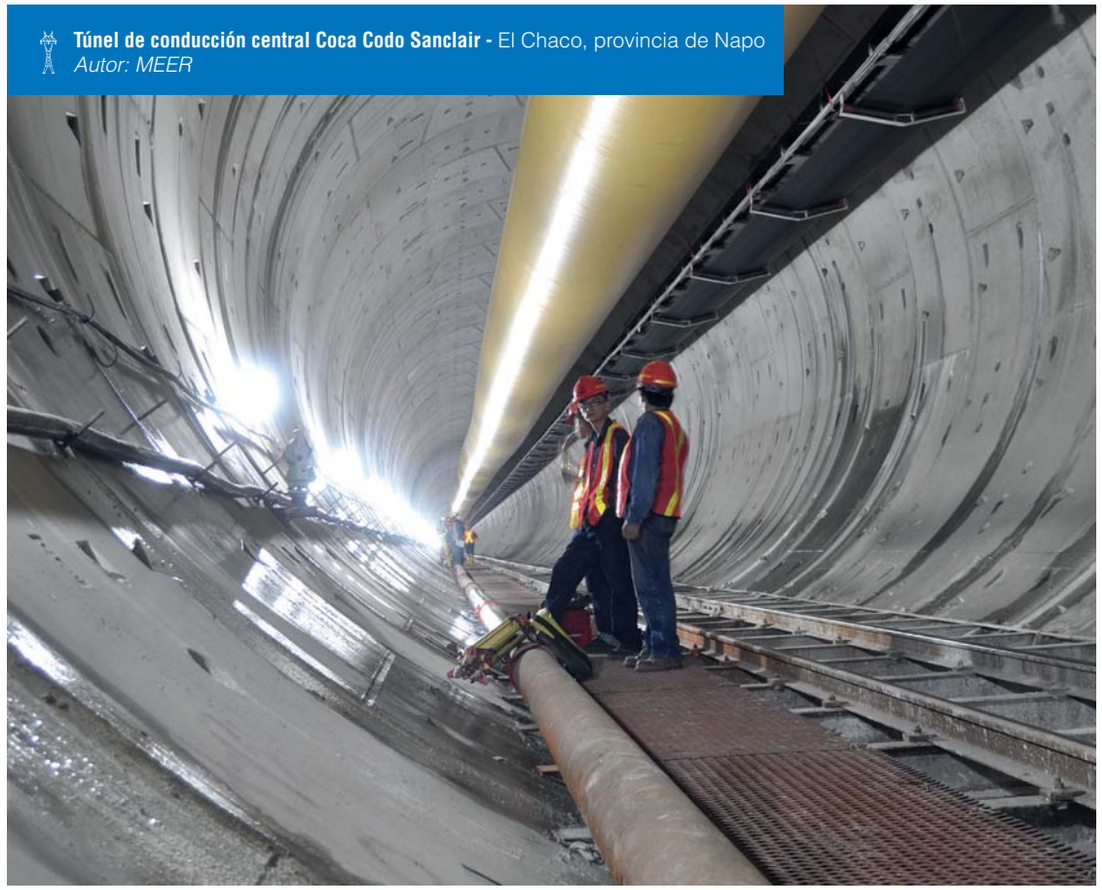


	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Térmica Turbovapor	156,30	147,40
Térmica Turbogas	103,25	78,60
Térmica MCI	845,62	634,53
Hidraúlica	131,64	127,54

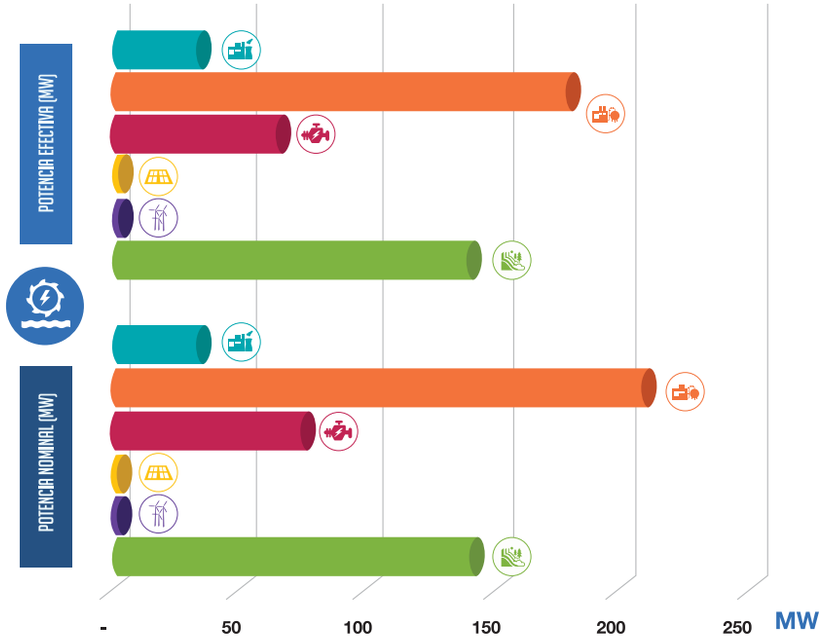
FIG. No. 11: POTENCIA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL

1.1.3.3. Potencia de empresas distribuidoras con generación por tipo de central

La potencia nominal y efectiva del grupo constituido por los agentes distribuidores con generación se muestra en la FIG. No. 12. Esta gráfica evidencia el predominio de las centrales térmicas, con un porcentaje de participación del 65,66 % tocante a la potencia efectiva, donde las centrales de tipo turbogas tienen mayor incidencia. Las centrales hidráulicas, eólicas y fotovoltaicas tienen una incidencia igual a 34,34 % siendo las primeras las de mayor representación, a quienes corresponde el 33,34 % de la potencia total. Para diciembre 2015 las empresas distribuidoras con generación presentaron un total de 464,47 MW de potencia nominal y 420,63 MW de potencia efectiva para el servicio público.



Túnel de conducción central Coca Codo Sanclair - El Chaco, provincia de Napo
Autor: MEER



	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Térmica Turbovapor	34,74	33,24
Térmica Turbogas	208,07	178,50
Térmica MCI	75,41	64,46
Fotovoltaica	1,95	1,95
Eólica	2,25	2,25
Hidraúlica	142,05	140,23

FIG. No. 12: POTENCIA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL

1.1.4. Potencia por tipo de empresa y tipo de servicio

Los participantes del sector eléctrico se clasifican de la siguiente manera: generadoras, autogeneradoras y distribuidoras. Estas cuentan con un total de 289 centrales que representan 6.004,98 MW de potencia nominal y 5.556,99 MW de efectiva. Con respecto a la capacidad efectiva, esta es mayormente representada por las empresas generadoras con el 74,65 %, a estas le siguen las autogeneradoras y distribuidoras las mismas que tienen una menor incidencia, tal y como se aprecia en la FIG. No. 13.

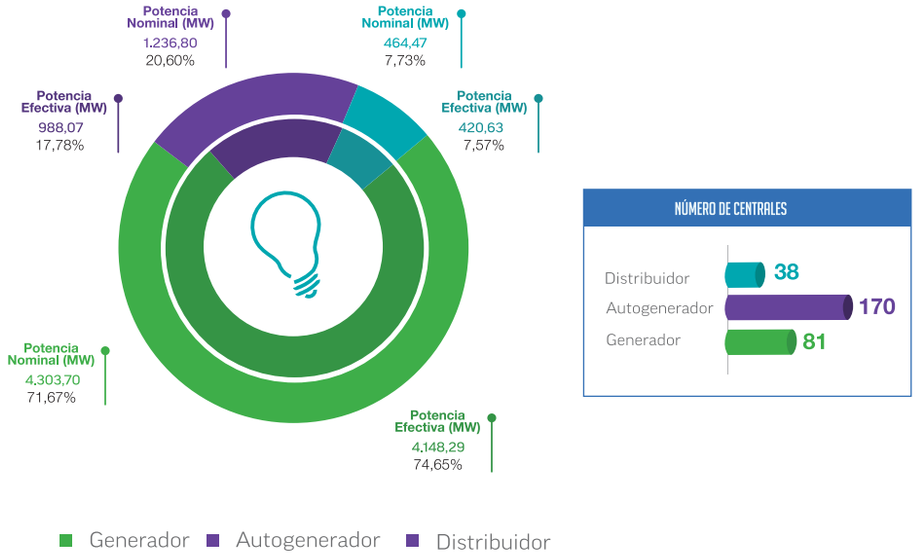
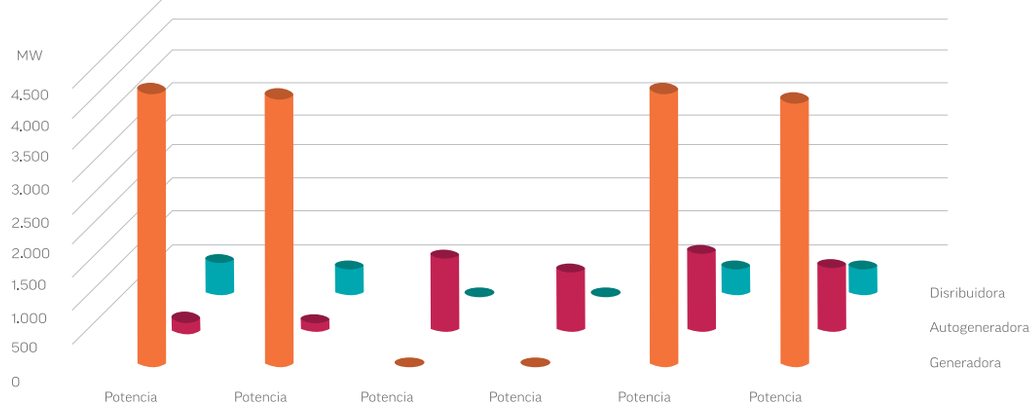


FIG. No. 13: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA



	SERVICIO PÚBLICO		SERVICIO PÚBLICO		TOTAL	
	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Generadora	4,303,70	4,148,29	0,00	0,00	4,303,70	4,148,29
Autogeneradora	120,79	117,18	1.116,01	870,89	1.236,80	988,07
Distribuidora	464,47	420,63	0,00	0,00	464,47	420,63

FIG. No. 14: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE SERVICIO

La información de las potencias nominal y efectiva fue clasificada por servició público y no público en la FIG. No. 14, una particularidad que sobresale tiene que ver con los 988,07 MW de capacidad efectiva correspondiente a las empresas autogeneradoras, la misma que representa un 11,86 % de potencia asignada al sector público, mientras que el restante 88,14 % se emplea en el autoconsumo de dichos agentes. Para mayor detalle referente a las potencias nominal y efectiva por empresa y tipo de servicio remitirse al ANEXO B.

1.1.5. Potencia y número de centrales segmentada por provincia

Los valores de potencia efectiva a nivel nacional se muestran en la FIG. No. 15. Estas cifras están clasificadas por provincia. Lo más destacable es que Guayas cuenta con un mayor valor de potencia efectiva, que en gran parte depende de fuentes no renovables las cuales representan un 76,26 % del total de potencia en esta provincia. En segundo lugar está el Azuay con 1.327,69 MW de potencia efectiva, de la cual el 98,70 % depende de fuentes renovables (centrales hidráulicas). Cabe mencionar que las provincias de Santo Domingo de los Tsáchilas y Bolívar no tienen centrales de generación.

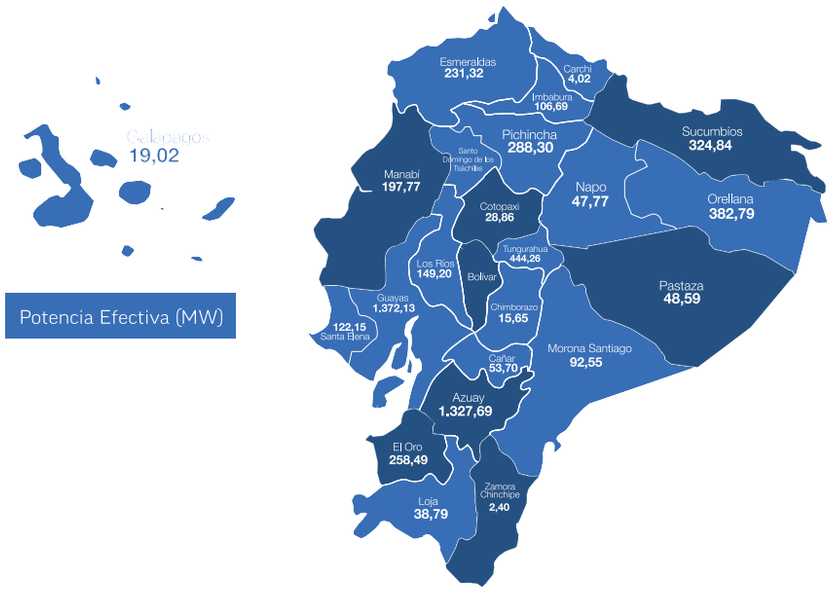


FIG. No. 15: POTENCIA EFECTIVA A NIVEL DE PROVINCIA

La FIG. No. 16 muestra el número de centrales de generación eléctrica distribuidas por provincia, que en contraste con la información de la FIG. No. 15 se advierte que, las provincias del Guayas y Azuay, aun cuando presentan la mayor cifra de potencia efectiva, cuentan con un número relativamente bajo de centrales si las comparamos con las provincias de Sucumbíos y Orellana las cuales acogen 74 y 72 centrales respectivamente, las mismas que pertenecen a empresas autogeneradoras.

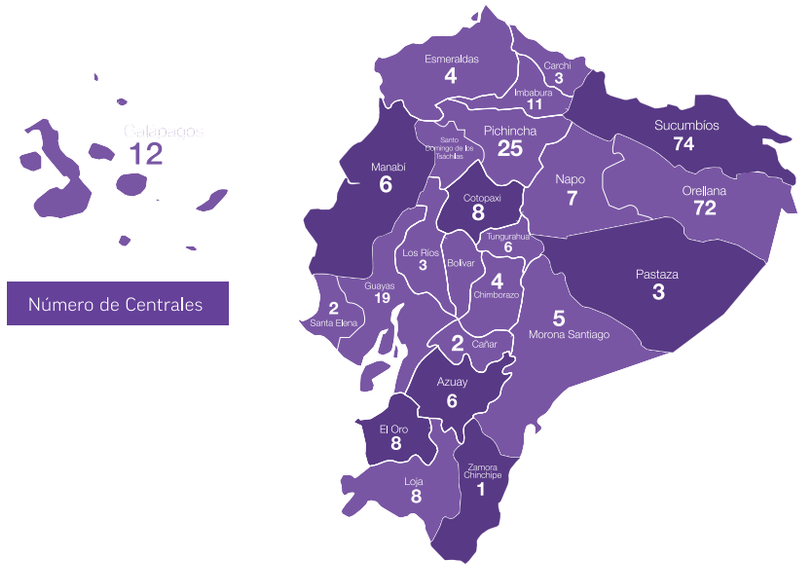


FIG. No. 16: NÚMERO DE CENTRALES A NIVEL DE PROVINCIA

Para mayor información de empresas con generación y su respectiva participación por tipo de energía, provincia, tipo de sistema, etc., remitirse al ANEXO C. En la siguiente tabla se dispone de un compendio de dicho anexo en la cual se muestra, el número de centrales, potencia efectiva y tipo de energía porcentual a nivel de provincia.

TABLA No. 3: NÚMERO DE CENTRALES Y TIPO DE ENERGÍA POR PROVINCIA (1/2)

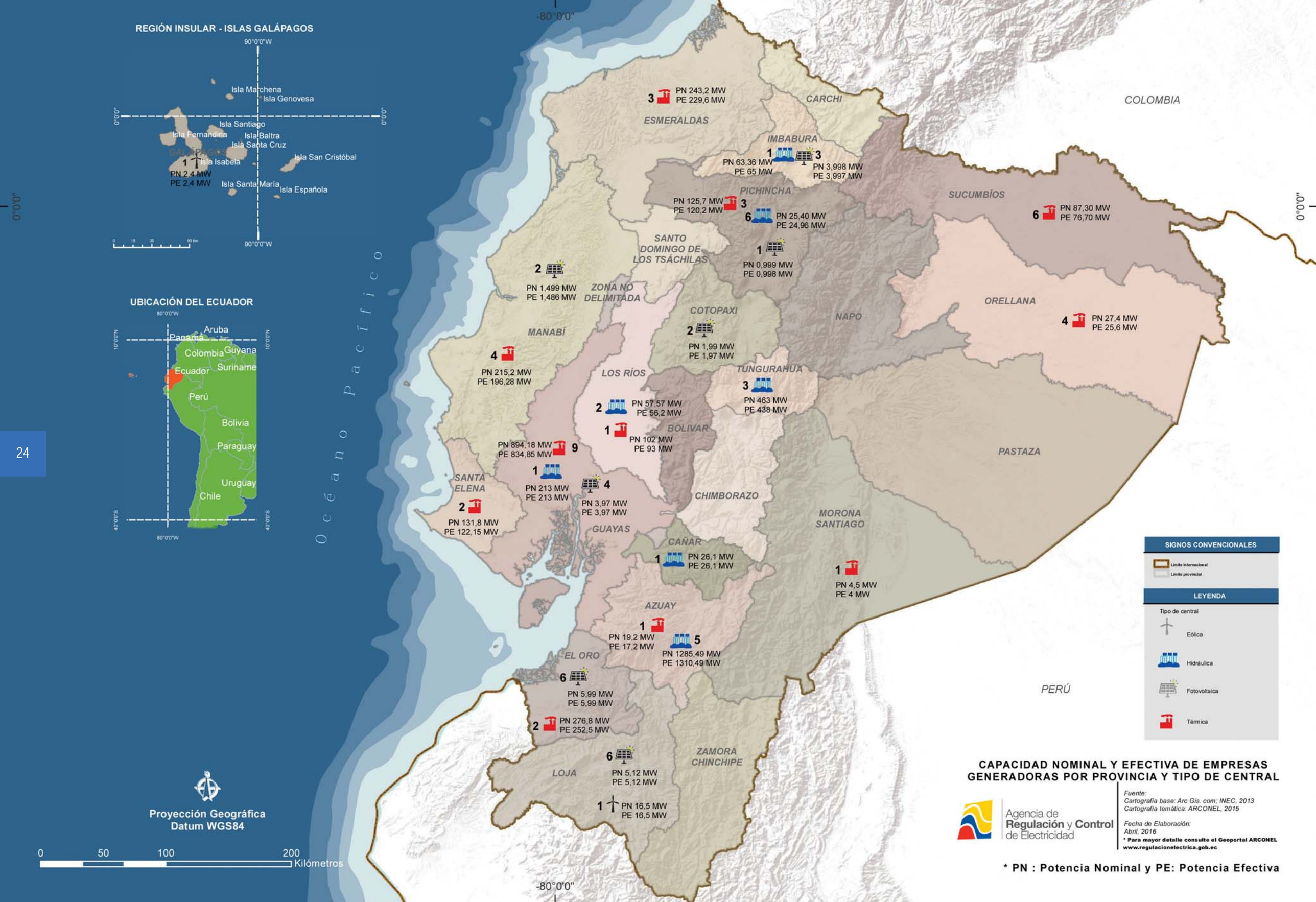
Provincia	Número de Centrales	Potencia Efectiva		
		MW	Renovable %	No Renovable %
Azuay	6	1.327,69	98,70	1,30
Cañar	2	53,70	100,00	-

TABLA No. 3: NÚMERO DE CENTRALES Y TIPO DE ENERGÍA POR PROVINCIA (2/2)

Provincia	Número de Centrales	Potencia Efectiva		
		MW	Renovable %	No Renovable %
Chimborazo	4	15,65	100,00	-
Cotopaxi	8	28,86	100,00	-
El Oro	8	258,49	2,32	97,68
Esmeraldas	4	231,32	-	100,00
Galápagos	12	19,02	32,73	67,27
Guayas	19	1.372,13	23,74	76,26
Imbabura	11	106,69	74,41	25,59
Loja	8	38,79	55,75	44,25
Los Ríos	3	149,20	37,67	62,33
Manabí	6	197,77	0,75	99,25
Morona Santiago	5	92,55	95,42	4,58
Napo	7	47,77	17,39	82,61
Orellana	72	382,79	-	100,00
Pastaza	3	48,59	-	100,00
Pichincha	25	288,30	46,89	53,11
Santa Elena	2	122,15	-	100,00
Sucumbíos	74	324,84	-	100,00
Tungurahua	6	444,26	99,26	0,74
Zamora Chinchipe	1	2,40	100,00	-
Total	**289**	**5.556,99**	**46,51**	**53,49**

Paisaje - Provincia de Los Ríos
Autor: Ministerio de Turismo

CAPACIDAD NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS GENERADORAS POR PROVINCIA Y TIPO DE CENTRAL



SIGNOS CONVENCIONALES

Límite Internacional
Límite provincial

LEYENDA

Tipo de central

- Eólica
- Hidráulica
- Fotovoltaica
- Térmica

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

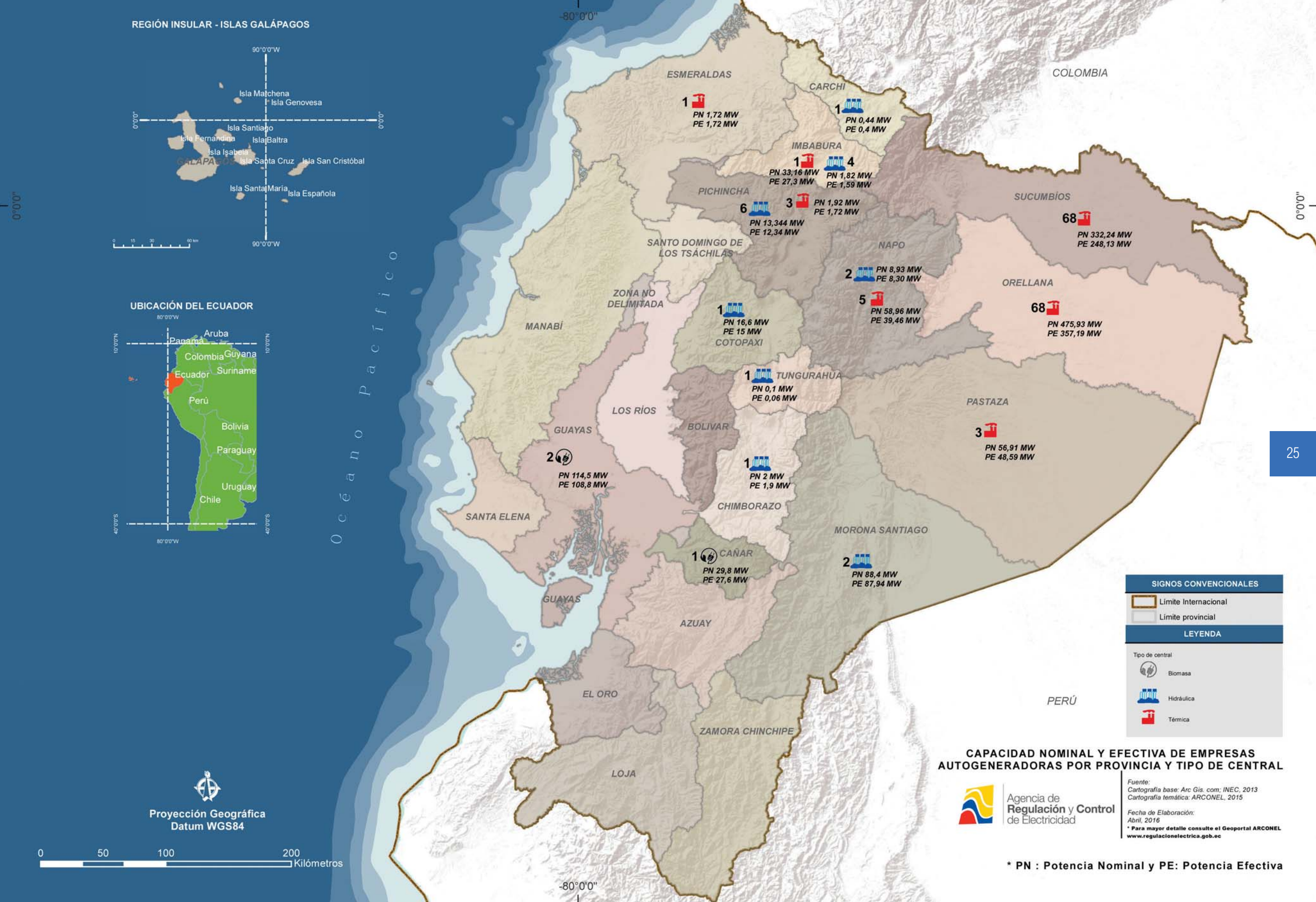
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

*** PN : Potencia Nominal y PE: Potencia Efectiva**


REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
90°0'0"W
0°0'0"
Isla Marchena
Isla Genovesa
Isla Santiago
Isla Fernandina
Isla Baltra
Isla Isabela
GALÁPAGOS
Isla Santa Cruz
Isla San Cristóbal
Isla Santa María
Isla Española
0 15 30 60 km
UBICACIÓN DEL ECUADOR
80°0'0"W
10°0'0"N
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Suriname
Ecuador
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
40°0'0"S
Océano Pacífico
-80°0'0"
ESMERALDAS
CARCHI
IMBABURA
PICHINCHA
SUCUMBÍOS
SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS
NAPO
ORELLANA
ZONA NO DELIMITADA
MANABÍ
COTOPAXI
TUNGURAHUA
PASTAZA
LOS RÍOS
GUAYAS
BOLIVAR
SANTA ELENA
CHIMBORAZO
MORONA SANTIAGO
CAÑAR
AZUAY
EL ORO
ZAMORA CHINCHIPE
LOJA
COLOMBIA
PERÚ
1 PN 1,72 MW PE 1,72 MW
1 PN 0,44 MW PE 0,4 MW
1 PN 33,16 MW PE 27,3 MW
4 PN 1,82 MW PE 1,59 MW
6 PN 13,344 MW PE 12,34 MW
3 PN 1,92 MW PE 1,72 MW
68 PN 332,24 MW PE 248,13 MW
2 PN 8,93 MW PE 8,30 MW
5 PN 58,96 MW PE 39,46 MW
1 PN 16,6 MW PE 15 MW
68 PN 475,93 MW PE 357,19 MW
1 PN 0,1 MW PE 0,06 MW
3 PN 56,91 MW PE 48,59 MW
2 PN 114,5 MW PE 108,8 MW
1 PN 2 MW PE 1,9 MW
1 PN 29,8 MW PE 27,6 MW
2 PN 88,4 MW PE 87,94 MW
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite Internacional
Límite provincial
LEYENDA
Tipo de central
Biomasa
Hidráulica
Térmica
Proyección Geográfica
Datum WGS84
0 50 100 200 Kilómetros
CAPACIDAD NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR PROVINCIA Y TIPO DE CENTRAL
Agencia de Regulación y Control de Electricidad
Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015
Fecha de Elaboración:
Abril, 2016
* Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL
www.regulacionelectrica.gob.ec
* PN : Potencia Nominal y PE: Potencia Efectiva

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

UBICACIÓN DEL ECUADOR

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

ESMERALDAS
CARCHI
COLOMBIA
IMBABURA
PICHINCHA
SUCUMBÍOS
SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS
MANABÍ
ZONA NO DELIMITADA
NAPO
ORELLANA
COTOPAXI
TUNGURAHUA
LOS RÍOS
BOLIVAR
CHIMBORAZO
PASTAZA
GUAYAS
SANTA ELENA
CAÑAR
MORONA SANTIAGO
AZUAY
EL ORO
ZAMORA CHINCHIPE
LOJA
PERÚ

2 PN 4,27 MW PE 3,62 MW
2 PN 8,98 MW PE 8,8 MW
1 PN 34,32 MW PE 31,2 MW
5 PN 96,88 MW PE 96,88 MW
5 PN 12,19 MW PE 11,88 MW
1 PN 3 MW PE 2,9 MW
1 PN 5 MW PE 3,3 MW
3 PN 242,57 MW PE 211,5 MW
3 PN 14,32 MW PE 13,75 MW
1 PN 0,37 MW PE 0,37 MW
1 PN 0,24 MW PE 0,24 MW
1 PN 19,74 MW PE 17,16 MW
1 PN 2,4 MW PE 2,4 MW

SIGNOS CONVENCIONALES
Límite Internacional
Límite provincial

LEYENDA
Tipo de central
Eólica
Hidráulica
Solar
Térmica

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

-80°0'0"

CAPACIDAD NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR PROVINCIA Y TIPO DE CENTRAL

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

*** PN : Potencia Nominal y PE: Potencia Efectiva**

1.2. Subestaciones

Una subestación eléctrica es un conjunto de instalaciones destinadas a cumplir, de manera general, dos tipos de funciones: la trasformación de los niveles de voltaje y el seccionamiento de circuitos que faciliten la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El elemento principal de una subestación es el transformador que modifica y establece los niveles de voltaje para la transmisión de potencia. Además, constan de dispositivos de protección, maniobra y control para la conexión y desconexión de circuitos.

Los tipos de subestaciones y transformadores definidos en las tablas y anexos de esta sección corresponden a la siguiente nomenclatura:

S= Subestación de seccionamiento
E= Subestación de elevación
R= Subestación de reducción
T= Transformador
A= Autotransformador
OA= Enfriamiento natural por aire
FA= Enfriamiento por aire forzado
FOA= Enfriamiento por aire y aceite forzado

La TABLA No. 4 muestra el resumen del número de subestaciones y transformadores por tipo de empresa a nivel nacional.

TABLA No. 4: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Generador	32	69	3.158,71
Autogenerador	61	108	1.063,17
Transmisor	51	73	9.562,23
Distribuidor	387	487	6.830,84
Total	**531**	**737**	**20.614,94**

Los datos expuestos en la tabla anterior se explican de manera concisa en las siguientes gráficas porcentuales. En ellas se muestra el número de subestaciones, transformadores y capacidad instalada máxima en MVA.

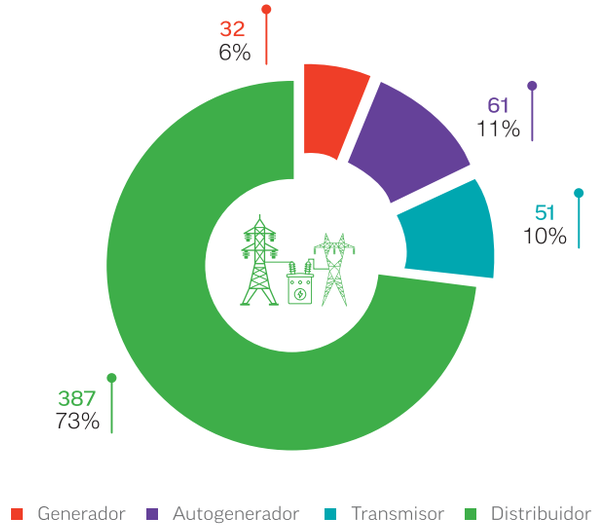


FIG. No. 17: NÚMERO DE SUBESTACIONES POR TIPO DE EMPRESA

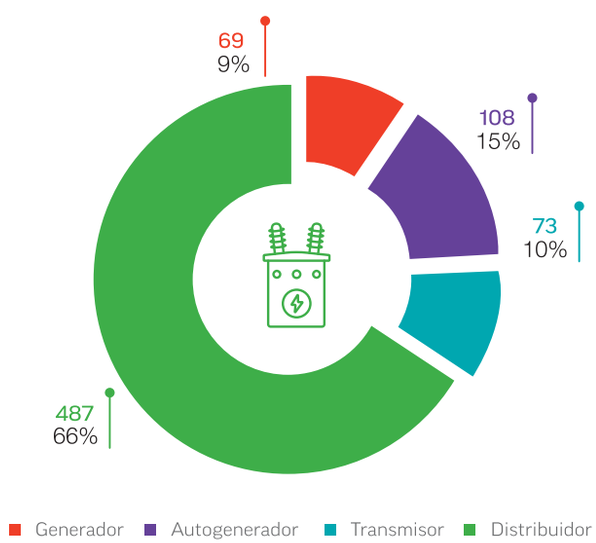


FIG. No. 18: NÚMERO DE TRANSFOMADORES POR TIPO DE EMPRESA

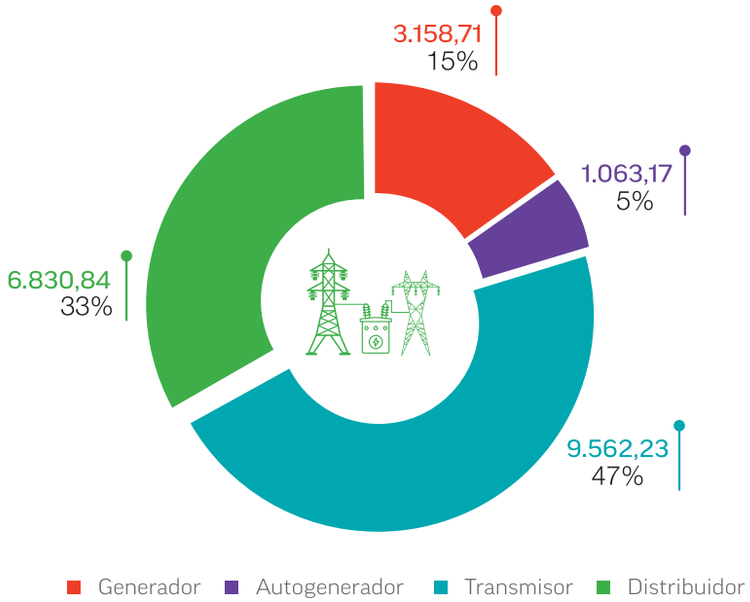


FIG. No. 19: CAPACIDAD INSTALADA MÁXIMA POR TIPO DE EMPRESA (MVA)

1.2.1. Subestaciones y transformadores de las empresas generadoras y autogeneradoras

A continuación se presenta un compendio de los datos del ANEXO D que contiene información general de las subestaciones pertenecientes a empresas generadoras y autogeneradoras. Estos datos se pormenorizan en las siguientes tablas.

TABLA No. 5: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
CELEC-Electroguayas	E	4	11	731,50
CELEC-Gensur	E	1	1	25,00
CELEC-Hidroagoyán	E	2	4	425,00
CELEC-Hidronación	E	2	5	357,00

TABLA No. 5: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (2/2)

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
CELEC-Termoesmeraldas	E	2	4	235,00
CELEC-Termogas Machala	E	1	2	166,00
CELEC-Termopichincha	E	2	6	140,00
Elecaustro	E	5	14	114,85
Electroquil	E	2	5	383,20
EMAAP-Q	E	2	2	30,50
	R	2	2	36,00
Eolicsa	E	1	3	3,00
Generoca	E	1	2	66,66
Hidrosibimbe	E	1	1	18,00
Intervisa Trade	E	1	1	150,00
Termoguayas	E	1	5	239,50
Ulysseas	E	1	1	37,50
Total		**31**	**69**	**3.158,71**

TABLA No. 6: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/2)

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Agip	E	1	5	21,28
	R	3	9	29,6
Total Agip		**4**	**14**	**50,88**
Andes Petro	E	1	7	108
Total Andes Petro		**1**	**7**	**108**
Ecoelectric	E	1	1	6,25
Total Ecoelectric		**1**	**1**	**6,25**
Ecoluz	E	2	2	9,1
	R	1	1	6,6
Total Ecoluz		**3**	**3**	**15,7**
Ecudos	E	1	1	31,6
	R	1	1	8,67
Total Ecudos		**2**	**2**	**40,27**

TABLA No. 6: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/2)

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Enermax	E	1	1	20,8
Total Enermax		**1**	**1**	**20,8**
Hidroabanico	E	1	2	45
Total Hidroabanico		**1**	**2**	**45**
Hidrosanbartolo	E	1	1	56
Total Hidrosanbartolo		**1**	**1**	**56**
Moderna Alimentos	R	1	3	1,64
Total Moderna Alimentos		**1**	**3**	**1,64**
Ocp	R	6	7	5,275
Total Ocp		**6**	**7**	**5,275**
Perlabí	E	1	1	3,15
Total Perlabí		**1**	**1**	**3,15**
Petroamazonas	E	12	15	92,25
	R	5	5	31,25
Total Petroamazonas		**17**	**20**	**123,5**
Repsol	E	2	10	239
	R	11	21	186,3
Total Repsol		**13**	**31**	**425,3**
Río Napo	E	1	1	4
Total Río Napo		**1**	**1**	**4**
San Carlos	E	1	6	82,4
Total San Carlos		**1**	**6**	**82,4**
Sipec	E	2	2	8
Total Sipec		**2**	**2**	**8**
UCEM	E	1	1	2
	R	1	3	21
Total UCEM		**2**	**4**	**23**
UNACEM	R	1	1	35
Total UNACEM		**1**	**1**	**35**
Vicunha	E	1	1	9
Total Vicunha		**1**	**1**	**9**
Total		**60**	**108**	**1.063,17**

1.2.2. Subestaciones y transformadores del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

La capacidad instalada en las subestaciones del SNT. se muestra en la siguiente tabla. Los datos presentados fueron analizados considerando la capacidad de reserva instalada de acuerdo al tipo de sistema de enfriamiento. En la misma, que es un resumen del ANEXO D, se observa la participación mayoritaria de las subestaciones de reducción.

TABLA No. 7: SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN Y SUS TRANSFORMADORES ASOCIADOS

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad (MVA)			
				OA	FA	FOA	Máxima
Transelectric	E	2	4	450,00	600,00	830,00	830,00
	R	46	69	5.168,26	8.163,49	2.031,57	8.732,23
Total		**48**	**73**	**5.618,26**	**8.763,49**	**2.861,57**	**9.562,23**

Construcción presa Central Mazar - Sevilla de Oro, provincia de Azuay
Autor: MEER

1.2.3. Subestaciones y transformadores de las empresas distribuidoras

Las empresas de distribución de energía eléctrica, a nivel de subtransmisión, presentan una capacidad instalada máxima de 6.830,84 MVA. De la cual el 96,34 % corresponde a subestaciones de reducción y tiene un porcentaje similar en cuanto a número de subestaciones. Para mayores detalles de las características de subestaciones y transformadores remitirse al ANEXO D.

TABLA No. 8: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (1/2)

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
CNEL-Bolívar	R	6	8	76,25
Total CNEL-Bolívar		**6**	**8**	**76,25**
CNEL-El Oro	R	16	23	266,25
Total CNEL-El Oro		**16**	**23**	**266,25**
CNEL-Esmeraldas	R	13	16	169,55
Total CNEL-Esmeraldas		**13**	**16**	**169,55**
CNEL-Guayaquil	R	37	51	1.200,00
Total CNEL-Guayaquil		**37**	**51**	**1.200,00**
CNEL-Guayas Los Ríos	E	1	1	1,00
	R	29	34	561,50
Total CNEL-Guayas Los Ríos		**30**	**35**	**562,50**
CNEL-Los Ríos	E	1	1	18,00
	R	14	14	178,15
Total CNEL-Los Ríos		**15**	**15**	**196,15**
CNEL-Manabí	R	29	38	381,75
Total CNEL-Manabí		**29**	**38**	**381,75**
CNEL-Milagro	R	13	17	186,75
Total CNEL-Milagro		**13**	**17**	**186,75**
CNEL-Sta. Elena	R	23	24	234,25
Total CNEL-Sta. Elena		**23**	**24**	**234,25**
CNEL-Sto. Domingo	R	18	22	217,75
Total CNEL-Sto. Domingo		**18**	**22**	**217,75**

TABLA No. 8: SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (2/2)

Empresa	Tipo Subestación	Cantidad Subestaciones	Cantidad Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
CNEL-Sucumbíos	R	8	10	90,63
Total CNEL-Sucumbíos		**8**	**10**	**90,63**
E.E. Ambato	E	2	3	9,76
	R	17	25	321,75
Total E.E. Ambato		**19**	**28**	**331,51**
E.E. Azogues	R	2	2	32,50
Total E.E. Azogues		**2**	**2**	**32,50**
E.E. Centro Sur	R	14	23	409,00
Total E.E. Centro Sur		**14**	**23**	**409,00**
E.E. Cotopaxi	E	5	7	15,26
	R	9	12	104,90
Total E.E. Cotopaxi		**14**	**19**	**120,16**
E.E. Galápagos	E	7	28	28,32
	R	1	1	10,00
Total E.E. Galápagos		**8**	**29**	**38,32**
E.E. Norte	E	3	5	28,05
	R	15	19	206,75
Total E.E. Norte		**18**	**24**	**234,80**
E.E. Quito	E	2	2	18,49
	R	44	59	1.776,35
Total E.E. Quito		**46**	**61**	**1.794,84**
E.E. Riobamba	E	2	2	4,05
	R	11	18	137,94
Total E.E. Riobamba		**13**	**20**	**141,99**
E.E. Sur	R	19	22	145,90
Total E.E. Sur		**19**	**22**	**145,90**
Total		**361**	**487**	**6.830,84**

Las empresas distribuidoras, a nivel de media tensión, cuentan con transformadores de distribución los cuales permiten reducir el nivel de voltaje a valores de consumo domiciliarios, principalmente en áreas urbanas, rurales y para aplicaciones industriales. En la siguiente tabla se muestra el número de transformadores monofásicos y trifásicos con su respectiva capacidad de carga de cada una de las empresas eléctricas y unidades de negocio de CNEL EP.

TABLA No. 9: TRANSFORMADORES A NIVEL DE MEDIA TENSIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Transformadores de Distribución		
	Monofásico #	Trifásico #	Total (MVA)
CNEL-Bolívar	3.731	201	56,58
CNEL-El Oro	13.048	967	519,76
CNEL-Esmeraldas	7.537	789	252,10
CNEL-Guayaquil	32.337	1.875	2.310,75
CNEL-Guayas Los Ríos	24.194	839	915,72
CNEL-Los Ríos	7.559	214	218,38
CNEL-Manabí	23.908	704	652,88
CNEL-Milagro	10.076	275	269,05
CNEL-Sta. Elena	6.698	247	242,21
CNEL-Sto. Domingo	19.819	856	391,16
CNEL-Sucumbíos	6.617	639	164,70
E.E. Ambato	10.670	2.310	330,36
E.E. Azogues	1.482	209	40,34
E.E. Centro Sur	16.551	3.922	618,06
E.E. Cotopaxi	6.831	1.168	215,02
E.E. Galápagos	684	132	28,59
E.E. Norte	12.760	2.263	393,97
E.E. Quito	22.733	14.836	2.731,54
E.E. Riobamba	10.925	711	219,23
E.E. Sur	15.249	774	262,48
Total	**253.409**	**33.931**	**10.832,89**

1.2.4. Subestaciones de seccionamiento por tipo de empresa

El número de subestaciones de seccionamiento con sus respectivos niveles de voltaje de las empresas generadoras, autogeneradoras, distribuidoras y transmisor se muestran en la TABLA No. 10, en la misma se nota la participación mayoritaria de los agentes distribuidores.

Paisaje recinto Anonico - Quevedo, provincia de Los Ríos
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 10: SUBESTACIONES DE SECCIONAMIENTO

Tipo Empresa	Empresa	Nombre de la Subestación	Tipo	Voltaje (KV)		Número
				Primario	Secundario	
Generador	CELEC-Hidropaute	CELEC EP Hidropaute Mazar	S	230	230	1
Autogenerador	Hidroabanico	S/E Hidroabanico 2	S	69	69	1
Transmisor	CELEC-Transelectric	Chongón	S	138	138	3
		San Idelfonso	S	138	138	
		Zhoray	S	230	230	
Distribuidor	CNEL-Esmeraldas	Subestación Winchele	S	69	69	26
		Subestación El Salto	S	69	69	
		Subestación Borbón_2	S	69	69	
	CNEL-Guayas Los Ríos	Secc. Magro	S	69	69	
		Secc. Ciudad Celeste	S	69	69	
		Secc. Mocolí	S	69	69	
	CNEL-Los Ríos	San Juan	S	69	69	
	CNEL-Manabí	Taina	S	69	69	
	E.E. Centro Sur	Corpanche	S	69	69	
		Gualaceo	S	22	22	
		Limón	S	13,8	13,8	
		Mendez	S	13,8	13,8	
	E.E. Cotopaxi	Laygua	S	69	69	
		San Juan	S	69	69	
	E.E. Quito	S/E 20 Sur	S	46	46	
		S/E 38 Norte	S	46	46	
		S/E 80 Cumbaya	S	46	46	
		S/E 82 Guangopolo Térmica	S	138	13,8	
		S/E 84 Guangopolo Hidráulica	S	46	46	
		S/E 86 Nayón	S	46	46	
		S/E 88 Pasochoa	S	46	46	
	E.E. Sur	Centro	S	13,8	13,8	
		El Empalme	S	69	69	
		San Ramon	S	22	22	
		Yanzatza	S	22	22	
		Zumba	S	22	22	
Total						**31**

1.3. Líneas de transmisión y subtransmisión

La TABLA No. 11 contiene una síntesis de la longitud de las líneas de transmisión y subtransmisión que las empresas: generadoras, autogeneradoras, transmisor y distribuidoras; presentaron hasta finales del 2015.

TABLA No. 11: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de empresa	Longitud (km)
Generador	372,48
Autogenerador	559,11
Transmisor	4.504,88
Distribuidor	4.916,25
Total	**10.352,72**

1.3.1. Líneas de transmisión de empresas generadoras

Las empresas generadoras poseen líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje tales como: 230, 138, 69, y 13,2 kV. En las siguientes figuras se muestran el número y longitud de las líneas de transmisión, por empresa y asociándolas por nivel de voltaje. En las figuras mencionadas no se ha tomado en cuenta a la empresa Eolicsa ya que es la única que cuenta con una línea de transmisión que opera a 13,2 kV, pero si es mencionada en la TABLA No. 12.

Subestación Pomasqui de la E.E. Quito - Provincia de Pichincha
Autor: MEER

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

Empresa	Voltaje (kV)	Capacidad de Transmisión Límite Térmico (MW)	Número de Líneas de Transmisión	Longitud (km)
CELEC-Electroguayas	69	218	3	1,92
	138	115	1	0,50
Total CELEC-Electroguayas		**333**	**4**	**2,42**
CELEC-Gensur	69	26	1	3,20
Total CELEC-Gensur		**26**	**1**	**3,20**
CELEC-Hidronación	138	240	2	133,00
Total CELEC-Hidronación		**240**	**2**	**133,00**
CELEC-Hidropaute	230	230	1	2,51
Total CELEC-Hidropaute		**230**	**1**	**2,51**
CELEC-Termogas Machala	138	277	1	12,35
Total CELEC-Termogas Machala		**277**	**1**	**12,35**
Elecaustro	69	72	1	41,00
Total Elecaustro		**72**	**1**	**41,00**
Electroquil	69	140	2	20,30
	138	339	3	40,10
Total Electroquil		**479**	**5**	**60,40**
EMAAP-Q	138	260	4	85,00
Total EMAAP-Q		**260**	**4**	**85,00**
Eolicsa	13,2	3	1	12,00
Total Eolicsa		**3**	**1**	**12,00**
Generoca	69	72	1	0,30
Total Generoca		**72**	**1**	**0,30**
Hidrosibimbe	69	38	1	14,00
Total Hidrosibimbe		**38**	**1**	**14,00**
Intervisa Trade	138	115	1	0,60
Total Intervisa Trade		**115**	**1**	**0,60**
Termoguayas	230	150	1	5,70
Total Termoguayas		**150**	**1**	**5,70**
Total			**24**	**372,48**

En la tabla anterior se evidencia que la capacidad de transmisión total de la empresa Electroquil es la más representativa, con 479 MW totales, a nivel de 138 kV y 69 kV. Por otro lado, la empresa CELEC-Hidronación sobresale con 133,00 km respecto al resto de empresas. Para una revisión a detalle de las características de las líneas de transmisión de las empresas generadoras del país remítase al ANEXO E.

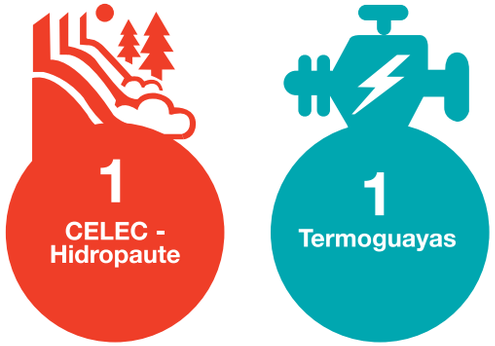


FIG. No. 20: NÚMERO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 230 kV

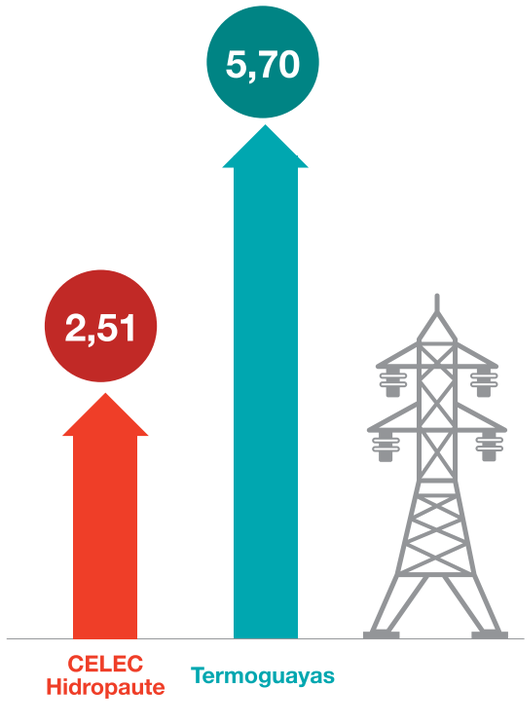


FIG. No. 21 LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 230 kV (km)

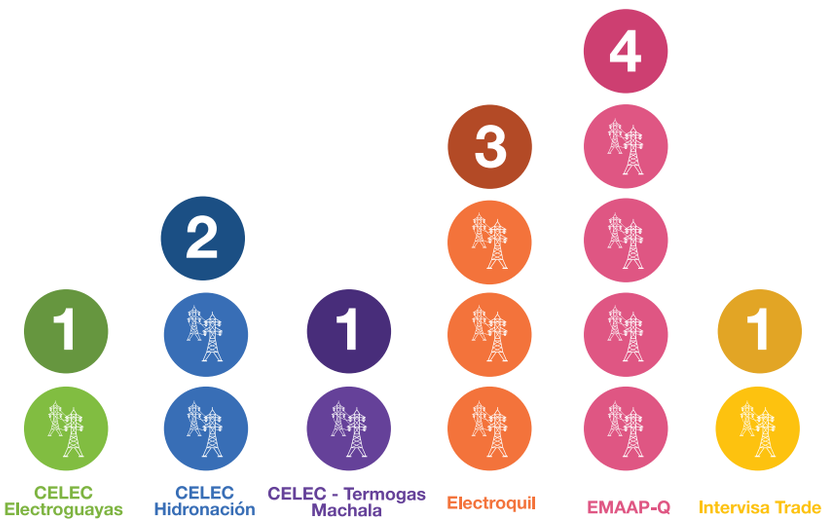


FIG. No. 22: NÚMERO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 138 kV

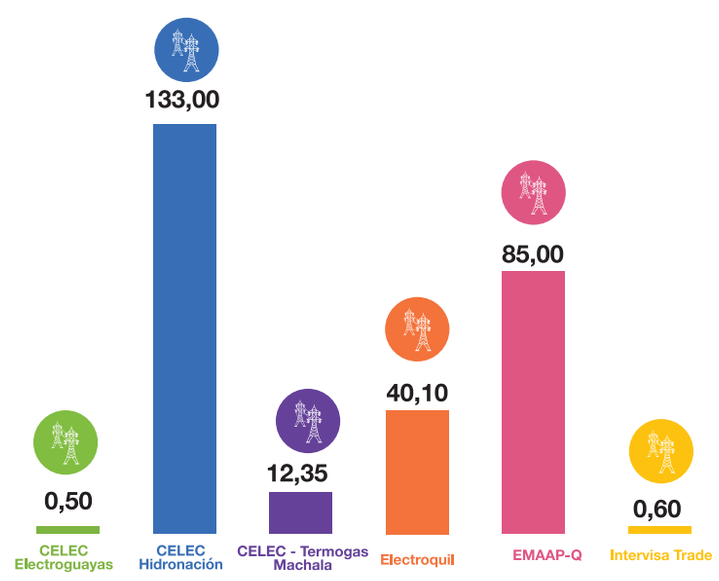


FIG. No. 23 LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 138 kV (km)

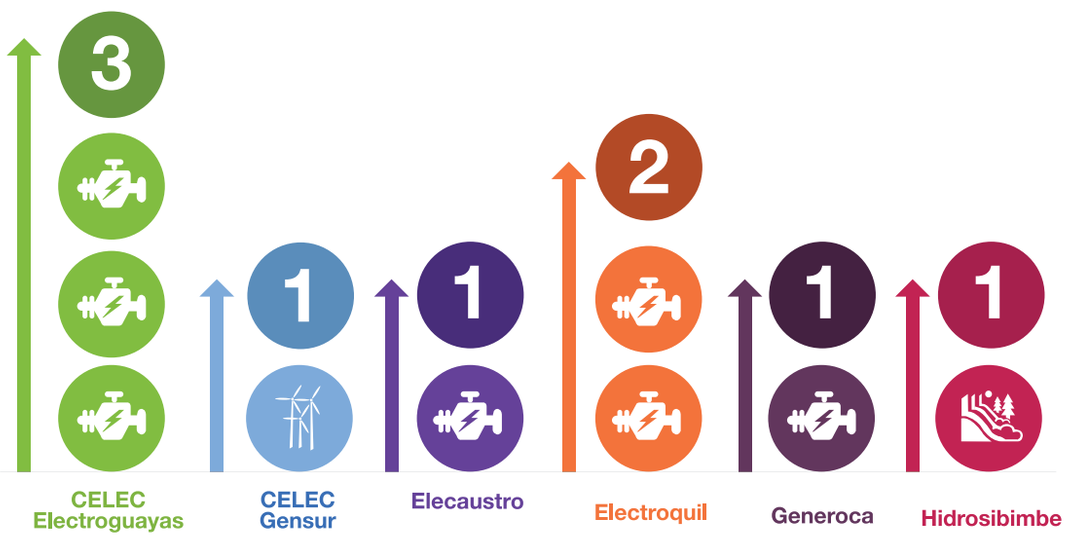


FIG. No. 24: NÚMERO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 69 kV

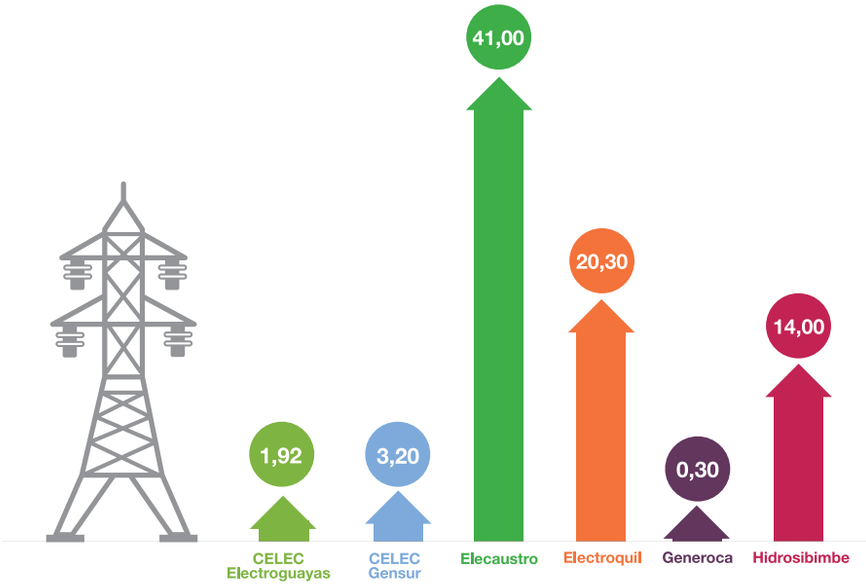


FIG. No. 25 LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS A NIVEL DE 69 kV (km)

1.3.2. Líneas de transmisión de empresas autogeneradoras

Los agentes autogeneradores disponen de líneas de transmisión que en función de sus características operan a niveles de voltaje tales como: 230; 69; 46; 34,5; 22; 13,8; 13,2 y 6,3 kV. El número total de líneas de transmisión es igual a 38 y su longitud 559,11 km.

En la FIG. No. 27 se muestran valores de la longitud en kilómetros y el número de líneas de transmisión totalizado por autogeneradora. En la misma se aprecia que las empresas Petroamazonas y Repsol poseen las mayores longitudes con 192,00 km y 171,50 km respectivamente, lo propio con respecto a la cantidad de líneas.

Para mayor detalle de las características de las líneas de transmisión de las autogeneradoras remítase al ANEXO E.

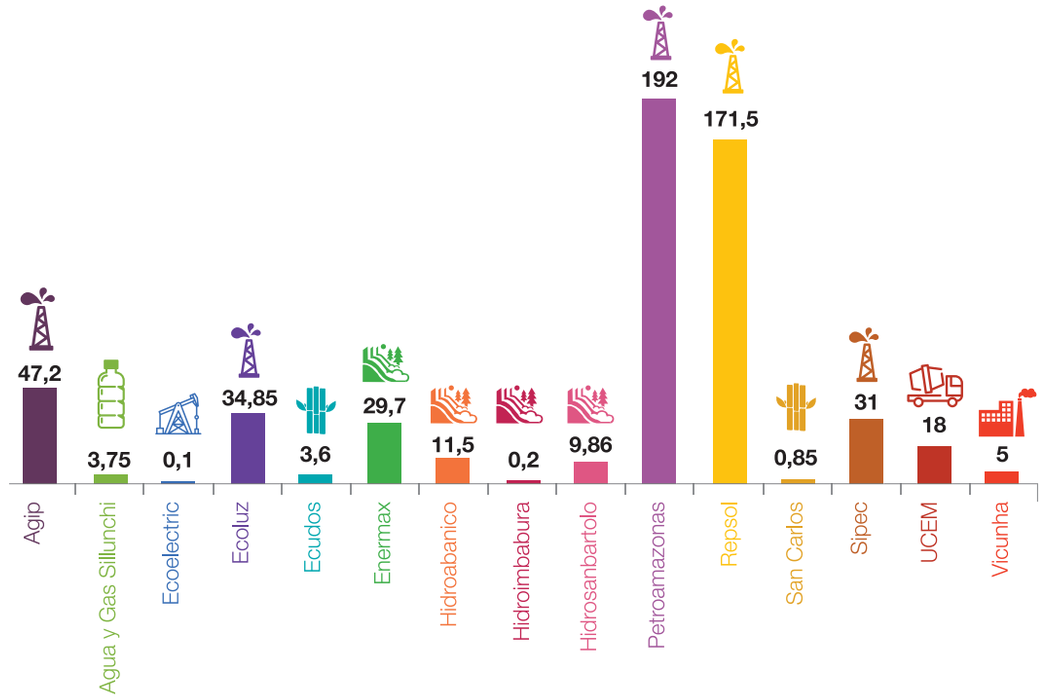


FIG. No. 26: LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS (km)

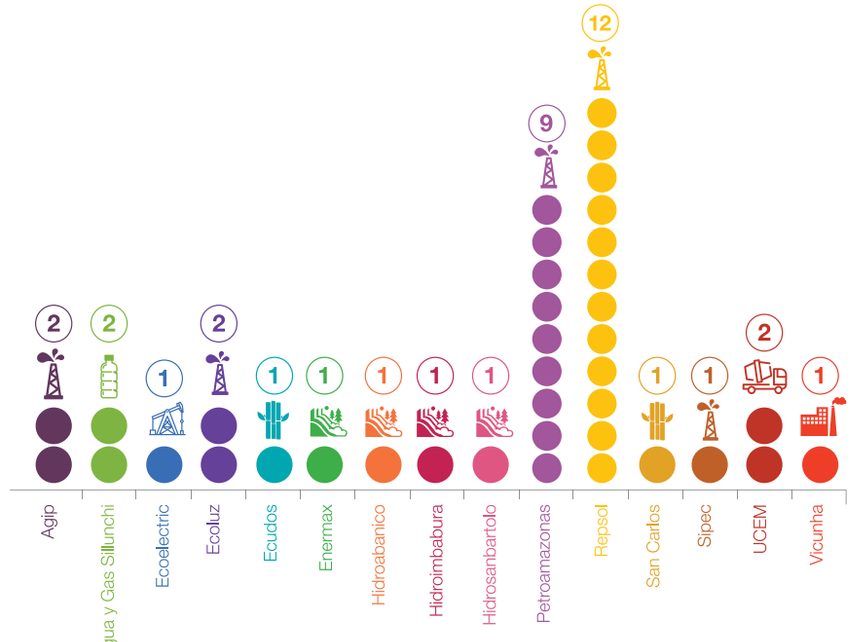


FIG. No. 27: NÚMERO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Estación Villano A - Arajuno, provincia de Pastaza
Autor: Agip Oil Ecuador

Parque solar - Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: Altgenotec

1.3.3. Líneas de transmisión del SNT

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), posee un total de 73 líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 230 kV y 138 kV.

TABLA No. 13: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT POR TIPO DE CIRCUITO Y NIVEL DE VOLTAJE

Tipo Circuito	Nivel de Voltaje					
	138 kV			230 kV		
	Número de líneas	# Estructuras	Longitud (km)	Número de líneas	# Estructuras	Longitud (km)
Circuito simple	26	3.357	1.144,65	17	2.200	975,29
Doble circuito	15	2.324	791,47	15	3.157	1.593,47
Total	**41**	**5.681**	**1.936,12**	**32**	**5.357**	**2.568,76**

En la siguiente figura se muestra la longitud y el número de estructuras del SNT segregadas por nivel de voltaje. En la misma se destaca la cantidad de estructuras y líneas a nivel de 138 kV en circuitos simples del transmisor. En cuanto a longitud se refiere, las líneas de 230 kV y a doble circuito son las más extensas, con aproximadamente 1.593,47 km, seguidas de las líneas de circuito simple a 138 kV con un total de 1.144,64 km.

Más detalles sobre las características de las líneas de transmisión del SNT se pueden consultar en el ANEXO E.

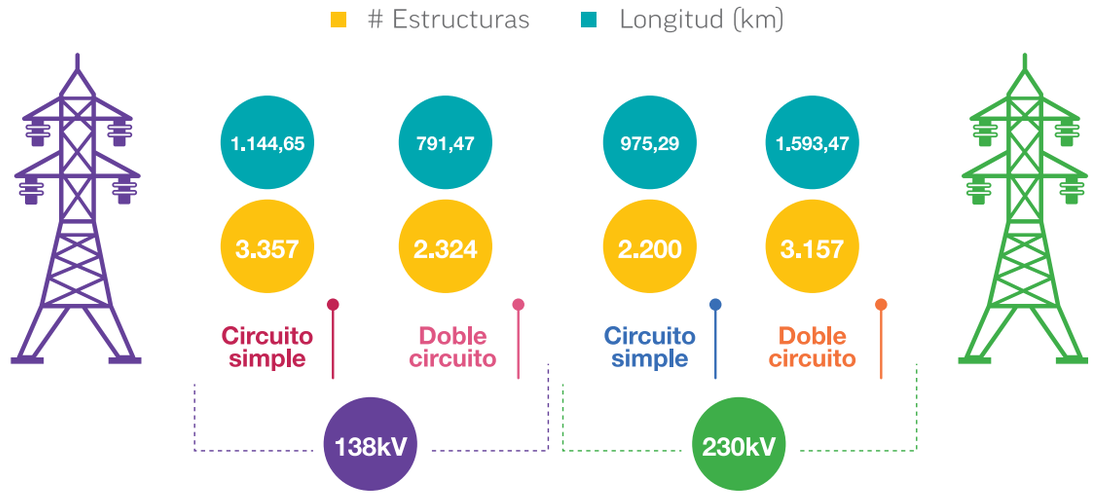


FIG. No. 28: NÚMERO DE ESTRUCTURAS Y LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT

1.3.4. Líneas de subtransmisión de empresas distribuidoras

A diciembre de 2015, las empresas de distribución eléctrica contaron con una longitud total de líneas de subtransmisión igual a 4.916,25 km.

TABLA No. 14: LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LOS AGENTES DISTRIBUIDORES (1/2)

Empresa	Nivel de Voltaje	Longitud (km)
CNEL-Bolívar	69	132,59
Total CNEL-Bolívar		**132,59**
CNEL-El Oro	69	266,37
Total CNEL-El Oro		**266,37**
CNEL-Esmeraldas	69	359,55
Total CNEL-Esmeraldas		**359,55**
CNEL-Guayaquil	69	255,04
Total CNEL-Guayaquil		**255,04**
CNEL-Guayas Los Ríos	69	390,83
Total CNEL-Guayas Los Ríos		**390,83**
CNEL-Los Ríos	69	177,12
Total CNEL-Los Ríos		**177,12**
CNEL-Manabí	69	489,10
Total CNEL-Manabí		**489,10**
CNEL-Milagro	69	216,90
Total CNEL-Milagro		**216,90**
CNEL-Sta. Elena	69	204,70
Total CNEL-Sta. Elena		**204,70**
CNEL-Sto. Domingo	69	216,31
Total CNEL-Sto. Domingo		**216,31**
CNEL-Sucumbíos	69	177,70
Total CNEL-Sucumbíos		**177,70**
E.E. Ambato	69	142,47
Total E.E. Ambato		**142,47**
E.E. Azogues	69	26,88
Total E.E. Azogues		**26,88**
E.E. Centro Sur	22	24,26
	69	269,09
Total E.E. Centro Sur		**293,35**
E.E. Cotopaxi	13,8	7,65
	22	9,46
	69	112,01
Total E.E. Cotopaxi		**129,12**

TABLA No. 14: LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LOS AGENTES DISTRIBUIDORES (2/2)

Empresa	Nivel de Voltaje	Longitud (km)
E.E. Galápagos	13,2	12,00
	13,8	0,50
	34,5	26,97
Total E.E. Galápagos		**39,47**
E.E. Norte	34,5	17,59
	69	256,11
Total E.E. Norte		**273,70**
E.E. Quito	46	211,48
	69	52,00
	138	134,87
Total E.E. Quito		**398,35**
E.E. Riobamba	69	172,62
Total E.E. Riobamba		**172,62**
E.E. Sur	22	17,00
	69	537,08
Total E.E. Sur		**554,08**
Total		**4.916,25**

Los datos expuestos en la FIG. No. 29 y FIG. No. 30 esquematizan el total del número y longitud de líneas de subtransmisión de las unidades de negocio CNEL EP y empresas eléctricas, respectivamente. En las mismas se señala que la Empresa Eléctrica Sur cuenta con la mayor extensión de líneas de subtransmisión con un total de 554,08 km, seguida de CNEL EP - Unidad de Negocio Manabí con una longitud igual a 489,10 km.

Compuertas radiales - Morona, provincia de Morona Santiago
Autor: Hidroabanico - Jorge Juan Anhalzer

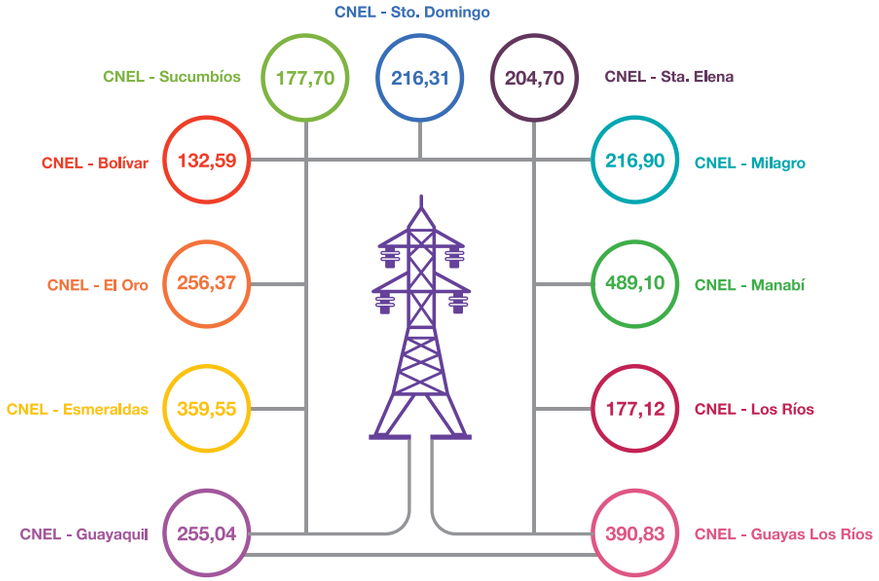


FIG. No. 29: LONGITUD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO CNEL EP (km)

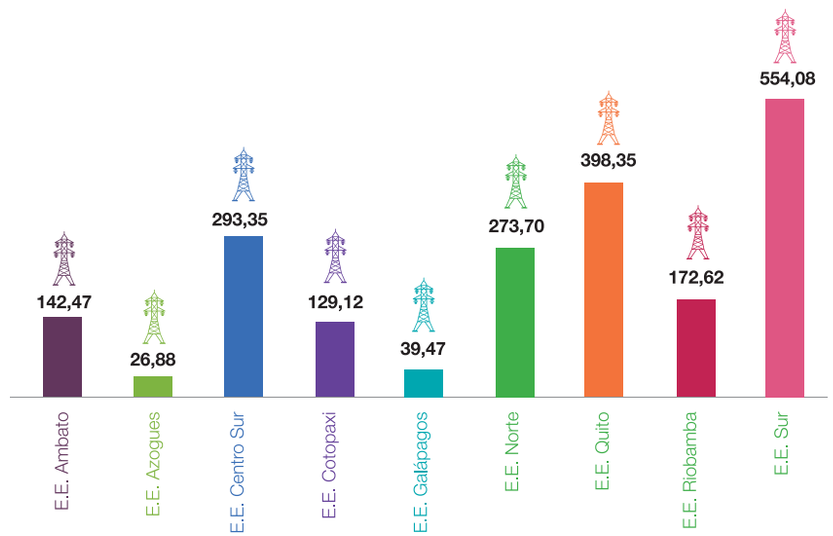


FIG. No. 30: LONGITUD DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS (km)

1.4. Elementos de compensación eléctrica

Con el fin de mantener los perfiles de voltaje en las barras del SNT de acuerdo a las bandas de variación establecidas en la normativa vigente para las diferentes condiciones de demanda e hidrología del SNI, tanto en estado normal de operación como en condiciones de contingencia, el SNT considera la instalación de compensación reactiva en distintos puntos del sistema.

A diciembre de 2015 el SNT registró un total de 408 MVAr de equipos de compensación capacitiva y 125 MVAr de compensación inductiva, distribuidos en varias subestaciones.

TABLA No. 15: COMPENSACIÓN CAPACITIVA INSTALADA EN EL SNT

Subestación	Nivel de Voltaje	Bancos de Condensador	Capacidad Unitaria	Capacidad Total
	kV	No.	MVAr	MVAr
Santa Rosa	138,00	3	27	81
Santa Elena	69,00	1	12	12
Loja	69,00	1	12	12
Policentro	13,80	2	6	12
Machala	13,80	2	6	12
Milagro	13,80	1	18	18
Tulcán	13,80	1	3	3
Ibarra	13,80	2	6	12
Portoviejo	69,00	3	12	36
Pascuales	69,00	2	12	24
Pascuales	138,00	2	30	60
Esmeraldas	69,00	2	12	24
Caraguay	69,00	2	12	24
Dos Cerritos	69,00	2	12	24
Las Esclusas	138,00	1	30	30
Nueva Prosperina	69,00	1	12	12
Posorja	69,00	2	6	12
Total		**30**	**228**	**408**

TABLA No. 16: COMPENSACIÓN INDUCTIVA INSTALADA EN EL SNT

Subestación	Nivel de Voltaje	Bancos de Condensador	Capacidad Unitaria	Capacidad Total
	kV	No.	MVAr	MVAr
Pascuales	13,80	2	10	20
Molino	13,80	2	10	20
Santa Rosa	13,80	2	10	20
Quevedo	13,80	1	10	10
Santo Domingo	13,80	1	10	10
Totoras	13,80	1	10	10
Riobamba	13,80	1	10	10
Pomasqui	230,00	1	25	25
Total		**11**	**95**	**125**

1.5. Redes de medio voltaje

Las redes de medio voltaje son conductores que transportan la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia de las empresas distribuidoras hasta los transformadores de distribución. Estos elementos están soportados por aisladores dispuestos en crucetas de hormigón en instalaciones aéreas o por medio de ductos en subterráneas.

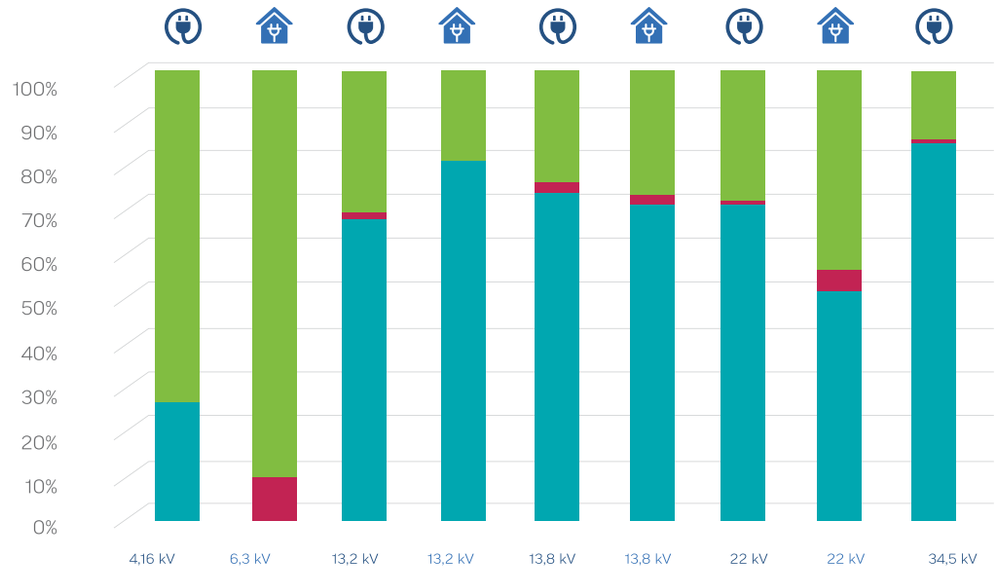
Los niveles de media tensión que las empresas distribuidoras operan a nivel nacional son: 4,16; 6,3; 13,2; 13,8; 22; 22,8 y 34,5 kV. La longitud total de redes de medio voltaje registrada en el 2015 alcanza un valor igual a 93.575,93 km, distribuidas en redes de tipo monofásica, bifásica y trifásica con longitudes iguales a 66.443,20 km, 1.778,05 km y 25.354,67 km, respectivamente.

Central Paute Mazar - Sevilla de Oro, provincia de Azuay
Autor: CELEC-Hidropaute

TABLA No. 17: REDES DE MEDIO VOLTAJE DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Nivel de Voltaje	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(kV)	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Bolívar	13,8	1.973,83	2,81	773,67	2.750,31
CNEL-El Oro	13,2	719,45	0,28	208,03	927,76
	13,8	2.310,51	18,93	1.481,22	3.810,66
CNEL-Esmeraldas	13,2	502,77	0,80	211,28	714,86
	13,8	2.265,08	14,91	1.042,97	3.322,97
CNEL-Guayaquil	13,8	1.116,22	197,05	1.054,18	2.367,45
CNEL-Guayas Los Ríos	13,8	5.276,11	406,53	1.480,02	7.162,67
CNEL-Los Ríos	13,8	2.121,34	28,07	706,63	2.856,04
CNEL-Manabí	13,8	5.614,92	257,08	1.270,06	7.142,06
CNEL-Milagro	13,8	2.704,65	55,87	859,73	3.620,25
CNEL-Sta. Elena	13,2	127,87	13,38	189,02	330,26
	13,8	838,77	49,32	768,21	1.656,30
CNEL-Sto. Domingo	13,8	6.093,51	48,66	1.056,03	7.198,20
	34,5	1.332,47	11,92	214,69	1.559,08
CNEL-Sucumbíos	13,8	3.397,50	0,32	1.068,86	4.466,67
E.E. Ambato	13,8	3.105,27	21,02	1.691,04	4.817,33
E.E. Azogues	22	543,76	0,00	195,26	739,02
E.E. Centro Sur	6,3	0,06	0,35	50,70	51,11
	13,8	1.105,18	7,23	411,44	1.523,85
	22	5.191,85	24,30	2.137,08	7.353,23
E.E. Cotopaxi	13,8	2.881,74	14,89	944,52	3.841,15
E.E. Galápagos	13,2	108,05	0,00	25,53	133,58
	13,8	78,91	0,00	40,85	119,76
E.E. Norte	13,8	4.001,92	39,34	1.528,92	5.570,18
E.E. Quito	6,3	0,00	86,81	775,57	862,38
	13,8	1.142,61	104,51	269,68	1.516,81
	22,8	3.032,17	256,92	2.545,96	5.835,05
E.E. Riobamba	4,16	3,52	0,00	9,77	13,29
	13,8	3.095,20	72,05	610,53	3.777,78
E.E. Sur	13,8	4.237,06	41,80	1.219,02	5.497,88
	22	1.520,87	2,91	514,21	2.037,99
Total		**66.443,20**	**1.778,05**	**25.354,67**	**93.575,93**

Los análisis efectuados permitieron registrar en la FIG. No. 31 que la configuración monofásica es la más común para la mayor parte de los niveles de voltaje en los sistemas de distribución, tanto para empresas eléctricas como para las unidades de negocio CNEL EP. La configuración bifásica es la menos empleada.



	4,16 kV	6,3 kV	13,2 kV	13,2 kV	13,8 kV	13,8 kV	22 kV	22 kV	34,5 kV
	EMPRESAS ELÉCTRICAS	EMPRESAS ELÉCTRICAS	CNEL EP	EMPRESAS ELÉCTRICAS	CNEL EP	EMPRESAS ELÉCTRICAS	EMPRESAS ELÉCTRICAS	EMPRESAS ELÉCTRICAS	CNEL EP
Trifásico (km)	9,77	826,27	608,32	25,53	10.507,40	7.770,18	2.846,56	2.545,96	214,69
Bifásico (km)	0,00	87,16	14,46	0,00	882,49	498,14	27,21	256,92	11,92
Monofásico (km)	3,52	0,06	1.350,09	108,05	32.596,23	20.764,12	7.256,48	3.032,17	1.332,47

FIG. No. 31: REDES DE MEDIO VOLTAJE POR GRUPO DE EMPRESA Y NIVEL DE VOLTAJE

1.6. Redes secundarias

Las redes secundarias pueden adoptar configuraciones monofásicas, bifásicas o trifásicas y se derivan a partir del secundario del transformador de distribución. A nivel nacional la longitud total de las redes secundarias alcanzaron los 87.266,07 km distribuidas de la siguiente manera: 65.360,89 km de red monofásica, 16.907,47 km de red trifásica y 4.997,71 km de red trifásica.

TABLA No. 18: REDES SECUNDARIAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRUIBUIDORAS

Empresa	Longitud Redes Monofásicas (km)	Longitud Redes Bifásicas (km)	Longitud Redes Trifásicas (km)	Total Longitud (km)
CNEL-Bolívar	2.475,33	12,63	48,27	2.536,23
CNEL-El Oro	7.195,61	1,38	21,30	7.218,28
CNEL-Esmeraldas	2.191,14	4,86	35,85	2.231,85
CNEL-Guayaquil	232,62	2.735,59	34,08	3.002,29
CNEL-Guayas Los Ríos	4.290,57	14,70	20,65	4.325,92
CNEL-Los Ríos	1.627,74	2,96	8,44	1.639,14
CNEL-Manabí	4.763,03	6,74	22,64	4.792,41
CNEL-Milagro	1.754,61	4,98	0,10	1.759,70
CNEL-Sta. Elena	1.441,39	5,18	1,45	1.448,02
CNEL-Sto. Domingo	4.684,34	15,37	13,66	4.713,37
CNEL-Sucumbíos	4.705,90	2,99	60,92	4.769,81
Total CNEL EP	**35.362,28**	**2.807,38**	**267,35**	**38.437,02**
E.E. Ambato	339,10	5.699,97	474,24	6.513,31
E.E. Azogues	1.188,72	19,74	69,02	1.277,48
E.E. Centro Sur	10.140,39	243,58	861,08	11.245,05
E.E. Cotopaxi	4.732,64	150,64	191,00	5.074,28
E.E. Galápagos	184,40	0,87	15,78	201,06
E.E. Norte	3.420,05	1.796,35	657,63	5.874,03
E.E. Quito	918,23	6.133,86	2.363,59	9.415,68
E.E. Riobamba	4.584,01	32,74	36,69	4.653,44
E.E. Sur	4.491,07	22,34	61,31	4.574,73
Total Empresas Eléctricas	**29.998,61**	**14.100,09**	**4.730,35**	**48.829,05**
Total	**65.360,89**	**16.907,47**	**4.997,71**	**87.266,07**

Central Daule Peripa - El Empalme, provincia del Guayas
Autor: CELEC-Hidronación

Al igual que en el caso de las redes de medio voltaje, en las redes secundarias también existe una mayor presencia de redes monofásicas tanto para las unidades de negocio de CNEL EP como para las demás empresas eléctricas con aproximadamente 93 % y 62 % de intervención, respectivamente. Las redes bifásicas ocupan el segundo lugar con alrededor de 8 % y 29 % de participación para los mismos grupos de empresas, respectivamente.

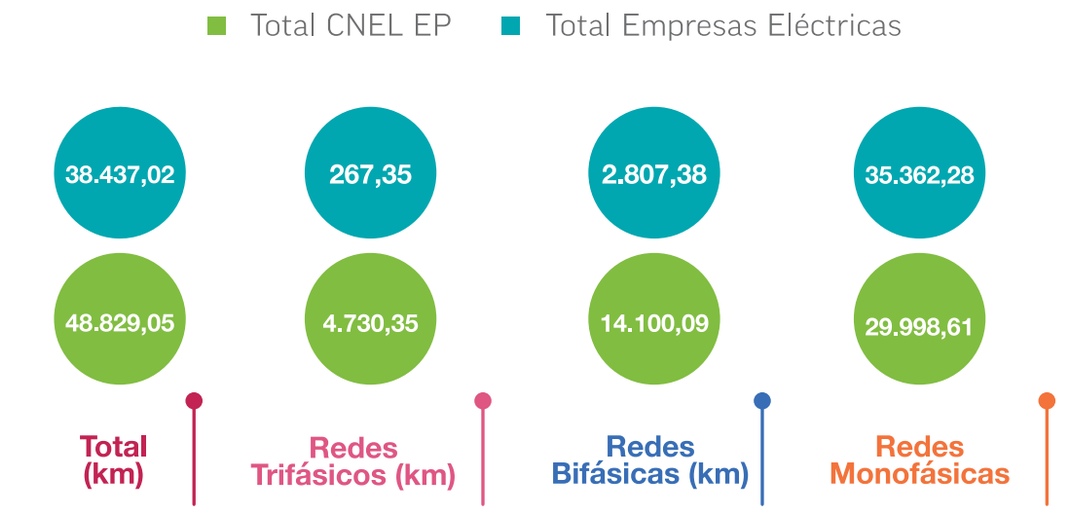


FIG. No. 32: REDES SECUNDARIAS POR TIPO DE CONFIGURACIÓN Y GRUPO DE EMPRESA

Subestación Puyo - Provincia de Pastaza
Autor: MEER

1.7. Luminarias

Las empresas de distribución eléctrica cuentan con un total de 1.297.645 luminarias con un total aproximado de potencia instalada igual a 205,67 MW.

TABLA No. 19: LUMINARIAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Luminarias	
	Cantidad (#)	Potencia (kW)
CNEL-Bolívar	13.360	2.804,32
CNEL-El Oro	78.736	13.849,71
CNEL-Esmeraldas	39.884	6.518,18
CNEL-Guayaquil	156.165	24.224,44
CNEL-Guayas Los Ríos	71.516	13.138,78
CNEL-Los Ríos	23.412	4.181,87
CNEL-Manabí	101.307	21.070,87
CNEL-Milagro	33.201	5.757,05
CNEL-Sta. Elena	31.103	4.747,08
CNEL-Sto. Domingo	52.290	7.191,44
CNEL-Sucumbíos	31.621	4.027,07
E.E. Ambato	86.799	11.980,87
E.E. Azogues	13.026	1.915,24
E.E. Centro Sur	112.315	19.224,65
E.E. Cotopaxi	31.572	4.437,70
E.E. Galápagos	3.042	328,94
E.E. Norte	73.565	9.395,36
E.E. Quito	250.171	39.152,43
E.E. Riobamba	43.588	5.801,39
E.E. Sur	50.972	5.919,20
Total	**1.297.645**	**205.666,56**

En la FIG. No. 33 y FIG. No. 34 se muestra gráficamente la cantidad de luminarias y potencia instalada de las unidades de negocio de CNEL EP y demás empresas eléctricas, respectivamente. En las figuras citadas anteriormente se observa como sobresalen la E.E. Quito y la CNEL EP

Unidad de Negocio Guayaquil tanto en cantidad de luminarias como en potencia instalada. La primera empresa presenta un porcentaje aproximado de participación de 19 % y la segunda empresa un 12 % a nivel nacional en relación a la cantidad de luminarias instaladas en su área de concesión.

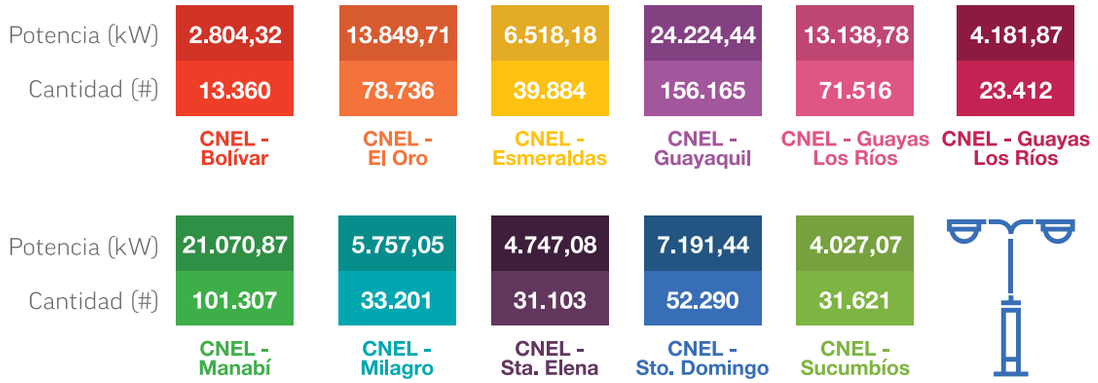


FIG. No. 33: LUMINARIAS DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP

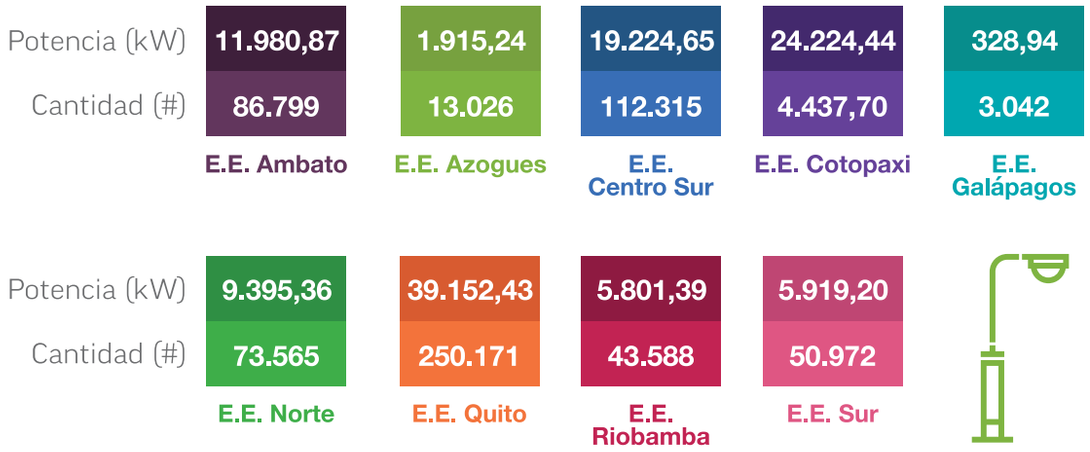


FIG. No. 34: LUMINARIAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

1.8. Medidores

Para el 2015, la cantidad total de medidores de los clientes regulados de las empresas distribuidoras fue de 4.794.437. Además existen un total de 16.608 clientes que no tienen medidor, de tal forma se tendría un total de 4.811.045 clientes regulados con y sin medidor a nivel nacional como se aprecia en la siguiente tabla.

TABLA No. 20: MEDIDORES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total Medidores	Sin Medidor	Total con y sin medidor
CNEL - Bolívar	38.079,00	21.273,00	87,00	59.439,00	-	59.439
CNEL - El Oro	77.701,00	157.717,00	1.341,00	236.759,00	273,00	237.032
CNEL - Esmeraldas	65.188,00	57.708,00	1.246,00	124.142,00	2.105,00	126.247
CNEL - Guayaquil	119.978,00	536.295,00	7.995,00	664.268,00	2.781,00	667.049
CNEL - Guayas Los Ríos	96.421,00	217.530,00	3.047,00	316.998,00	5.482,00	322.480
CNEL - Los Ríos	53.904,00	62.577,00	667,00	117.148,00	4,00	117.152
CNEL - Manabí	128.796,00	164.610,00	1.508,00	294.914,00	22,00	294.936
CNEL - Milagro	59.432,00	77.116,00	736,00	137.284,00	22,00	137.306
CNEL - Sta. Elena	46.741,00	67.877,00	1.927,00	116.545,00	1.105,00	117.650
CNEL - Sto. Domingo	94.153,00	113.202,00	1.044,00	208.399,00	33,00	208.432
CNEL - Sucumbíos	53.301,00	32.642,00	3.269,00	89.212,00	269,00	89.481
E.E. Ambato	134.536,00	112.965,00	5.977,00	253.478,00	-	253.478
E.E. Azogues	20.718,00	13.916,00	747,00	35.381,00	166,00	35.547
E.E. Centro Sur	180.264,00	177.485,00	10.954,00	368.703,00	1.055,00	369.758
E.E. Cotopaxi	89.706,00	40.288,00	1.722,00	131.716,00	522,00	132.238
E.E. Galápagos	1.761,00	8.111,00	909,00	10.781,00	7,00	10.788
E.E. Norte	151.873,00	73.420,00	4.469,00	229.762,00	1.313,00	231.075
E.E. Quito	355.068,00	588.273,00	98.285,00	1.041.626,00	1.217,00	1.042.843
E.E. Riobamba	118.568,00	46.991,00	887,00	166.446,00	1,00	166.447
E.E. Sur	115.046,00	74.978,00	1.412,00	191.436,00	231,00	191.667
Total	2.001.234	2.644.974	148.229	4.794.437	16.608	4.811.045

1.9. Clientes

Los clientes finales de las empresas de distribución de energía eléctrica se clasifican en dos grupos: clientes regulados y clientes no regulados.

La ARCONEL establece los tipos de tarifas que las empresas eléctricas de distribución aplicarán a sus clientes regulados; además de los valores de peajes de energía y potencia para el caso de los clientes no regulados.

A diciembre de 2015, el total de clientes de las distribuidoras fue de 4.811.150 de los cuales 4.811.045 corresponden a clientes regulados y 105 a clientes no regulados.

TABLA No. 21: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Clientes Regulados					Total Regulados	Total No Regulados	Total
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros			
CNEL-Bolívar	55.279	2.594	111	1	1.454	59.439	-	59.439
CNEL-El Oro	208.151	23.382	1.926	1	3.572	237.032	2	237.034
CNEL-Esmeraldas	113.801	9.460	510	1	2.475	126.247	3	126.250
CNEL-Guayaquil	583.052	77.322	2.506	1	4.168	667.049	20	667.069
CNEL-Guayas Los Ríos	298.397	18.455	815	1	4.812	322.480	4	322.484
CNEL-Los Ríos	107.925	7.112	444	1	1.670	117.152	1	117.153
CNEL-Manabí	274.611	16.147	113	1	4.064	294.936	7	294.943
CNEL-Milagro	122.149	13.549	149	1	1.458	137.306	2	137.308
CNEL-Sta. Elena	106.455	9.017	225	74	1.879	117.650	2	117.652
CNEL-Sto. Domingo	182.506	22.832	235	1	2.858	208.432	3	208.435
CNEL-Sucumbíos	74.616	11.748	611	155	2.351	89.481	-	89.481
Total CNEL EP	**2.126.942**	**211.618**	**7.645**	**238**	**30.761**	**2.377.204**	**44**	**2.377.248**
E.E. Ambato	217.161	24.492	6.826	1	4.998	253.478	5	253.483
E.E. Azogues	32.084	2.228	485	0	750	35.547	-	35.547
E.E. Centro Sur	325.200	32.422	6.375	0	5.761	369.758	6	369.764
E.E. Cotopaxi	115.276	9.847	4.676	1	2.438	132.238	3	132.241
E.E. Galápagos	8.585	1.638	176	27	362	10.788	-	10.788
E.E. Norte	200.691	22.809	3.276	14	4.285	231.075	6	231.081
E.E. Quito	885.040	127.870	14.756	105	15.072	1.042.843	38	1.042.881
E.E. Riobamba	145.595	16.670	845	1	3.336	166.447	2	166.449
E.E. Sur	167.541	16.253	1.622	0	6.251	191.667	1	191.668
Total Empresas Eléctricas	**2.097.173**	**254.229**	**39.037**	**149**	**43.253**	**2.433.841**	**61**	**2.433.902**
Total	**4.224.115**	**465.847**	**46.682**	**387**	**74.014**	**4.811.045**	**105**	**4.811.150**

Cabe mencionar que dentro del grupo de consumo “Otros”, de manera general, se consideran las siguientes tarifas: Abonados Especiales, Asistencia Social, Autoconsumo, Beneficio Público, Bombeo de Agua, Culto Religioso, Entidades Oficiales, Escenarios Deportivos, Estacionales y Ocasionales, Otros con Demanda, Servicio Comunitario, Vehículos Eléctricos con Demanda Horaria.

En la TABLA No. 21 se incluyen a los clientes de alumbrado público (SAPG) que se encuentran asociados a un suministro o equipo de medición, ya que estos son considerados como un cliente más dentro del sistema comercial de las empresas distribuidoras.

La CNEL EP representa un 49,41 % de los clientes regulados a nivel nacional y el 50,35 % de los residenciales. Por su lado, la Empresa Eléctrica Quito cuenta con el 21,68 % de los clientes regulados a nivel nacional. Por el contrario, La Empresa Eléctrica Galápagos tiene la menor cantidad de clientes regulados, los cuales representan apenas el 0,22 % del total nacional.

En la siguiente figura se aprecia que el sector residencial es el más representativo en lo concerniente a clientes regulados, ya que constituye el 87,80 % del número total de clientes a nivel nacional. En el resto de grupos de consumos se destaca el sector comercial con una participación del 5,28 %.

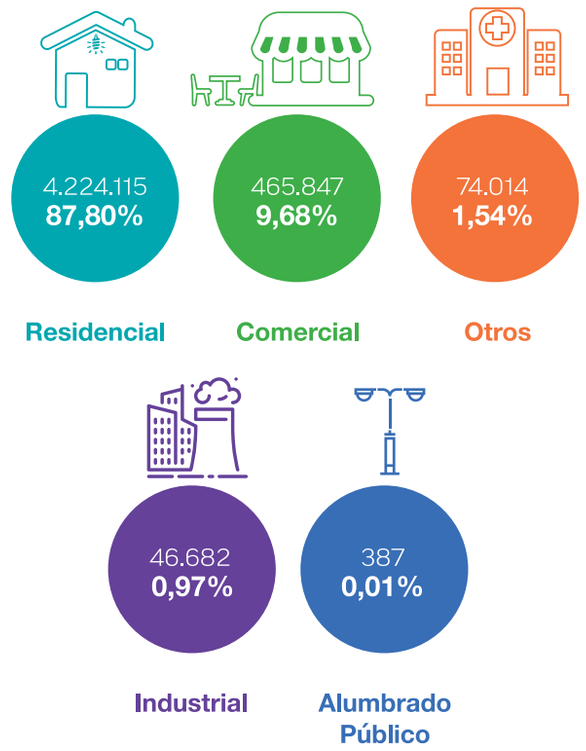


FIG. No. 35: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO

La siguiente tabla, presenta el número de clientes regulados por el pliego tarifario vigente, los cuales han sido desagregados a nivel de provincia. Esto permite apreciar de mejor manera la cantidad de usuarios con servicio eléctrico por provincia y tipo de cliente.

TABLA No. 22: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR PROVINCIA

Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total
Azuay	256.201	25.813	5.731	-	4.091	291.836
Bolívar	55.849	2.672	111	1	1.476	60.109
Cañar	79.135	6.376	874	-	1.441	87.826
Carchi	48.322	5.707	298	-	1.081	55.408
Chimborazo	148.631	16.972	846	1	3.370	169.820
Cotopaxi	116.601	9.900	4.682	1	2.473	133.657
El Oro	191.518	21.982	1.704	1	3.236	218.441
Esmeraldas	120.993	9.903	515	1	2.593	134.005
Galápagos	8.585	1.638	176	27	362	10.788
Guayas	952.070	106.365	3.334	63	9.819	1.071.651
Imbabura	122.966	13.279	2.049	14	2.531	140.839
Loja	138.460	13.077	1.227	-	4.799	157.563
Los Ríos	187.779	13.042	633	1	2.770	204.225
Manabí	319.686	19.730	143	1	4.922	344.482
Morona Santiago	36.683	3.801	609	-	1.570	42.663
Napo	23.093	2.999	386	-	1.068	27.546
Orellana	33.134	4.447	302	79	998	38.960
Pastaza	19.482	4.051	598	-	807	24.938
Pichincha	915.851	131.919	15.621	105	15.795	1.079.291
Santa Elena	84.332	6.934	190	14	1.514	92.984
Santo Domingo de los Tsáchilas	119.529	17.581	191	1	1.558	138.860
Sucumbíos	42.294	7.339	318	76	1.411	51.438
Tungurahua	173.472	17.454	5.809	1	2.957	199.693
Zamora Chinchipe	25.025	2.548	333	-	1.278	29.184
Zonas no delimitadas	4.424	318	2	-	94	4.838
Total	**4.224.115**	**465.847**	**46.682**	**387**	**74.014**	**4.811.045**

La denominación “Zonas no delimitadas” hace referencia a zonas donde los límites político administrativos no están definidos, éstas representan el 0,10 % del total de clientes regulados del país. Por su parte, la FIG. No. 36 esquematiza el total de clientes regulados por provincia. Esta exhibe la gran participación que tienen Pichincha y Guayas con un aproximado de 22,43 % y 22,27 % de clientes a quienes brindan servicio eléctrico respectivamente.

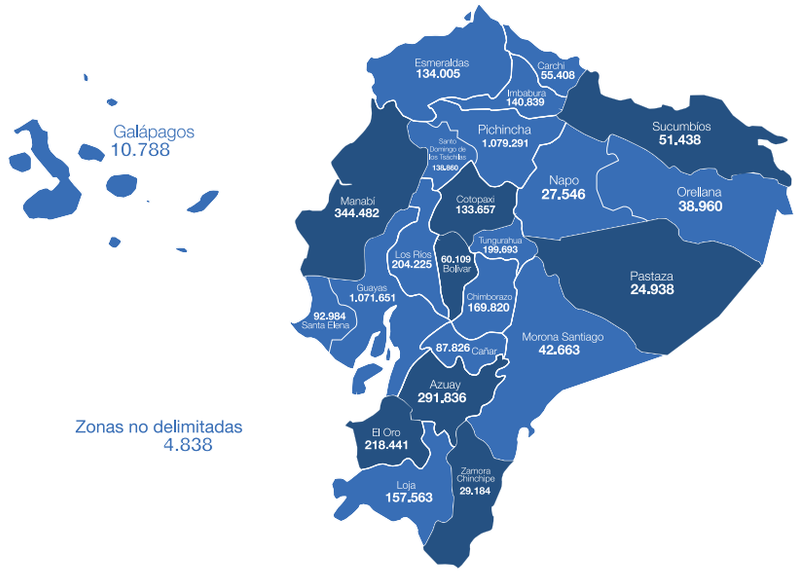
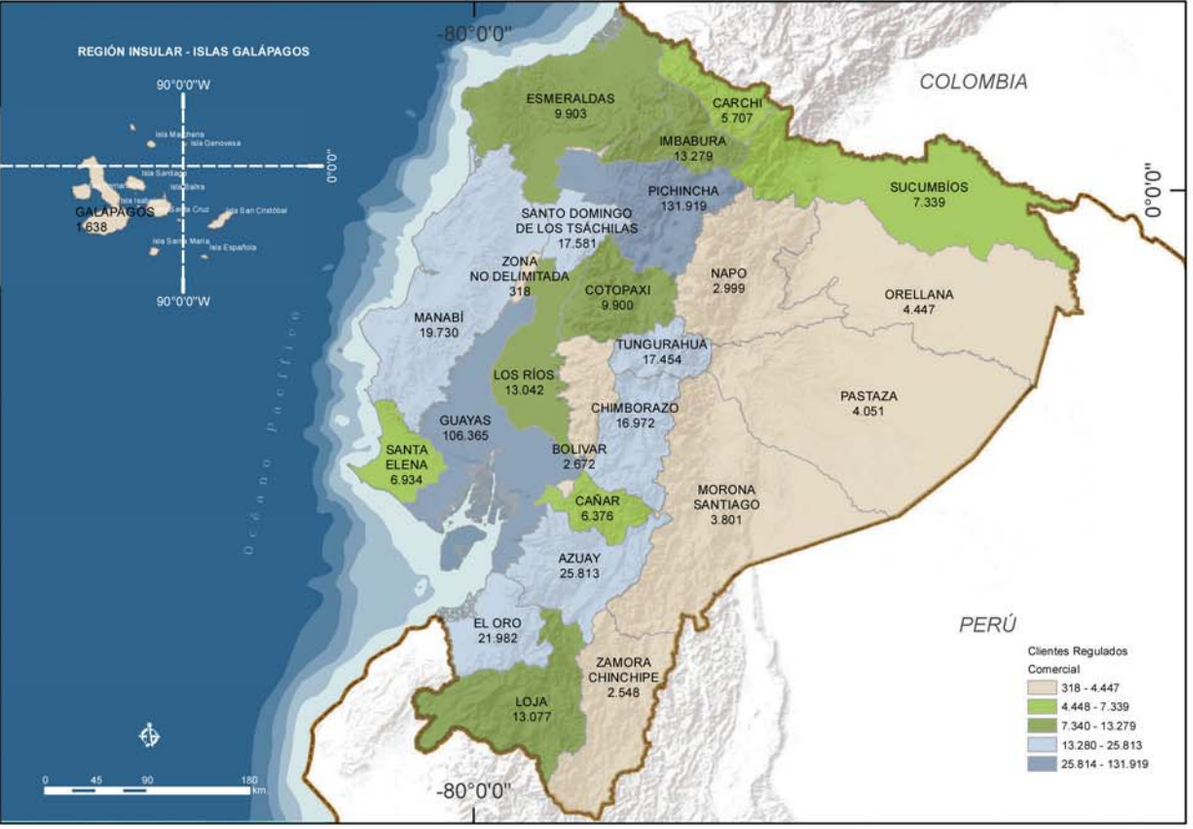
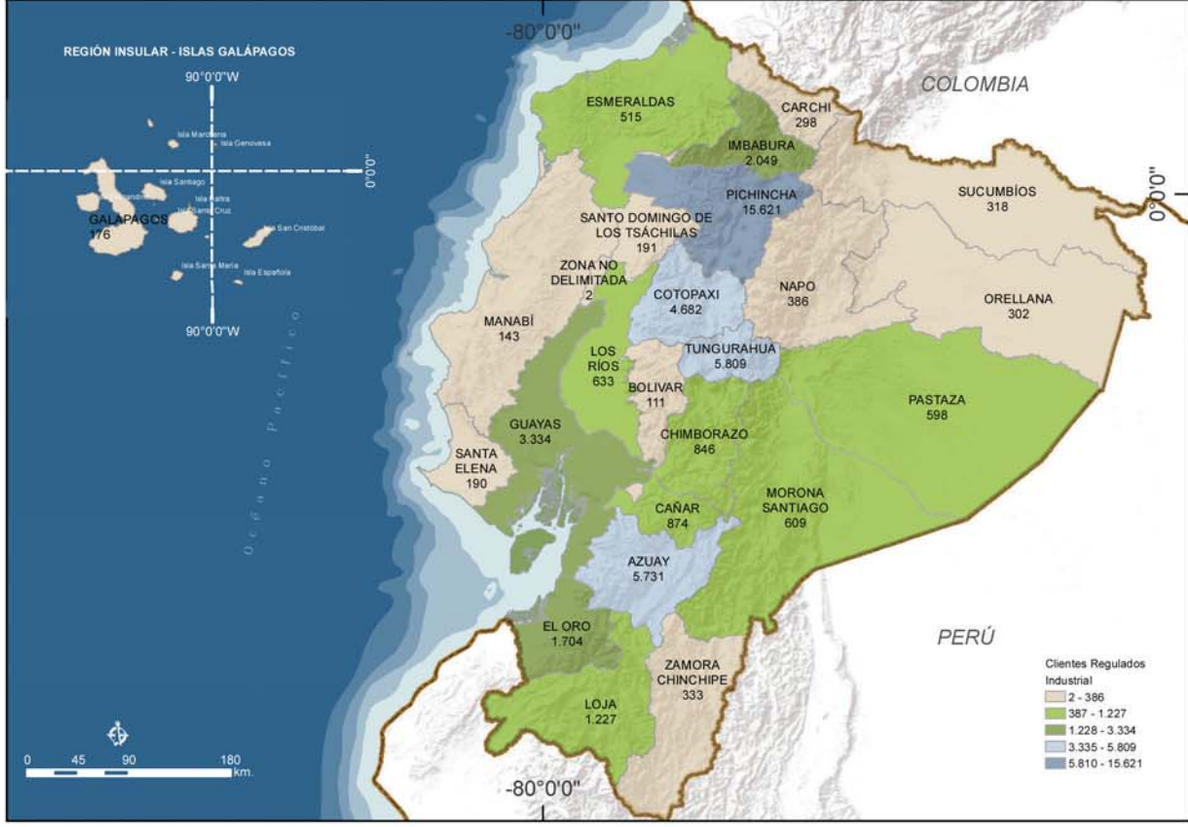
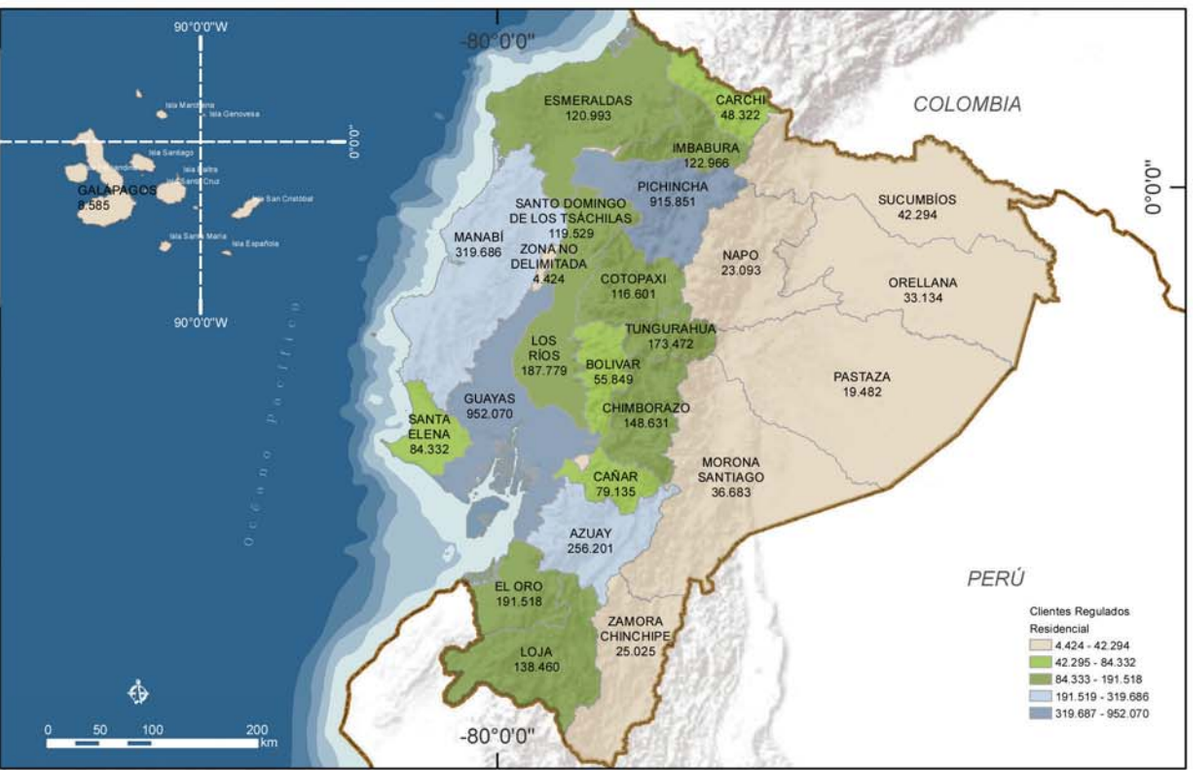


FIG. No. 36: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR PROVINCIA

Planta de Generación CPF - Provincia de Pastaza
Autor: Agip Oil Ecuador







UBICACIÓN DEL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Y POR PROVINCIA

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: INEC,2010; ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

En la siguiente figura se muestra el porcentaje de clientes de las empresas distribuidoras clasificados por región. Las regiones Sierra y Costa disponen de la mayor cantidad de clientes, mientras que, la región Insular tiene un aproximado de 0,22 % de usuarios.

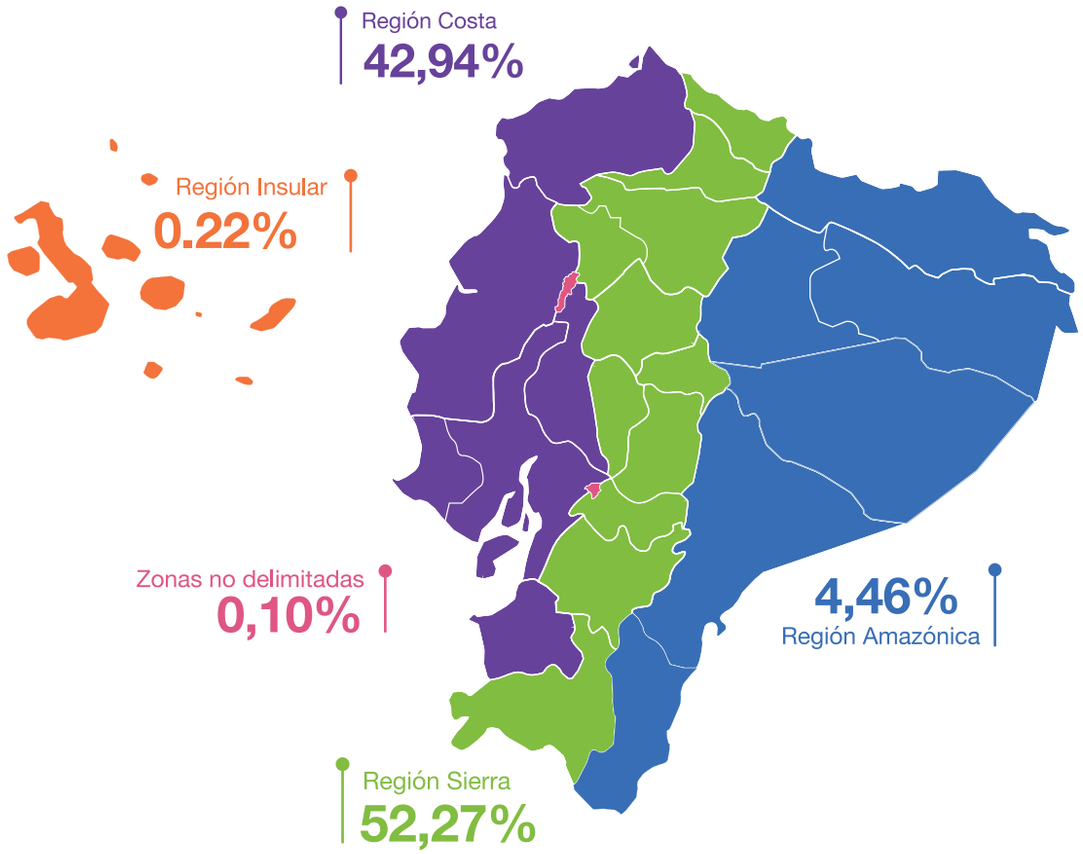


FIG. No. 37: PORCENTAJE DE CLIENTES REGULADOS POR REGIÓN

1.10. Personal de las empresas

En la siguiente figura se presenta el número de trabajadores por grupo de empresa: generadoras, autogeneradoras y distribuidoras las cuales registran 3.938, 907 y 11.731 trabajadores, respectivamente.

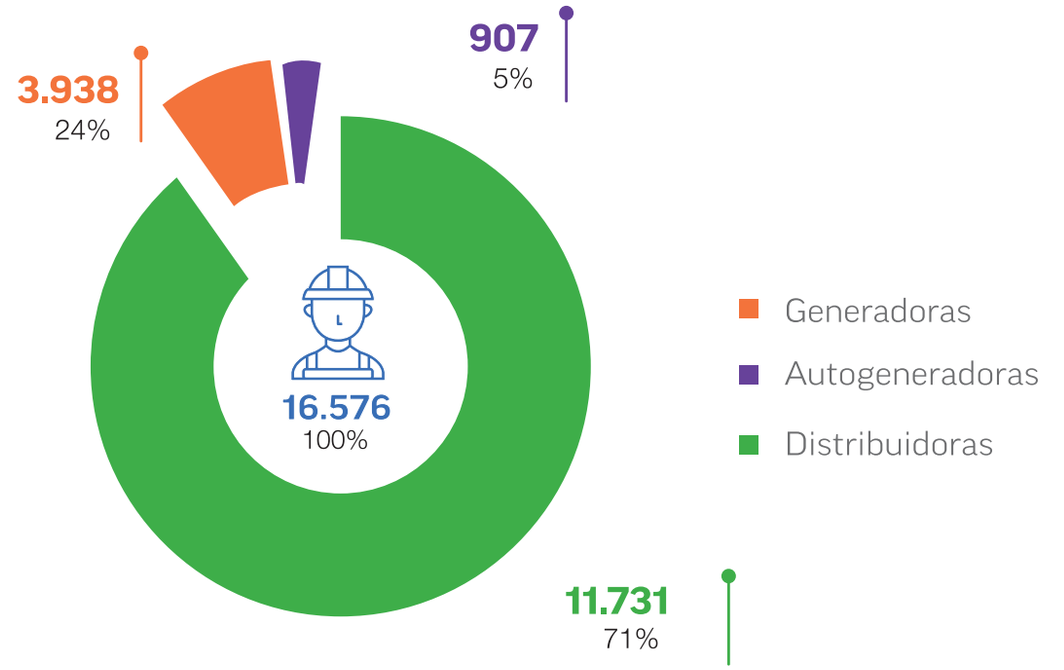


FIG. No. 38: PERSONAL POR TIPO DE EMPRESA

En las siguientes tablas se muestra de manera detallada el número del personal que labora en las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras.

Reservorio de Loreto - Quijos, provincia del Napo
Autor: Ecoluz

TABLA No. 23: PERSONAL DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Empleados (#)
Altgenotec	1
Brineforcorp	12
CELEC-Coca Codo Sinclair	41
CELEC-Electroguayas	597
CELEC-Gensur	23
CELEC-Hidroagoyán	158
CELEC-Hidronación	221
CELEC-Hidropaute	346
CELEC-Termoesmeraldas	586
CELEC-Termogas Machala	158
CELEC-Termopichincha	559
Elecaustro	159
Electrisol	3
Electroquil	44
EMAAP-Q	117
Enersol	4
Eolicsa	3
Epfotovoltaica	3
Generoca	46
Genrenotec	1
Gonzanergy	1
Gransolar	21
Hidrosibimbe	59
Intervisa Trade	23
Lojaenergy	1
Renova Loja	1
Sabiangosolar	1
San Pedro	1
Sanersol	1
Sansau	5
Saracaysol	1
Solchacras	1
Solhuaqui	1
Solsantonio	1
Solsantros	1

TABLA No. 23: PERSONAL DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (2/2)

Empresa	Empleados (#)
Surenergy	1
Termoguayas	730
Valsolar	3
Wildtecsa	3
Total	**3.938**

TABLA No. 24: PERSONAL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Empleados (#)
Agip	19
Agua y Gas de Sillunchi	15
Andes Petro	28
Consejo Provincial de Tungurahua	1
Ecoelectric	55
Ecoluz	20
Ecudos	14
Electrocordova	7
Enermax	46
Hidroabanico	29
Hidroimbabura	6
Hidrosanbartolo	40
I.M. Mejía	14
Lafarge	20
Moderna Alimentos	4
Municipio Cantón Espejo	7
Ocp	23
Orion	4
Perlabí	10
Petroamazonas	421
Repsol	83
Río Napo	10
San Carlos	15
Sipec	2
Tecpetrol	4
UCEM	10
Total	**907**

TABLA No. 25: PERSONAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Empleados (#)
CNEL-Bolívar	171
CNEL-El Oro	626
CNEL-Esmeraldas	409
CNEL-Guayaquil	1.872
CNEL-Guayas Los Ríos	830
CNEL-Los Ríos	367
CNEL-Manabí	837
CNEL-Milagro	359
CNEL-Sta. Elena	466
CNEL-Sto. Domingo	461
CNEL-Sucumbíos	253
E.E. Ambato	365
E.E. Azogues	155
E.E. Centro Sur	568
E.E. Cotopaxi	392
E.E. Galápagos	132
E.E. Norte	625
E.E. Quito	1.865
E.E. Riobamba	506
E.E. Sur	472
Total	**11.731**

Monumento El Renacer - Antonio Ante, provincia de Imbabura
Autor: GAD Municipio Antonio Ante

Fauna - Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas
Autor: Ministerio de Turismo

Transacciones

Capítulo 2

Parque- Zaruma Provincia del Oro
Autor: Ministerio de Turismo

2. Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano

2.1. Energía producida

La producción de electricidad para el país se basa en el aporte proveniente de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y fotovoltaicas. Dentro de esta clasificación participan las empresas generadoras, autogeneradoras, sistemas no incorporados e interconexiones internacionales. Según la información recopilada por ARCONEL se estableció en la TABLA No. 26 que la producción eléctrica del 2015 correspondió en un 49,49 % a las centrales hidráulicas, 46,52 % a las centrales termoeléctricas, 1,93 % a las interconexiones internacionales, 1,54 % a la generación con biomasa (bagazo de caña), 0,37 % a las centrales eólicas y 0,14 % a las centrales fotovoltaicas.

2.1.1. Producción de energía y consumo de combustibles

En el 2015 la demanda de energía fue de 26.462,01 GWh, de los cuales el 88,13 % corresponde a la energía del SNI, es decir 23.321,82 GWh. En este valor ya se incluye la importación desde Colombia y Perú. En la FIG. No. 39, se presenta el aporte de energía bruta de cada tipo de empresa y tipo de central.

Mantenimiento Subestación Santa Rosa - Salinas, provincia de Santa Elena
Autor: CNEL Santa Elena - Mariela Ordoñez

	Generadora			
	EÓLICA	HIDRAÚLICA	FOTOVOLTAICA	TÉRMICA
No Incorporado	3,40	0,13	-	150,54
SNI	92,46	11.842,52	33,30	8.432,26

	Distribuidora			
	HIDRAÚLICA	TÉRMICA	EÓLICA	FOTOVOLTAICA
No Incorporado	13,98	45,48	2,95	2,76
SNI	542,19	594,52	-	-

	Autogeneradora			TIE
	BIOMASA	HIDRAÚLICA	TÉRMICA	INTERCONEXIÓN
No Incorporado	-	5,10	2.915,86	-
SNI	407,75	692,34	172,65	511,81

FIG. No. 39: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA BRUTA POR SISTEMA, TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL (GWh)

Los valores desagregados de energía bruta en GWh y porcentajes de participación por tipo de central disponible en el país, incluido el aporte por interconexión, se reflejan en la FIG. No. 40.

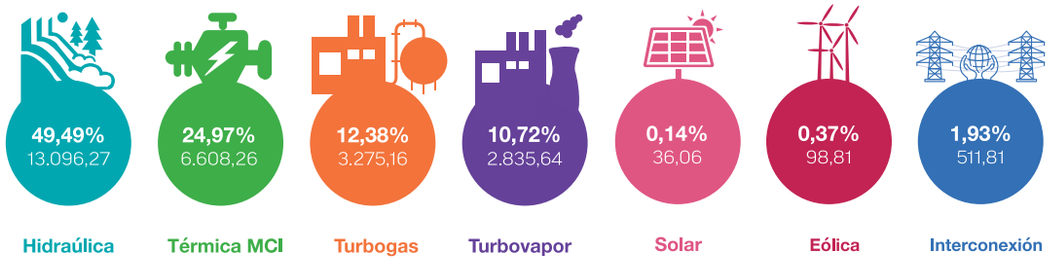
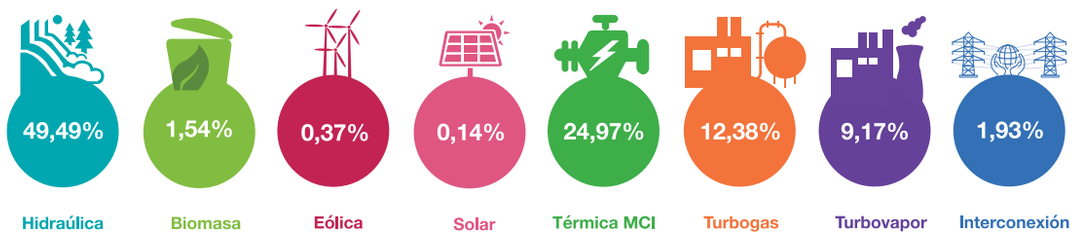


FIG. No. 40: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh)

De acuerdo a los valores presentados en la FIG. No. 41, se puntualiza que del total de energía bruta distribuida a nivel nacional el 51,54 % corresponde a energía producida por fuentes renovables, el 46,52 % a energía de fuentes no renovables y el 1,93 % a importación de energía. Las cantidades antes mencionados se pueden revisar en la FIG. No. 42.



	Renovable				No Renovable			
	HIDRAÚLICA	BIOMASA	EÓLICA	FOTOVOLTAICA	TÉRMICA MCI	TÉRMICA TURBOGAS	TÉRMICA TURBOVAPOR	INTERCONEXIÓN
GWh	13.096,27	407,75	98,81	36,06	6.608,26	3.275,16	2.427	511,81
%	49,49	1,54	0,37	0,14	24,97	12,38	9,17	1,93

FIG. No. 41: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL

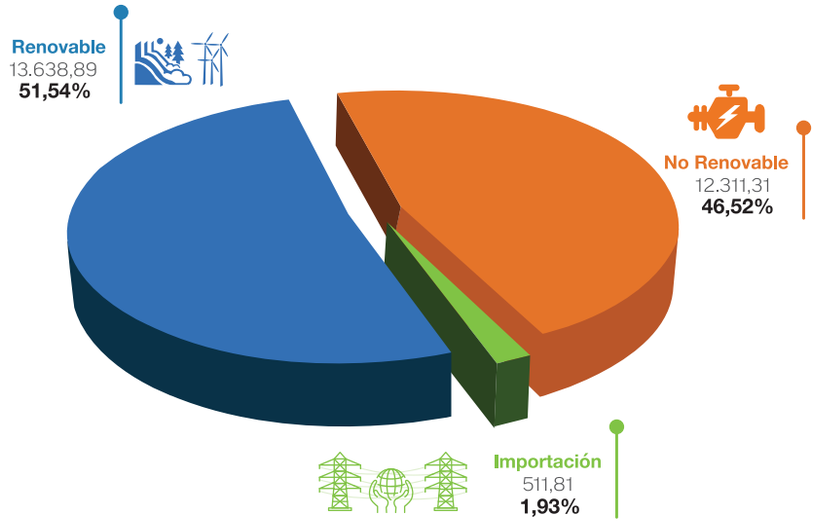


FIG. No. 42: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA

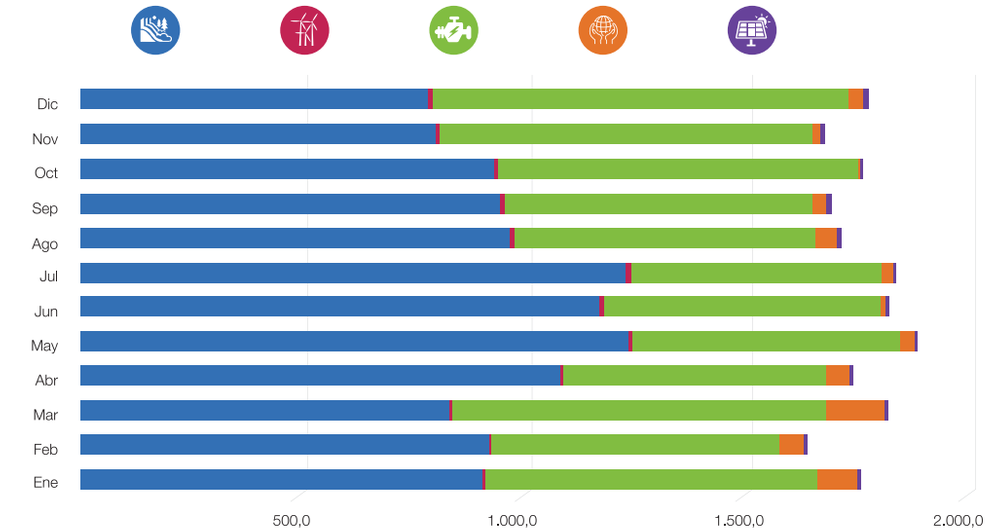
Los datos presentados permitieron estructurar la TABLA No. 26, las figuras desde la 43 a la 46, muestran el comportamiento mensual de la oferta de energía durante el 2015. A nivel de empresas generadoras la energía hidroeléctrica fue la más representativa con 11.842,66 GWh, mientras que para empresas autogeneradoras predomina la energía termoeléctrica con 3.088,51 GWh. En bornes las empresas generadoras son las de mayor aporte al sistema eléctrico ecuatoriano, para el 2015 se registraron 20.554,61 GWh. Por su parte, las empresas distribuidoras generaron 1.201,87 GWh y, finalmente, la contribución de autogeneradores fue de 4.193,70 GWh.

TABLA No. 26: PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA (GWh) (1/2)

Tipo Empresa	Mes	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Térmica	Fotovoltaica	Importación	Total
Generadora	Ene	909,88	-	7,15	745,42	2,63	87,34	1.752,42
	Feb	922,65	-	5,46	648,30	2,55	54,37	1.633,32
	Mar	836,32	-	4,39	843,53	2,62	127,71	1.814,59
	Abr	1.084,36	-	7,09	591,88	2,81	46,47	1.732,60
	May	1.237,99	-	8,15	605,15	2,95	26,92	1.881,17
	Jun	1.174,10	-	9,55	619,40	2,63	12,01	1.817,69
	Jul	1.234,51	-	10,14	562,38	2,65	22,27	1.831,96
	Ago	971,11	-	10,40	677,18	2,75	49,80	1.711,25

TABLA No. 26: PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA (GWh) (2/2)

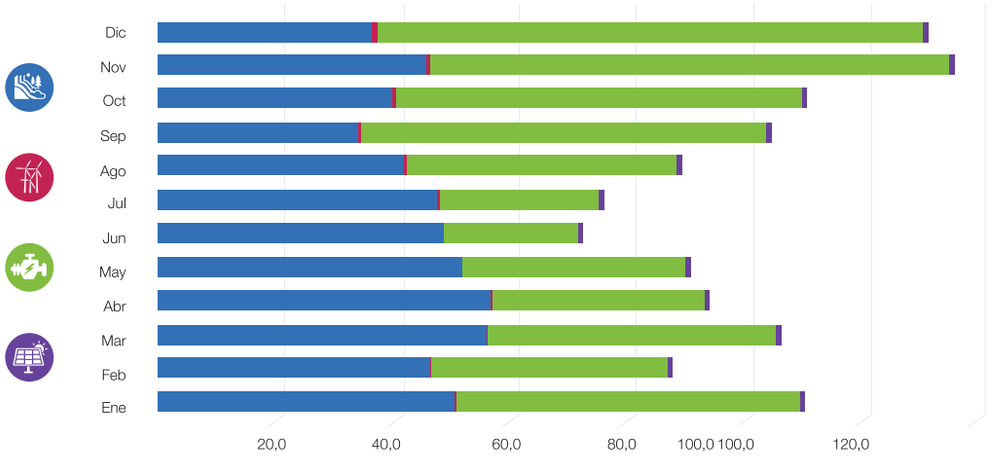
Tipo Empresa	Mes	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Térmica	Fotovoltaica	Importación	Total
Generadora	Sep	948,21	-	10,36	693,21	2,99	32,72	1.687,49
	Oct	936,21	-	7,56	813,02	2,84	1,64	1.761,27
	Nov	803,80	-	5,30	843,86	2,81	16,49	1.672,26
	Dic	783,51	-	10,30	939,44	3,07	34,07	1.770,39
Total Generadora		**11.842,66**	**-**	**95,86**	**8.582,79**	**33,30**	**511,81**	**21.066,43**
Distribuidora	Ene	50,72	-	0,11	58,89	0,26	-	109,99
	Feb	46,32	-	0,16	40,63	0,26	-	87,37
	Mar	56,24	-	0,09	49,28	0,30	-	105,91
	Abr	56,76	-	0,10	36,48	0,27	-	93,60
	May	51,77	-	-	38,26	0,22	-	90,24
	Jun	48,63	-	0,02	22,96	0,21	-	71,82
	Jul	47,47	-	0,45	27,04	0,20	-	75,16
	Ago	41,89	-	0,43	46,29	0,23	-	88,84
	Sep	34,04	-	0,36	67,82	0,21	-	102,43
	Oct	39,84	-	0,35	69,76	0,21	-	110,17
	Nov	45,88	-	0,44	88,94	0,19	-	135,44
	Dic	36,61	-	0,44	93,65	0,19	-	130,89
Total Distribuidora		**556,17**	**-**	**2,95**	**640,00**	**2,76**	**-**	**1.201,87**
Autogeneradora	Ene	46,14	15,64	-	251,28	-	-	313,07
	Feb	45,32	-	-	232,09	-	-	277,41
	Mar	49,12	-	-	247,79	-	-	296,91
	Abr	49,37	-	-	240,48	-	-	289,85
	May	50,33	-	-	242,23	-	-	292,56
	Jun	46,34	0,32	-	255,00	-	-	301,66
	Jul	64,75	45,19	-	269,47	-	-	379,41
	Ago	61,23	69,41	-	275,61	-	-	406,25
	Sep	72,45	66,88	-	269,13	-	-	408,45
	Oct	72,18	73,41	-	270,99	-	-	416,58
	Nov	68,66	70,29	-	263,01	-	-	401,95
	Dic	71,56	66,62	-	271,44	-	-	409,61
Total Autogeneradora		**697,44**	**407,75**	**-**	**3.088,51**	**-**	**-**	**4.193,70**
Total		**13.096,27**	**407,75**	**98,81**	**12.311,31**	**36,06**	**511,81**	**26.462,01**



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Hidráulica	909,9	922,6	836,3	1.084,4	1.238,0	1.174,1	1.234,5	971,1	948,2	936,2	80389	783,5
Eólica	7,1	5,5	4,4	7,1	8,2	9,5	10,1	10,4	10,4	7,6	5,3	10,3
Térmica	745,4	648,3	843,5	591,9	605,2	619,4	562,4	677,2	693,2	813,0	843,9	939,4
Importación	87,3	54,4	127,7	46,5	26,9	12,0	22,3	49,8	32,7	1,6	16,5	34,1
Fotovoltaica	2,6	2,6	2,6	2,8	3,0	2,6	2,7	2,8	3,0	2,8	2,8	3,1

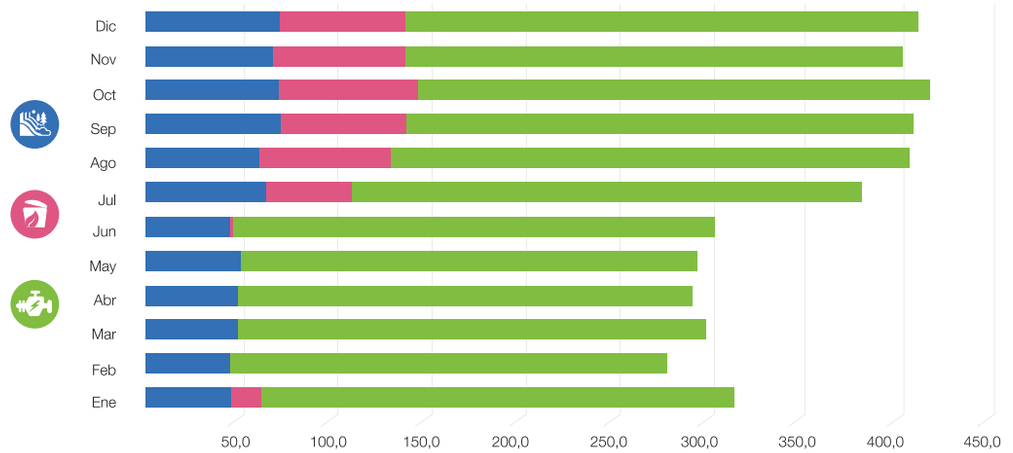
FIG. No. 43: PRODUCCIÓN BRUTA DE EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

Volcán Reventador - Provincia de Napo
Autor: Ministerio de Turismo



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Hidraúlica	50,7	46,3	56,2	56,8	51,9	48,6	47,5	41,9	34,0	39,8	45,9	36,6
Eólica	0,1	0,2	0,1	0,1	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Térmica	58,9	40,6	49,3	36,5	38,3	23,0	27,0	46,3	67,8	69,8	88,9	93,7
Fotovoltaica	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

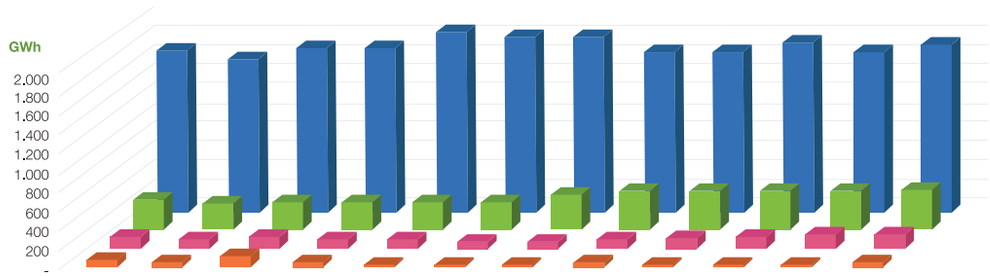
FIG. No. 44: PRODUCCIÓN BRUTA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Hidraúlica	46,1	45,3	49,1	49,4	50,3	46,3	64,7	61,2	72,4	72,2	68,7	71,6
Biomasa	15,6	-	-	-	-	0,3	45,2	69,4	66,9	73,4	70,3	66,6
Térmica	251,3	232,1	247,8	240,5	242,2	255,0	269,5	275,6	269,1	271,0	263,0	271,4

FIG. No. 45: PRODUCCIÓN BRUTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

Paisaje Mompiche - Provincia de Esmeraldas
Autor: Ministerio de Turismo

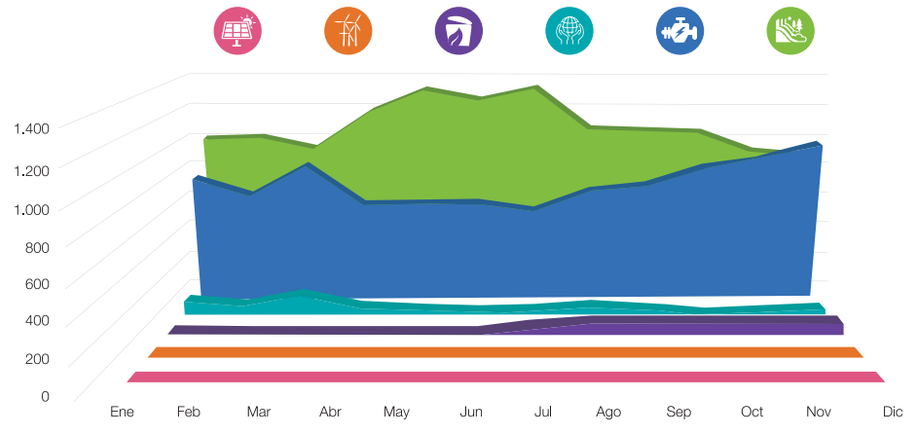


	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Interconexión	87,34	54,37	127,71	46,47	26,92	12,01	22,27	49,80	32,72	1,64	16,49	34,07
Distribuidora	109,99	87,37	105,91	93,60	90,24	71,82	75,16	88,84	102,43	110,17	135,44	130,89
Autogeneradora	313,07	277,41	296,91	289,85	292,56	301,66	379,41	406,25	408,45	416,58	401,95	409,61
Generadora	1.665,08	1.578,96	1.686,88	1.686,13	1.854,25	1.805,68	1.809,69	1.661,45	1.654,78	1.759,63	1.655,77	1.736,32

FIG. No. 46: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA (GWh)

La variación de oferta mensual de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se puede apreciar en la FIG. No. 47.

Del total de energía disponible (25.944,00 GWh), el 86,10 % fue entregado al servicio público y el 13,90 % al servicio no público, tal como se explica en la FIG. No. 48.

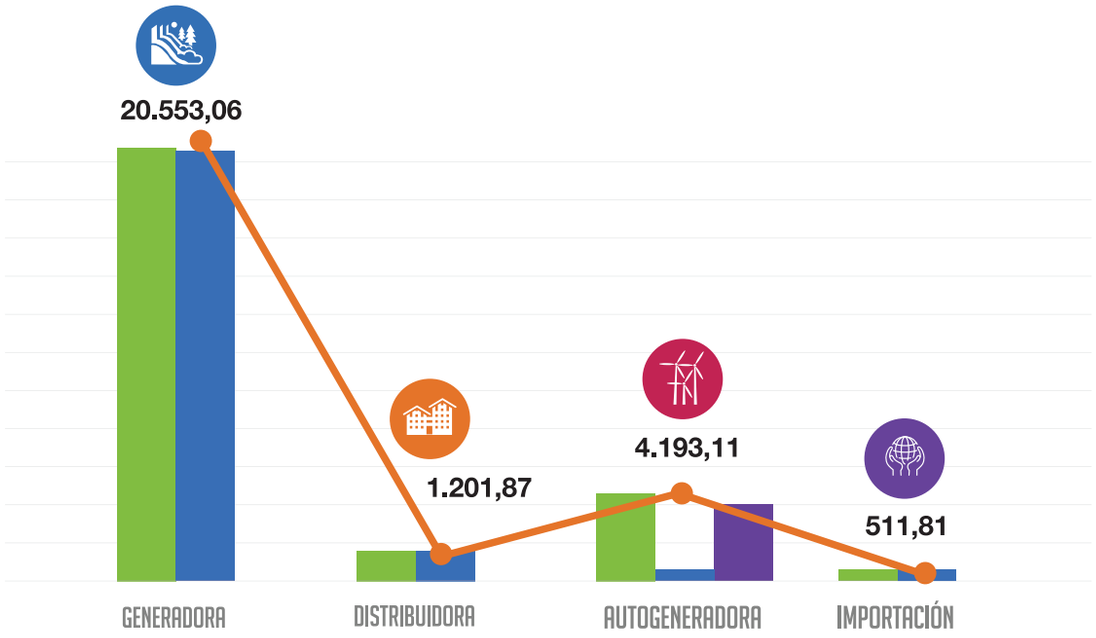


	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Solar	2,63	2,55	2,62	2,81	2,95	2,63	2,65	2,75	2,99	2,84	2,81	3,07
Eólica	6,90	5,31	4,32	7,01	8,06	9,25	9,70	9,88	9,97	7,08	4,92	10,05
Biomasa	15,64	-	-	-	-	0,32	45,19	69,41	66,88	73,41	70,29	66,62
Interconexión	87,34	54,37	127,71	46,47	26,92	12,01	22,27	49,80	32,72	1,64	16,49	34,07
Térmica	803,99	688,99	892,54	627,94	639,40	637,76	587,68	722,61	759,05	877,92	930,08	1.031,47
Hidraúlica	1.005,12	1.012,85	940,14	1.188,81	1.338,17	1.267,33	1.345,23	1.072,75	1.053,06	1.046,68	916,74	890,16

FIG. No. 47: OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL SNI (GWh)

Puente Amazonía - Provincia de Sucumbíos
Autor: Ministerio de Turismo

La figura deja claro que las empresas generadoras son las que realizan un mayor aporte al servicio público, en tanto que la producción de las autogeneradoras está destinada al sector no público.



	GENERADORA	DISTRIBUIDORA	AUTOGENERADORA	IMPORTACIÓN
Energía Disponible	20.139,92	1.183,75	4.108,51	511,81
Servicio Público	20.072,56	1.183,75	569,56	511,81
Servicio No Público	67,36	-	3.538,96	-
Energía Bruta	20.553,06	1.201,87	4.193,11	511,81

FIG. No. 48: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA (GWh)

El total de energía bruta generada, tanto para servicio público como no público, se encuentra explicado en la FIG. No. 49. En esta figura se incluye la energía importada que es considerada como energía bruta generada para servicio público.

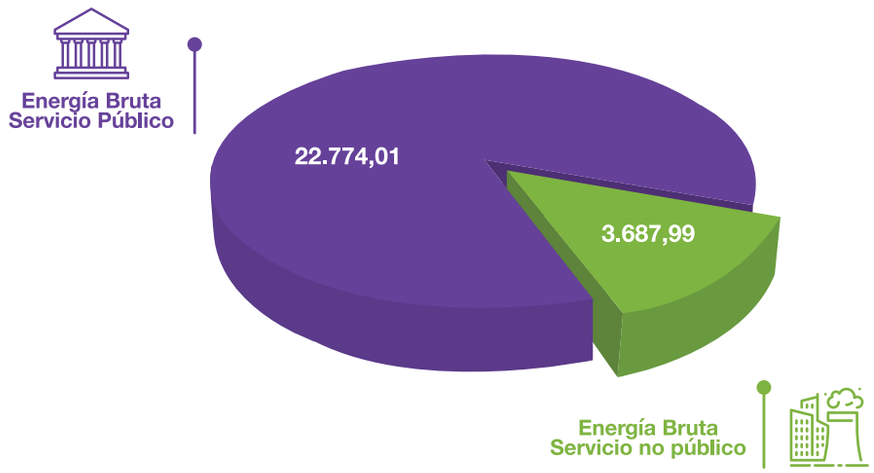


FIG. No. 49: ENERGÍA BRUTA GENERADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO (GWh)

Las centrales de generación térmica utilizan como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. En la TABLA No. 27 se incluyó el consumo de bagazo de caña que es considerado una fuente de energía renovable.

TABLA No. 27: CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Fuel Oil (Mgal)	Diesel (Mgal)	Gas Natural (kpc x 10^6)	Residuo (Mgal)	Crudo (Mgal)	GLP (Mgal)	Bagazo de caña (kt)
Generadora	316,77	99,65	16,60	49,07	-	-	-
Distribuidora	18,98	31,36	-	-	-	-	-
Autogeneradora	0,00	81,36	9,11	9,70	75,12	7,29	1.504,44
Total	**335,75**	**212,38**	**25,72**	**58,77**	**75,12**	**7,29**	**1.504,44**

Según las cifras de la TABLA No. 27, se determina que los combustibles más usados fueron el diesel y fuel oíl.

Por su parte, la TABLA No. 28 muestra los totales de los diferentes tipos de combustible consumidos en el 2015. En esta se utiliza el concepto de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo) que evidencia la cantidad de combustible utilizado en los procesos de generación termoeléctrica.

TABLA No. 28: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES EN TEP

Combustibles		Equivalencias (TEP) *	Total (kTEP)
Cantidad	Unidades		
335,75	millones de galones de Fuel Oil	1 galón = 0,003404736	1.143,14
212,38	millones de galones de Diesel	1 galón = 0,003302303	701,33
25,72	kpc x 10^6 de Gas Natural	1 kpc = 0,022278869	572,99
58,77	millones de galones de Residuo	1 galón = 0,003302303	194,08
75,12	millones de galones de Crudo	1 galón = 0,003404736	255,78
7,29	millones de galones de GLP	1 galón = 0,002214202	16,14
1.504,44	miles de toneladas de Bagazo de Caña	1 tonelada = 0,181997480	273,80
Total			**3.157,27**

* Fuente: OLADE, SIEE

La Catedral - Ambato, provincia de Tungurahua
Autor: Ministerio de Turismo

El consumo total de combustibles en TEP del SNI y de los sistemas no incorporados se explica en la FIG. No. 50.

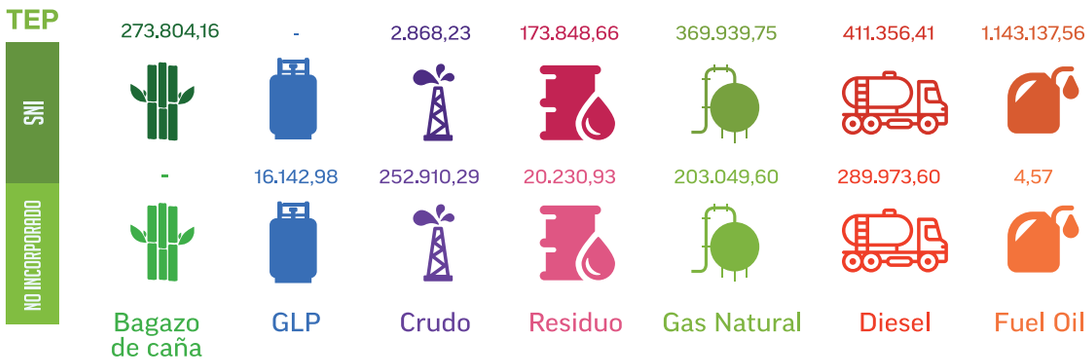


FIG. No. 50: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES (TEP)

2.1.2. Producción de energía por los agentes del sector eléctrico

La producción de cada una de las empresas del sector eléctrico se refleja en la TABLA No. 29. En esta se detalla la energía bruta y entregada para servicio público y no público. La generadora que realizó el mayor aporte fue CELEC EP-Hidropaute (centrales Paute y Mazar) con el 31,21 %.

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

Los valores de energía bruta, entregada para servicio público y no público, por tipo de empresa y central, se pueden revisar en las tablas y figuras que se muestran a continuación. Los datos contenidos reflejan que las centrales termoeléctricas e hidráulicas fueron las de mayor producción mientras que las de menor generación fueron las centrales eólicas y fotovoltaicas.

Paisaje - Macas, provincia de Morona Santiago
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 29: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO (1/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público(GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	Altgenotec	0,92	0,92	-	0,91	0,91	-
	Brineforcorp	1,40	1,40	-	1,39	1,39	-
	CELEC-Coca Codo Sinclair	144,31	144,31	-	144,31	144,31	-
	CELEC-Electroguayas	2.518,55	2.518,55	-	2.383,88	2.383,88	-
	CELEC-Gensur	92,46	92,46	-	90,92	90,92	-
	CELEC-Hidroagoyán	2.893,12	2.893,12	-	2.866,61	2.866,61	-
	CELEC-Hidronación	1.080,85	1.080,85	-	1.066,03	1.066,03	-
	CELEC-Hidropaute	7.003,82	7.003,82	-	6.971,29	6.971,29	-
	CELEC-Termoesmeraldas	1.795,73	1.795,73	-	1.711,79	1.711,79	-
	CELEC-Termogas Machala	1.506,70	1.506,70	-	1.475,65	1.475,65	-
	CELEC-Termopichincha	1.264,75	1.264,75	-	1.218,81	1.218,81	-
	Elecaustro	528,73	528,73	-	517,91	517,91	-
	Electrisol	1,71	1,71	-	1,62	1,62	-
	Electroquil	373,73	373,73	-	358,36	358,36	-
	EMAAP-Q	171,77	104,09	67,67	169,33	102,62	66,71
	Enersol	0,69	0,69	-	0,67	0,67	-
	Eolicsa	3,40	3,40	-	3,40	3,40	-
	Epfotovoltaica	3,00	3,00	-	2,97	2,97	-
	Generoca	116,98	116,98	-	111,28	111,28	-
	Genrenotec	1,09	1,09	-	1,08	1,08	-
	Gonzanergy	1,56	1,56	-	1,56	1,56	-
	Gransolar	5,80	5,80	-	5,80	5,80	-
	Hidrosibimbe	106,25	105,60	0,64	106,25	105,60	0,64
	Intervisa Trade	297,25	297,25	-	283,70	283,70	-
	Lojaenergy	1,08	1,08	-	1,08	1,08	-
	Renova Loja	0,95	0,95	-	0,95	0,95	-
	Sabiangosolar	0,59	0,59	-	0,59	0,59	-
	San Pedro	1,58	1,58	-	1,58	1,58	-
	Sanersol	1,34	1,34	-	1,34	1,34	-
	Sansau	1,29	1,29	-	1,28	1,28	-
	Saracaysol	1,35	1,35	-	1,35	1,35	-
	Solchacras	0,99	0,99	-	0,99	0,99	-
	Solhuaqui	1,21	1,21	-	1,21	1,21	-
	Solsantonio	1,15	1,15	-	1,15	1,15	-
	Solsantros	1,38	1,38	-	1,38	1,38	-
	Surenergy	1,46	1,46	-	1,46	1,46	-
	Termoguayas	622,91	622,91	-	622,91	622,91	-
	Valsolar	1,46	1,46	-	1,44	1,44	-
	Wildtecsa	1,29	1,29	-	1,28	1,28	-
Total Generadora		**20.554,61**	**20.486,30**	**68,32**	**20.135,54**	**20.068,19**	**67,36**
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	405,91	405,91	-	397,56	397,56	-
	E.E. Ambato	13,08	13,08	-	13,07	13,07	-
	E.E. Centro Sur	0,68	0,68	-	0,68	0,68	-
	E.E. Cotopaxi	61,24	61,24	-	61,18	61,18	-
	E.E. Galápagos	50,50	50,50	-	49,12	49,12	-
	E.E. Norte	56,07	56,07	-	56,07	56,07	-
	E.E. Quito	485,17	485,17	-	477,54	477,54	-
	E.E. Riobamba	105,80	105,80	-	105,68	105,68	-
	E.E. Sur	23,44	23,44	-	22,87	22,87	-
Total Distribuidora		**1.201,87**	**1.201,87**	**-**	**1.183,75**	**1.183,75**	**-**
Autogeneradora	Agip	210,91	-	210,91	200,57	-	200,57
	Agua y Gas de Sillunchi	1,74	0,04	1,70	1,74	0,04	1,70
	Andes Petro	483,40	-	483,40	477,47	-	477,47
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,25	0,25	-	0,25	0,25	-
	Ecoelectric	105,46	61,47	43,98	98,88	57,64	41,24
	Ecoluz	47,33	45,13	2,20	46,48	44,32	2,16
	Ecudos	100,38	49,15	51,23	100,87	49,39	51,48
	Electrocordova	0,31	-	0,31	0,31	-	0,31
	Enermax	104,27	51,25	53,02	104,46	51,34	53,12
	Hidroabanico	317,27	44,54	272,73	325,69	45,72	279,97
	Hidroimbabura	1,56	1,56	-	1,56	1,56	-
	Hidrosanbartolo	166,01	153,94	12,06	166,58	154,48	12,11
	I.M. Mejía	5,31	5,31	-	5,31	5,31	-
	Moderna Alimentos	3,84	2,96	0,88	3,84	2,96	0,88
	Municipio Cantón Espejo	1,29	1,29	-	1,29	1,29	-
	Ocp	19,14	-	19,14	17,21	-	17,21
	Orion	0,60	-	0,60	0,53	-	0,53
	Perlabí	6,32	-	6,32	6,28	-	6,28
	Petroamazonas	1.283,43	-	1.283,43	1.233,68	-	1.233,68
	Repsol	809,79	-	809,79	796,09	-	796,09

TABLA No. 29: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO (2/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público(GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Autogeneradora	Río Napo	39,45	-	39,45	39,45	-	39,45
	San Carlos	201,92	141,60	60,32	199,12	139,64	59,48
	SERMAA EP	1,67	1,67	-	1,67	1,67	-
	Sipec	40,19	-	40,19	37,79	-	37,79
	Tecpetrol	28,96	-	28,96	28,94	-	28,94
	UCEM	5,10	-	5,10	5,10	-	5,10
	UNACEM	172,63	12,87	159,76	174,49	13,01	161,48
	Vicunha	35,20	0,99	34,21	33,40	0,94	32,47
Total Autogeneradora		**4.193,70**	**574,03**	**3.619,68**	**4.109,05**	**569,56**	**3.539,49**
Interconexión	Colombia	457,24	457,24	-	457,24	457,24	-
	Perú	54,57	54,57	-	54,57	54,57	-
Total Interconexión		**511,81**	**511,81**	**-**	**511,81**	**511,81**	**-**
Total		**26.462,01**	**22.774,01**	**3.687,99**	**25.940,16**	**22.333,31**	**3.606,85**

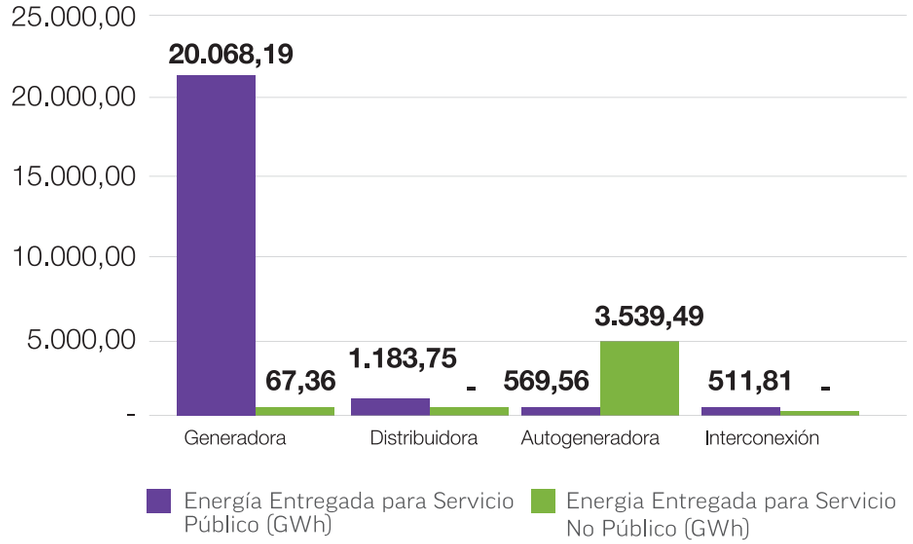


FIG. No. 51: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA

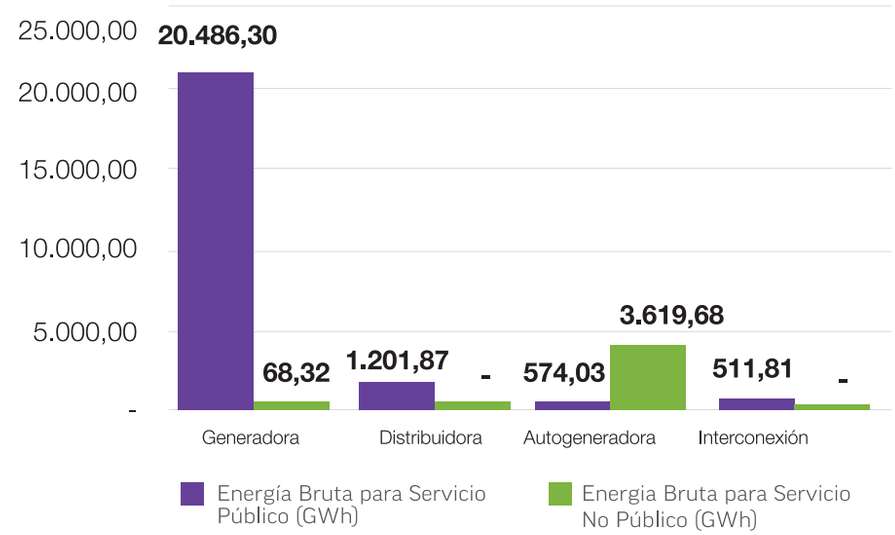


FIG. No. 52: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA

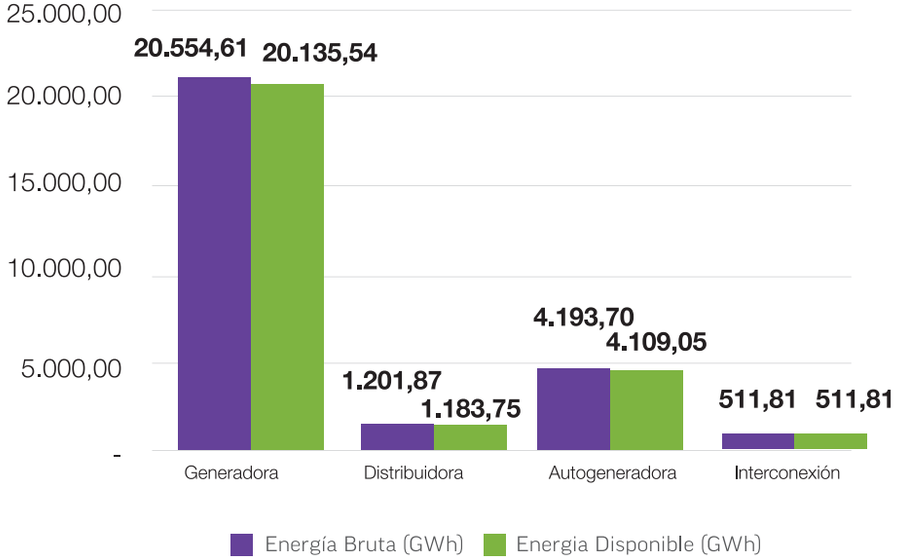


FIG. No. 53: ENERGÍA BRUTA DISPONIBLE POR TIPO DE EMPRESA

TABLA No. 30: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO, POR TIPO DE ENERGÍA (1/2)

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Bruta para Servicio Público (MWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (MWh)	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Eólica	Generadora	CELEC-Gensur	92.462,79	-	90.923,01	-
		Eolicsa	3.396,36	-	3.396,36	-
	Total Generadora		**95.859,15**	**-**	**94.319,37**	**-**
	Distribuidora	E.E. Galápagos	2.489,26	-	2.421,08	-
	Total Distribuidora		**2.489,26**	**-**	**2.421,08**	**-**
Fotovoltaica	Generadora	Altgenotec	921,99	-	912,29	-
		Brineforcorp	1.402,35	-	1.388,97	-
		Electrisol	1.706,37	-	1.616,27	-
		Enersol	690,73	-	674,49	-
		Epfotovoltaica	3.000,17	-	2.974,90	-
		Genrenotec	1.088,98	-	1.078,48	-
		Gonzanergy	1.555,51	-	1.555,51	-
		Gransolar	5.804,86	-	5.804,86	-
		Lojaenergy	1.083,16	-	1.083,16	-
		Renova Loja	948,12	-	948,12	-
		Sabiangosolar	586,24	-	586,24	-
		San Pedro	1.580,87	-	1.580,87	-
		Sanersol	1.340,19	-	1.340,19	-
		Sansau	1.286,88	-	1.276,63	-
		Saracaysol	1.351,28	-	1.351,28	-
		Solchacras	994,71	-	994,71	-
		Solhuaqui	1.214,08	-	1.214,08	-
		Solsantonio	1.148,11	-	1.148,11	-
		Solsantros	1.383,38	-	1.383,38	-
		Surenergy	1.463,08	-	1.463,08	-
		Valsolar	1.460,43	-	1.444,25	-
		Wildtecsa	1.290,55	-	1.280,30	-
	Total Generadora		**33.302,04**	**-**	**33.100,18**	**-**
	Distribuidora	E.E. Centro Sur	663,39	-	663,16	-
		E.E. Galápagos	2.134,26	-	2.075,80	-
	Total Distribuidora		**2.797,65**	**-**	**2.738,96**	**-**
Hidráulica	Generadora	CELEC-Coca Codo Sinclair	144.312,12	-	144.312,12	-
		CELEC-Hidroagoyán	2.893.116,22	-	2.866.609,12	-
		CELEC-Hidronación	1.080.849,22	-	1.066.030,91	-
		CELEC-Hidropaute	7.003.822,63	-	6.971.286,72	-
		Elecaustro	443.612,48	-	434.536,02	-
		EMAAP-Q	104.093,86	67.674,03	102.617,16	66.713,99
		Hidrosibimbe	105.603,77	643,81	105.603,77	643,81
	Total Generadora		**11.775.410,31**	**68.317,84**	**11.690.995,82**	**67.357,80**

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Bruta para Servicio Público (MWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (MWh)	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Hidráulica	Distribuidora	E.E. Ambato	12.701,62	-	12.696,99	-
		E.E. Cotopaxi	61.238,31	-	61.177,14	-
		E.E. Norte	56.066,92	-	56.066,92	-
		E.E. Quito	311.039,25	-	306.148,20	-
		E.E. Riobamba	105.796,15	-	105.677,25	-
		E.E. Sur	13.945,71	-	13.606,29	-
	Total Distribuidora		**560.787,97**	**-**	**555.372,79**	**-**
	Autogeneradora	Agua y Gas de Sillunchi	41,29	1.700,49	41,29	1.700,49
		Consejo Provincial De Tungurahua	245,17	-	245,17	-
		Ecoluz	45.133,48	2.198,41	44.322,46	2.158,90
		Electrocordova	-	312,50	-	312,50
		Enermax	51.248,55	53.019,68	51.344,07	53.118,51
		Hidroabanico	44.537,88	272.728,42	45.720,00	279.967,13
		Hidroimbabura	1.557,12	-	1.557,12	-
		Hidrosanbartolo	153.943,93	12.063,28	154.476,40	12.105,01
		I.M. Mejía	5.313,00	-	5.313,00	-
		Moderna Alimentos	2.950,62	868,02	2.950,45	867,97
		Municipio Cantón Espejo	1.294,73	-	1.294,73	-
		Perlabí	-	6.319,05	-	6.280,65
		SERMAA EP	1.672,57	-	1.672,57	-
		UCEM	-	5.096,04	-	5.096,04
		Vicunha	986,19	34.209,72	935,89	32.465,05
	Total Autogeneradora		**308.924,53**	**388.515,61**	**309.873,15**	**394.072,25**
Térmica MCI	Generadora	CELEC-Electroguayas	646.537,18	-	616.696,06	-
		CELEC-Termoesmeraldas	1.104.913,60	-	1.053.267,18	-
		CELEC-Termopichincha	1.243.294,85	-	1.198.132,38	-
		Elecaustro	85.113,78	-	83.372,32	-
		Generoca	116.982,48	-	111.284,94	-
		Termoguayas	622.914,34	-	622.914,34	-
	Total Generadora		**3.819.756,23**	**-**	**3.685.667,23**	**-**
	Distribuidora	E.E. Ambato	374,63	-	374,49	-
		E.E. Galápagos	45.875,86	-	44.619,26	-
		E.E. Quito	174.129,76	-	171.391,59	-
		E.E. Sur	9.493,87	-	9.262,80	-
	Total Distribuidora		**229.874,12**	**-**	**225.648,15**	**-**
	Autogeneradora	Agip	0,02	210.908,75	0,02	200.573,92
		Andes Petro	-	483.398,54	-	477.467,54

TABLA No. 30: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO, POR TIPO DE ENERGÍA 2/2

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Bruta para Servicio Público (MWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (MWh)	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Térmica MCI	Andes Petro	Moderna Alimentos	10,93	10,39	10,93	10,39
		Ocp	-	19.143,11	-	17.210,78
		Orion	-	595,64	-	534,04
		Petroamazonas	-	1.221.791,55	-	1.174.429,14
		Repsol	-	384.438,97	-	377.936,38
		Río Napo	-	38.243,17	-	38.243,08
		Sipec	-	40.193,79	-	37.787,53
		Tecpetrol	-	28.960,94	-	28.941,74
		UNACEM	12.871,57	159.757,40	13.010,04	161.475,98
	Total Autogeneradora		**12.882,53**	**2.587.442,26**	**13.020,99**	**2.514.610,52**
Térmica Turbogas	Generadora	CELEC-Electroguayas	279.621,61	-	276.287,02	-
		CELEC-Termoesmeraldas	5.007,03	-	4.772,99	-
		CELEC-Termogas Machala	1.506.704,23	-	1.475.653,34	-
		CELEC-Termopichincha	21.454,82	-	20.675,48	-
		Electroquil	373.725,46	-	358.364,78	-
		Intervisa Trade	297.253,97	-	283.702,62	-
	Total Generadora		**2.483.767,12**	**-**	**2.419.456,22**	**-**
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	310.252,82	-	303.868,72	-
	Total Distribuidora		**310.252,82**	**-**	**303.868,72**	**-**
	Autogeneradora	Petroamazonas	-	47.895,61	-	46.038,95
		Repsol	-	425.346,35	-	418.151,83
		Río Napo	-	1.202,42	-	1.202,42
	Total Autogeneradora		**-**	**474.444,38**	**-**	**465.393,20**
Térmica Turbovapor	Generadora	CELEC-Electroguayas	1.592.391,31	-	1.490.893,89	-
		CELEC-Termoesmeraldas	685.809,00	-	653.752,58	-
	Total Generadora		**2.278.200,31**	**-**	**2.144.646,47**	**-**
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	95.656,11	-	93.687,79	-
		E.E. Centro Sur	16,86	-	16,85	-
	Total Distribuidora		**95.672,97**	**-**	**93.704,64**	**-**
	Autogeneradora	Ecoelectric	61.473,34	43.983,10	57.638,96	41.239,67
		Ecudos	49.147,25	51.228,26	49.389,02	51.480,26
		Petroamazonas	-	13.743,98	-	13.211,20
		San Carlos	141.600,70	60.318,40	139.637,43	59.482,10
	Total Autogeneradora		**252.221,29**	**169.273,74**	**246.665,41**	**165.413,23**
Interconexión	Generadora	Colombia	457.244,20	-	457.244,20	-
		Perú	54.570,66	-	54.570,66	-
	Total Interconexión		**511.814,85**	**-**	**511.814,85**	**-**

2.1.3. Producción de energía de empresas generadoras

La información del periodo 2015 contó con el aporte de 40 empresas generadoras. Dentro de este grupo, las centrales hidroeléctricas fueron las de mayor aporte con 11.842,66 GWh, seguidas de las térmicas con 8.582,79 GWh.

En lo que respecta a la producción de las centrales fotovoltaicas, en el 2015 la operación comercial representó 33,3 GWh de energía para el sistema eléctrico ecuatoriano. En la mayoría de casos, las centrales tienen una potencia aproximada de 1 MW, a excepción de las centrales Salinas y Santa Cruz Solar con potencias efectivas de 2,0 y 1,52 MW, respectivamente; y, las centrales eólicas aportaron con 95,86 GWh.

TABLA No. 31: ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS GENERADORAS (1/2)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (GWh)
Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco	16,50	92,46
	Eolicsa	San Cristóbal	2,40	3,40
Total Eólica			**18,90**	**95,86**
Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	65,00	144,31
	CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	156,00	1.105,99
		Pucará	70,00	300,48
		San Francisco	212,00	1.486,65
	CELEC-Hidronación	Baba	42,00	40,08
		Marcel Laniado	213,00	1.040,77
	CELEC-Hidropaute	Mazar	170,00	956,15
		Paute	1.100,00	6.047,67
	Elecaustro	Gualaceo	0,97	5,29
		Ocaña	26,10	194,15
		Saucay	24,00	142,70
		Saymirín	15,52	100,41
	EMAAP-Q	Carcelen	0,06	0,13
		El Carmen	8,20	53,17
		Noroccidente	0,24	1,43
		Recuperadora	14,50	117,04
	Hidrosibimbe	Corazón	0,98	7,60
		Sibimbe	14,20	90,66
		Uravia	0,98	7,99
Total Hidráulica			**2.133,75**	**11.842,66**

TABLA No. 31: ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS GENERADORAS (2/2)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (GWh)
Fotovoltaica	Altgenotec	Altgenotec	0,99	0,92
	Brineforcorp	Brineforcorp	1,00	1,40
	Electrisol	Paneles Electrisol	1,00	1,71
	Enersol	Enersol 1-500	0,49	0,69
	Epfotovoltaica	Mulalo	0,98	1,50
		Pastocalle	1,00	1,50
	Genrenotec	Genrenotec	0,99	1,09
	Gonzanergy	Gonzanergy	1,00	1,56
	Gransolar	Salinas	2,00	3,87
		Tren Salinas	1,00	1,93
	Lojaenergy	Lojaenergy	0,70	1,08
	Renova Loja	Renovaloja	0,70	0,95
	Sabiangosolar	Sabiango Solar	0,72	0,59
	San Pedro	San Pedro	1,00	1,58
	Sanersol	Sanersol	1,00	1,34
	Sansau	Sansau	1,00	1,29
	Saracaysol	Saracaysol	1,00	1,35
	Solchacras	Solchacras	1,00	0,99
	Solhuaqui	Solhuaqui	1,00	1,21
	Solsantonio	Solsantonio	1,00	1,15
	Solsantros	Solsantros	1,00	1,38
	Surenergy	Surenergy	1,00	1,46
	Valsolar	Central Paragachi	1,00	1,46
	Wildtecsa	Wildtecsa	1,00	1,29
Total Fotovoltáica			**23,55**	**33,30**
Térmica	CELEC-Electroguayas	Enrique García	96,00	263,65
		Gonzalo Zevallos (Gas)	20,00	15,97
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	146,00	811,75
		Santa Elena II	82,15	425,56
		Santa Elena III	40,00	220,97
		Trinitaria	133,00	780,64
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	125,00	708,43
		Esmeraldas II	96,00	316,81
		Jaramijo	134,28	608,09
		La Propicia	8,60	11,49
		Manta II	18,60	104,39
		Miraflores	39,40	43,79
		Pedernales	4,00	2,73

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (GWh)
Térmica	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	128,50	854,30
		Termogas Machala II	124,00	652,40
	CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	7,20	3,29
		Centrales Macas	4,00	3,76
		Dayuma	2,00	3,01
		Guangopolo	21,80	82,74
		Guangopolo2	48,00	201,25
		Jivino I	3,80	0,60
		Jivino II	10,00	44,77
		Jivino III	42,00	285,34
		Loreto	2,00	2,80
		Payamino	1,80	0,66
		Puná Nueva	2,52	3,59
		Quevedo II	93,00	465,28
		Sacha	19,80	106,84
		Santa Rosa	51,00	20,71
		Secoya	8,80	32,25
		Aislados Orellana y Sucumbíos	4,80	7,85
	Elecaustro	El Descanso	17,20	86,18
	Electroquil	Electroquil	181,00	373,73
	Generoca	Generoca	34,33	116,98
	Intervisa Trade	Victoria II	102,00	297,25
	Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	120,00	622,91
Total Térmica			**1.972,58**	**8.582,79**
Total			**4.148,79**	**20.554,61**

Se consideran únicamente las unidades que presentaron producción de energía para el 2015.

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

90°0'0"W

Isla Marchena
Isla Genovesa
Isla Santiago
Isla Fernandina
Isla Baltra
Isla Isabela
Isla Santa Cruz
GALÁPAGOS
San Cristóbal
12,45 GWh
Isla San Cristóbal
Isla Santa María
Isla Española

0 15 30 60 km

UBICACIÓN DEL ECUADOR

80°0'0"W
10°0'0"N
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Suriname
Ecuador
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
40°0'0"S
80°0'0"W

Océano Pacífico

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

ESMERALDAS
CARCHI
Tren Salinas 1,93 GWh
Salinas 3,87 GWh
IMBABURA
Central Paragachi 1,46 GWh
Manduriacu 144,31 GWh
Hidrosibimbe 7,99 GWh
Paneles Electrisol 1,71 GWh
Carcelen 0,13 GWh
Noroccidente 1,43 GWh
EMAAP-Q 1,43 GWh
SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS
Uravia 7,99 GWh
Recuperadora 117,04 GWh
PICHINCHA
Corazón 7,6 GWh
El Carmen 53,17 GWh
SUCUMBÍOS
Brineforcorp 1,4 GWh
ZONA NO DELIMITADA
Baba 40,08 GWh
MANABÍ
Pastocalle 1,5 GWh
Mulalo 1,5 GWh
NAPO
COTOPAXI
Marcel Laniado 1.040,77 GWh
Enersol 1-500 0,69 GWh
ORELLANA
Pucará 300,48 GWh
TUNGURAHUA
Sibimbe 90,66 GWh
Agoyan 1.105,99 GWh
San Francisco 1.486,65 GWh
LOS RÍOS
BOLIVAR
PASTAZA
Wildtecsa 1,29 GWh
Sansau 1,29 GWh
GUAYAS
CHIMBORAZO
MORONA SANTIAGO
SANTA ELENA
Altgenotec 0,92 GWh
Genrenotec 1,09 GWh
Ocaña 194,15 GWh
CAÑAR
Paute 6.047,67 GWh
Saymirin 100,41 GWh
Mazar 956,15 GWh
Saucay 142,7 GWh
Gualaceo 5,29 GWh
AZUAY
EL ORO
Saracaysol 1,35 GWh
Sanersol 1,34 GWh
Solhuaqui 1,21 GWh
Solchacras 0,99 GWh
Solsantros 1,38 GWh
Solsantonio 1,15 GWh
PERÚ
San Pedro 1,58 GWh
Lojaenergy 1,08 GWh
Villonaco 92,46 GWh
Surenergy 1,46 GWh
RENOVALOJA 0,95 GWh
SABIANGO SOLAR 0,59 GWh
LOJA
Gonzanergy 1,56 GWh
ZAMORA CHINCHIPE

SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
Límite provincial

LEYENDA
Empresas Generadoras
Eólica
Hidráulica
Solar

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE EMPRESAS GENERADORAS

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016
*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

UBICACIÓN DEL ECUADOR

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

PERÚ

ESMERALDAS
Esmeraldas II 316,81 GWh
Esmeraldas I 708,43 GWh
La Propicia 11,49 GWh
Pedernales 2,73 GWh

CARCHI
IMBABURA
PICHINCHA
Guangopolo2 201,25 GWh
Guangopolo 82,74 GWh
Santa Rosa 20,71 GWh

SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS

MANABÍ
Miraflores 43,79 GWh
Jaramijo 608,09 GWh
Manta II 104,39 GWh

ZONA NO DELIMITADA
COTOPAXI
Quevedo II 465,28 GWh

NAPO
Payamino 0,66 GWh
Loreto 14,89 GWh

SUCUMBÍOS
Celso Castellanos 3,29 GWh
Secoya 32,25 GWh
SISTEMAS AISLADOS ORELLANA Y SUCUMBIOS 7,85 GWh
Jivino II 44,77 GWh
Jivino I 0,6 GWh
Jivino III 285,34 GWh
Sacha 106,84 GWh
Dayuma 3,01 GWh

ORELLANA

TUNGURAHUA

LOS RÍOS

BOLIVAR

GUAYAS
Enrique Garcia 263,65 GWh
Trinitaria 780,64 GWh
Electroquil 373,73 GWh
Generoca 116,98 GWh
Gonzalo Zevallos (Vapor) 811,75 GWh
Gonzalo Zevallos (Gas) 15,97 GWh
Barcazas Keppel Energy 622,91 GWh
Victoria II 297,25 GWh

PASTAZA

SANTA ELENA
Santa Elena II 425,56 GWh
Santa Elena III 220,97 GWh

CHIMBORAZO
Centrales Macas 3,76 GWh

CAÑAR
MORONA SANTIAGO
Puná Nueva 3,59 GWh
El Descanso 86,18 GWh

AZUAY
Termogas Machala I 854,3 GWh
Termogas Machala II 652,4 GWh

EL ORO

LOJA

ZAMORA CHINCHIPE

-80°0'0"

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional
Límite provincial

LEYENDA

Empresas Generadoras
Térmica

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NO RENOVABLE DE EMPRESAS GENERADORAS

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016
*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

TABLA No. 32: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diesel		Gas Natural		Residuo	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(kpc x 103)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)
CELEC-Electroguayas	Enrique García	263,65	-	-	23.660,13	78.132,91	-	-	-	-
	Gonzalo Zevallos (Gas)	15,97	-	-	1.637,44	5.407,33	-	-	-	-
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	811,75	61.608,55	209.760,85	51,21	169,12	-	-	-	-
	Santa Elena II	425,56	24.877,57	84.701,56	779,60	2.574,48	-	-	-	-
	Santa Elena III	220,97	11.891,94	40.488,90	144,22	476,26	-	-	-	-
	Trinitaria	780,64	48.691,74	165.782,52	43,77	144,53	-	-	-	-
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	708,43	45.048,17	153.377,11	72,70	240,08	-	-	-	-
	Esmeraldas II	316,81	16.985,22	57.830,19	1.264,65	4.176,27	-	-	-	-
	Jaramijo	608,09	34.687,94	118.103,28	1.546,49	5.106,99	-	-	-	-
	La Propicia	11,49	594,33	2.023,55	282,86	934,11	-	-	-	-
	Manta II	104,39	6.368,42	21.682,79	233,33	770,52	-	-	-	-
	Miraflores	43,79	475,64	1.619,43	2.726,73	9.004,50	-	-	-	-
	Pedernales	2,73	-	-	217,45	718,09	-	-	-	-
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	854,30	-	-	-	-	9.581,71	213.469,65	-	-
	Termogas Machala II	652,40	-	-	127,75	421,86	7.023,25	156.470,10	-	-
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	3,29	-	-	248,43	820,40	-	-	-	-
	Dayuma	3,01	-	-	230,11	759,90	-	-	-	-
	Guangopolo	82,74	-	-	996,19	3.289,73	-	-	3.950,66	13.046,27
	Jivino I	0,60	-	-	50,57	167,00	-	-	-	-
	Jivino II	44,77	-	-	212,86	702,94	-	-	2.495,97	8.242,44
	Jivino III	285,34	-	-	1.396,51	4.611,70	-	-	14.724,73	48.625,53
	Loreto	2,80	-	-	217,36	717,80	-	-	-	-
	Payamino	0,66	-	-	50,87	167,97	-	-	-	-
	Puná Nueva	3,59	-	-	282,08	931,50	-	-	-	-
	Quevedo II	465,28	24.839,09	84.570,54	3.778,69	12.478,36	-	-	-	-
	Sacha	106,84	-	-	477,62	1.577,25	-	-	6.126,31	20.230,93
	Santa Rosa	20,71	-	-	2.129,02	7.030,68	-	-	-	-
	Secoya	32,25	-	-	2.448,83	8.086,79	-	-	-	-
	Guangopolo2	201,25	-	-	1.857,87	6.135,25	-	-	9.658,28	31.894,57
	Aislados Orellana y Sucumbíos	7,85	-	-	564,83	1.865,25	-	-	-	-
	Centrales Macas	3,76	-	-	310,35	1.024,87	-	-	-	-
Elecaustro	El Descanso	86,18	-	-	613,18	2.024,91	-	-	4.772,44	15.760,04
Electroquil	Electroquil	373,73	-	-	24.851,34	82.066,65	-	-	-	-

TABLA No. 32: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (2/2)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diesel		Gas Natural		Residuo	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(kpc x 103)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)
Intervisa Trade	Victoria II	297,25	-	-	26.072,44	86.099,08	-	-	-	-
Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	622,91	40.699,65	138.571,57	-	-	-	-	-	-
Total		**8.582,79**	**316.768,26**	**1.078.512,29**	**99.654,51**	**329.089,41**	**16.604,96**	**369.939,75**	**49.073,75**	**162.056,41**

2.1.4. Producción de energía de empresas distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras del país se proveen de energía eléctrica desde los puntos de entrega en bloque. Estas son las encargadas de distribuir y comercializar la energía a los consumidores finales. Sin embargo, varias de las distribuidoras operan y administran centrales de generación.

Dichas centrales son despachadas en el sistema y liquidadas por CENACE. Estas centrales se conectan directamente a las redes de media tensión, lo que puede dar lugar a la generación distribuida. La producción de energía bruta de centrales que pertenecen a empresas distribuidoras se presenta en la TABLA No. 33.

TABLA No. 33: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (1/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Eólica	E.E. Galápagos	Baltra Eolico	2,25	2.947,16
Total Eólica			**2,25**	**2.947,16**
Fotovoltaica	E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	0,37	663,16
	E.E. Galápagos	Floreana Perla Solar	0,02	14,17
	E.E. Galápagos	Floreana Solar aislados	0,01	7,19
	E.E. Galápagos	Isabela Solar aislados	0,01	20,42
	E.E. Galápagos	San Cristobal Solar Eolicsa	0,01	15,87
	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar aislados	0,01	24,59

TABLA No. 33: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (2/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Fotovoltaica	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	1,52	2.010,49
Total Fotovoltaica			**1,95**	**2.755,89**
Hidráulica	E.E. Ambato	Península	2,90	12.696,99
	E.E. Cotopaxi	Angamarca	0,26	556,17
	E.E. Cotopaxi	Catazacón	0,76	2.218,00
	E.E. Cotopaxi	El Estado	1,66	6.944,29
	E.E. Cotopaxi	Illuchi No.1	4,00	23.710,28
	E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	5,20	27.809,58
	E.E. Norte	Ambi	7,85	25.970,90
	E.E. Norte	Buenos Aires 2012	0,95	3.181,92
	E.E. Norte	La Playa	1,10	7.175,61
	E.E. Norte	San Miguel de Car	2,52	19.738,50
	E.E. Quito	Cumbayá	40,00	113.621,16
	E.E. Quito	Guangopolo	20,92	52.904,74
	E.E. Quito	Los Chillos	1,76	12.660,32
	E.E. Quito	Nayón	29,70	102.992,28
	E.E. Quito	Pasochoa	4,50	24.358,11
	E.E. Riobamba	Alao	10,00	83.038,12
	E.E. Riobamba	Nizag	0,75	4.263,34
	E.E. Riobamba	Río Blanco	3,00	18.494,69
	E.E. Sur	Carlos Mora	2,40	13.837,77
Total Hidráulica			**140,23**	**556.172,75**
MCI	E.E. Ambato	Lligua	3,30	379,26
	E.E. Galápagos	Floreana	0,24	226,81
	E.E. Galápagos	Isabela	2,34	4.885,28

TABLA No. 33: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (3/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
MCI	E.E. Galápagos	San Cristóbal	4,01	12.454,86
	E.E. Galápagos	Santa Cruz	6,21	27.892,54
	E.E. Quito	G. Hernández	31,20	178.632,41
	E.E. Sur	Catamayo	17,17	9.601,81
Total MCI			**64,46**	**234.072,96**
Turbogas	CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	81,50	244.009,95
	CNEL-Guayaquil	Aníbal Santos (Gas)	97,00	64.482,21
Total Turbogas			**178,50**	**308.492,16**
Turbovapor	CNEL-Guayaquil	Aníbal Santos (Vapor)	33,00	97.416,78
	E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	0,24	17,09
Total Turbovapor			**33,24**	**97.433,87**
Total			**420,63**	**1.201.874,79**

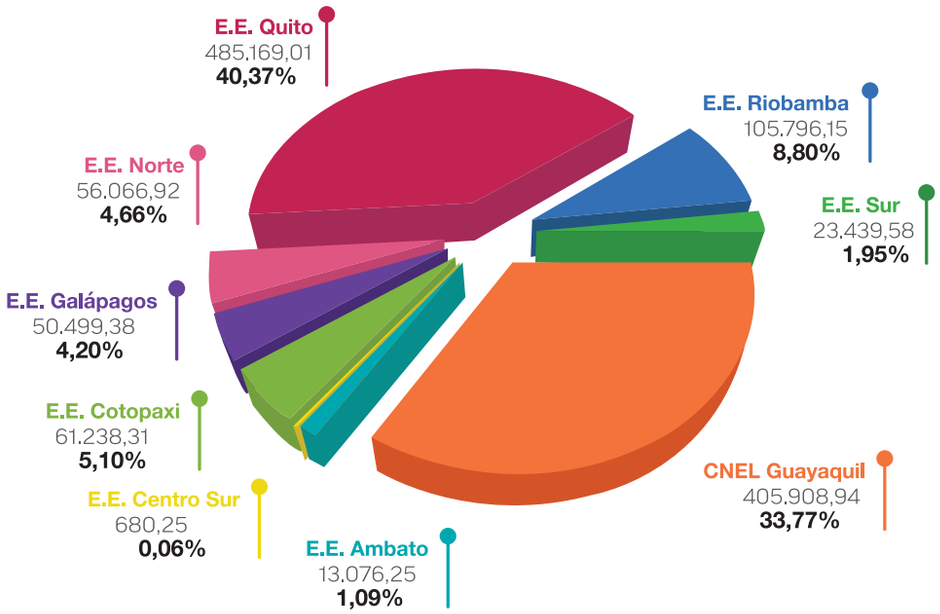
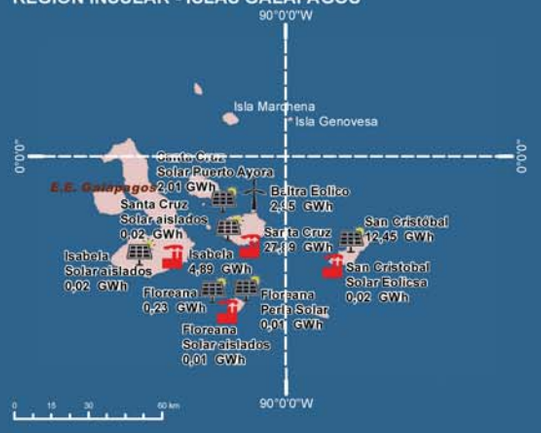


FIG. No. 54: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (MWh)

Vista panorámica - Atuntaqui, provincia de Imbabura
Autor: GAD Municipio Antonio Ante

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

CNEL- Esmeraldas

Buenos Aires 2012 3,18 GWh

San Miguel de Car 19,74 GWh

La Playa 7,18 GWh

Ambi 25,97 GWh

E.E. Norte

CNEL- Sto.Domingo

Cumbayá 113,62 GWh

Nayón 102,99 GWh

G. Hernández 178,63 GWh

Los Chillos 12,66 GWh

E.E. Quito

Pasochoa 24,36 GWh

Guangopolo 82,74 GWh

CNEL- Sucumbios

El Estado 6,94 GWh

Illuchi No.2 27,81 GWh

E.E. Cotopaxi

Illuchi No.1 23,71 GWh

CNEL- Manabi

CNEL- Guayas Los Rios

Catazacón 2,22 GWh

Angamarca 0,56 GWh

Lligua 0,38 GWh

Peninsula 12,7 GWh

E.E. Ambato

CNEL- Los Rios

CNEL- Bolivar

Rio Blanco 18,49 GWh

Alao 83,04 GWh

E.E. Riobamba

Anibal Santos (Gas) 64,48 GWh

Anibal Santos (Vapor) 97,42 GWh

CNEL- Sta.Elena

CNEL- Milagro

Alvaro Tinajero 244,01 GWh

CNEL Guayaquil

Nizag 4,26 GWh

Panel Fotovoltaico 0,66 GWh

Central Térmica TAISHA 0,02 GWh

E.E. Azogues

E.E. Centro Sur

CNEL- El Oro

Catamayo 9,6 GWh

Carlos Mora 13,84 GWh

E.E. Sur

-80°0'0"

0°0'0"

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

Límite del área de prestación de servicio

LEYENDA

Empresas Distribuidoras

Eólica

Hidráulica

Solar

Térmica

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

Las centrales térmicas que pertenecen a empresas distribuidoras presentan un consumo de 18.980,99 miles de galones en fuel oil y de 31.363,51 miles de galones en diesel. Estas cifras, a nivel de empresa distribuidora, pueden apreciarse en la TABLA No. 34.

TABLA No. 34: CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Central	Fuel Oil (miles gal)	Diesel (miles gal)
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	-	19.863,72
	Aníbal Santos (Gas)	-	7.169,81
	Aníbal Santos (Vapor)	8.225,87	3,73
E.E. Ambato	Lligua	-	30,75
E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	-	1,51
E.E. Galápagos	Floreana	-	22,49
	Isabela	-	381,13
	San Cristóbal	-	995,08
	Santa Cruz	-	1.942,74
E.E. Quito	G. Hernández	10.755,12	189,23
E.E. Sur	Catamayo	-	763,33
Total		**18.980,99**	**31.363,51**

Sobre el consumo de estos combustibles se utilizan factores de conversión correspondientes que transforman galones de fuel oil y de diesel a toneladas equivalentes de petróleo (TEP). Los resultados de estas comparativas se muestran en la TABLA No. 35.

TABLA No. 35: CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (TEP) (1/2)

Empresa	Central	Fuel Oil (TEP)	Diesel (TEP)
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	-	65.596,02
	Aníbal Santos (Gas)	-	23.676,88
	Aníbal Santos (Vapor)	28.006,92	12,31
E.E. Ambato	Lligua	-	101,54
E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	-	4,98
E.E. Galápagos	Floreana	-	74,26

TABLA No. 35: CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (TEP) (2/2)

Empresa	Central	Fuel Oil (TEP)	Diesel (TEP)
E.E. Galápagos	Isabela	-	1.258,62
	San Cristóbal	-	3.286,04
	Santa Cruz	-	6.415,53
E.E. Quito	G. Hernández	36.618,35	624,88
E.E. Sur	Catamayo	-	2.520,76
Total		**64.625,27**	**103.571,81**

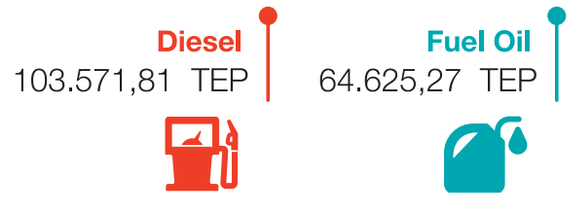


FIG. No. 55: CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

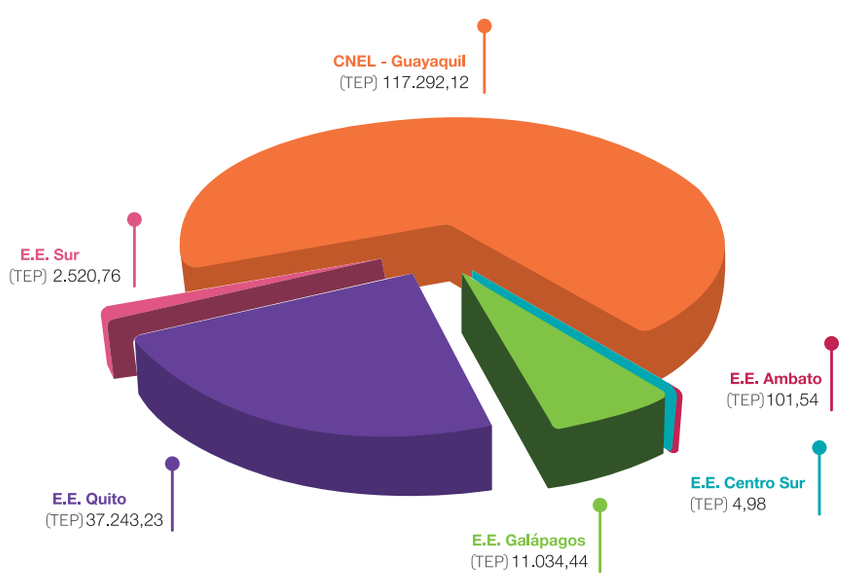


FIG. No. 56: CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (TEP)

2.1.5. Producción de energía de empresas autogeneradoras

A lo largo del 2015, la ARCONEL recibió reportes de 28 empresas consideradas autogeneradoras. Estos agentes, en su mayoría, cuentan con centrales térmicas para la generación de electricidad. Ocho empresas de este total están dedicadas a la actividad petrolera y tres son ingenios azucareros que utilizan biomasa (bagazo de caña) para la producción energética.

TABLA No. 36: ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/4)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	0,09	183,54
		Sillunchi II	0,30	1.558,24
	Consejo Provincial De Tungurahua	Microcentral Hidroeléctrica Tiliví	0,06	245,17
	Ecoluz	Loreto	2,11	14.894,80
		Papallacta	6,20	32.437,08
	Electrocordova	Electrocórdova	0,20	312,50
	Enermax	Calope	15,00	104.268,23
	Hidroabanico	Hidroabanico	37,99	317.266,30
	Hidroimbabura	Hidrocarolina	0,86	1.557,12
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	49,95	166.007,22
	I.M. Mejía	La Calera	1,98	5.313,00
	Moderna Alimentos	Geppert	1,65	3.818,64
	Municipio Cantón Espejo	Espejo	0,40	1.294,73
	Perlabí	Perlabí	2,46	6.319,05
	SERMAA EP	Atuntaqui	0,32	1.672,57
	UCEM	Planta Chimborazo	1,90	5.096,04
	Vicunha	Vindobona	5,86	35.195,91
Total Hidráulica			**127,32**	**697.440,14**
Biomasa	Ecoelectric	ECOELECTRIC	35,20	105.456,44
	Ecudos	Ecudos A-G	27,60	100.375,51
	San Carlos	San Carlos	73,60	201.919,10
Total Biomasa			**136,40**	**407.751,05**

TABLA No. 36: ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/4)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Térmica	Agip	Agip Oil - CPF	36,23	198.444,09
		Agip Oil - Sarayacu	7,78	12.464,69
	Andes Petro	Cami	0,04	77,77
		CDP	0,33	501,50
		Chorongo A	0,30	597,26
		CPH	1,27	2.691,76
		Dorine Battery	5,40	20.499,00
		Dorine G	0,27	795,51
		Dorine H	0,50	490,19
		Estación Dayuma	0,13	101,61
		Fanny 18B1	0,35	145,99
		Fanny 50	0,32	1.200,54
		Fanny 60	0,75	1.012,08
		Hormiguero A	0,51	706,01
		Hormiguero B	2,97	4.886,52
		Hormiguero C	6,05	18.462,76
		Hormiguero D	3,00	5.647,86
		Hormiguero SUR	2,72	4.373,24
		Kupi 1	0,50	1.273,39
		Kupi 4	1,00	1.834,54
		Lago Agrio LTF	1,28	15,43
		Lago Agrio Station	0,45	0,30
		MAHOGANNY B	3,66	1.320,52
		Mahogany	1,30	302,77
		Mariann 30	0,80	1.678,77
		Mariann 4A	1,25	4.733,89
		Mariann 5-8	1,05	3.263,70
		Mariann 6	0,99	47,93
		Mariann 9	0,97	3.214,12
		Mariann Battery	0,80	3.005,41
		Mariann Norte	0,30	7,59
		Mariann Sur-1	1,50	635,29
		Mariann Vieja	3,00	5.749,03
		Nantu B	1,90	6.107,67

TABLA No. 36: ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/4)

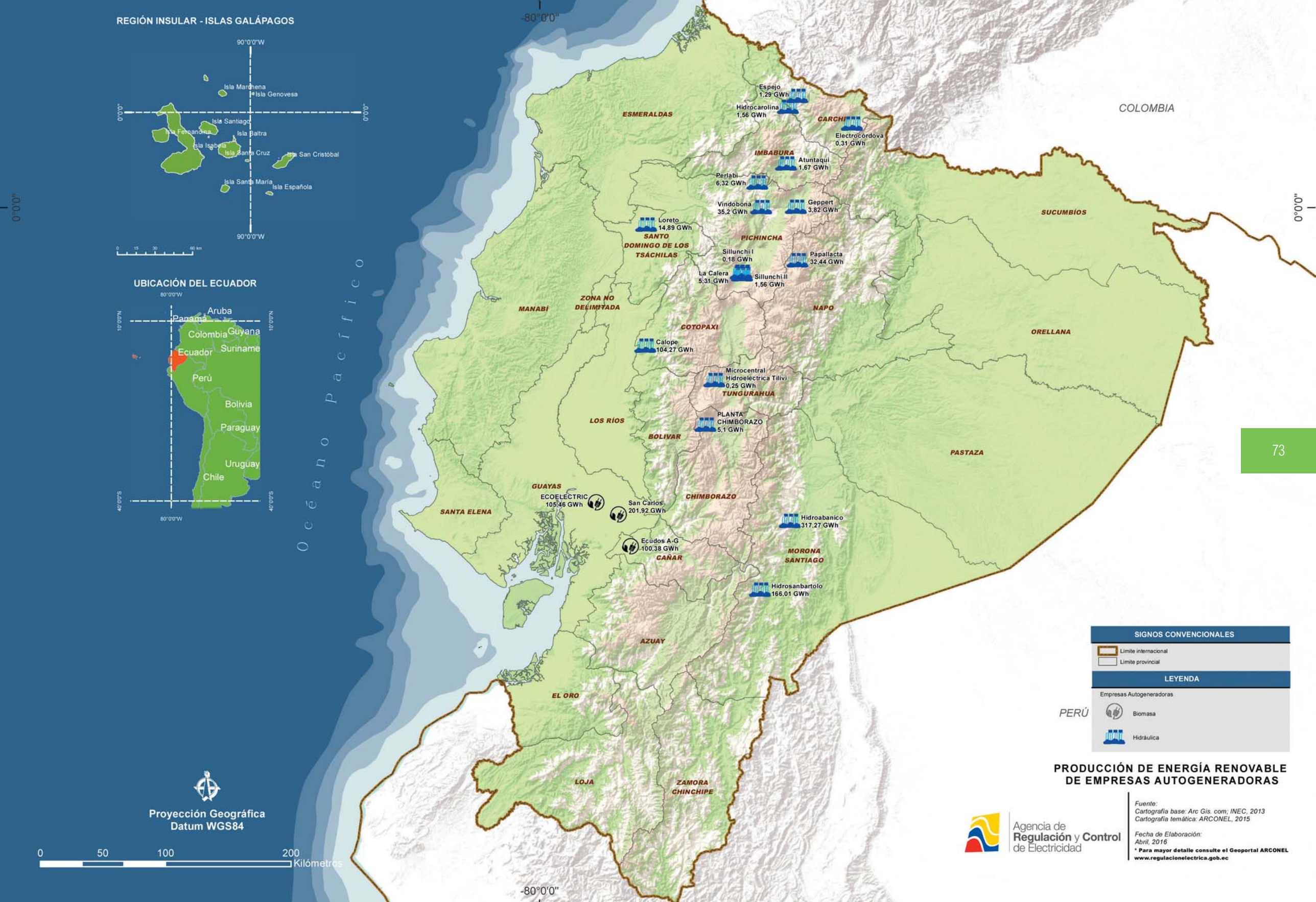
Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Térmica	Andes Petro	Nantu C	0,80	2.436,39
		Nantu D	4,33	14.938,06
		Nantu E	0,05	13,52
		Penke B	1,09	4.869,60
		Pindo	1,02	2.320,52
		Shiripuno	0,40	683,66
		Sonia A	2,84	518,16
		Sunka 1	1,60	1.228,20
		Sunka 2	0,36	1.589,28
		Tapir A	4,63	3.501,93
		Tapir B	0,35	1.296,76
		Tarapoa North West 5	0,60	911,57
		Tarapuy	0,64	3.378,16
		TPP	65,40	345.967,40
		Wanke 1	3,38	4.365,39
	Moderna Alimentos	Kohler	1,40	21,32
	Ocp	Amazonas	6,14	10.172,51
		Cayagama	3,36	201,29
		Chiquilpe	0,16	2,33
		Páramo	2,56	276,91
		Puerto Quito	0,16	1,48
		Sardinas	5,33	8.479,24
		Terminal Marítimo	1,72	9,36
	Orion	Estacion ENO	0,22	439,64
		Estacion Ocano	0,11	80,00
		Estacion Ron	0,08	76,00
	Petroamazonas	Aguajal	2,40	3.338,42
		Angel Norte	1,71	2.714,74
		Apaika	4,46	2.650,07
		ARCOLANDS Shushufindi Central	7,50	38.163,36
		Auca 51	1,40	2.372,00
		Auca Central	0,59	155,11

Tipo de Generación	Empresav	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Térmica	Petroamazonas	Auca Sur	13,14	17.226,28
		Cedros	0,85	529,39
		Coca	7,10	14.744,61
		Concordia	0,31	2.577,68
		Cononaco	8,90	14.210,73
		CPF	15,59	101.788,76
		Cuyabeno	11,95	27.621,87
		Dumbique	1,45	197,94
		EPF-Eden Yuturi	62,66	364.495,76
		Frontera	1,64	3.461,36
		Gacela	1,48	6.204,61
		Guanta	8,07	11.376,68
		Indillana	2,28	7.672,73
		Itaya A	2,44	8.451,75
		Itaya B	1,10	4.957,58
		Jaguar	0,16	1.044,51
		Jivino A	1,20	140,51
		Jivino B	1,09	4.860,48
		JUSTICE Culebra	6,00	35.856,00
		JUSTICE Lago Agrio	5,00	23.154,02
		JUSTICE Shushufindi Sur	6,00	37.357,13
		Lago Agrio	10,15	16.060,56
		Laguna	0,44	3.407,60
		Limoncocha	7,77	46.193,18
		Lobo	1,05	741,35
		Mono	1,74	1.803,70
		Nenke	0,68	463,84
		Oso	16,55	48.576,82
		Pacayacu	0,39	391,68
		Paka Norte	1,51	3.612,11

TABLA No. 36: ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (4/4)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Térmica	Petroamazonas	Paka Sur	4,55	9.780,17
		Pakay	1,85	2.734,87
		Palmar Oeste	6,31	11.914,10
		Palo Azul PGE	22,76	60.127,76
		Pañayacu	0,44	60,31
		Payamino	4,48	5.881,77
		Pichincha	0,17	140,58
		POWERON Auca Pozos	15,56	28.903,41
		RS ROTH Aguarico	7,00	30.135,58
		RS ROTH Shushufindi Drago 2	2,85	9.091,67
		RS ROTH Shushufin-di Drago N1	5,20	25.416,83
		Sansahuari	3,38	6.237,35
		Santa Elena	1,31	1.953,26
		Secoya	25,76	67.471,63
		Shushufindi	10,00	34.491,34
		Shushufindi Estación Sur-oeste	5,69	3.051,03
		Tangay	0,19	44,18
		Tapi	2,45	4.257,83
		Tetete	2,74	8.211,09
		Tipishca	0,92	1.517,25
		Tumali	0,53	332,36
		VHR	8,58	16.964,06
		Yamanunka	2,19	11.941,52
		Yanaq.Este	3,49	7.888,73
		Yanaq.Oeste	4,10	11.145,24
		Yuca	2,55	6.229,74
		Yuralpa	7,25	58.932,55
	Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	35,00	275.341,40
Térmica	Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	7,09	38.455,54
		REPSOL YPF-SPF-1	19,00	140.056,00
		REPSOL YPF-SPF-2	15,03	7.385,18
		REPSOL YPF-SPF-3	44,30	337.862,47
		REPSOL YPF-SSFD	6,55	10.684,73
	Río Napo	CENTRAL DE 8 MW	8,00	24.470,77
		POWER MODULE 01	1,00	7.036,49
		POWER MODULE 02	1,00	6.735,91
		TURBINAS	0,70	1.202,43
	Sipec	MDC-CPF	7,40	34.517,64
		PBH-ESTACION	0,40	56,60
		PBH-HUA01	0,55	714,70
		PBH-HUA02	0,45	1.329,28
		PBH-PAR12	1,65	2.311,80
		PBH-PSO02	0,23	1.263,77
	Tecpetrol	BERMEJO ESTE	0,15	232,07
		BERMEJO SUR 1008	1,06	4.011,49
		BERMEJO SUR 12	0,86	2.972,54
		ESTACIÓN NORTE	0,29	2.111,11
		ESTACIÓN RAYO	0,72	1.188,37
		ESTACIÓN SUR	1,15	7.535,10
		PLANTA DE AGUA	1,52	8.825,21
		SUBESTACIÓN 4B	0,46	2.085,04
	UNACEM	Selva Alegre	27,30	172.628,98
Total Térmica			**749,27**	**3.088.513,15**
Total			**1.012,99**	**4.193.704,34**

Se consideran únicamente las unidades que presentaron producción de energía durante el 2015.



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

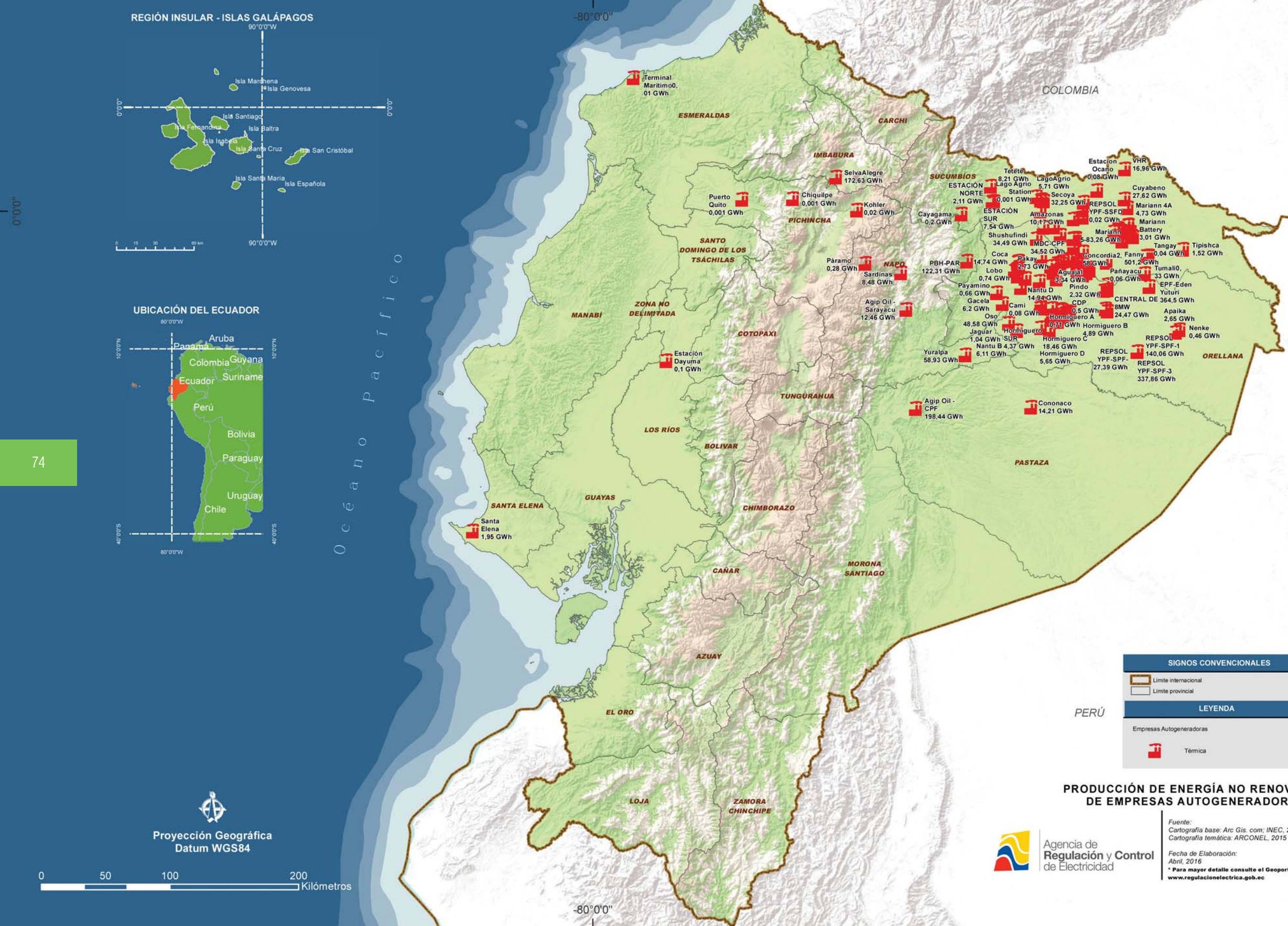
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NO RENOVABLE DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

LEYENDA

Empresas Autogeneradoras

- Térmica

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

En las siguientes tablas se muestran los consumos de combustibles de las empresas autogeneradoras para el 2015. Se refleja que el diesel es el combustible de mayor consumo para la generación de energía eléctrica. Por ejemplo, Petroamazonas consumió 38.252,54 miles gal, Repsol 25.382,64 miles gal y Andes Petro 13.105,54 miles gal.

Por otra parte, las empresas que registraron consumo de gas natural y de crudo fueron Andes Petro, Repsol, Sipec, Tecpetrol, Río Napo y Petroamazonas. Esta última fue la de mayor consumo con 5.097,14 kpc x 10^3 de gas natural y 27.325,19 miles gal de crudo. UNACEM registró un consumo de residuo de 9.697,23 miles gal. Andes Petro reportó un consumo de gas licuado de petróleo de 7.290,65 miles gal. Además, las empresas Ecoelectric, Ecudos y San Carlos reportaron un consumo de bagazo de caña de 438,26; 405,03 y 661,15 miles de toneladas, respectivamente.

TABLA No. 37: CONSUMO DE DIESEL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/4)

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diesel	
			(Miles gal)	(TEP)
Agip	Agip Oil - CPF	198.444,08	40,41	133,45
	Agip Oil - Sarayacu	12.464,69	3,51	11,59
Andes Petro	Cami	77,77	8,40	27,74
	CDP	501,50	51,27	169,29
	Chorongo A	597,26	70,24	231,95
	Dorine Battery	20.499,00	1.479,20	4.884,76
	Dorine G	795,51	71,30	235,46
	Estación Dayuma	101,61	9,98	32,95
	Fanny 18B1	145,99	14,04	46,38
	Fanny 50	1.200,54	116,39	384,35
	Fanny 60	1.012,08	88,31	291,63
	Hormiguero A	706,01	74,71	246,70
	Hormiguero B	4.886,52	466,50	1.540,53
	Hormiguero C	18.462,76	1.497,21	4.944,24
	Hormiguero D	5.647,86	436,81	1.442,48
	Hormiguero SUR	4.373,24	359,76	1.188,02
	Kupi 1	1.273,39	111,61	368,57
	Kupi 4	1.834,54	158,61	523,77
	Lago Agrio LTF	15,43	34,91	115,27
	Lago Agrio Station	0,30	1,83	6,04

TABLA No. 37: CONSUMO DE DIESEL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/4)

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diesel	
			(Miles gal)	(TEP)
Andes Petro	Mahogany	302,77	31,64	104,48
	Mariann 4A	4.733,89	457,45	1.510,66
	Mariann 5-8	3.263,70	364,45	1.203,51
	Mariann 6	47,93	10,08	33,28
	Mariann 9	3.214,12	298,87	986,97
	Mariann Battery	3.005,41	302,13	997,72
	Mariann Norte	7,59	2,28	7,53
	Mariann Sur-1	635,29	69,66	230,02
	Mariann Vieja	5.749,03	471,99	1.558,66
	Nantu B	6.107,67	478,74	1.580,93
	Nantu C	2.436,39	217,35	717,75
	Nantu D	14.938,06	174,31	575,62
	Nantu E	13,52	1,12	3,71
	Penke B	4.869,60	399,93	1.320,69
	Pindo	2.320,52	96,88	319,94
	Shiripuno	683,66	56,26	185,78
	Sonia A	518,16	41,44	136,86
	Sunka 1	1.228,20	103,62	342,17
	Sunka 2	1.589,28	152,04	502,07
	Tarapuy	3.378,16	290,33	958,76
	TPP	345.967,40	2.662,09	8.791,02
	Wanke 1	4.365,39	409,34	1.351,76
	Tapir B	1.296,76	126,79	418,70
	Tarapoa North West 5	911,57	81,45	268,97
	Dorine H	490,19	39,04	128,91
	Mariann 30	1.678,77	177,93	587,57
	CPH	2.691,76	99,94	330,04
	Tapir A	3.501,93	258,58	853,91
Moderna Alimentos	Kohler	21,32	10,00	33,02
Ocp	Amazonas	10.172,51	6,19	20,45
	Cayagama	201,29	18,33	60,53
	Chiquilpe	2,33	0,54	1,77
	Páramo	276,91	22,39	73,94

TABLA No. 37: CONSUMO DE DIESEL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/4)

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diesel	
			(Miles gal)	(TEP)
Ocp	Sardinas	8.479,24	2,14	7,08
	Terminal Marítimo	9,36	1,42	4,69
Petroamazonas	Aguajal	3.338,42	349,22	1.153,24
	Angel Norte	2.714,74	101,43	334,95
	Auca Sur	17.226,28	1.114,58	3.680,67
	Cedros	529,39	46,86	154,73
	Coca	14.744,61	1.191,35	3.934,19
	Concordia	2.577,68	381,30	1.259,15
	Cononaco	14.210,73	1.291,73	4.265,70
	CPF	101.788,76	454,25	1.500,07
	Cuyabeno	27.621,87	1.656,16	5.469,15
	EPF-Eden Yuturi	364.495,76	99,10	327,25
	Frontera	3.461,36	169,22	558,83
	Gacela	6.204,61	530,12	1.750,63
	Guanta	11.376,68	818,73	2.703,70
	Indillana	7.672,73	569,93	1.882,08
	Itaya A	8.451,75	633,23	2.091,10
	Itaya B	4.957,58	377,70	1.247,28
	Jaguar	1.044,51	85,46	282,22
	Jivino A	140,51	12,11	40,00
	Jivino B	4.860,48	403,63	1.332,92
	JUSTICE Culebra	35.856,00	2.734,46	9.030,01
	JUSTICE Lago Agrio	23.154,02	1.766,44	5.833,33
	JUSTICE Shushufindi Sur	37.357,13	2.830,17	9.346,08
	Lago Agrio	16.060,56	1.583,18	5.228,13
	Laguna	3.407,60	172,15	568,49
	Lobo	741,35	58,66	193,71
	Mono	1.803,70	215,72	712,36
	Oso	48.576,82	3.847,13	12.704,40
	Paka Norte	3.612,11	276,63	913,53
	Pakay	2.734,87	188,65	622,99
	Palmar Oeste	11.914,10	1.034,25	3.415,39
	Palo Azul PGE	60.127,76	322,76	1.065,84
	Pañayacu	60,31	6,54	21,60
	Payamino	5.881,77	485,65	1.603,76
	Pichincha	140,58	12,69	41,89
	RS ROTH Aguarico	30.135,58	1.814,71	5.992,73
	RS ROTH Shushufindi Drago N1	25.416,83	1.631,26	5.386,92
	Sansahuari	6.237,35	521,92	1.723,52
	Santa Elena	1.953,26	155,10	512,19
	Secoya	67.471,63	5,17	17,07
	Shushufindi	34.491,34	18,60	61,43
	Tapi	4.257,83	339,87	1.122,34
	Tetete	8.211,09	464,40	1.533,60
	VHR	16.964,06	667,28	2.203,57
	Yanaq.Este	7.888,73	643,94	2.126,47
	Yanaq.Oeste	11.145,24	948,71	3.132,94
	Yuca	6.229,74	792,57	2.617,32
	Yuralpa	58.932,55	7,77	25,66
	Pacayacu	391,68	30,50	100,70
	Shushufindi Estación Sur-oeste	3.051,03	225,05	743,18
	Auca 51	2.372,00	242,60	801,13
	RS ROTH Shushufindi Drago 2	9.091,67	619,81	2.046,80
	POWERON Auca Pozos	28.903,41	2.548,73	8.416,69
	Auca Central	155,11	10,85	35,84
	Tipishca	1.517,25	111,41	367,91
	Apaika	2.650,07	203,99	673,64

TABLA No. 37: CONSUMO DE DIESEL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (4/4)

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diesel	
			(Miles gal)	(TEP)
Petroamazonas	Tumali	332,36	39,98	132,03
	Tangay	44,18	15,75	52,02
	Dumbique	197,94	25,44	84,00
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	275.341,40	22.609,51	74.663,45
	REPSOL YPF-NPF-2	38.455,54	95,72	316,10
	REPSOL YPF-SPF-1	140.056,00	911,76	3.010,92
	REPSOL YPF-SPF-2	7.385,18	122,91	405,89
	REPSOL YPF-SSFD	10.684,73	1.642,73	5.424,80
Sipec	MDC-CPF	34.517,64	0,11	0,35
	PBH-ESTACION	56,60	11,26	37,19
	PBH-HUA01	714,70	104,20	344,09
	PBH-HUA02	1.329,28	108,08	356,90
	PBH-PAR12	2.311,80	119,97	396,18
	PBH-PSO02	1.263,77	25,26	83,42
Río Napo	CENTRAL DE 8 MW	24.470,77	1.841,46	6.081,07
	POWER MODULE 01	7.036,49	517,86	1.710,14
	POWER MODULE 02	6.735,91	497,11	1.641,59
Orion	Estacion ENO	439,64	416,27	1.374,64
	Estacion Ron	76,00	106,62	352,08
	Estacion Ocano	80,00	109,00	359,96
UNACEM	Selva Alegre	172.628,98	654,81	2.162,39
Total		**2.624.189,24**	**81.358,00**	**268.668,79**

TABLA No. 38: CONSUMO DE GAS NATURAL DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Gas Natural	
			(kpc x 103)	(TEP)
Andes Petro	Mariann Vieja	5.749,03	15,05	335,23
	Nantu D	14.938,06	90,86	2.024,19
	TPP	345.967,40	1.391,87	31.009,22
	CPH	2.691,76	14,92	332,48
	Tapir A	3.501,93	10,05	223,95
Petroamazonas	ARCOLANDS Shushufindi Central	38.163,36	540,02	12.030,97
	CPF	101.788,76	554,90	12.362,43
	Cuyabeno	27.621,87	70,92	1.580,05
	EPF-Eden Yuturi	364.495,76	1.065,27	23.733,03
	Limoncocha	46.193,18	596,43	13.287,67
	Paka Sur	9.780,17	96,75	2.155,57
	Palo Azul PGE	60.127,76	986,21	21.971,72
	Secoya	67.471,63	169,65	3.779,59
	Shushufindi	34.491,34	867,99	19.337,89
	Yamanunka	11.941,52	115,31	2.569,02
	Yanaq.Este	7.888,73	33,69	750,58
Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	38.455,54	459,07	10.227,56
	REPSOL YPF-SPF-1	140.056,00	1.445,47	32.203,35
	REPSOL YPF-SPF-2	7.385,18	85,49	1.904,72
Sipec	MDC-CPF	34.517,64	280,32	6.245,14
	PBH-PAR12	2.311,80	5,75	128,16
Tecpetrol	SUBESTACIÓN 4B	2.085,04	17,27	384,87
	BERMEJO ESTE	232,07	1,87	41,65
	PLANTA DE AGUA	8.825,21	55,50	1.236,56
	BERMEJO SUR 1008	4.011,49	34,86	776,69
	BERMEJO SUR 12	2.972,54	23,11	514,88
	ESTACIÓN NORTE	2.111,11	16,41	365,67
	ESTACIÓN RAYO	1.188,37	9,24	205,84
	ESTACIÓN SUR	7.535,10	58,58	1.305,18
Río Napo	TURBINAS	1.202,43	1,14	25,48
Total		**1.395.701,78**	**9.113,99**	**203.049,36**

TABLA No. 39: CONSUMO DE CRUDO DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Crudo	
			(Miles gal)	(TEP)
Agip	Agip Oil - CPF	198.444,08	12.550,68	42.731,76
	Agip Oil - Sarayacu	12.464,69	854,47	2.909,26
Andes Petro	TPP	345.967,40	11.661,89	39.705,67
Ocp	Amazonas	10.172,51	697,65	2.375,32
	Sardinas	8.479,24	571,65	1.946,30
Petroamazonas	Auca Sur	17.226,28	321,96	1.096,20
	CPF	101.788,76	73,13	248,99
	EPF-Eden Yuturi	364.495,76	17.425,20	59.328,22
	Lago Agrio	16.060,56	351,52	1.196,82
	Palo Azul PGE	60.127,76	2.743,89	9.342,21
	Secoya	67.471,63	2.184,30	7.436,97
	VHR	16.964,06	610,22	2.077,64
	Yuralpa	58.932,55	3.614,97	12.308,01
Repsol	REPSOL YPF-SPF-3	337.862,47	20.620,37	70.206,91
UNACEM	Selva Alegre	172.628,98	842,42	2.868,23
Total		**1.789.086,72**	**75.124,33**	**255.778,52**

TABLA No. 40: CONSUMO DE RESIDUO DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Residuo	
			(Miles gal)	(TEP)
UNACEM	Selva Alegre	172.628,98	9.697,23	32.023,18
Total		**172.628,98**	**9.697,23**	**32.023,18**

TABLA No. 41: CONSUMO DE GLP DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Residuo	
			(Miles gal)	(TEP)
Andes Petro	TPP	345.967,40	7.290,65	16.142,98
Total		**345.967,40**	**7.290,65**	**16.142,98**

TABLA No. 42: CONSUMO DE BIOMASA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Bagazo de caña	
			(Miles t)	(TEP)
Ecoelectric	Ecoelectric	105.456,44	438,26	79.762,03
Ecudos	Ecudos A-G	100.375,51	405,03	73.713,98
San Carlos	San Carlos	201.919,10	661,15	120.328,15
Total		**407.751,05**	**1.504,44**	**273.804,16**

2.2. Energía vendida

Las transacciones reportadas de manera mensual en el SISDAT por concepto de venta de energía eléctrica pueden ser de tipo: contratos, transacciones de corto plazo, internacionales u otros.

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

En el caso de las empresas autogeneradoras, la contratación se organiza sobre sus excedentes de generación y contemplan un solo componente o cargo variable para su liquidación.

La producción de las centrales generadoras de propiedad de las empresas de distribución 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 generadores.

En las transacciones de corto plazo se liquidan únicamente los remanentes de la producción de los generadores que no estén contemplados en contratos regulados; es decir, la diferencia entre la energía neta producida y la energía contratada por estos generadores. Además se cuenta con las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).

El Operador Nacional de Electricidad (CENACE), es el encargado de liquidar todas las ventas. Esta entidad es la encargada de determinar los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del sector eléctrico de acuerdo a los términos establecidos en los contratos de compra-venta, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

El total de ventas de energía realizadas durante el 2015 fue de 22.644,43 GWh por un monto de 1.067,15 MUSD, como se detalla en la TABLA No. 43.

TABLA No. 43: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN

Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Total Costos (MUSD)
	GWh	%	
Contratos	20.370,38	89,96	881,74
T. de corto plazo	1.690,62	7,47	130,01
Otros	25,45	0,11	1,62
Importación	511,81	2,26	51,11
Exportación	46,17	0,20	2,68
Total	**22.644,43**	**100,00**	**1.067,15**

Las transacciones de corto plazo incluyen la facturación de las distribuidoras con generación propia.

En TABLA No. 44 se expone los valores de energía vendida y de la facturación realizada por tipo de transacción y por tipo de empresa.

TABLA No. 44: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y EMPRESA (1/2)

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)
Generadora	Contratos	20.080,09	865,97
	T. de corto plazo	170,10	25,63
	Otros	14,63	1,10
Total Generadora		**20.264,82**	**892,70**
Distribuidora	T. de corto plazo	1.259,04	80,14
	Otros	0,57	0,07
Total Distribuidora		**1.259,61**	**80,20**
Autogeneradora	Contratos	290,28	15,77
	T. de corto plazo	261,48	24,24
	Otros	10,24	0,45
Total Autogeneradora		**562,01**	**40,46**

TABLA No. 44: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y EMPRESA (2/2)

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)
Importación	Contratos	54,57	3,13
	T. de corto plazo	457,24	47,98
Total Importación		**511,81**	**51,11**
Exportación	T. de corto plazo	45,66	2,62
	Otros	0,52	0,06
Total Exportación		**46,17**	**2,68**
Total		**22.644,43**	**1.067,15**

Trabajos en redes de distribución - Quito, provincia de Pichincha
Autor: E.E. Quito

2.2.1. Energía vendida por las empresas de generación

La actividad productiva de las empresas de generación fue variable durante el año. Estas reportaron los costos fijos y variables de la producción realizada en bornes de generación. En este reporte no se incluye la electricidad de los consumos propios y valores monetarios por compra de la misma.

Las empresas de generación vendieron para el 2015 20.264,82 GWh con un costo total de 892,70 MUSD. Esta información está detallada en la TABLA No. 45.

TABLA No. 45: ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)
Altgenotec	T. de corto plazo	0,91	0,37
Brineforcorp	T. de corto plazo	1,40	0,56
CELEC-Coca Codo Sinclair	Contratos	144,31	2,83
CELEC-Electroguayas	Contratos	2.383,88	216,82
CELEC-Gensur	Contratos	89,45	8,17
	T. de corto plazo	1,47	0,13
CELEC-Hidroagoyán	Contratos	2.866,60	28,86
CELEC-Hidronación	Contratos	1.245,07	36,09
	T. de corto plazo	0,59	0,04
CELEC-Hidropaute	Contratos	6.971,29	55,20
CELEC-Termoesmeraldas	Contratos	1.711,79	132,96
CELEC-Termogas Machala	Contratos	1.475,91	81,73
CELEC-Termopichincha	Contratos	1.084,44	127,73
	T. de corto plazo	134,37	13,40
Elecaustro	Contratos	513,84	28,44
	T. de corto plazo	4,24	0,29
Electrisol	Contratos	1,62	0,65
Electroquil	Contratos	363,40	43,37
EMAAP-Q	Contratos	103,20	0,98
Empresa	**Tipo de Transacción**	**Energía Vendida (GWh)**	**Total Costos (MUSD)**

TABLA No. 45: ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (2/2)

Enersol	Otros	0,62	0,29
Eolicsa	Contratos	3,30	0,44
Epfotovoltaica	T. de corto plazo	2,97	1,19
Generoca	Contratos	111,28	9,60
Genrenotec	T. de corto plazo	1,08	0,43
Gonzanergy	T. de corto plazo	1,56	0,62
Gransolar	T. de corto plazo	5,83	2,33
Hidrosibimbe	Contratos	90,66	4,26
	Otros	14,01	0,81
Intervisa Trade	Contratos	295,68	33,89
Lojaenergy	T. de corto plazo	1,08	0,43
Renova Loja	T. de corto plazo	0,95	0,38
Sabiangosolar	T. de corto plazo	0,59	0,23
San Pedro	T. de corto plazo	1,58	0,63
Sanersol	T. de corto plazo	1,34	0,54
Sansau	T. de corto plazo	1,30	0,51
Saracaysol	T. de corto plazo	1,35	0,54
Solchacras	T. de corto plazo	0,99	0,40
Solhuaqui	T. de corto plazo	1,21	0,49
Solsantonio	T. de corto plazo	1,15	0,46
Solsantros	T. de corto plazo	1,38	0,55
Surenergy	T. de corto plazo	1,46	0,59
Termoguayas	Contratos	622,91	53,39
Valsolar	Contratos	1,44	0,58
Wildtecsa	T. de corto plazo	1,28	0,51
Total		**20.264,82**	**892,70**

En la TABLA No. 46 se reportan los valores totales facturados y recaudados por la venta de energía por parte de las generadoras. Según los datos finales, el valor de la recaudación en el 2015 representó el 95,27 % de la facturación total. En algunos casos se consideraron reliquidaciones y valores pendientes de pago que fueron reportados en determinados meses, razón por la cual se registran valores de recaudación superiores al 100 %.

TABLA No. 46: VALORES FACTURADOS Y RECAUDADOS POR LA VENTA DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
Altgenotec	0,91	0,37	0,37	100,00
Brineforcorp	1,40	0,56	0,56	100,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	144,31	2,83	2,40	84,73
CELEC-Electroguayas	2.383,88	216,82	215,01	99,17
CELEC-Gensur	90,92	8,30	7,94	95,61
CELEC-Hidroagoyán	2.866,60	28,86	31,88	110,44
CELEC-Hidronación	1.245,66	36,13	34,61	95,80
CELEC-Hidropaute	6.971,29	55,20	67,19	121,72
CELEC-Termoesmeraldas	1.711,79	132,96	109,18	82,12
CELEC-Termogas Machala	1.475,91	81,73	79,40	97,16
CELEC-Termopichincha	1.218,81	141,12	122,48	86,79
Elecaustro	518,08	28,73	30,56	106,35
Electrisol	1,62	0,65	0,65	100,00
Electroquil	363,40	43,37	32,84	75,73
EMAAP-Q	103,20	0,98	1,26	128,61
Enersol	0,62	0,29	0,29	100,00
Eolicsa	3,30	0,44	0,44	100,00
Epfotovoltaica	2,97	1,19	1,19	100,00
Generoca	111,28	9,60	10,08	104,96
Genrenotec	1,08	0,43	0,43	100,00
Gonzanergy	1,56	0,62	0,62	100,00
Gransolar	5,83	2,33	2,33	100,00
Hidrosibimbe	104,67	5,07	5,03	99,20
Intervisa Trade	295,68	33,89	31,70	93,53
Lojaenergy	1,08	0,43	0,43	100,00
Renova Loja	0,95	0,38	0,38	100,00
Sabiangosolar	0,59	0,23	0,23	100,00
San Pedro	1,58	0,63	0,63	100,00
Sanersol	1,34	0,54	0,54	100,00
Sansau	1,30	0,51	0,51	100,00

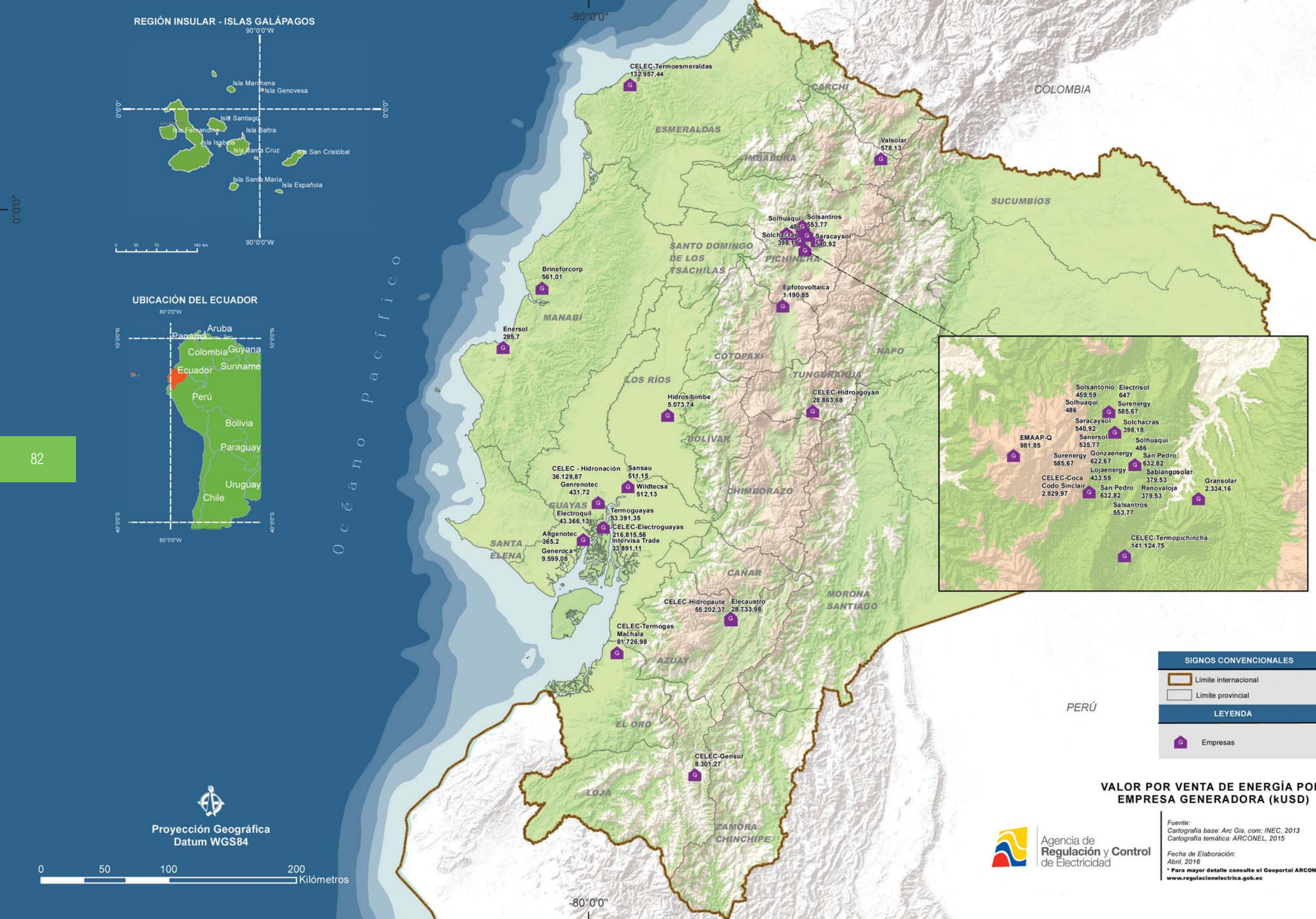
TABLA No. 46: VALORES FACTURADOS Y RECAUDADOS POR LA VENTA DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS (2/2)

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
Saracaysol	1,35	0,54	0,54	100,00
Solchacras	0,99	0,40	0,40	100,00
Solhuaqui	1,21	0,49	0,49	100,00
Solsantonio	1,15	0,46	0,46	100,00
Solsantros	1,38	0,55	0,55	100,00
Surenergy	1,46	0,59	0,59	100,00
Termoguayas	622,91	53,39	55,20	103,39
Valsolar	1,44	0,58	0,58	100,00
Wildtecsa	1,28	0,51	0,51	100,00
Total	**20.264,82**	**892,70**	**850,48**	**95,27**

Los valores recibidos en MUSD incluyen los valores por venta de energía y otros.

Fauna Yasuní - Aguarico, provincia de Orellana
Autor: Ministerio de Turismo

VALOR POR VENTA DE ENERGÍA POR EMPRESA GENERADORA (kUSD)



Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

2.2.2. Energía vendida por las empresas de distribución

La actividad comercial en el sector eléctrico ecuatoriano registró en el 2015 un total de 20 agentes participantes en calidad de distribuidoras. De esta cifra, 11 están agrupadas en la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP).

La TABLA No. 47 muestra la energía comercializada en el SNI por un valor total de 1.127,41 GWh. Del número total de distribuidoras con generación, dos usan la energía generada en sistemas aislados, estas son la E.E. Centro Sur y la E.E. Galápagos.

La energía producida por las centrales de la E.E. Galápagos es utilizada para alimentar al sistema aislado de la región insular, mientras que para la E.E. Centro Sur la energía que se produce por la central térmica Taisha sirve para alimentar una zona aislada y, a su vez, dispone de un conjunto de paneles fotovoltaicos que producen energía para consumo directo de los clientes de la empresa.

TABLA No. 47: VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Tipo Transacción	Energía Vendida (GWh)	Costo (MUSD)
CNEL-Bolívar	Otros	0,05	0,01
CNEL-Guayaquil	T. de corto plazo	400,93	47,13
E.E. Ambato	T. de corto plazo	13,07	0,27
E.E. Cotopaxi	T. de corto plazo	51,47	1,12
E.E. Norte	T. de corto plazo	56,06	1,18
	Otros	0,14	0,02
E.E. Quito	T. de corto plazo	480,99	20,25
E.E. Riobamba	T. de corto plazo	101,43	1,70
E.E. Sur	T. de corto plazo	22,88	2,84
	Otros	0,38	0,04
Total		**1.127,41**	**74,55**

Central biogas El Inga - Quito, provincia de Pichincha
Autor: MEER

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

UBICACIÓN DEL ECUADOR

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

CNEL- Esmeraldas

1.194,62
E.E. Norte

20.245,14
CNEL- Sto. Domingo
E.E. Quito

CNEL- Sucumbíos

1.121,39
CNEL- Manabí
CNEL- Guayas Los Ríos
E.E. Cotopaxi

CNEL- Bolívar
5,43
CNEL- Los Ríos
1.700,32
270,88
E.E. Ambato

E.E. Riobamba

CNEL- Guayaquil
CNEL- Milagro
CNEL- Sta.Elena
47.127,72

E.E. Azogues
E.E. Centro Sur

CNEL- El Oro
E.E. Sur
2.888,95

PERÚ

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

Límite del área de prestación de servicio

LEYENDA

D Empresa

VALOR POR VENTA DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (kUSD)

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016
*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

-80°0'0"

Paisaje - Provincia de Zamora Chinchipe
Autor: Ministerio de Turismo

2.2.3. Energía vendida por las empresas autogeneradoras

Las autogeneradoras registraron 562,01 GWh de producción con un costo total de 40,46 MUSD. Las transacciones y contratos efectuados fueron de corto plazo. La central Hidrosanbartolo fue la que registró el valor más alto de energía vendida con 148,21 GWh a un costo total de producción de 9,20 MUSD.

TABLA No. 48: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (kUSD)
Agua Y Gas De Sillunchi	Otros	0,04	1,24
Ecoelectric	M. de corto plazo	57,64	5.478,14
Ecoluz	Contratos	44,32	2.031,94
Ecudos	M. de corto plazo	49,39	4.787,55
Enermax	Contratos	52,42	2.411,03
Hidroabanico	Contratos	44,20	2.077,59
Hidroimbabura	M. de corto plazo	1,56	111,65
I.M. Mejía	Otros	5,97	275,31
Perlabí	Otros	0,07	2,85
San Carlos	M. de corto plazo	139,88	13.186,46
Consejo Provincial de Tungurahua	Otros	0,25	8,95
Moderna Alimentos	Contratos	1,13	45,35
Vicunha	Otros	0,94	18,28
Municipio Cantón Espejo	Otros	1,31	63,29
Hidrosanbartolo	Contratos	148,21	9.203,54
SERMAA EP	Otros	1,67	81,84
UNACEM	M. de corto plazo	13,01	670,02
Total		**562,01**	**40.461,52**

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

Límite provincial

LEYENDA

Empresas

VALOR POR VENTA DE ENERGÍA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (kUSD)

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

2.3. Características operativas y transacciones en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

El Sistema Nacional de Transmisión es fundamental en la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) porque constituye la infraestructura y el equipamiento necesario para abastecer a los centros de distribución, garantizando así el correcto suministro de energía eléctrica.

El SNT de manera general está constituido por líneas y subestaciones que operan a voltajes normalizados de 230, 138 kV. Las líneas de 230 kV conforman un anillo que vincula la generación con los principales puntos de carga del sistema.

El siguiente mapa muestra la configuración y las zonas operativas del SNT las cuales se subdividen en: nororiental, noroccidental, suroriental y suroccidental.

Obra civil proyecto Coca Codo Sinclair - El Chaco y Gonzalo Pizarro, provincia de Napo y Sucumbíos
Autor: ARCONEL

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

UBICACIÓN DEL ECUADOR

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

Esmeraldas
134,73 MVA

Interconexión Colombia
525 MW

COLOMBIA

Tulcán
33,3 MVA

ESMERALDAS

Quinindé
66,7 MVA

CARCHI

IMBABURA

Ibarra
183,32 MVA

S/E 22 San Antonio
20 MVA

PICHINCHA

Pomasqui
600 MVA

S/E 14 Gualo
33 MVA

Vicentina
128 MVA

Santo Domingo
379,97 MVA

Zona Noroccidental

SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS

Santa Rosa
825 MVA

Booster 2
18 MVA

Booster 1
18 MVA

S/E 48 Mirador
33 MVA

SUCUMBIOS

Orellana
66,66 MVA

Zona Nororiental

Chone
100 MVA

Severino
0 MVA

MANABI

ZONA NO DELIMITADA

Mulaló
66,7 MVA

NAPO

COTOPAXI

ORELLANA

Manta
33,33 MVA

Montecristi
100 MVA

San Gregorio
225 MVA

Portoviejo
134,73 MVA

Quevedo
283,32 MVA

Pucará
80 MVA

Tena
33,33 MVA

Ambato
118 MVA

Totoras
199,98 MVA

Baños
33,3 MVA

Puyo
33,3 MVA

LOS RÍOS

TUNGURAHUA

Riobamba
99,9 MVA

BOLIVAR

Nueva Babahoyo
126,7 MVA

PASTAZA

Pascuales
1075 MVA

GUAYAS

CHIMBORAZO

Milagro
358,32 MVA

Santa Elena
120 MVA

SANTA ELENA

Caraguay
225 MVA

Esclusas
225 MVA

Salitral
300 MVA

Zona Suroccidental

Posorja
33,3 MVA

CAÑAR

Molino
750 MVA

Zona Suroriental

Méndez
6,66 MVA

Macas
66,7 MVA

Sinincay
165,5 MVA

MORONA SANTIAGO

Cuenca
99,9 MVA

Gualaceo
16 MVA

Limón
6,66 MVA

AZUAY

Machala
366,3 MVA

Interconexión Perú
110 MW

EL ORO

PERÚ

ZAMORA CHINCHIPE

Loja
66,7 MVA

Cumbaratza
33,3 MVA

LOJA

-80°0'0"

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

LEYENDA

Interconexiones
Potencia efectiva (MW)
- 110,00
- 525,00

Subestaciones
Tipo de subestación
- Elevación
- Reducción
- Seccionamiento

Líneas de transmisión
Voltaje (kV)
- 138
- 230

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

2.3.1. Características operativas del SNT

Las bandas de voltaje en operación normal que el transmisor debe mantener en barras de las subestaciones son las siguientes:

- 230 kV: +5 % / -5 %
- 138 kV: +5 % / -5 %
- 69 kV, 46 kV: +4 % / -2,5 %

Los reportes enviados por CELEC EP-Transelectric a la ARCONEL presentan en el ANEXO F.1. que varias subestaciones registraron voltajes inferiores a 0,9 pu por unidad, condición que está por debajo de lo establecido. Estos valores reportados corresponden a los máximos y mínimos presentados en el mes y son el resultado de la operación en cada punto de entrega y condiciones transitorias.

El análisis realizado por la ARCONEL también permitió reflejar en el ANEXO F.2. la demanda máxima de cada mes en transformadores del transmisor. En el ANEXO F.3. se demuestra que 10 transformadores reportan una cargabilidad superior a su capacidad nominal, con la consideración especial de que el transformador ATT de la subestación Totoras es el de mayor valor durante julio. La demanda máxima de esta subestación fue de 124,50 MVA, lo que representó una cargabilidad del 111,16.

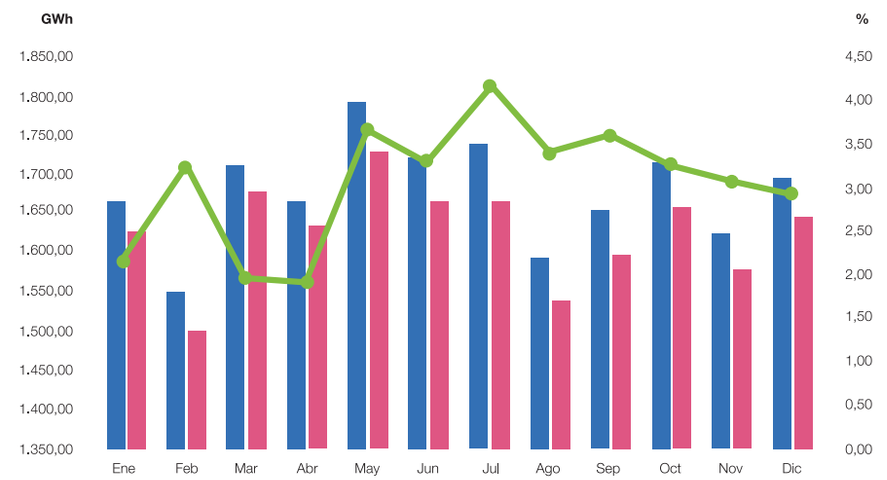
El ANEXO F.4. refleja que, durante el 2015, la línea Limón-Méndez fue la que presentó mayor nivel de cargabilidad con un 92,3 % (138 kV). Estos niveles se presentaron en noviembre. Por su parte, en el ANEXO F.5. se evidencia que, las líneas de 230 kV registraron un 87,8 % de cargabilidad para la línea Santa Rosa-Totoras en mayo. Los resultados de cargabilidad corresponden a los máximos presentados en el mes gracias a las mediciones realizadas.

2.3.2. Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

Los datos procesados por la ARCONEL permitieron resumir en la TABLA No. 49 y FIG. No. 57 que durante el 2015 las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 20.140,84 GWh de energía y entregaron 19.524,00 GWh. En la información se puede evidenciar que se registraron 616,84 GWh de pérdidas totales, que representa el 3,06 % del total de energía. El porcentaje más alto se registró en julio con un valor de 4,18 %.

TABLA No. 49: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Pérdidas del SNT (GWh)	Pérdidas del SNT (%)
Ene	1.663,99	1.627,87	36,12	2,17
Feb	1.551,77	1.501,60	50,17	3,23
Mar	1.712,37	1.678,77	33,60	1,96
Abr	1.667,49	1.635,71	31,78	1,91
May	1.794,56	1.728,62	65,94	3,67
Jun	1.722,11	1.665,33	56,78	3,30
Jul	1.738,66	1.666,01	72,65	4,18
Ago	1.595,22	1.541,17	54,05	3,39
Sep	1.657,15	1.597,51	59,64	3,60
Oct	1.714,62	1.658,49	56,12	3,27
Nov	1.626,08	1.576,02	50,07	3,08
Dic	1.696,83	1.646,89	49,94	2,94
Total	**20.140,84**	**19.524,00**	**616,84**	**3,06**



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Energía Recibida (GWh)	1.663,9	1.551,7	1.712,3	1.667,4	1.794,5	1.722,1	1.738,6	1.595,2	1.657,1	1.714,6	1.626,0	1.696,8
Energía Entregada (GWh)	1.627,8	1.501,6	1.678,7	1.635,7	1.728,6	1.665,3	1.666,0	1.541,1	1.597,5	1.658,4	1.576,0	1.646,8
Pérdidas del S.N.T. (GWh)	2,17	3,23	1,96	1,91	3,67	3,30	4,18	3,39	3,60	3,27	3,08	2,94

FIG. No. 57: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT

2.3.3. Facturación de la unidad de negocio CELEC EP-TRANSELECTRIC

La facturación correspondiente a la tarifa fija de transmisión durante el 2015 fue 83,37 MUSD, en los que se incluyen los valores facturados a las distribuidoras, autogeneradoras y clientes no regulados.

FIG. No. 58: DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE MENSUAL

En el ANEXO F.6 se detallan las cifras de la demanda máxima en los puntos de entrega y de la facturación que resulta de aplicar un cargo en USD/kW por cada kW de demanda máxima mensual no coincidente. Las empresas con mayor demanda fueron CNEL-Guayaquil con 930 MW y la E.E. Quito con 755 MW. En diciembre se registró un valor máximo de 3.643,10 MW a nivel nacional.

Embalse central Paute Mazar - Sevilla de Oro, provincia de Azuay
Autor: MEER

2.4. Consumo de energía eléctrica

2.4.1. Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras

La constante demanda de energía eléctrica de los clientes finales es cubierta por las distribuidoras. Estas empresas satisfacen las necesidades de sus clientes, correspondientes a su área de prestación de servicio, mediante el abastecimiento de energía a través de la compra por contratos en el sector eléctrico. La energía generada es transmitida por medio del SNT, subestaciones y líneas de transmisión de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP Transelectric. El proceso continúa en los sistemas de subtransmisión y distribución a través de los cuales, la distribuidora suministra energía a sus clientes. Existe también generación de sistemas aislados para zonas donde las redes eléctricas no tienen cobertura.

La TABLA No. 50 nos da una visión más detallada de la energía comprada por empresa distribuidora y la facturación, así como también lo correspondiente a servicios y transporte de energía en el SNT.

TABLA No. 50: ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Facturado por Energía Comprada (kUSD)	Servicios (kUSD)	Transmisión (kUSD)	Total Facturado (kUSD)
CNEL-Bolívar	84,15	3.243,29	931,43	399,18	4.573,90
CNEL-El Oro	1.067,04	41.047,57	11.880,63	3.686,72	56.614,91
CNEL-Esmeraldas	558,91	21.498,56	6.180,67	2.050,79	29.730,02
CNEL-Guayaquil	5.648,97	217.186,05	62.648,67	20.388,36	300.223,09
CNEL-Guayas Los Ríos	2.031,43	78.271,43	23.874,29	6.433,40	108.579,12
CNEL-Los Ríos	432,23	16.791,59	4.847,62	1.667,59	23.306,80
CNEL-Manabí	1.712,17	64.696,87	19.633,06	6.375,74	90.705,67
CNEL-Milagro	665,36	25.312,75	6.637,90	3.022,61	34.973,25
CNEL-Sta. Elena	665,18	25.592,53	7.490,37	2.328,01	35.410,91
CNEL-Sto. Domingo	653,90	26.428,82	6.535,69	2.041,38	35.005,89
CNEL-Sucumbíos	330,66	12.772,53	3.649,24	1.358,51	17.780,29
CNEL EP	13.849,98	532.841,99	154.309,56	49.752,29	736.903,85
E.E. Ambato	627,92	26.171,95	5.098,44	2.651,73	33.922,11
E.E. Azogues	108,89	4.751,44	586,49	419,79	5.757,73
E.E. Centro Sur	1.063,10	47.287,92	3.657,90	5.865,08	56.810,91
E.E. Cotopaxi	472,94	17.777,63	4.570,83	2.447,35	24.795,80
E.E. Galápagos	3,40	435,41	-	-	435,41
E.E. Norte	567,02	24.231,92	3.433,78	2.217,05	29.882,75
E.E. Quito	4.138,98	173.130,79	32.772,61	15.166,37	221.069,76
E.E. Riobamba	362,80	15.041,07	2.268,38	2.162,30	19.471,75
E.E. Sur	346,38	13.367,76	3.769,94	1.462,55	18.600,26
Total	**21.541,40**	**855.037,88**	**210.467,92**	**82.144,52**	**1.147.650,32**

En el campo de servicios se incluyen valores por energía reactiva, inflexibilidades o generación obligada, restricciones, potencia y otros.

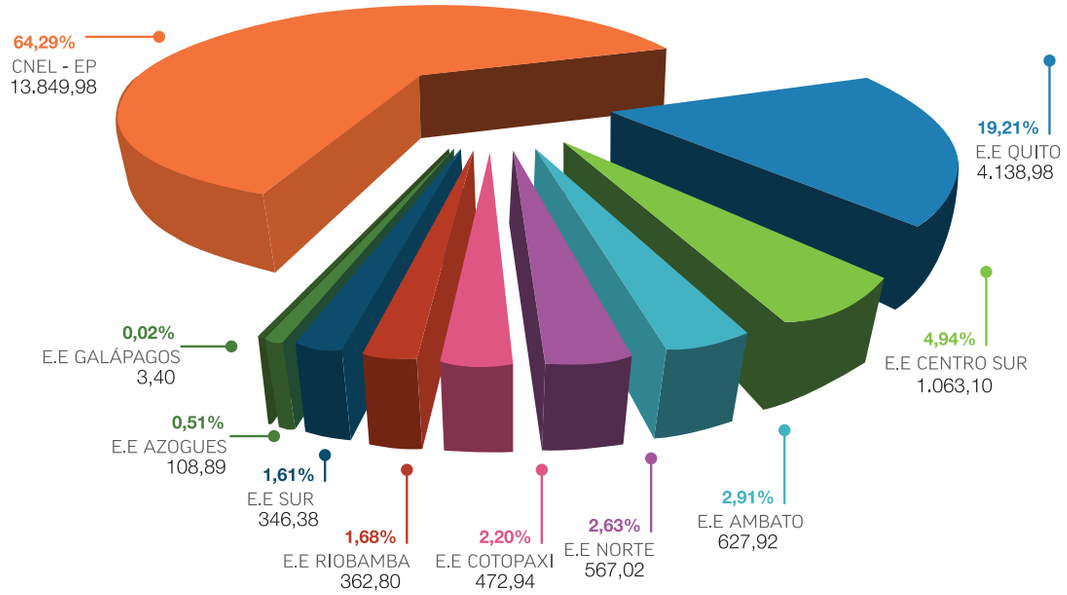
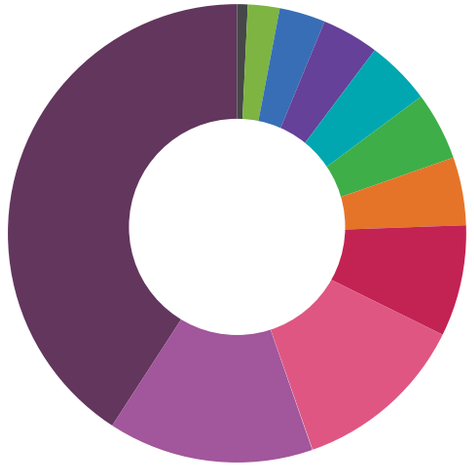


FIG. No. 59: ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (GWh)



	Energía Comprada (GWh)	Porcentaje (%)
CNEL - Bolívar	84,15	0,61
CNEL - Sucumbíos	330,66	2,39
CNEL - Los Ríos	432,23	3,12
CNEL - Esmeraldas	558,91	4,04
CNEL - Sto. Domingo	653,90	4,72
CNEL - Sta. Elena	665,18	4,80
CNEL - Milagro	665,36	4,80
CNEL - El Oro	1.067,04	7,70
CNEL - Manabí	1.712,17	12,36
CNEL - Guayas Los Ríos	2.031,43	14,67
CNEL - Guayaquil	5.648,97	40,79

FIG. No. 60: ENERGÍA COMPRADA POR UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (GWh)

2.4.2. Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución

Las empresas distribuidoras en proporción a su demanda reciben la energía según los contratos regulados liquidados por CENACE. En menor cantidad compran o transfieren energía a empresas autogeneradoras y a distribuidoras adyacentes para satisfacer la demanda de pequeñas localidades que a pesar de estar dentro del área de prestación de servicio, su sistema eléctrico no puede atenderlas. Adicionalmente, las distribuidoras cuentan con la energía generada por centrales propias para aplacar las necesidades de las zonas aisladas.

El total de la energía disponible por empresa distribuidora y la energía disponible con la que cuenta el país en el sistema eléctrico de distribución se detalla en la TABLA No. 51.

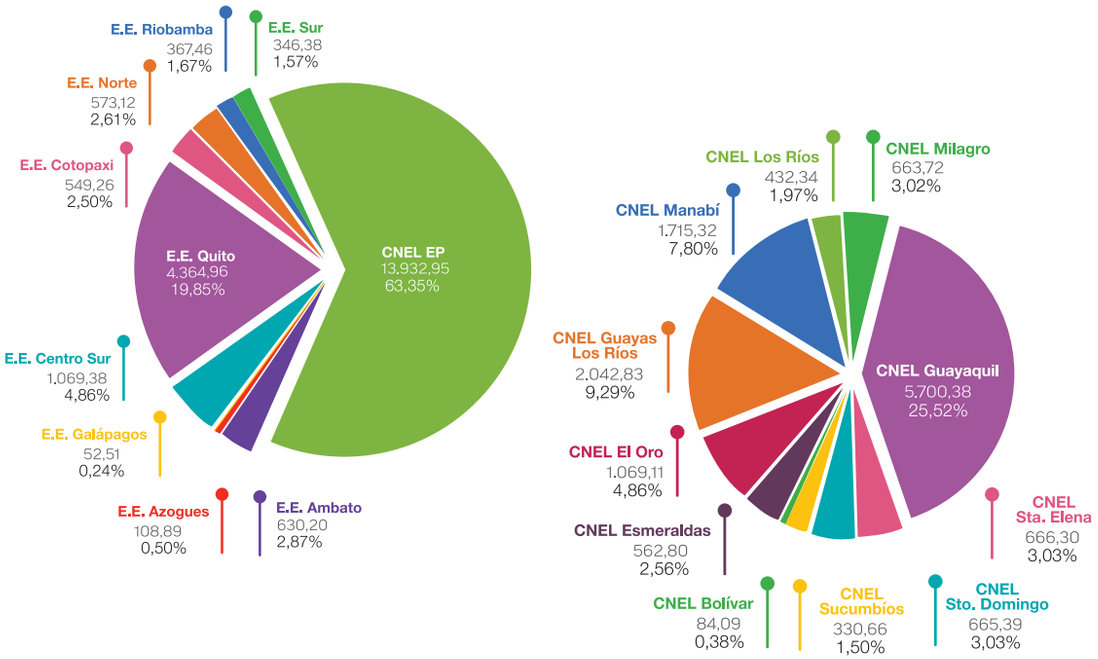


FIG. No. 61: ENERGÍA DISPONIBLE POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (GWh)

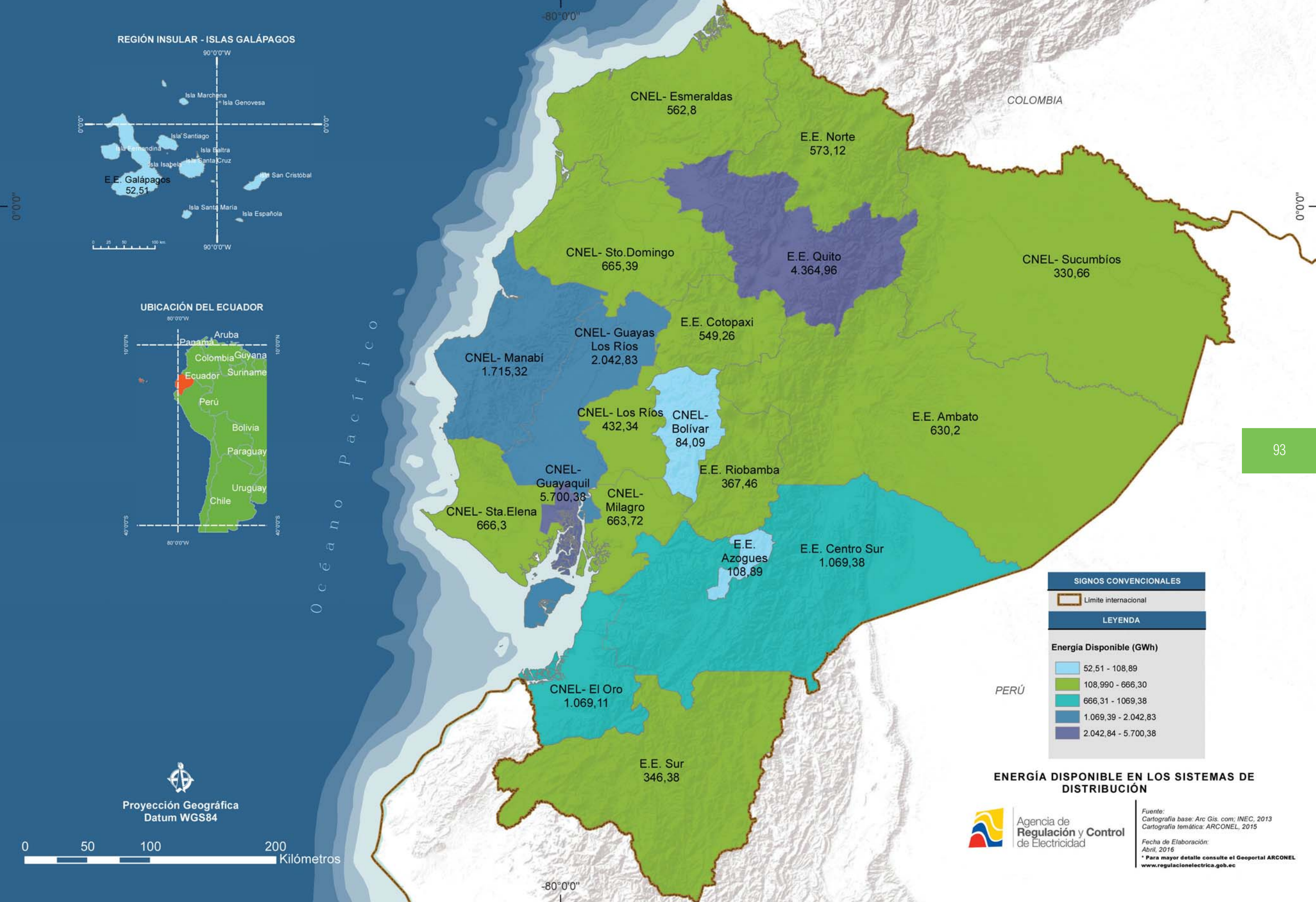
En la FIG. No. 61 se presenta la energía disponible en los sistemas de distribución.

TABLA No. 51: ENERGÍA DISPONIBLE POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

Empresa	Energía Recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada por sistemas aislados (GWh)	Energía Disponible (GWh)
CNEL-Bolívar	84,15	(0,05)	-	84,09
CNEL-El Oro	1.067,26	1,86	-	1.069,11
CNEL-Esmeraldas	562,80	-	-	562,80
CNEL-Guayaquil	5.700,38	-	-	5.700,38
CNEL-Guayas Los Ríos	2.042,83	-	-	2.042,83
CNEL-Los Ríos	432,34	(0,00)	-	432,34
CNEL-Manabí	1.795,75	(80,43)	-	1.715,32
CNEL-Milagro	665,72	(1,99)	-	663,72
CNEL-Sta. Elena	666,30	-	-	666,30
CNEL-Sto. Domingo	577,36	88,03	-	665,39
CNEL-Sucumbíos	330,66	-	-	330,66
CNEL EP	**13.925,54**	**7,40**	**-**	**13.932,95**
E.E. Ambato	630,20	-	-	630,20
E.E. Azogues	108,89	-	-	108,89
E.E. Centro Sur	1.067,22	1,47	0,68	1.069,38
E.E. Cotopaxi	539,56	-	9,71	549,26
E.E. Galápagos	-	3,40	49,12	52,51
E.E. Norte	563,33	9,79	-	573,12
E.E. Quito	4.352,40	12,55	-	4.364,96
E.E. Riobamba	362,95	0,28	4,24	367,46
E.E. Sur	346,38	-	-	346,38
Total	**21.896,47**	**34,89**	**63,75**	**21.995,11**

El campo de energía transferida corresponde a la energía entregada (negativo) o recibida (positivo) entre empresas distribuidoras o con autogeneradores.

Río Nangaritza - Provincia de Zamora Chinchipe
Autor: Ministerio de Turismo



ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

2.4.3. Energía y valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras

La demanda de energía eléctrica en el 2015 para los clientes regulados, a nivel nacional, fue de 18.942,59 GWh. Cada cliente regulado pertenece a un grupo de consumo que puede ser: residencial, comercial, industrial u otros, según el tipo de tarifa. Adicionalmente, se presenta el consumo del alumbrado público general. En la TABLA No. 52 se visualiza que el sector de mayor consumo es el residencial, el mismo que registró una demanda de 6.927,71 GWh, lo que representa el 36,57 % del total de energía entregada a los clientes regulados.

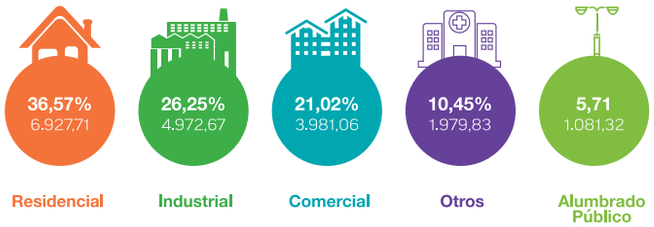


FIG. No. 62: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (GWh)

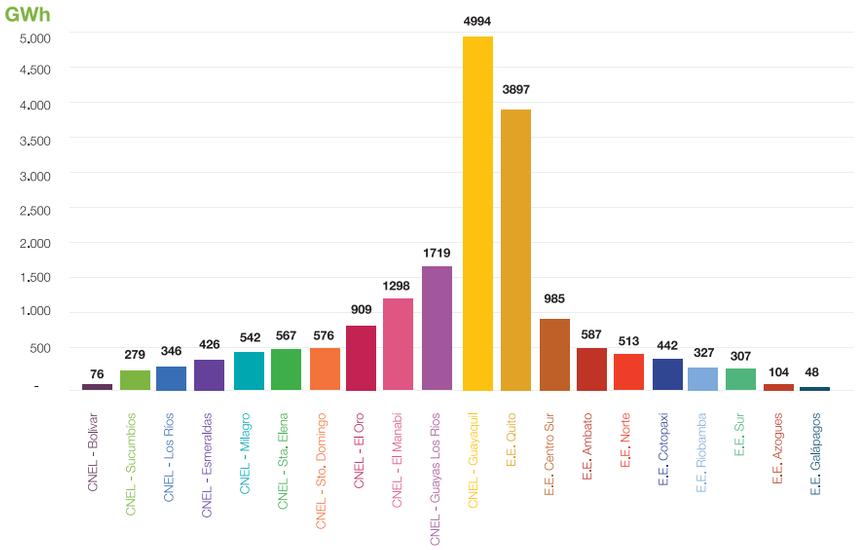
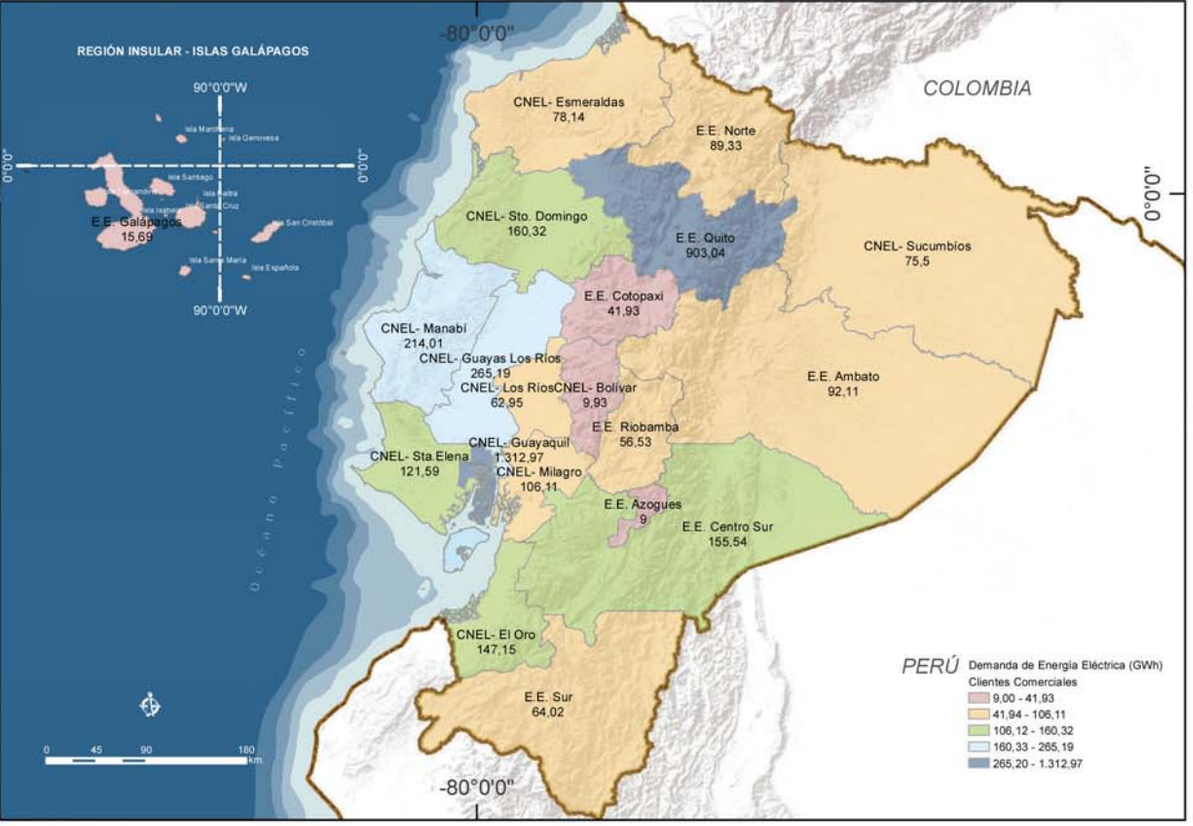


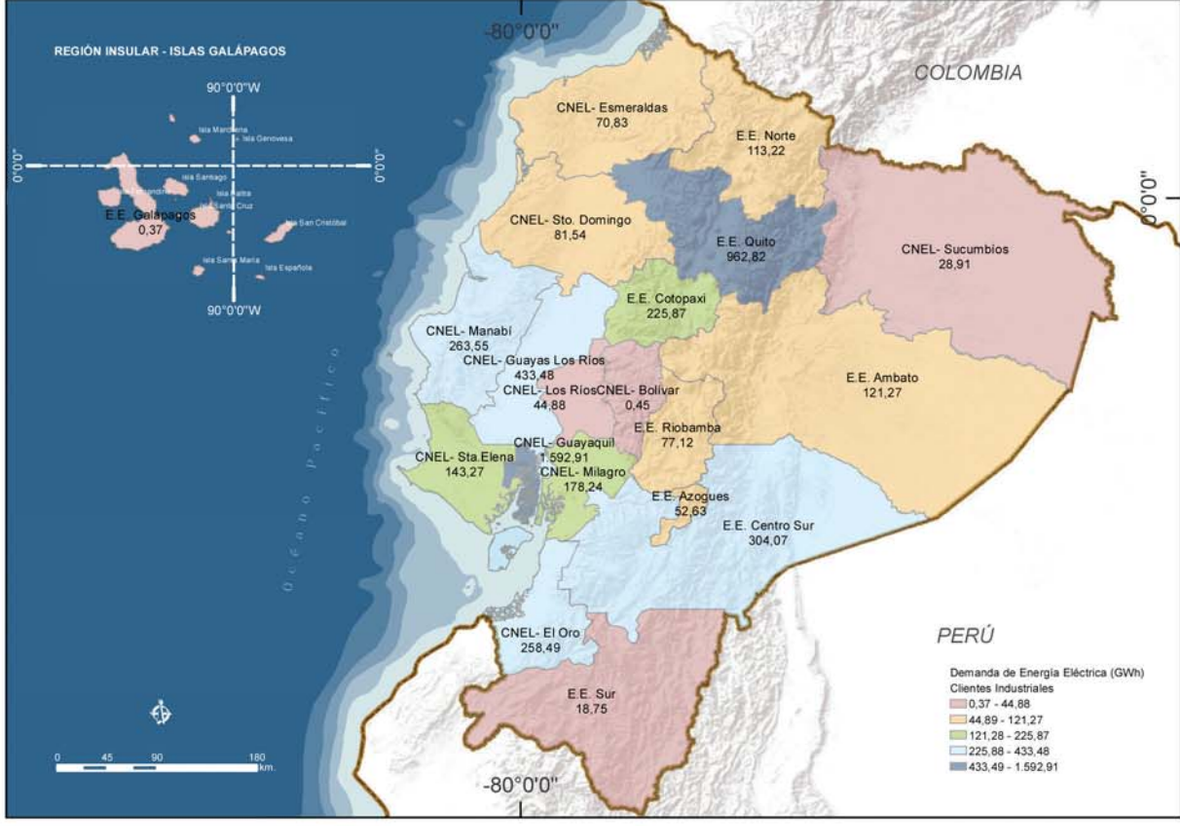
FIG. No. 63: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (GWh)

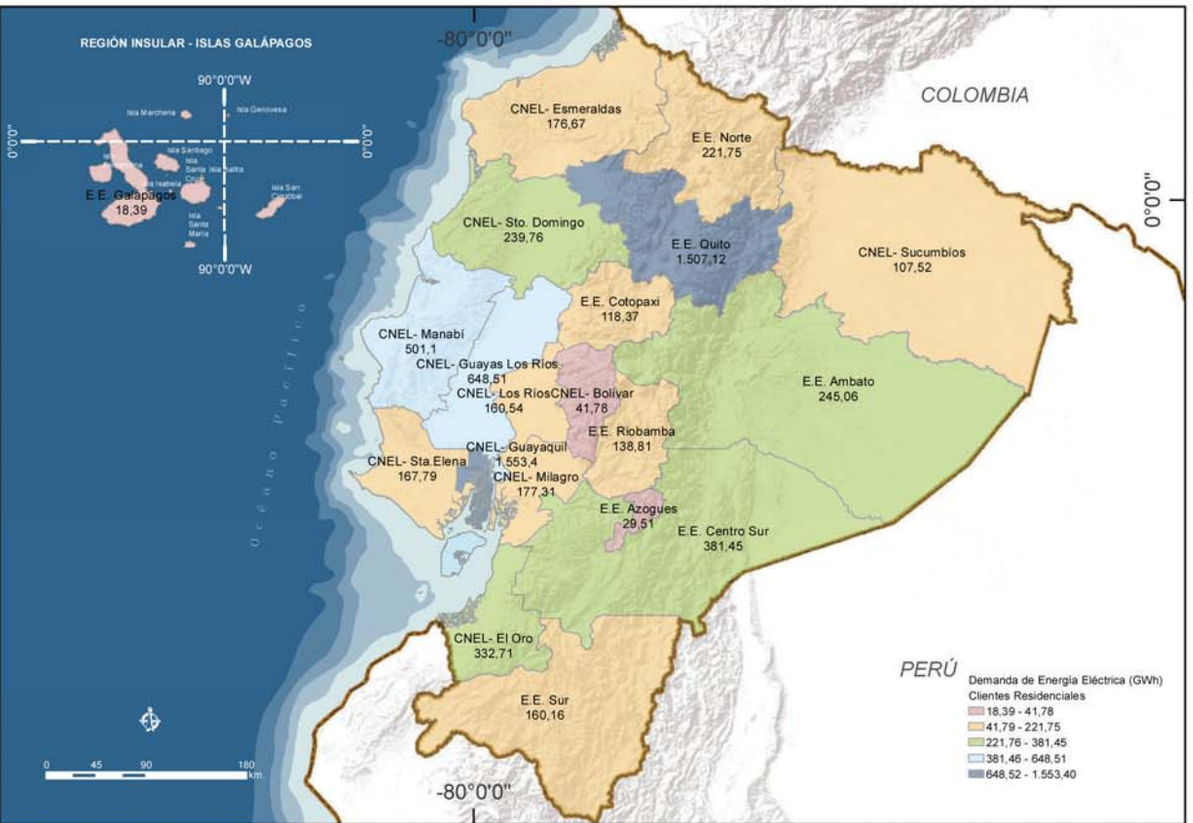
TABLA No. 52: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (GWh)

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
CNEL-Bolívar	41,78	9,93	0,45	15,46	8,77	76,39
CNEL-El Oro	332,71	147,15	258,49	69,83	101,20	909,39
CNEL-Esmeraldas	176,67	78,14	70,83	30,56	70,04	426,25
CNEL-Guayaquil	1.553,40	1.312,97	1.592,91	127,10	407,14	4.993,53
CNEL-Guayas Los Ríos	648,51	265,19	433,48	76,72	295,29	1.719,20
CNEL-Los Ríos	160,54	62,95	44,88	24,64	52,55	345,57
CNEL-Manabí	501,10	214,01	263,55	108,28	210,81	1.297,74
CNEL-Milagro	177,31	106,11	178,24	28,92	51,37	541,95
CNEL-Sta. Elena	167,79	121,59	143,27	31,90	102,22	566,76
CNEL-Sto. Domingo	239,76	160,32	81,54	34,76	59,70	576,08
CNEL-Sucumbíos	107,52	75,50	28,91	21,24	46,14	279,31
CNEL EP	**4.107,10**	**2.553,87**	**3.096,56**	**569,42**	**1.405,23**	**11.732,17**
E.E. Ambato	245,06	92,11	121,27	56,37	72,33	587,13
E.E. Azogues	29,51	9,00	52,63	8,66	4,16	103,95
E.E. Centro Sur	381,45	155,54	304,07	86,18	57,95	985,19
E.E. Cotopaxi	118,37	41,93	225,87	26,08	29,32	441,58
E.E. Galápagos	18,39	15,69	0,37	2,39	11,15	47,98
E.E. Norte	221,75	89,33	113,22	44,97	43,36	512,63
E.E. Quito	1.507,12	903,04	962,82	228,21	296,31	3.897,50
E.E. Riobamba	138,81	56,53	77,12	28,41	26,17	327,04
E.E. Sur	160,16	64,02	18,75	30,63	33,86	307,42
Total	**6.927,71**	**3.981,06**	**4.972,67**	**1.081,32**	**1.979,83**	**18.942,59**

Subestación Esmeraldas - Provincia de Esmeraldas
Autor: MEER







UBICACIÓN DEL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

En la TABLA No. 53 se presenta la energía que fue consumida a nivel de cada provincia. Este consumo corresponde de igual forma, a los clientes regulados por cada grupo de consumo. Se consideran todas las provincias del país y las zonas no delimitadas.

TABLA No. 53: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh)

Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
Azuay	312,13	126,91	364,18	86,18	43,99	933,40
Bolívar	42,38	10,21	0,45	15,46	8,81	77,30
Cañar	77,80	27,65	62,35	8,66	9,39	185,85
Carchi	45,21	18,78	8,40	-	8,87	81,26
Chimborazo	142,63	60,07	77,13	28,41	26,39	334,63
Cotopaxi	120,87	42,12	226,01	26,08	29,77	444,86
El Oro	311,19	138,64	186,45	69,83	95,87	801,98
Esmeraldas	185,13	80,31	78,32	30,56	71,12	445,45
Galápagos	18,39	15,69	0,37	2,39	11,15	47,98
Guayas	2.292,43	1.657,06	2.248,09	228,78	780,21	7.206,58
Imbabura	143,37	55,36	39,50	44,97	25,47	308,67
Loja	133,51	52,44	9,22	30,63	27,29	253,09
Los Ríos	290,83	122,98	91,91	33,09	81,15	619,96
Manabí	560,07	236,25	276,31	108,67	222,72	1.404,03
Morona Santiago	35,49	15,55	1,96	-	10,98	63,97
Napo	26,81	14,02	15,74	-	9,00	65,58
Orellana	49,95	31,90	18,15	0,33	18,42	118,75
Pastaza	23,38	13,31	5,04	-	9,80	51,53
Pichincha	1.541,99	925,62	1.014,19	228,21	305,85	4.015,85
Santa Elena	132,26	92,21	62,05	27,03	50,27	363,81
Santo Domingo de los Tsáchilas	160,79	123,14	49,34	34,76	45,87	413,90
Sucumbíos	58,06	43,68	10,77	20,91	27,84	161,26
Tungurahua	195,24	66,48	114,15	56,37	53,57	485,79
Zamora Chinchipe	23,23	9,40	9,40	-	5,69	47,72
Zonas no delimitadas	4,58	1,28	3,21	-	0,35	9,41
Total	**6.927,71**	**3.981,06**	**4.972,67**	**1.081,32**	**1.979,83**	**18.942,59**

Entre las provincias de Guayas y Pichincha se ha requerido el 59,24 % del total de la energía entregada para consumo. Las zonas no delimitadas representaron el 0,05 %.

La región Sierra representó el 39,78 % del total de la energía demandada, la región Costa el 57,24 %, la región Amazónica el 2,69 %y la región Insular el 0,25 %.

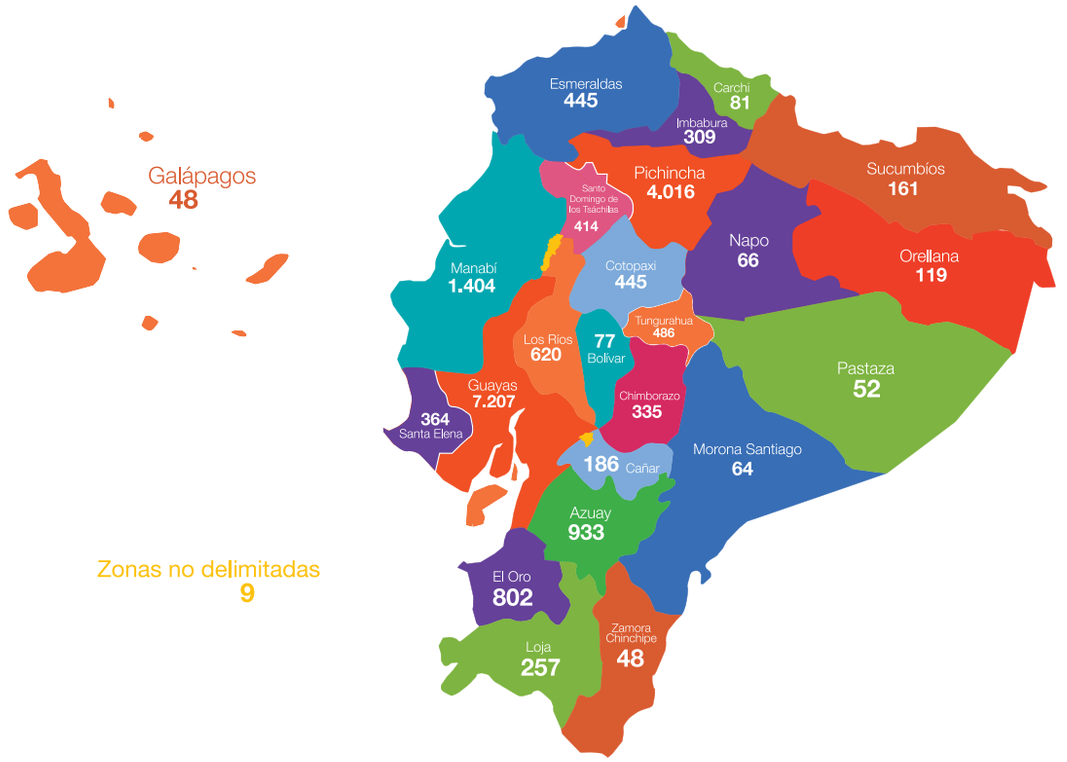


FIG. No. 64: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh)

Entre las provincias que presentan el menor consumo de energía se encuentran las que forman parte de la Amazonía ecuatoriana. De forma similar, las islas Galápagos evidencian un bajo consumo de energía eléctrica.

En la FIG. No. 65 se aprecia el porcentaje del consumo de energía eléctrica por cada una de las regiones naturales del Ecuador. La región Costa representa el mayor consumo con el 57,24 %.

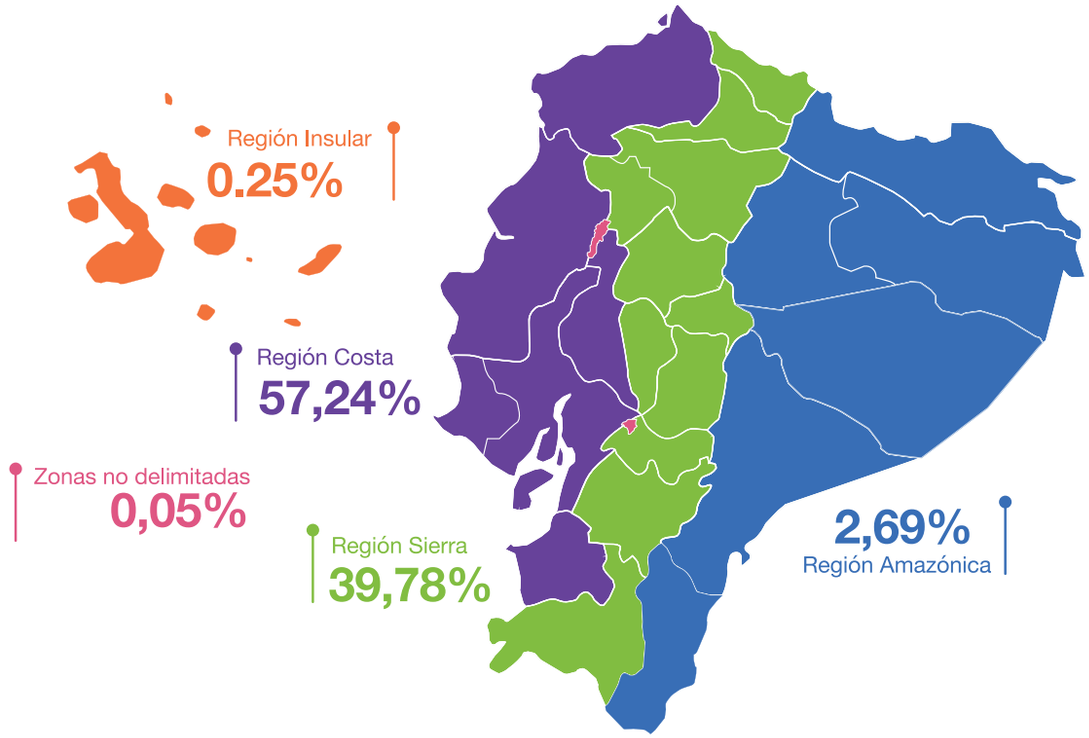


FIG. No. 65: PORCENTAJE DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN

A continuación, se presenta la facturación de la energía eléctrica en miles de dólares (kUSD) por grupo de consumo.

Para el residencial se consideran las tarifas: residencial, residencial temporal y residencial para el programa PEC. Para el comercial se consideran: comercial, comercial con demanda y comercial con demanda horaria. Para el industrial se consideran: industrial con demanda, industrial con demanda horaria, industrial con demanda horaria diferenciada, industrial artesanal. Finalmente en otros, se consideran las tarifas de beneficio público, abonados especiales, asistencia social, bombeo de agua, culto religioso, entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario y vehículos eléctricos.

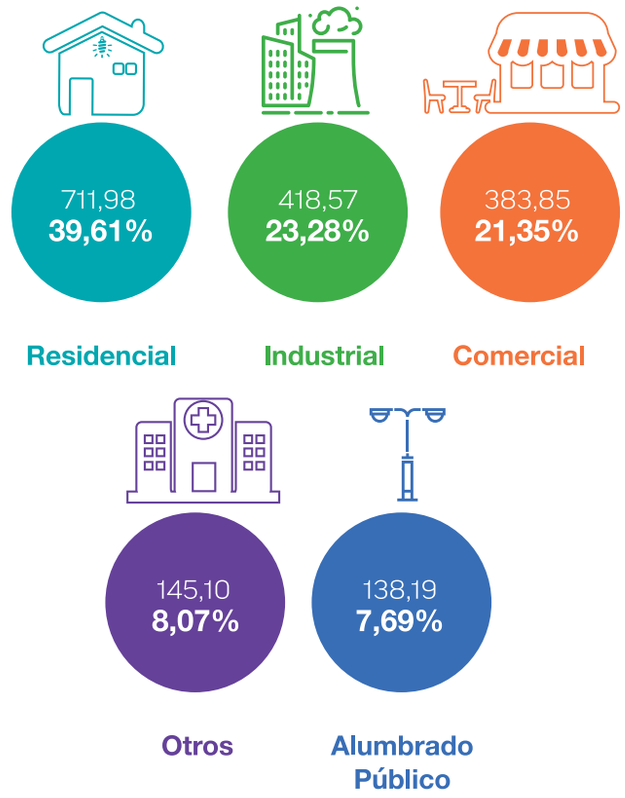


FIG. No. 66: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

TABLA No. 54: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (kUSD)

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
CNEL-Bolívar	4.808,08	1.059,38	55,70	1.130,24	754,69	7.808,09
CNEL-El Oro	35.323,44	14.692,92	23.504,40	8.888,16	8.046,17	90.455,10
CNEL-Esmeraldas	12.733,40	7.571,47	6.789,99	3.982,87	5.486,97	36.564,70
CNEL-Guayaquil	156.886,06	119.896,91	120.300,97	20.330,45	25.454,37	442.868,76
CNEL-Guayas Los Ríos	73.937,12	26.713,86	37.893,91	15.663,63	20.379,92	174.588,45
CNEL-Los Ríos	14.699,18	6.085,66	4.358,70	2.486,53	3.848,71	31.478,79
CNEL-Manabí	53.241,32	21.364,44	22.227,40	9.147,35	15.360,09	121.340,61
CNEL-Milagro	18.838,79	10.636,10	14.914,07	4.279,26	4.006,16	52.674,38
CNEL-Sta. Elena	18.298,05	10.696,84	12.478,49	7.161,40	8.015,05	56.649,83
CNEL-Sto. Domingo	24.392,00	16.056,63	7.169,09	6.946,29	4.596,74	59.160,75
CNEL-Sucumbíos	11.614,58	7.460,14	2.784,90	2.730,43	3.438,73	28.028,78
CNEL EP	**424.772,04**	**242.234,35**	**252.477,62**	**82.746,62**	**99.387,61**	**1.101.618,24**
E.E. Ambato	26.727,98	9.434,57	11.846,20	6.230,77	4.930,25	59.169,78
E.E. Azogues	3.304,61	925,67	4.202,33	1.007,79	333,48	9.773,88
E.E. Centro Sur	41.580,80	15.603,18	26.551,64	8.971,13	4.621,06	97.327,81
E.E. Cotopaxi	13.295,83	4.263,00	18.535,85	3.786,75	2.171,66	42.053,09
E.E. Galápagos	1.952,09	1.670,54	42,52	396,65	1.012,26	5.074,07
E.E. Norte	23.728,70	9.255,14	11.323,50	5.073,91	3.328,78	52.710,03
E.E. Quito	143.366,88	87.955,35	84.715,35	21.908,84	24.539,62	362.486,03
E.E. Riobamba	15.512,20	5.880,27	6.708,81	3.824,97	2.014,90	33.941,15
E.E. Sur	17.739,85	6.623,21	2.170,08	4.245,18	2.764,06	33.542,38
Total	**711.981,00**	**383.845,28**	**418.573,91**	**138.192,61**	**145.103,67**	**1.797.696,47**

El total de la facturación de energía eléctrica en 2015, fue de 1.797.696,47 kUSD. El sector residencial representó el 39,61 %. La CNEL Guayaquil ha facturado un total de 442.868,76 kUSD, la E.E. Quito ha facturado 362.486,03 kUSD, entre las dos representaron el 44,80 % de la facturación total.

La CNEL EP ha facturado un monto total de 1.101.618,24 kUSD por consumo de energía eléctrica de clientes regulados, lo que representa el 61,28 % del total.

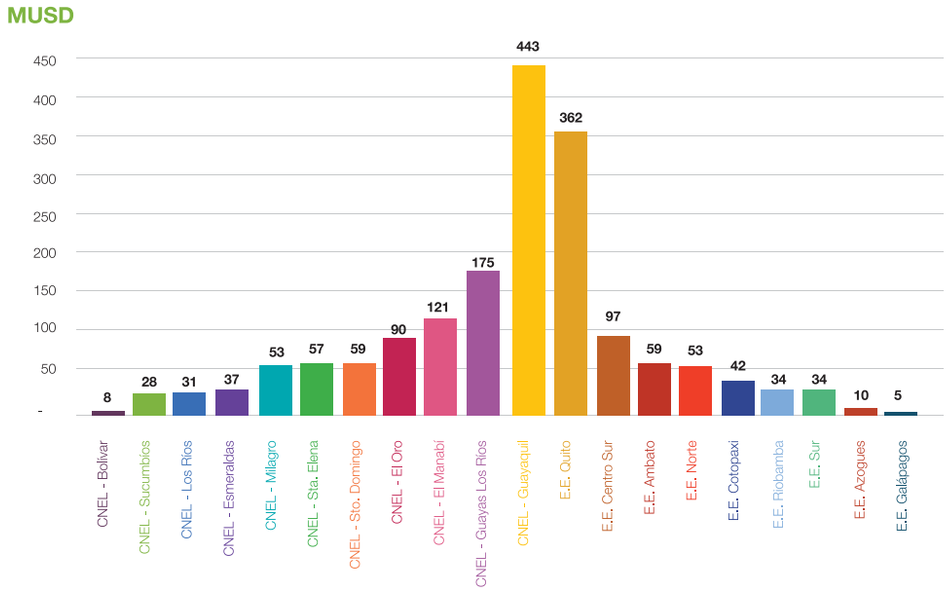


FIG. No. 67: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (MUSD)

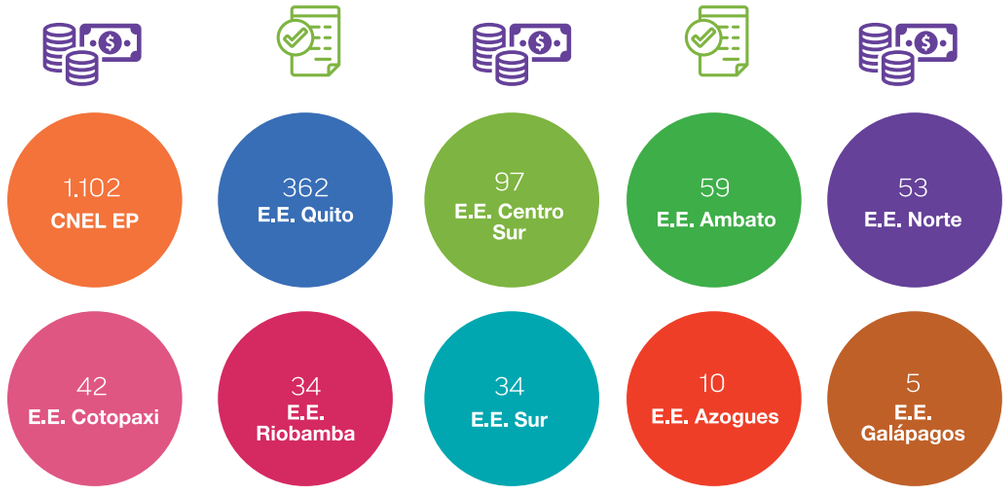
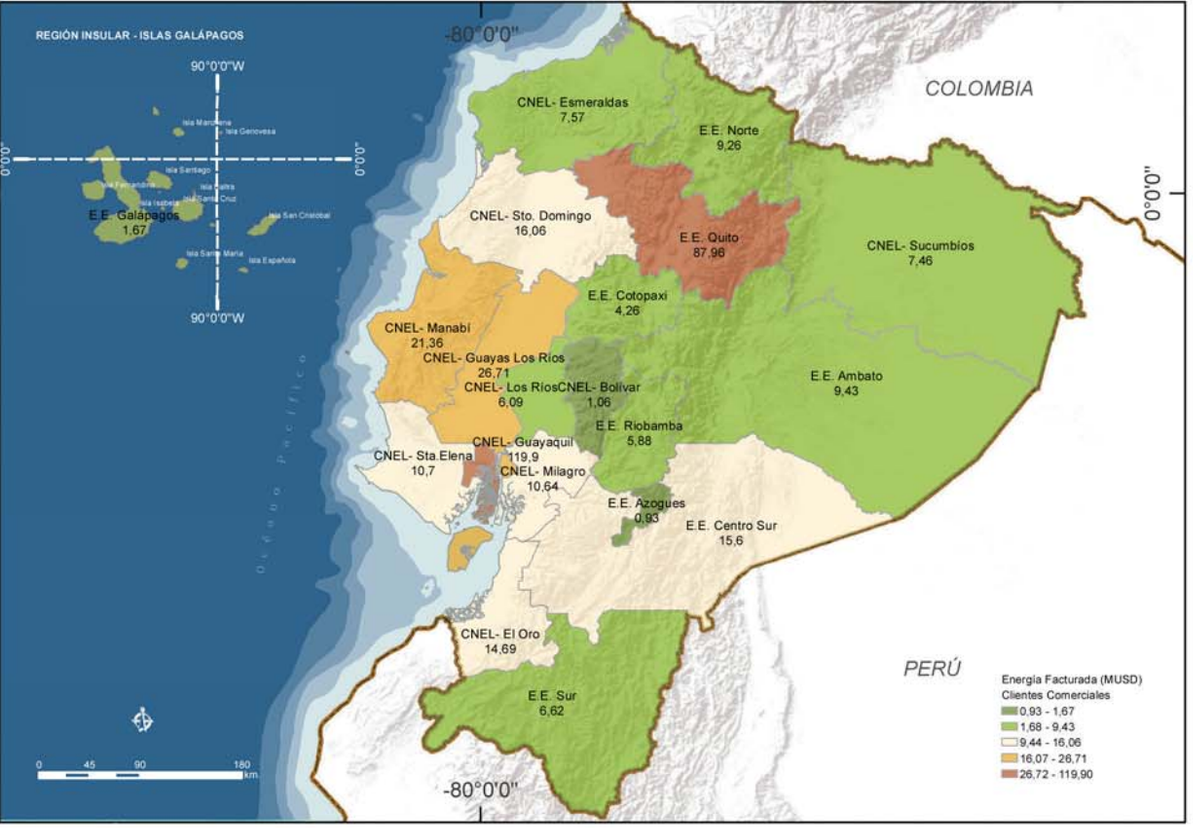
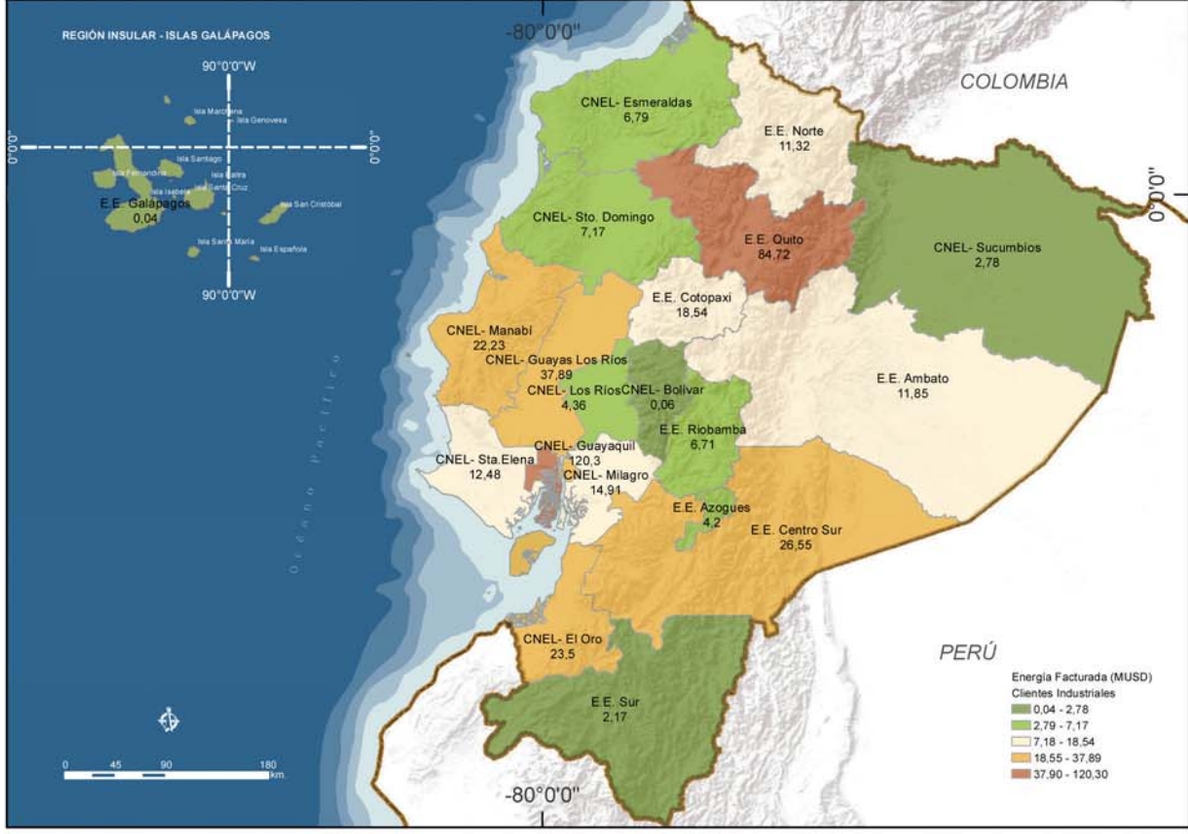
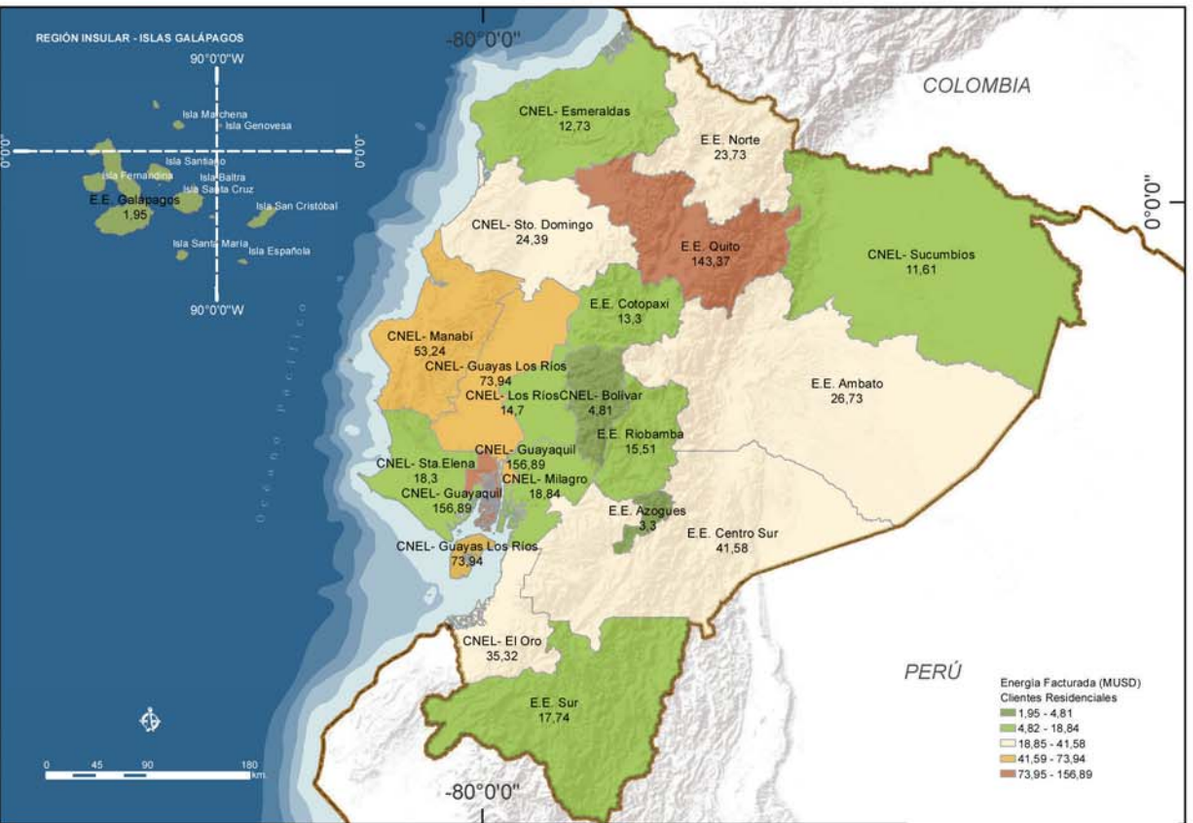


FIG. No. 68: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (MUSD)







UBICACIÓN DEL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: INEC,2010; ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

TABLA No. 55: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (kUSD)

Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
Azuay	33.856,89	12.718,82	32.165,44	8.971,13	3.520,21	91.232,49
Bolívar	4.874,15	1.092,01	55,70	1.130,24	757,35	7.909,46
Cañar	8.664,10	2.807,77	5.008,57	1.007,79	733,80	18.222,02
Carchi	4.961,95	1.969,32	817,43	-	685,13	8.433,84
Chimborazo	15.923,62	6.219,92	6.710,58	3.824,97	2.034,69	34.713,77
Cotopaxi	13.396,68	4.280,99	18.543,78	3.786,75	2.205,28	42.213,48
El Oro	33.030,75	13.835,22	16.860,67	8.888,16	7.606,75	80.221,57
Esmeraldas	13.640,34	7.793,37	7.440,89	3.982,87	5.568,38	38.425,84
Galápagos	1.952,09	1.670,54	42,52	396,65	1.012,26	5.074,07
Guayas	240.401,75	154.012,76	176.419,59	40.262,42	51.397,38	662.493,91
Imbabura	15.270,31	5.692,26	4.069,88	5.073,91	1.902,26	32.008,61
Loja	14.754,39	5.420,31	1.111,31	4.245,18	2.210,51	27.741,69
Los Ríos	28.700,94	12.313,26	8.676,41	2.486,53	6.363,36	58.540,49
Manabí	58.518,07	23.586,26	23.345,54	9.147,35	16.298,89	130.896,11
Morona Santiago	4.017,73	1.570,18	200,71	-	877,89	6.666,51
Napo	2.867,16	1.417,71	1.340,57	-	737,56	6.363,00
Orellana	5.368,06	3.173,86	1.740,37	0,11	1.386,00	11.668,40
Pastaza	2.516,50	1.380,19	509,91	-	767,44	5.174,03
Pichincha	147.078,21	90.321,25	89.985,08	21.908,84	25.327,79	374.621,18
Santa Elena	14.552,58	8.068,10	5.628,13	7.172,33	4.194,10	39.615,24
Santo Domingo de los Tsáchilas	16.965,84	12.303,82	4.398,40	6.946,29	3.507,92	44.122,28
Sucumbíos	6.305,44	4.296,02	1.045,30	2.730,32	2.062,88	16.439,95
Tungurahua	21.269,42	6.795,37	11.128,88	6.230,77	3.432,23	48.856,67
Zamora Chinchipe	2.598,19	975,47	1.045,15	-	488,75	5.107,56
Zonas no delimitadas	495,85	130,50	283,10	-	24,86	934,31
Total	**711.981,00**	**383.845,28**	**418.573,91**	**138.192,61**	**145.103,67**	**1.797.696,47**

Las provincias que presentaron la mayor facturación de energía fueron: Guayas con 662.493,91 kUSD, Pichincha con 374.621,18 kUSD y Manabí con 130.896,11 kUSD. Las provincias de Guayas y Pichincha juntas, representaron el 57,69 % de la facturación total. Las zonas no delimitadas representaron el 0,05 %.

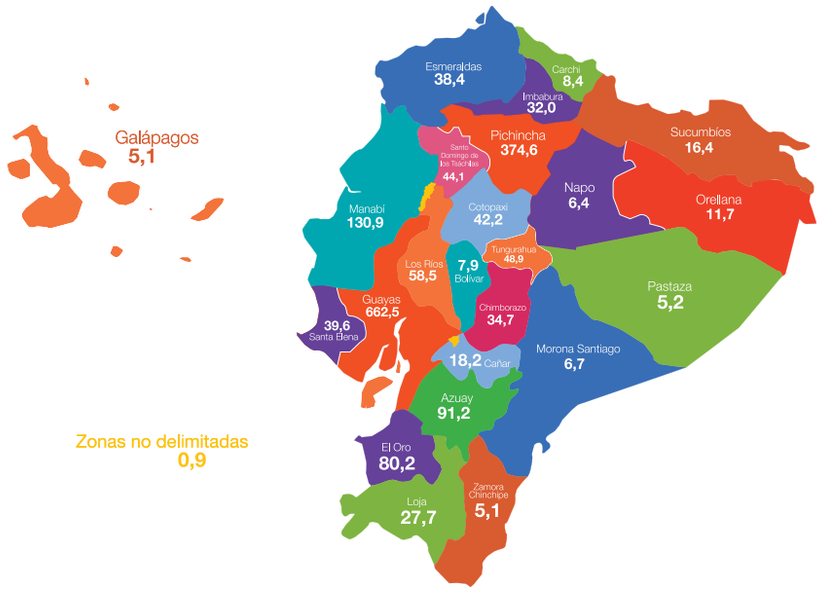


FIG. No. 69: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (MUSD)

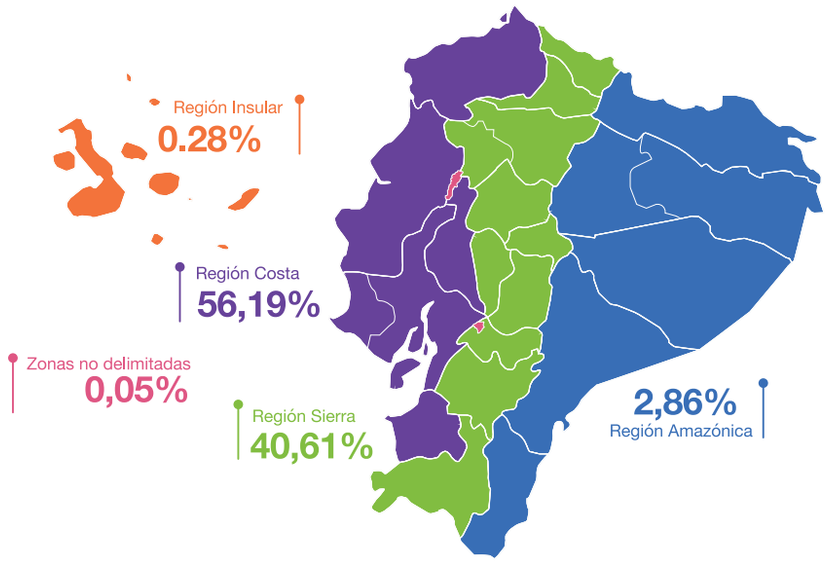


FIG. No. 70: PORCENTAJE DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN

2.4.4. Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados

La recaudación de las distribuidoras en el 2015 fue de 1.698.137,55 kUSD. De este total, 633.059,36 kUSD fue recolectado por el sector residencial, que representa un 37,28 % del monto total.

El valor de recaudación detallado en la TABLA No. 56 no considera los subsidios.

TABLA No. 56: RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (kUSD)

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
CNEL-Bolívar	3.080,28	1.037,45	52,22	1.094,92	729,97	5.994,83
CNEL-El Oro	34.767,18	14.755,08	23.388,70	8.733,35	7.609,65	89.253,95
CNEL-Esmeraldas	13.545,76	7.442,13	6.294,26	3.500,62	3.707,58	34.490,35
CNEL-Guayaquil	140.854,03	118.880,85	120.797,61	20.044,33	28.317,96	428.894,78
CNEL-Guayas Los Ríos	65.725,76	26.382,24	37.809,35	15.145,81	17.543,34	162.606,49
CNEL-Los Ríos	13.490,66	6.102,82	4.230,68	2.374,95	2.749,63	28.948,74
CNEL-Manabí	47.877,08	21.190,90	22.141,03	8.773,36	12.339,70	112.322,07
CNEL-Milagro	15.952,34	10.601,80	14.831,84	4.134,15	3.457,34	48.977,47
CNEL-Sta. Elena	15.554,32	10.200,59	12.560,32	6.788,88	4.980,51	50.084,63
CNEL-Sto. Domingo	20.282,79	16.116,64	7.158,04	7.144,55	4.467,91	55.169,94
CNEL-Sucumbíos	9.218,72	7.181,67	2.760,74	2.643,30	3.691,63	25.496,06
CNEL EP	**380.348,91**	**239.892,17**	**252.024,78**	**80.378,21**	**89.595,23**	**1.042.239,29**
E.E. Ambato	21.464,22	9.349,77	11.775,02	6.145,24	4.838,48	53.572,72
E.E. Azogues	2.827,78	915,70	4.201,43	1.004,39	312,10	9.261,39
E.E. Centro Sur	36.268,94	15.628,15	26.635,59	8.976,65	4.450,69	91.960,02
E.E. Cotopaxi	11.550,36	4.098,67	16.998,99	3.446,05	2.080,37	38.174,45
E.E. Galápagos	1.905,35	1.672,28	42,65	391,97	937,16	4.949,41
E.E. Norte	19.056,96	9.216,33	11.147,76	5.016,91	3.159,70	47.597,67
E.E. Quito	132.572,38	87.562,62	83.365,29	21.644,14	24.453,36	349.597,79
E.E. Riobamba	12.344,27	5.760,66	6.687,13	3.676,90	1.881,17	30.350,13
E.E. Sur	14.720,21	6.611,71	2.221,92	4.234,37	2.646,47	30.434,68
Total	**633.059,36**	**380.708,07**	**415.100,55**	**134.914,84**	**134.354,73**	**1.698.137,55**

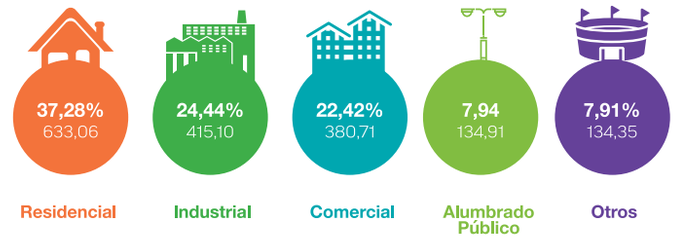


FIG. No. 71: RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

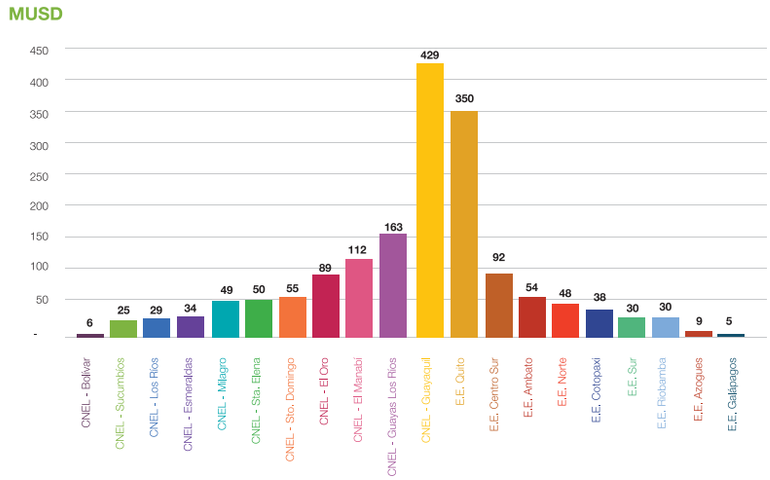


FIG. No. 72: RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (MUSD)

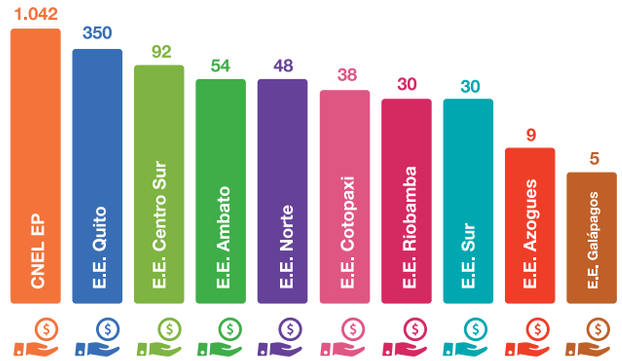
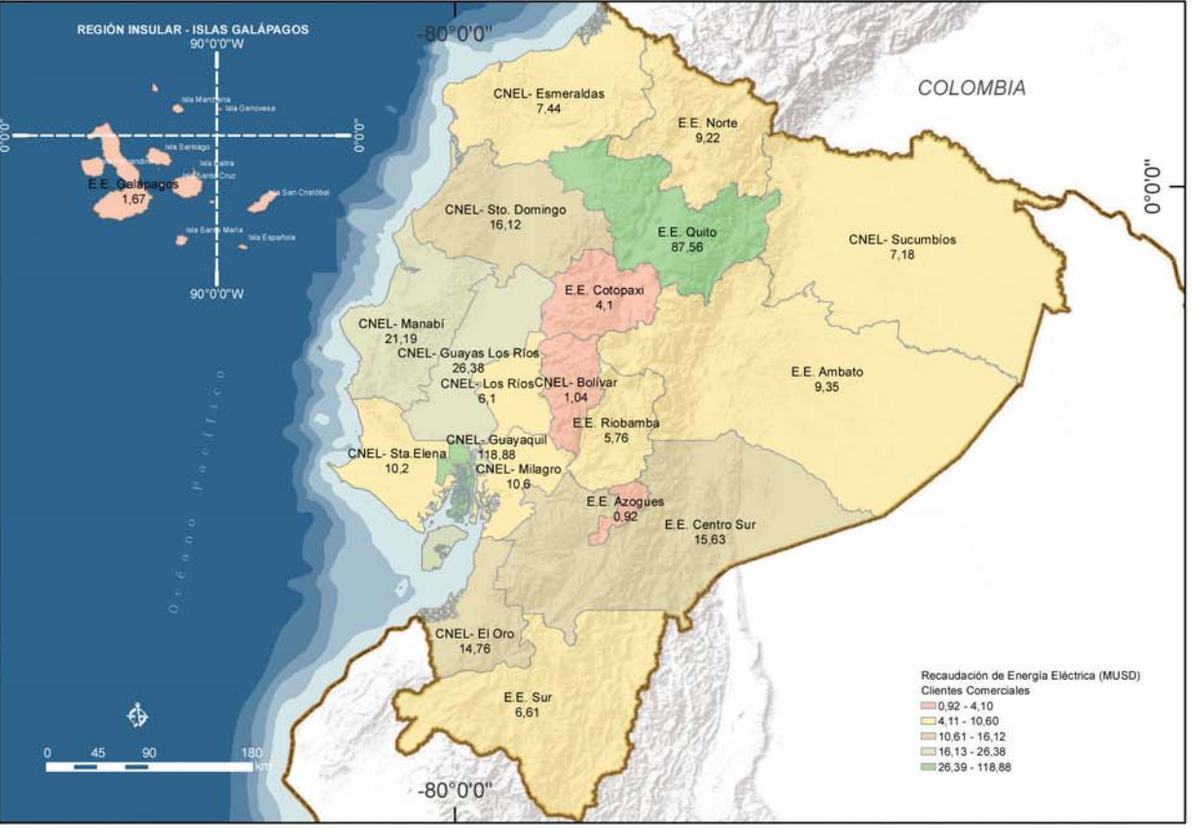
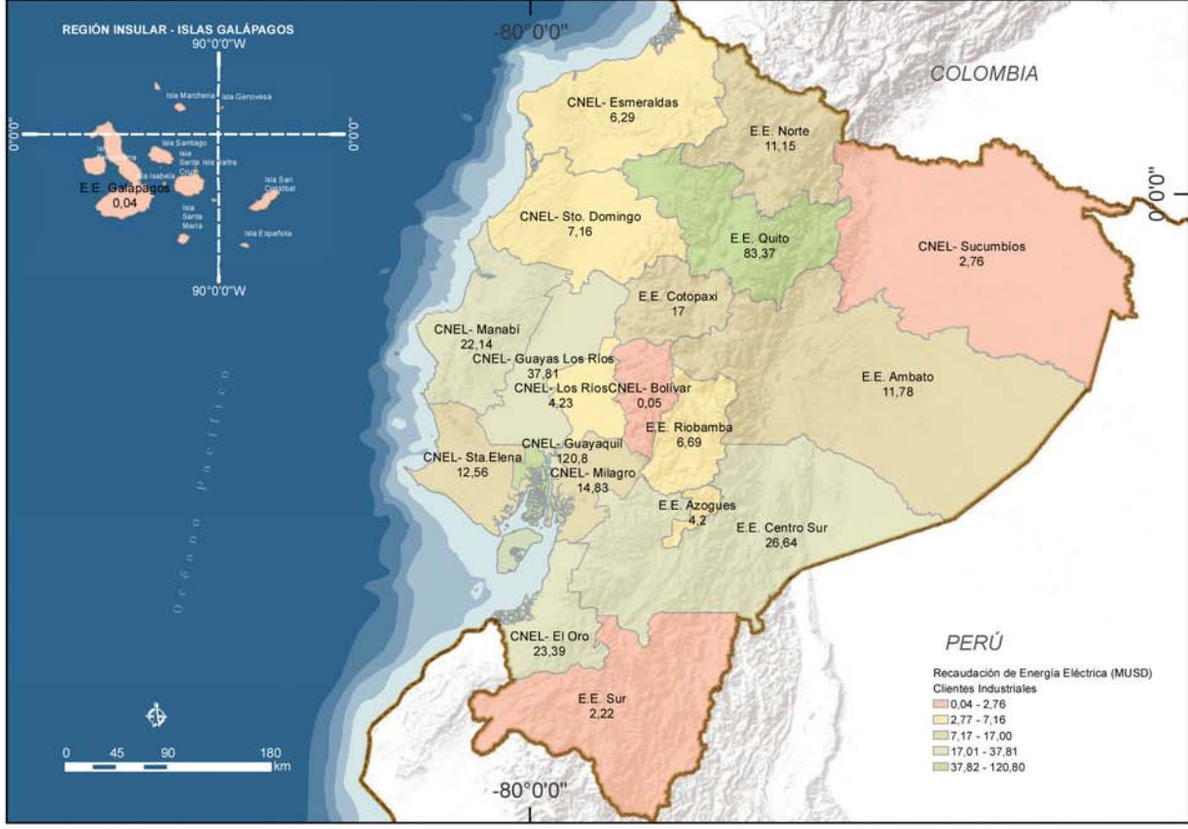
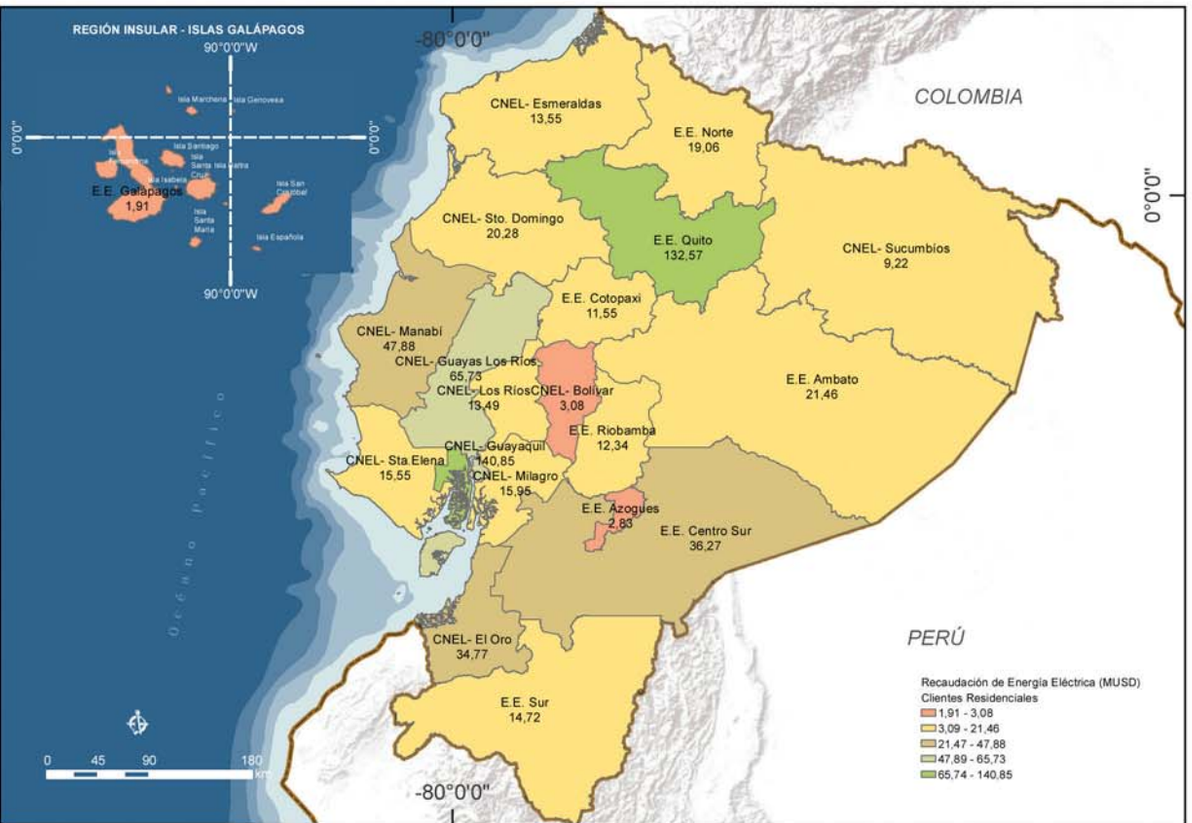


FIG. No. 73: RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (MUSD)







UBICACIÓN DEL ECUADOR

SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite internacional
- Límite provincial

RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: INEC,2010; ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

2.4.5. Facturación a clientes no regulados

Los clientes que no son regulados por el pliego tarifario o conocidos también como consumos propios, utilizan las redes eléctricas de las empresas distribuidoras para el transporte de energía. Esto con el fin de consumir su propia energía en los puntos de entrega.

Dichos clientes deben pagar un valor por peaje de energía y potencia, establecido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), tanto para la etapa de subtransmisión como de distribución, dependiendo de la etapa a la cual se interconectan.

TABLA No. 57: ENERGÍA Y POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS

Empresa	Etapa Funcional	Energía (MWh)	Demanda Máxima Anual (MW)	Valor Peaje por Energía (kUSD)	Valor Peaje por Potencia (kUSD)	Valor Total Peaje y Otros (kUSD)
CNEL-El Oro	Distribución	214,09	0,33	0,58	2,11	2,69
CNEL-Esmeraldas	Distribución	5.090,18	1,62	19,78	80,06	99,84
CNEL- Guayaquil	Subtransmisión	40.264,81	7,49	12,08	30,58	42,66
	Distribución	11.146,48	3,42	20,06	46,28	66,34
CNEL-Guayas Los Ríos	Distribución	11.401,24	2,54	43,32	46,51	89,83
CNEL-Los Ríos	Distribución	112,23	0,17	0,29	1,52	1,82
CNEL-Manabí	Distribución	3.157,18	1,29	10,10	14,56	24,67
CNEL-Milagro	Subtransmisión	2.892,21	16,08	3,28	49,50	52,78
CNEL-Sta. Elena	Subtransmisión	1.118,83	0,43	2,52	13,15	15,67
CNEL-Sto. Domingo	Distribución	11.494,39	2,31	27,01	86,01	113,07
CNEL EP	**Distribución**	**42.615,79**	**11,69**	**121,15**	**277,06**	**398,26**
	Subtransmisión	**44.275,84**	**24,01**	**17,87**	**93,23**	**111,10**
E.E. Ambato	Distribución	2.275,73	0,58	1,59	19,28	20,88
E.E. Centro Sur	Subtransmisión	2.092,60	3,19	0,84	15,34	16,17
	Distribución	2.272,50	0,59	2,95	39,21	42,16
E.E. Cotopaxi	Distribución	66.617,20	9,69	46,57	114,30	160,87
E.E. Norte	Distribución	7.469,17	2,71	10,79	13,90	24,68
E.E. Quito	Distribución	219.725,55	41,01	328,49	1.650,67	1.980,78
E.E. Riobamba	Distribución	419,27	0,20	0,71	8,69	9,40
Total		**387.763,65**	**93,68**	**530,97**	**2.231,67**	**2.764,32**

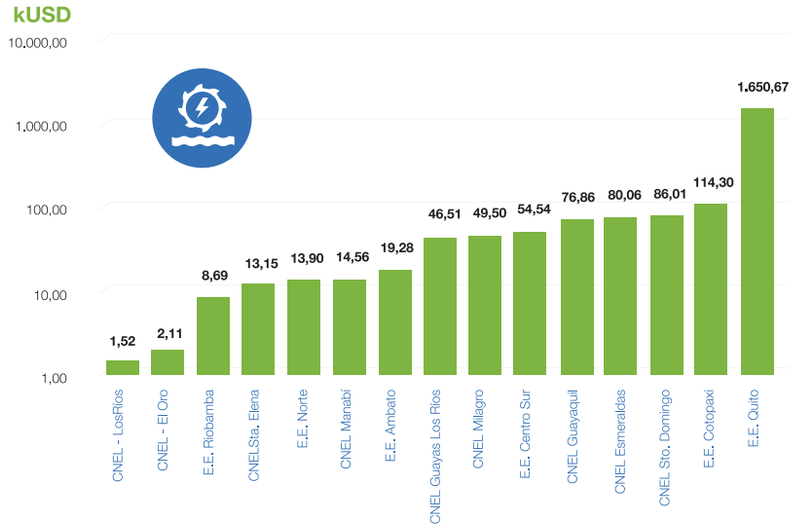


FIG. No. 74: VALOR PEAJE POR POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS (kUSD)

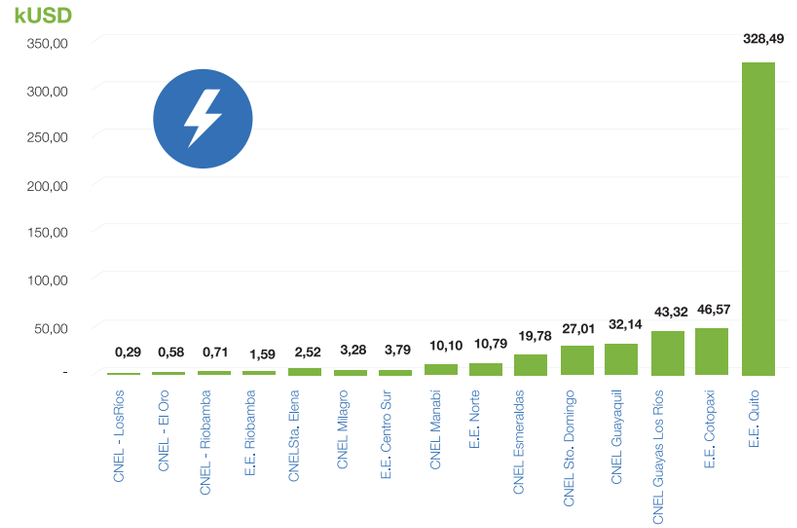


FIG. No. 75: VALOR PEAJE POR ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS (kUSD)

La cantidad de energía facturada en 2015, a clientes no regulados fue de 387.763,65 MWh y la potencia máxima anual fue de 896,79 MW, de los cuales el valor total por peaje de energía, potencia y otros es de 2.762,93 kUSD.

2.5. Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC)

Con Resolución No. 058/14, adoptada por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, en sesión realizada el 15 de julio de 2014, se expidió la modificación al pliego tarifario, aplicable a partir del 01 de agosto del 2014. Esta modificación se refiere a la inclusión de la tarifa residencial para el Programa PEC "Programa Emblemático de Eficiencia Energética para la Cocción por Inducción y el Calentamiento de Agua con Electricidad en sustitución del GLP en el sector residencial"

Además, el Directorio del CONELEC, en sesión de 15 de julio de 2014, aprobó la Regulación No. CONELEC 004/14 "Modelo de factura para el pago de los valores correspondientes por los servicios públicos de energía eléctrica y alumbrado público general", en el cual se incluye, como parte de los conceptos a facturar, la aplicación del incentivo tarifario y el financiamiento de las cocinas para aquellos consumidores que decidieran optar por estos incentivos.

Las principales modificaciones al modelo son:

- Desagregación de la energía facturada, especificando el consumo por cocción eléctrica y calentamiento de agua.
- Inclusión de una tabla en la que se detallan los valores (en dólares) que el consumidor ahorra por uso de la cocina de inducción y calentamiento de agua.
- Inclusión en la segunda hoja, como parte de la recaudación a terceros, de una tabla con el financiamiento de la cocina de inducción para aquellos consumidores que accedan a este esquema.

El modelo de factura se implementó en las facturaciones de los consumidores a partir de septiembre de 2014.

A continuación se presenta la información de los clientes del Programa PEC, en cuanto a la cantidad de clientes y la energía que ha sido facturada y subsidiada.

TABLA No. 58: CLIENTES DEL PROGRAMA PEC

Empresa	Clientes solo con cocina	Clientes solo con ducha	Clientes con cocina y ducha	Clientes Programa PEC
CNEL-Bolívar	732	85	17	834
CNEL-El Oro	11.086	10	198	11.294
CNEL-Esmeraldas	6.271	1	3	6.275
CNEL-Guayaquil	44.509	39	203	44.751
CNEL-Guayas Los Ríos	30.249	9	105	30.363
CNEL-Los Ríos	9.947	-	-	9.947
CNEL-Manabí	22.261	26	98	22.385
CNEL-Milagro	11.170	1	17	11.188
CNEL-Sta. Elena	6.914	1	12	6.927
CNEL-Sto. Domingo	18.684	97	241	19.022
CNEL-Sucumbíos	4.556	1	48	4.605
CNEL EP	**166.379**	**270**	**942**	**167.591**
E.E. Ambato	9.666	1.600	215	11.481
E.E. Azogues	380	14	34	428
E.E. Centro Sur	4.707	463	818	5.988
E.E. Cotopaxi	877	6	100	983
E.E. Galápagos	129	3	10	142
E.E. Norte	6.041	114	539	6.694
E.E. Quito	31.952	15.339	22.758	70.049
E.E. Riobamba	1.583	2	987	2.572
E.E. Sur	3.440	33	411	3.884
Total	**225.154**	**17.844**	**26.814**	**269.812**

En el 2015, se contó con un total de 269.812 clientes beneficiarios del programa PEC, de los cuales el 83,45 % fueron clientes únicamente con cocina de inducción, el 6,61 % con ducha eléctrica y el 9,94 % con ducha eléctrica y cocina de inducción.

La E.E. Quito es la que cuenta con la mayor cantidad de clientes PEC a diciembre de 2015, con un total de 70.049, que representa el 26 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

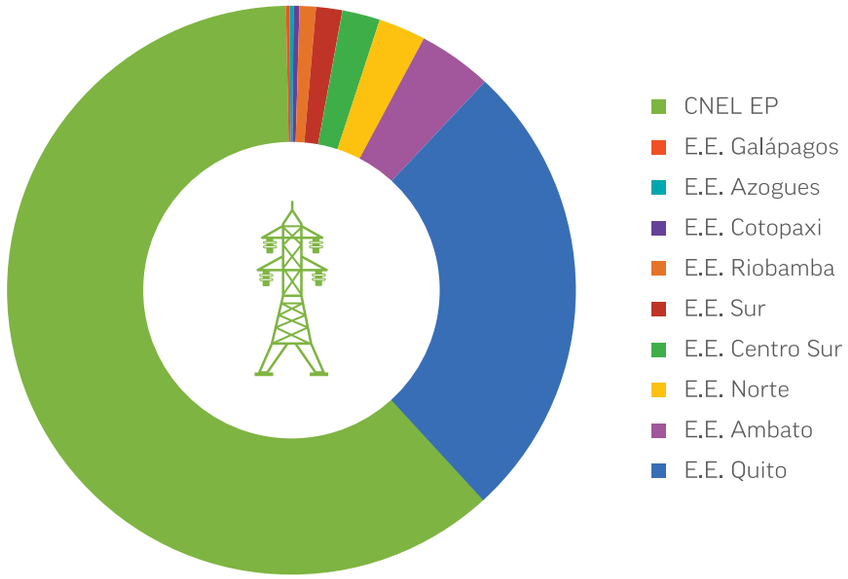


FIG. No. 76: PORCENTAJE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON CLIENTES PEC

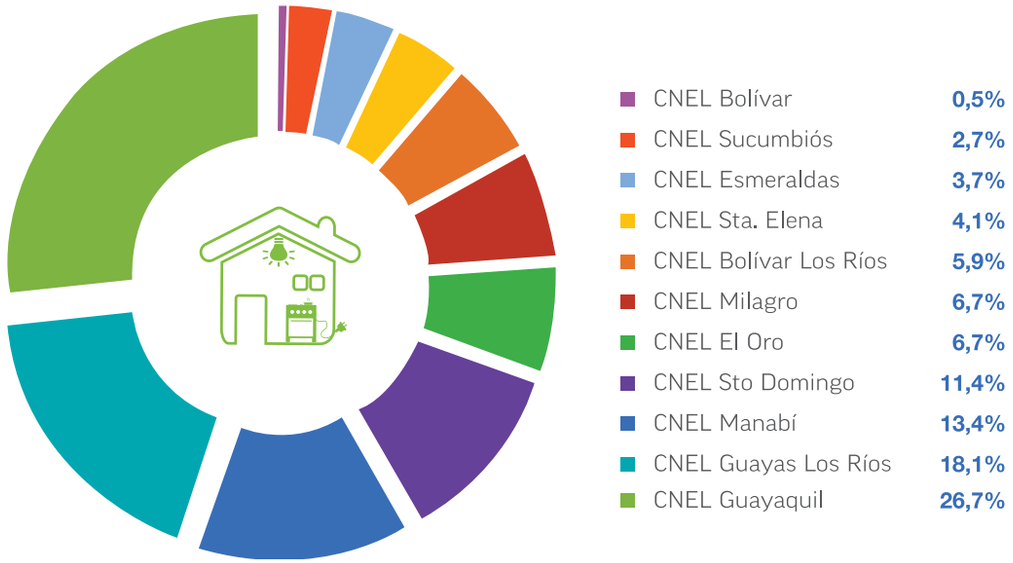


FIG. No. 77: PORCENTAJE UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP CON CLIENTES PEC

TABLA No. 59: ENERGÍA FACTURADA Y SUBSIDIADA EN PROGRAMA PEC

Empresa	Clientes	Energía Facturada (MWh)	Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Energía Subsidiada (MWh)	Valor Subsidiado (USD)
CNEL-Bolívar	834	650,73	51.873,70	174,15	15.673,41
CNEL-El Oro	11.294	12.834,32	1.119.756,29	2.125,00	191.249,55
CNEL-Esmeraldas	6.275	6.545,30	558.469,17	1.211,12	109.001,07
CNEL-Guayaquil	44.751	55.425,97	4.505.856,75	9.359,11	842.319,72
CNEL-Guayas Los Ríos	30.363	38.067,37	3.329.896,60	6.481,67	583.349,94
CNEL-Los Ríos	9.947	10.534,35	932.465,01	1.759,13	158.321,52
CNEL-Manabí	22.385	28.827,30	2.541.413,23	4.168,20	375.138,09
CNEL-Milagro	11.188	10.217,04	906.613,47	1.639,65	147.568,59
CNEL-Sta. Elena	6.927	7.115,39	617.069,72	1.133,32	101.998,53
CNEL-Sto. Domingo	19.022	20.142,07	1.815.643,55	3.030,37	272.732,94
CNEL-Sucumbíos	4.605	5.628,08	500.032,48	931,98	83.878,47
CNEL EP	**167.591**	**195.987,92**	**16.879.089,97**	**32.013,69**	**2.881.231,83**
E.E. Ambato	11.481	10.248,87	833.798,66	2.692,03	242.283,06
E.E. Azogues	428	414,92	34.721,01	95,91	8.631,99
E.E. Centro Sur	5.988	6.715,98	545.526,53	1.561,52	140.536,80
E.E. Cotopaxi	983	1.178,12	124.895,18	175,53	15.797,52
E.E. Galápagos	142	277,77	23.933,57	49,31	4.438,17
E.E. Norte	6.694	5.856,21	476.804,57	1.146,95	103.225,50
E.E. Quito	70.049	84.987,04	6.724.337,07	14.304,51	1.287.405,54
E.E. Riobamba	2.572	2.474,20	228.138,07	486,78	43.810,02
E.E. Sur	3.884	3.544,67	293.521,55	813,55	73.219,14
Total	**269.812**	**311.685,69**	**26.164.766,18**	**53.339,77**	**4.800.579,57**

Del total de energía eléctrica consumida en el programa PEC, 311.685,69 MWh fueron facturados y 53.339,77 MWh fueron subsidiados a los clientes del programa PEC.

Subestación movil Santa Ana de Mulliquindíl - Provincia de Cotopaxi
Autor: E.E. Cotopaxi - Juan Villavicencio

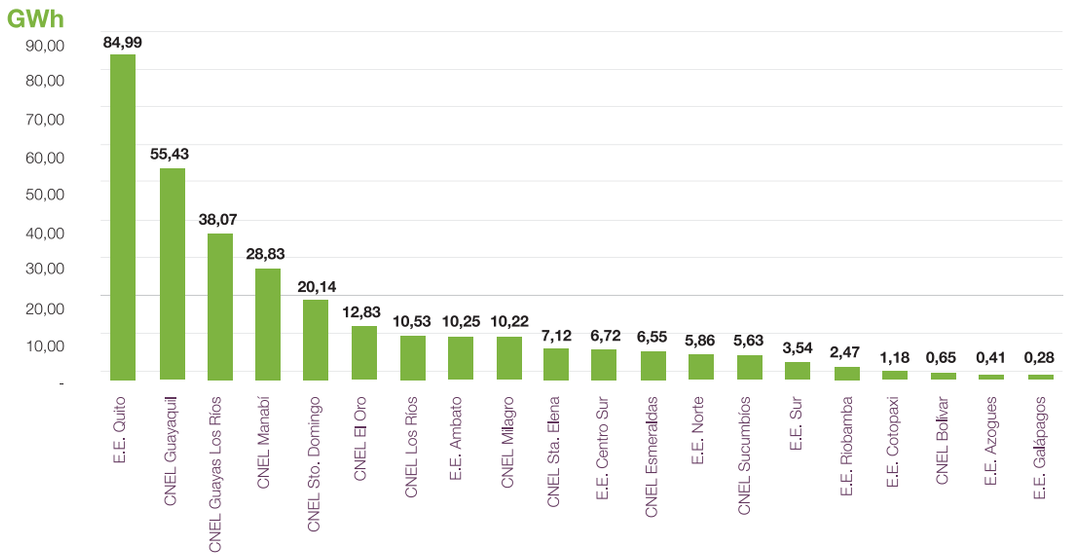


FIG. No. 78: ENERGÍA FACTURADA POR EMPRESA CON CLIENTES PEC

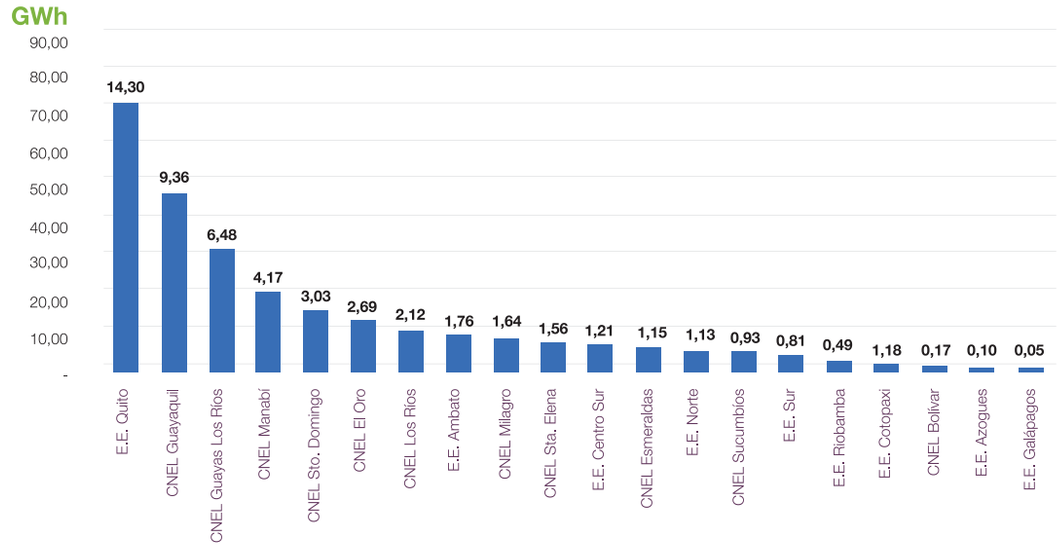


FIG. No. 79: ENERGÍA SUBSIDIADA POR EMPRESA CON CLIENTES PEC

A continuación se presenta a nivel de provincia la cantidad de energía facturada y subsidiada en el programa PEC durante el 2015.

TABLA No. 60: ENERGÍA FACTURADA Y SUBSIDIADA EN PROGRAMA PEC POR PROVINCIA

Provincia	Clientes	Energía Facturada (MWh)	Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Energía Subsidiada (MWh)	Valor Subsidiado (USD)
Azuay	4.874	5.280,26	429.658,77	1.212,58	109.132,02
Bolívar	842	656,04	52.416,09	174,50	15.705,00
Cañar	1.287	1.377,60	113.889,86	314,21	28.279,17
Carchi	1.147	752,50	57.321,35	178,91	16.101,99
Chimborazo	2.678	2.572,19	236.241,57	508,50	45.764,55
Cotopaxi	1.014	1.191,12	126.085,11	177,84	16.005,96
El Oro	10.244	12.070,35	1.054.716,65	1.967,74	177.096,87
Esmeraldas	7.164	7.411,09	639.606,94	1.319,32	118.739,16
Galápagos	142	277,77	23.933,57	49,31	4.438,17
Guayas	79.036	91.458,32	7.689.613,65	15.346,65	1.381.198,41
Imbabura	3.921	3.777,10	307.986,17	724,46	65.201,31
Loja	3.271	3.073,58	254.778,74	699,58	62.962,20
Los Ríos	19.995	24.930,18	2.175.422,37	4.233,49	381.013,92
Manabí	26.374	33.017,81	2.928.760,56	4.708,84	423.795,78
Morona Santiago	765	797,21	63.350,75	207,31	18.657,45
Napo	1.559	1.531,24	123.949,08	451,13	40.601,52
Orellana	2.133	2.430,26	219.420,56	364,78	32.830,20
Pastaza	1.408	1.185,83	92.744,21	344,96	31.046,67
Pichincha	72.077	86.585,94	6.863.899,48	14.572,26	1.311.503,67
Santa Elena	5.065	5.791,07	500.529,11	930,61	83.754,45
Santo Domingo de los Tsáchilas	12.752	13.878,30	1.234.585,65	2.219,96	199.796,67
Sucumbíos	2.489	3.210,69	281.740,63	570,73	51.365,79
Tungurahua	8.460	7.572,61	619.623,69	1.898,10	170.828,64
Zamora Chinchipe	538	411,96	34.147,47	96,69	8.702,37
Zonas no delimitadas	577	444,68	40.344,15	67,31	6.057,63
Total	**269.812**	**311.685,69**	**26.164.766,18**	**53.339,77**	**4.800.579,57**

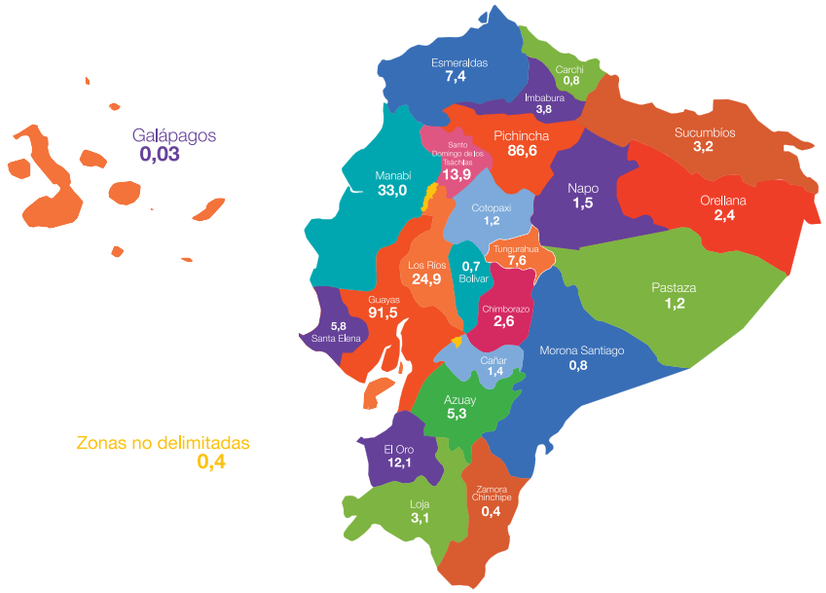


FIG. No. 80: ENERGÍA FACTURADA POR PROVINCIA PARA CLIENTES PEC

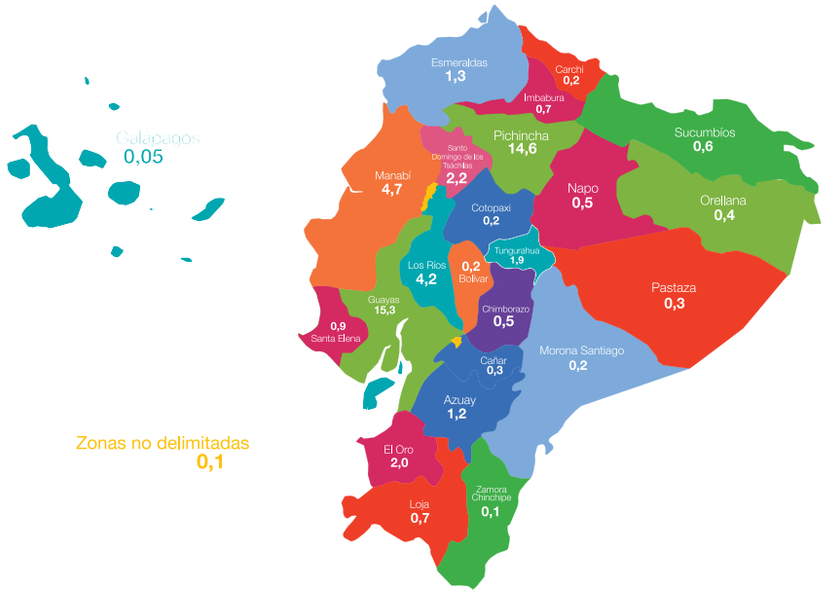
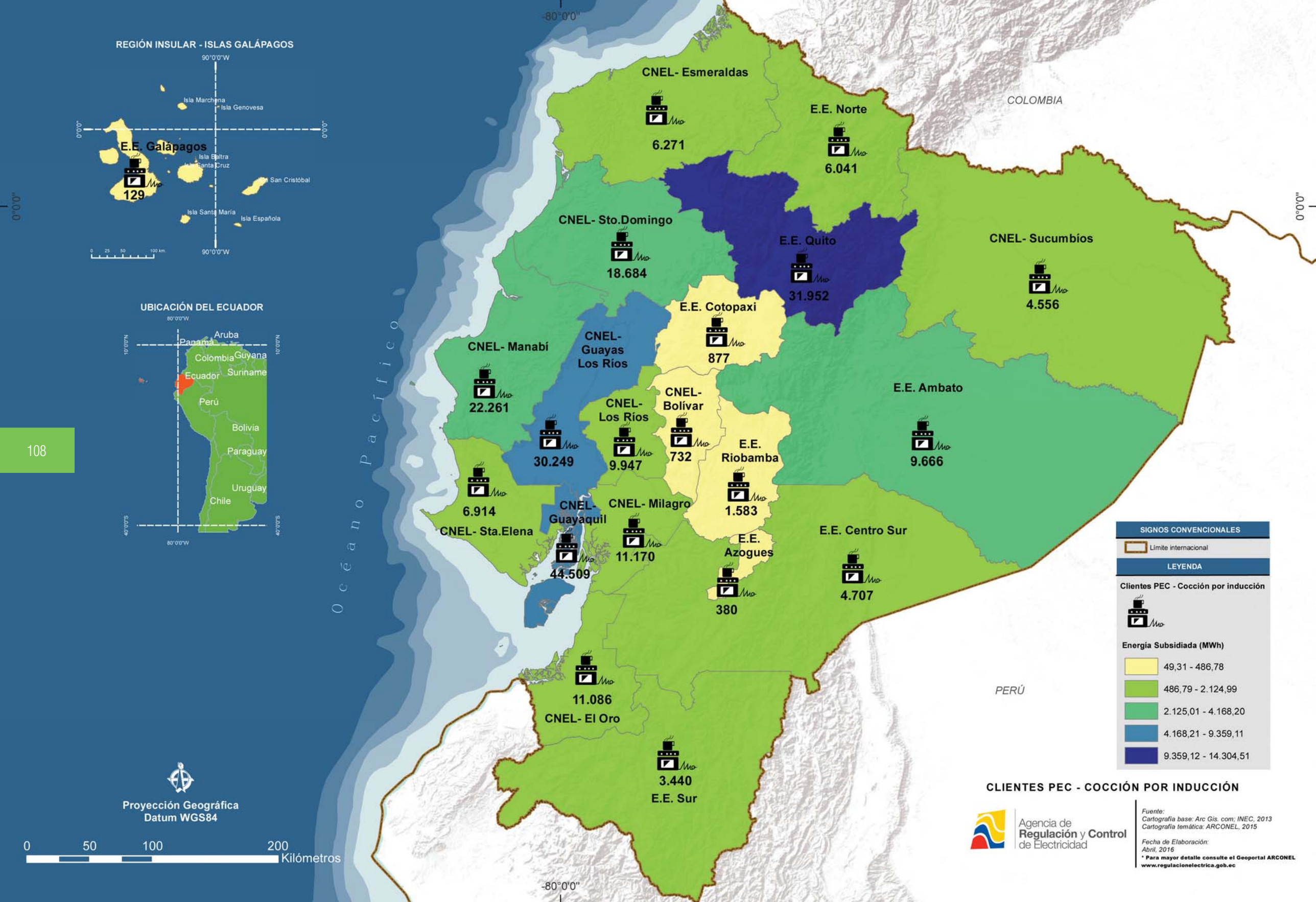


FIG. No. 81: ENERGÍA SUBSIDIADA POR PROVINCIA PARA CLIENTES PEC

Central eólica Baltra - Santa Cruz, provincia de Galápagos
Autor: E.E. Galápagos

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS

UBICACIÓN DEL ECUADOR



Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

LEYENDA

Clientes PEC - Cocción por inducción

Energía Subsidiada (MWh)

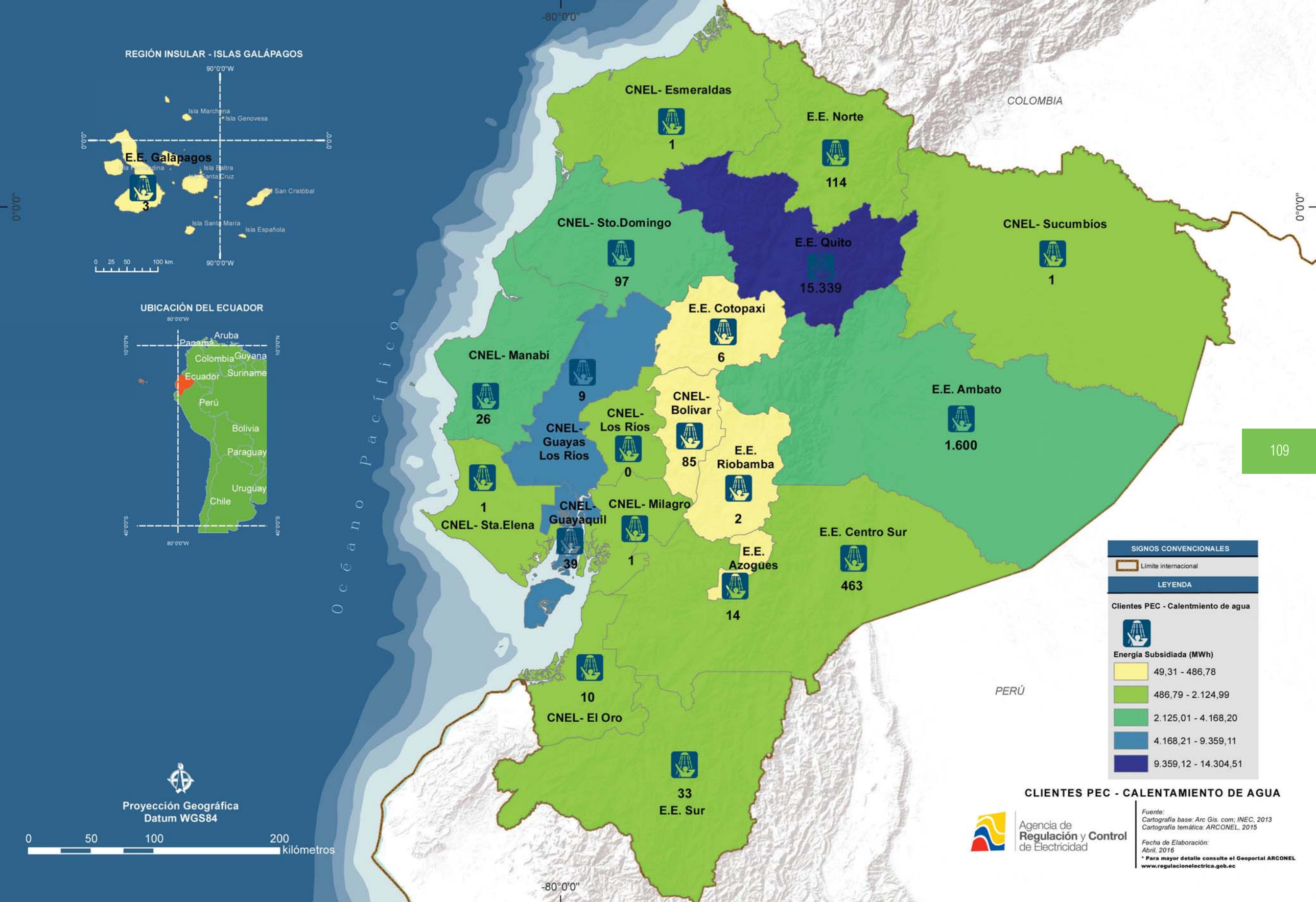
- 49,31 - 486,78
- 486,79 - 2.124,99
- 2.125,01 - 4.168,20
- 4.168,21 - 9.359,11
- 9.359,12 - 14.304,51

CLIENTES PEC - COCCIÓN POR INDUCCIÓN

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016
*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**


REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS
90°0'0"W
Isla Marchena
Isla Genovesa
0°0'0"
E.E. Galápagos
Isla Isabela
Isla Baltra
Isla Santa Cruz
Isla San Cristóbal
3
Isla Santa María
Isla Española
0 25 50 100 km.
UBICACIÓN DEL ECUADOR
80°0'0"W
10°0'0"N
Aruba
Panamá
Colombia
Guyana
Ecuador
Suriname
Perú
Bolivia
Paraguay
Uruguay
Chile
40°0'0"S
Océano Pacífico
-80°0'0"
0°0'0"
CNEL- Esmeraldas
1
E.E. Norte
114
COLOMBIA
CNEL- Sto.Domingo
97
E.E. Quito
15.339
CNEL- Sucumbíos
1
E.E. Cotopaxi
6
CNEL- Manabí
26
9
CNEL- Guayas Los Ríos
0
CNEL- Los Ríos
85
CNEL- Bolívar
E.E. Riobamba
2
E.E. Ambato
1.600
1
CNEL- Sta.Elena
CNEL- Guayaquil
39
CNEL- Milagro
1
E.E. Azogues
14
E.E. Centro Sur
463
10
CNEL- El Oro
33
E.E. Sur
PERÚ
Proyección Geográfica
Datum WGS84
0 50 100 200 kilómetros
SIGNOS CONVENCIONALES
Límite internacional
LEYENDA
Clientes PEC - Calentmiento de agua
Energía Subsidiada (MWh)
49,31 - 486,78
486,79 - 2.124,99
2.125,01 - 4.168,20
4.168,21 - 9.359,11
9.359,12 - 14.304,51
CLIENTES PEC - CALENTAMIENTO DE AGUA
Agencia de Regulación y Control de Electricidad
Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015
Fecha de Elaboración:
Abril, 2016
* Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL
www.regulacionelectrica.gob.ec

Océano Pacífico

-80°0'0"

CNEL- Esmeraldas
3

E.E. Norte
539

COLOMBIA

CNEL- Sucumbíos
48

CNEL- Sto.Domingo
241

E.E. Quito
22.758

E.E. Cotopaxi
100

CNEL- Manabí
98

CNEL- Guayas Los Ríos
105

CNEL- Bolívar
17

CNEL- Los Ríos
0

E.E. Riobamba

E.E. Ambato
215

CNEL- Milagro
987

CNEL- Guayaquil
203

CNEL- Sta.Elena
12

17

E.E. Azogues
34

E.E. Centro Sur
818

198
CNEL- El Oro

411
E.E. Sur

PERÚ

-80°0'0"

0°0'0"

0°0'0"

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

LEYENDA

Clientes PEC - Cocción por inducción y Calentamiento de agua

Energía Subsidiada (MWh)

49,31 - 486,78
486,79 - 2.124,99
2.125,01 - 4.168,20
4.168,21 - 9.359,11
9.359,12 - 14.304,51

CLIENTES PEC - COCCIÓN POR INDUCCIÓN Y CALENTAMIENTO DE AGUA

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

Central hidroeléctrica Hidrosibimbe - Ventanas, provincia de Los Ríos
Autor: Hidrosibimbe

2.6. Pérdidas en sistemas de distribución

2.6.1. Pérdidas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras

La energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución (subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, redes secundarias, luminarias, acometidas y medidores) corresponden a las pérdidas de los sistemas de distribución. También se incluyen las pérdidas no técnicas producidas por la falta de medición y facturación a consumidores que se proveen de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

TABLA No. 61: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

Empresa	Disponible en el Sistema (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (MWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)
CNEL-Bolívar	84.092,13	7.699,57	7.698,74	0,83	9,16
CNEL-El Oro	1.069.112,88	159.508,94	100.785,41	58.723,53	14,92
CNEL-Esmeraldas	562.798,54	131.456,92	56.842,65	74.614,26	23,36
CNEL-Guayaquil	5.700.381,31	655.445,00	480.174,66	175.270,34	11,50
CNEL-Guayas Los Ríos	2.042.829,63	312.232,74	237.059,42	75.173,32	15,28
CNEL-Los Ríos	432.340,20	86.654,71	34.275,83	52.378,88	20,04
CNEL-Manabí	1.715.322,46	414.420,73	211.220,09	203.200,64	24,16
CNEL-Milagro	663.723,54	118.885,39	50.376,62	68.508,77	17,91
CNEL-Sta. Elena	666.297,22	98.414,70	53.724,08	44.690,62	14,77
CNEL-Sto. Domingo	665.392,19	77.819,37	69.162,29	8.657,08	11,70
CNEL-Sucumbíos	330.655,88	51.343,56	41.634,01	9.709,55	15,53
CNEL EP	**13.932.945,97**	**2.113.881,64**	**1.342.953,81**	**770.927,83**	**15,17**
E.E. Ambato	630.197,63	40.789,42	40.090,29	699,13	6,47
E.E. Azogues	108.892,11	4.943,94	4.414,32	529,62	4,54
E.E. Centro Sur	1.069.376,66	79.824,84	64.280,15	15.544,69	7,46
E.E. Cotopaxi	549.264,12	41.066,56	16.612,39	24.454,17	7,48
E.E. Galápagos	52.512,50	4.535,91	3.668,50	867,41	8,64
E.E. Norte	573.119,29	53.015,21	36.180,47	16.834,74	9,25
E.E. Quito	4.364.956,85	247.734,91	217.335,91	30.399,00	5,68
E.E. Riobamba	367.464,48	40.002,57	29.804,59	10.197,98	10,89
E.E. Sur	346.375,73	38.574,95	32.847,84	5.727,11	11,14
Total	**21.995.105,34**	**2.664.369,96**	**1.788.188,27**	**876.181,69**	**12,11**

Sucumbíos mejoró su indicador al considerar la energía de los sistemas aislados de CELEC Termopichincha dentro de la liquidación del sistema emitida por CENACE.

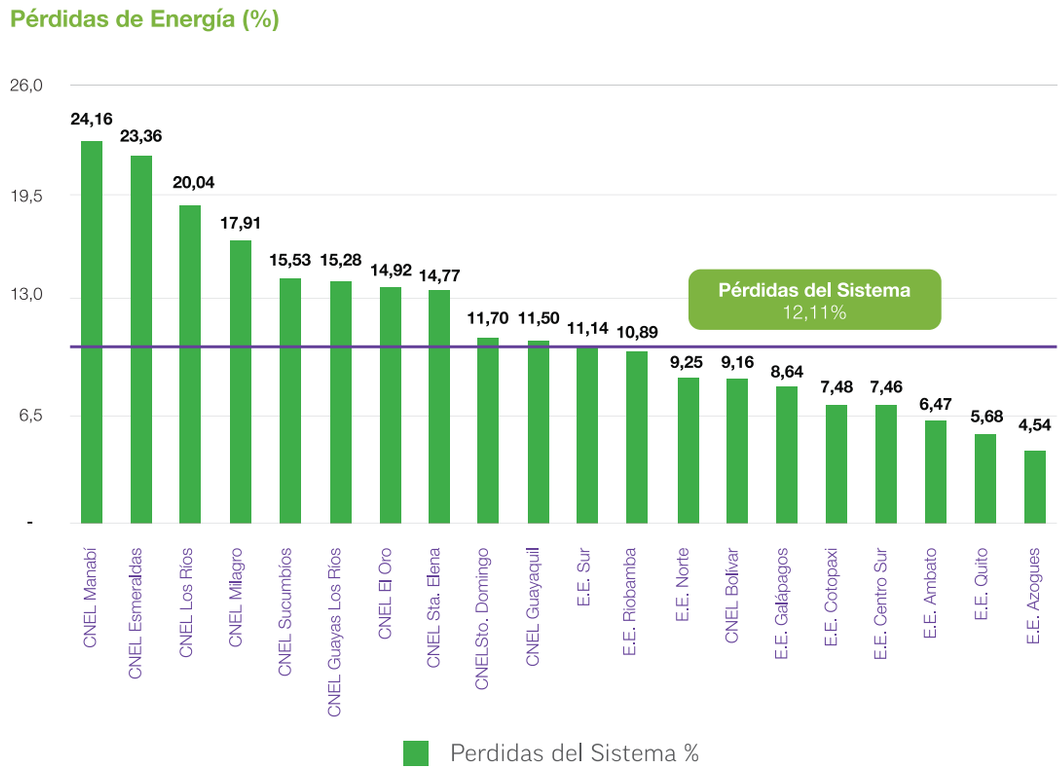


FIG. No. 82: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

Las unidades de negocio que mayores pérdidas presentaron son: CNEL Manabí con 24,16 %, CNEL Esmeraldas con 23,36 % y CNEL Los Ríos con 20,04 %. Por otra parte, las empresas que menores pérdidas porcentuales registraron son: E.E. Azogues, E.E. Quito y E.E. Ambato con 4,54 %, 5,68 %, y 6,47 %, respectivamente.

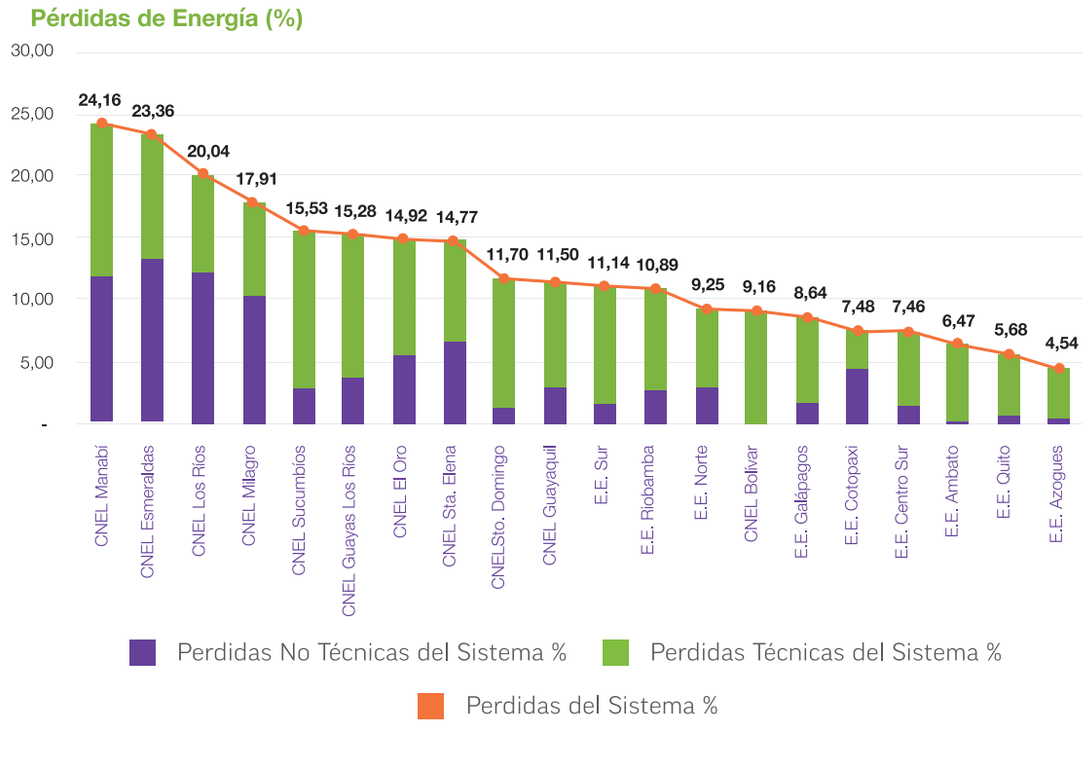
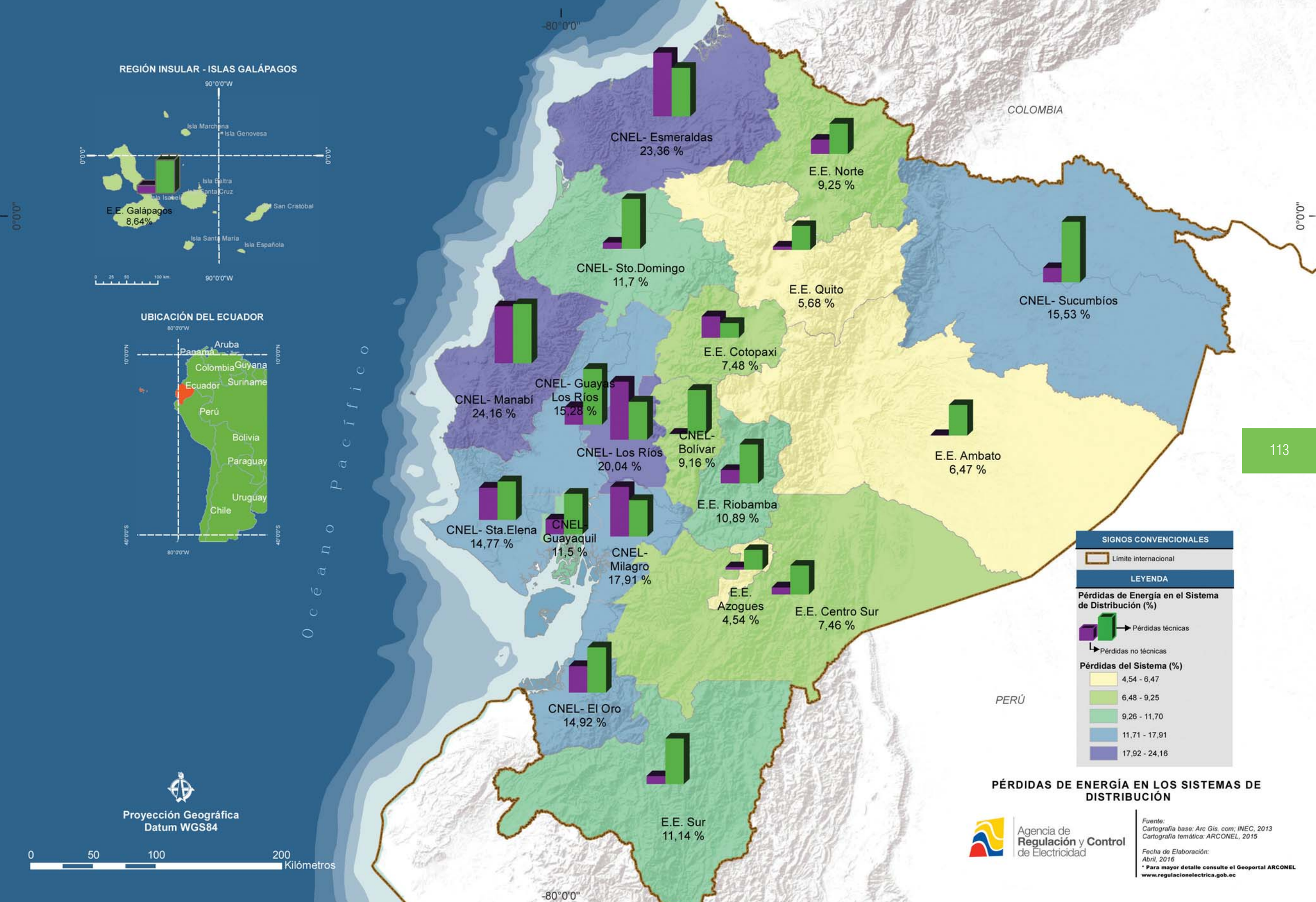


FIG. No. 83: PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

Estación de bombeo Sardinas - Quijos, provincia de Napo
Autor: OCP Ecuador - Murray Cooper



PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

2.6.2. Comparativo de pérdidas y energía disponible entre los años 2014 - 2015

El análisis sobre las pérdidas de energía se entiende de mejor manera con una comparación entre el 2014 y el 2015. En la TABLA No. 62 se puede apreciar que las pérdidas en el 2015 fueron del 12,11 %, lo que representó una disminución de 0,27 puntos porcentuales con respecto al 12,38 % del año anterior (2014).

TABLA No. 62: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

Empresa	2014			2015			Variación (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (MWh)	Pérdidas Sistema	
CNEL-Bolívar	79,61	7,88	9,90	84,09	7,70	9,16	(0,74)
CNEL-El Oro	970,86	154,24	15,89	1.069,11	159,51	14,92	(0,97)
CNEL-Esmeraldas	527,21	124,70	23,65	562,80	131,46	23,36	(0,30)
CNEL-Guayaquil	5.491,03	625,56	11,39	5.700,38	655,45	11,50	0,11
CNEL-Guayas Los Ríos	1.883,93	310,07	16,46	2.042,83	312,23	15,28	(1,17)
CNEL-Los Ríos	397,65	83,89	21,10	432,34	86,65	20,04	(1,05)
CNEL-Manabí	1.600,03	398,90	24,93	1.715,32	414,42	24,16	(0,77)
CNEL-Milagro	632,33	114,20	18,06	663,72	118,89	17,91	(0,15)
CNEL-Sta. Elena	595,97	96,21	16,14	666,30	98,41	14,77	(1,37)
CNEL-Sto. Domingo	605,56	72,67	12,00	665,39	77,82	11,70	(0,31)
CNEL-Sucumbíos	311,20	54,05	17,37	330,66	51,34	15,53	(1,84)
CNEL EP	**13.095,36**	**2.042,38**	**15,60**	**13.932,95**	**2.113,88**	**15,17**	**(0,42)**
E.E. Ambato	599,11	43,10	7,19	630,20	40,79	6,47	(0,72)
E.E. Azogues	108,52	4,81	4,44	108,89	4,94	4,54	0,10
E.E. Centro Sur	1.018,61	81,12	7,96	1.069,38	79,82	7,46	(0,50)
E.E. Cotopaxi	541,36	39,85	7,36	549,26	41,07	7,48	0,12
E.E. Galápagos	45,87	3,78	8,24	52,51	4,54	8,64	0,40
E.E. Norte	561,22	50,76	9,04	573,12	53,02	9,25	0,21
E.E. Quito	4.278,10	253,98	5,94	4.364,96	247,73	5,68	(0,26)
E.E. Riobamba	352,03	38,46	10,93	367,46	40,00	10,89	(0,04)
E.E. Sur	327,48	31,85	9,73	346,38	38,57	11,14	1,41
Total	**20.927,65**	**2.590,09**	**12,38**	**21.995,11**	**2.664,37**	**12,11**	**(0,27)**

Los valores de variación que se encuentran entre paréntesis corresponden a valores negativos, lo que representa una disminución en las pérdidas porcentuales.

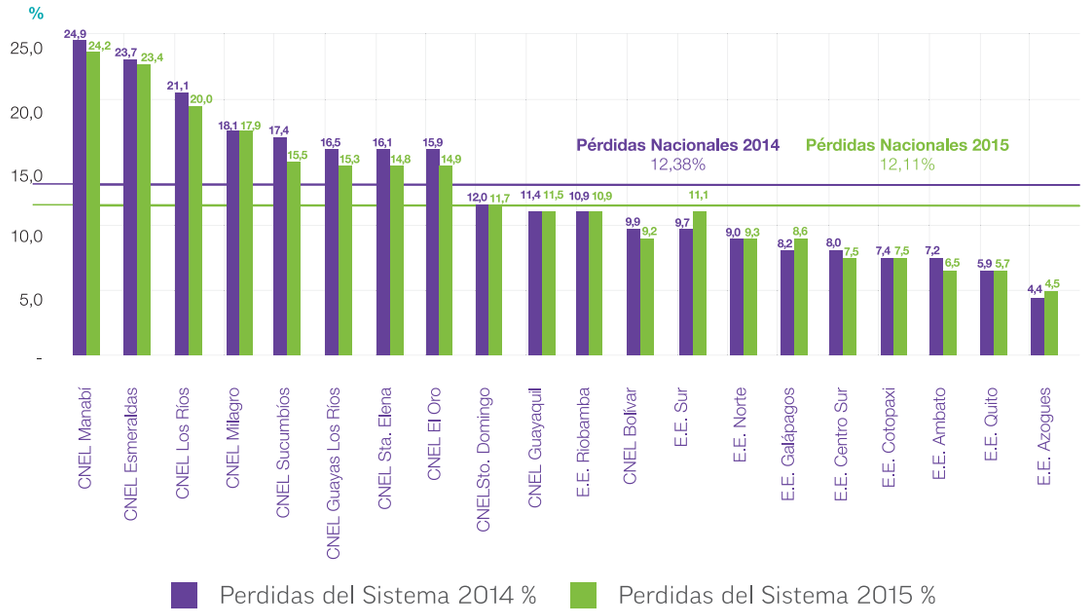


FIG. No. 84: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

En la FIG. No. 84 se puede visualizar de mejor manera la situación de las pérdidas para cada una de las empresas distribuidoras y a nivel nacional.

Subestación el Inga - Quito, provincia de Pichincha
Autor: CELEC EP Transelectric

2.6.3. Evolución mensual de pérdidas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras

Cada mes las pérdidas de energía presentan variaciones y, por situaciones características de ciertos meses, se tienen valores que no reflejan la situación global de pérdidas en el sistema. Es por esto que se realiza un cálculo de año móvil (12 últimos meses), para obtener efectivamente cuales son las pérdidas del sistema en contraste con la evolución histórica de las mismas.

TABLA No. 63: EVOLUCIÓN MENSUAL DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Año	Mes	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Pérdidas Sistema Año Móvil (%)
2015	Enero	1.823,68	242,59	13,30	12,31
	Febrero	1.683,18	127,01	7,55	12,18
	Marzo	1.897,60	294,33	15,51	12,19
	Abril	1.832,62	215,49	11,76	12,19
	Mayo	1.910,32	262,32	13,73	12,23
	Junio	1.834,69	213,78	11,65	12,30
	Julio	1.862,38	229,51	12,32	12,15
	Agosto	1.789,87	198,17	11,07	12,13
	Septiembre	1.789,17	216,72	12,11	12,19
	Octubre	1.863,66	234,00	12,56	12,14
	Noviembre	1.809,03	192,06	10,62	12,18
	Diciembre	1.898,92	238,39	12,55	12,11
Total		**21.995,11**	**2.664,37**	**12,11**	**12,11**

Parque generador - Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: Electroquil - Yuber Robalino

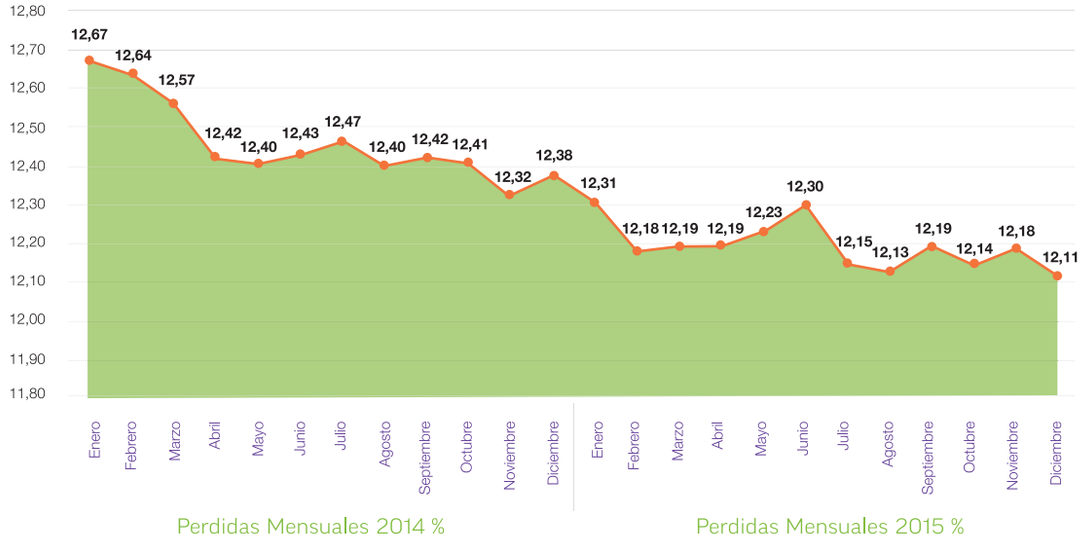


FIG. No. 85: EVOLUCIÓN MENSUAL DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

2.7. Precios medios

El total de la energía comercializada en el 2015 fue de 22.512,23 GWh (véase la TABLA No. 43), por un monto de 1.061,51 MUSD. Este valor dio como resultado un precio medio de 4,72 USD ¢/kWh, tal como se detalla en la TABLA No. 64. El precio corresponde a la venta de energía en bornes de generación.

TABLA No. 64: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN

Tipo de Transacción	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	881,74	4,33
T. de corto plazo	124,36	7,98
Otros	1,62	6,35
Importación	51,11	9,99
Exportación	2,68	5,79
Total	**1.061,51**	**4,72**

Las transacciones de corto plazo incluyen la facturación de centrales de generación de las empresas distribuidoras.

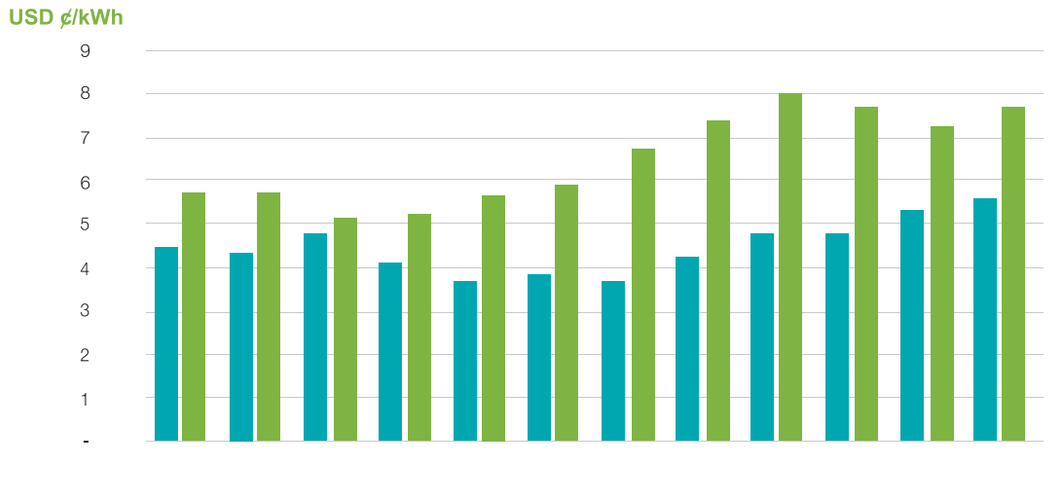
En TABLA No. 65 se muestran los valores de costos de la energía vendida y los precios medios por tipo de transacción y tipo de empresa.

TABLA No. 65: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y EMPRESA

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	865,97	4,31
	T. de corto plazo	25,63	15,07
	Otros	1,10	7,51
Total Generadora		**892,70**	**4,41**
Distribuidora	T. de corto plazo	74,49	6,61
	Otros	0,07	11,41
Total Distribuidora		**74,55**	**6,61**
Autogeneradora	Contratos	15,77	5,43
	T. de corto plazo	24,24	9,27
	Otros	0,45	4,41
Total Autogeneradora		**40,46**	**7,20**
Importación	Contratos	3,13	5,74
	T. de corto plazo	47,98	10,49
Total Importación		**51,11**	**9,99**
Exportación	T. de corto plazo	2,62	5,73
	Otros	0,06	11,55
Total Exportación		**2,68**	**5,79**
Total		**1.061,51**	**4,72**

Paneles solares Gransolar - San Miguel de Urcuquí, provincia de Imbabura
Autor: Gransolar - Pablo López

En la siguiente figura se visualiza la variación mensual del precio medio durante el 2015, tanto en los contratos como en las transacciones de corto plazo; no se incluyen las importaciones y exportaciones de energía.



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Contratos	4,47	4,40	4,79	4,11	3,69	3,86	3,67	4,26	4,78	4,78	5,31	5,60
T. de corto plazo	5,74	5,72	5,11	5,26	5,69	5,89	6,76	7,40	8,03	7,65	7,24	7,75

FIG. No. 86: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA POR CONTRATOS Y T. CORTO PLAZO

2.7.1. Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

En el 2015 se registró un valor de precio medio de generación de 4,41 USD ¢/kWh. Los valores más altos lo registran las centrales fotovoltaicas con 40,03 USD ¢/kWh, valor fijado de acuerdo con la Regulación No. CONELEC 004/11.

TABLA No. 66: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (1/2)

Empresa	Tipo de Transacción	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Altgenotec	T. de corto plazo	0,37	40,03
Brineforcorp	T. de corto plazo	0,56	40,03
CELEC-Coca Codo Sinclair	Contratos	2,83	1,96
CELEC-Electroguayas	Contratos	216,82	9,10
CELEC-Gensur	Contratos	8,17	9,13
	T. de corto plazo	0,13	9,13
CELEC-Hidroagoyán	Contratos	28,86	1,01
CELEC-Hidronación	Contratos	36,09	2,90
	T. de corto plazo	0,04	6,21
CELEC-Hidropaute	Contratos	55,20	0,79
CELEC-Termoesmeraldas	Contratos	132,96	7,77
CELEC-Termogas Machala	Contratos	81,73	5,54
CELEC-Termopichincha	Contratos	127,73	11,78
	T. de corto plazo	13,40	9,97
Elecaustro	Contratos	28,44	5,53
	T. de corto plazo	0,29	6,95
Electrisol	Contratos	0,65	39,90
Electroquil	Contratos	43,37	11,93
EMAAP-Q	Contratos	0,98	0,95
Enersol	Otros	0,29	46,13
Eolicsa	Contratos	0,44	13,21
Epfotovoltaica	T. de corto plazo	1,19	40,03
Generoca	Contratos	9,60	8,63
Genrenotec	T. de corto plazo	0,43	40,03
Gonzanergy	T. de corto plazo	0,62	40,03
Gransolar	T. de corto plazo	2,33	40,03
Hidrosibimbe	Contratos	4,26	4,70
	Otros	0,81	5,80
Intervisa Trade	Contratos	33,89	11,46
Lojaenergy	T. de corto plazo	0,43	40,03
Renova Loja	T. de corto plazo	0,38	40,03
Sabiangosolar	T. de corto plazo	0,23	40,03
San Pedro	T. de corto plazo	0,63	40,03
Sanersol	T. de corto plazo	0,54	40,03
Sansau	T. de corto plazo	0,51	39,27

TABLA No. 66: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (2/2)

Empresa	Tipo de Transacción	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Saracaysol	T. de corto plazo	0,54	40,03
Solchacras	T. de corto plazo	0,40	40,03
Solhuaqui	T. de corto plazo	0,49	40,03
Solsantonio	T. de corto plazo	0,46	40,03
Solsantros	T. de corto plazo	0,55	40,03
Surenergy	T. de corto plazo	0,59	40,03
Termoguayas	Contratos	53,39	8,57
Valsolar	Contratos	0,58	40,03
Wildtecsa	T. de corto plazo	0,51	40,00
Total		**892,70**	**4,41**

2.7.2. Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación

Las distribuidoras con generación vendieron al SNI su energía producida en el 2015 mediante transacciones de corto plazo, las cuales fueron liquidadas por CENACE. El precio medio de la energía vendida fue de 6,61 USD ¢/kWh.

TABLA No. 67: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR GENERACIÓN NO ESCINDIDA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Tipo de Transacción	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Bolívar	Otros	0,01	9,99
CNEL-Guayaquil	T. de corto plazo	47,13	11,75
E.E. Ambato	T. de corto plazo	0,27	2,07
E.E. Cotopaxi	T. de corto plazo	1,12	2,18
E.E. Norte	T. de corto plazo	1,18	2,10
	Otros	0,02	11,11
E.E. Quito	T. de corto plazo	20,25	4,21
E.E. Riobamba	T. de corto plazo	1,70	1,68
E.E. Sur	T. de corto plazo	2,84	12,43
	Otros	0,04	11,71
Total		**74,55**	**6,61**

2.7.3. Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

Por su parte, los autogeneradores registraron un precio medio de producción de 7,20 USD ¢/kWh en el 2015. Estas transacciones fueron de corto plazo y por contratos.

TABLA No. 68: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Tipo de Transacción	Total Costos (kUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Agua Y Gas De Sillunchi	Otros	1,24	3,00
Ecoelectric	M. de corto plazo	5.478,14	9,50
Ecoluz	Contratos	2.031,94	4,58
Ecudos	M. de corto plazo	4.787,55	9,69
Enermax	Contratos	2.411,03	4,60
Hidroabanico	Contratos	2.077,59	4,70
Hidroimbabura	M. de corto plazo	111,65	7,17
I.M. Mejía	Otros	275,31	4,61
Perlabí	Otros	2,85	4,00
San Carlos	M. de corto plazo	13.186,46	9,43
Consejo Provincial De Tungurahua	Otros	8,95	3,65
Moderna Alimentos	Contratos	45,35	4,00
Vicunha	Otros	18,28	1,95
Municipio Cantón Espejo	Otros	63,29	4,84
Hidrosanbartolo	Contratos	9.203,54	6,21
SERMAA EP	Otros	81,84	4,89
UNACEM	M. de corto plazo	670,02	5,15
Total		**40.461,52**	**7,20**

Las empresas con mayor precio medio de producción fueron: Ecoelectric, Ecudos y San Carlos. Estas poseen centrales cuya fuente de energía primaria es biomasa y registraron un valor de 9,50 USD ¢/kWh; 9,69 USD ¢/kWh; 9,43 USD ¢/kWh, respectivamente.

2.7.4. Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

Las distribuidoras compraron durante el 2015 un total de 21.541,40 GWh. De esta cifra se han facturado 1.147,65 MUSD, obteniendo un precio medio de 5,33 USD ¢/kWh. Este cálculo, corresponde a la energía comprada en los puntos de entrega, para lo cual se consideraron los cargos por transmisión y otros rubros.

TABLA No. 69: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Bolívar	84,15	4,57	5,44
CNEL-El Oro	1.067,04	56,61	5,31
CNEL-Esmeraldas	558,91	29,73	5,32
CNEL-Guayaquil	5.648,97	300,22	5,31
CNEL-Guayas Los Ríos	2.031,43	108,58	5,34
CNEL-Los Ríos	432,23	23,31	5,39
CNEL-Manabí	1.712,17	90,71	5,30
CNEL-Milagro	665,36	34,97	5,26
CNEL-Sta. Elena	665,18	35,41	5,32
CNEL-Sto. Domingo	653,90	35,01	5,35
CNEL-Sucumbíos	330,66	17,78	5,38
CNEL EP	**13.849,98**	**736,90**	**5,32**
E.E. Ambato	627,92	33,92	5,40
E.E. Azogues	108,89	5,76	5,29
E.E. Centro Sur	1.063,10	56,81	5,34
E.E. Cotopaxi	472,94	24,80	5,24
E.E. Galápagos	3,40	0,44	12,82
E.E. Norte	567,02	29,88	5,27
E.E. Quito	4.138,98	221,07	5,34
E.E. Riobamba	362,80	19,47	5,37
E.E. Sur	346,38	18,60	5,37
Total	**21.541,40**	**1.147,65**	**5,33**

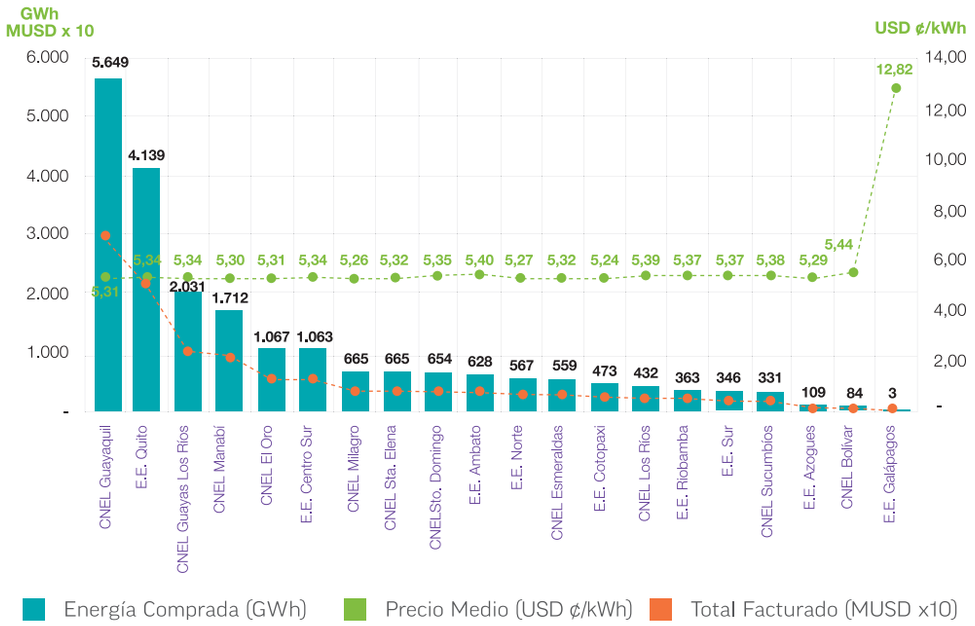


FIG. No. 87: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP

Proyecto Repotenciación Tsalarón - Provincia de Chimborazo
Autor: E.E. Riobamba - Jenny León

2.7.5. Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

En lo concerniente al precio medio de la energía que se facturó a los clientes regulados en el 2015 se registró un valor de 9,49 USD ¢/kWh. La demanda de energía a nivel nacional fue de 18.942,59 GWh, con una facturación de 1.797.696,47 kUSD. El incremento en el precio medio de energía eléctrica, se ve reflejado por la aplicación del pliego tarifario.

TABLA No. 70: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP

Empresa	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Bolívar	76,39	7.808,09	10,22
CNEL-El Oro	909,39	90.455,10	9,95
CNEL-Esmeraldas	426,25	36.564,70	8,58
CNEL-Guayaquil	4.993,53	442.868,76	8,87
CNEL-Guayas Los Ríos	1.719,20	174.588,45	10,16
CNEL-Los Ríos	345,57	31.478,79	9,11
CNEL-Manabí	1.297,74	121.340,61	9,35
CNEL-Milagro	541,95	52.674,38	9,72
CNEL-Sta. Elena	566,76	56.649,83	10,00
CNEL-Sto. Domingo	576,08	59.160,75	10,27
CNEL-Sucumbíos	279,31	28.028,78	10,03
CNEL EP	**11.732,17**	**1.101.618,24**	**9,39**
E.E. Ambato	587,13	59.169,78	10,08
E.E. Azogues	103,95	9.773,88	9,40
E.E. Centro Sur	985,19	97.327,81	9,88
E.E. Cotopaxi	441,58	42.053,09	9,52
E.E. Galápagos	47,98	5.074,07	10,58
E.E. Norte	512,63	52.710,03	10,28
E.E. Quito	3.897,50	362.486,03	9,30
E.E. Riobamba	327,04	33.941,15	10,38
E.E. Sur	307,42	33.542,38	10,91
Total	**18.942,59**	**1.797.696,47**	**9,49**

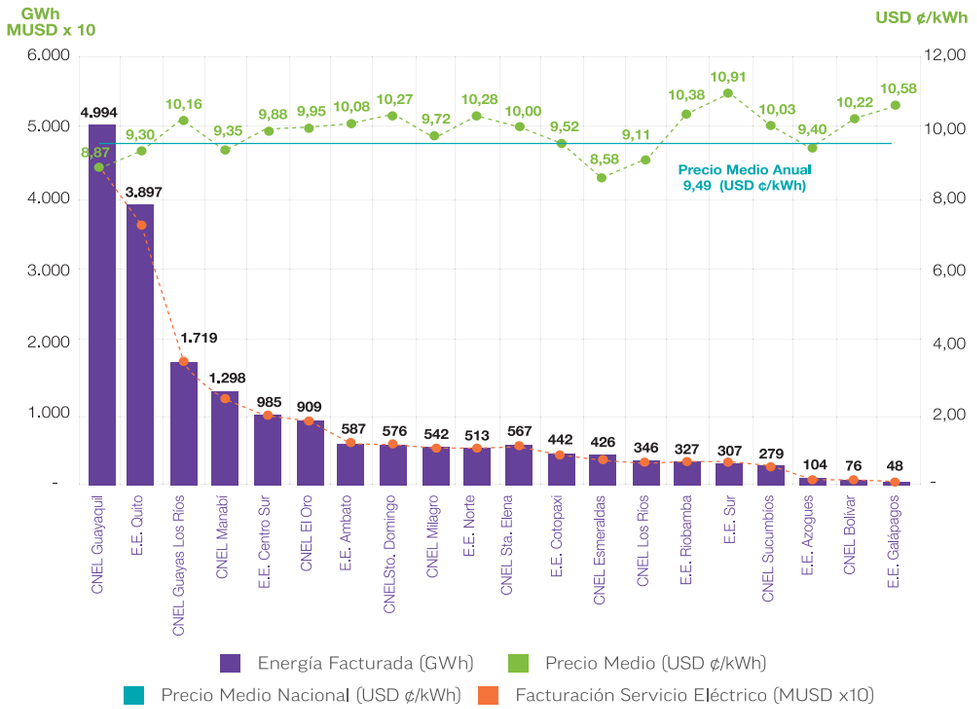


FIG. No. 88: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y UNIDADES DE NEGOCIO DE CNEL EP

Los cálculos del precio medio anual se realizan a partir del total de la energía facturada y del valor de su facturación para el 2015.

Para el sector residencial el precio medio de energía facturada fue de 10,28 USD ¢/kWh que representa un incremento de 0,31 USD ¢/kWh con relación al 2014 (9,97 USD ¢/kWh).

TABLA No. 71: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO

Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Residencial	6.927,71	711.981,00	10,28
Comercial	3.981,06	383.845,28	9,64
Industrial	4.972,67	418.573,91	8,42
A. Público	1.081,32	138.192,61	12,78
Otros	1.979,83	145.103,67	7,33
Total	**18.942,59**	**1.797.696,47**	**9,49**

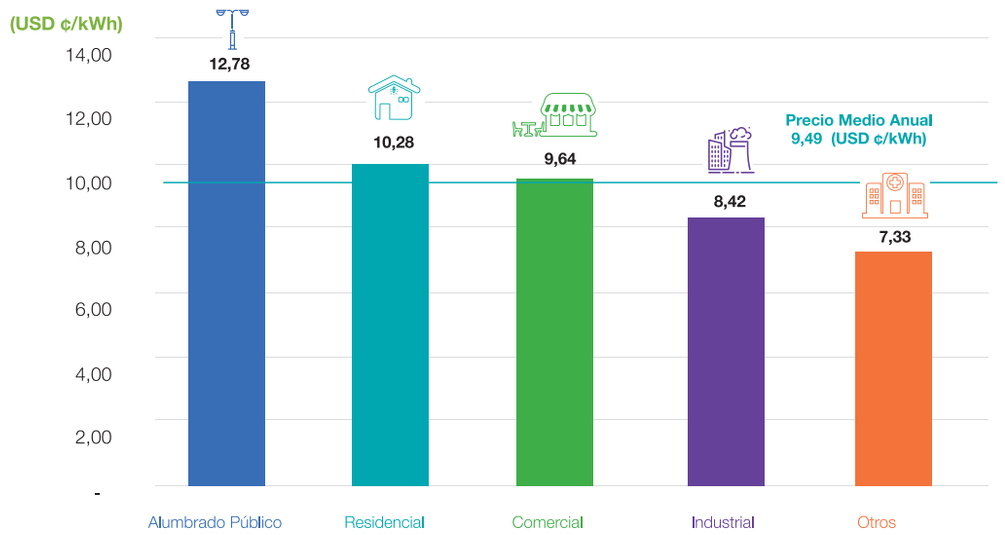
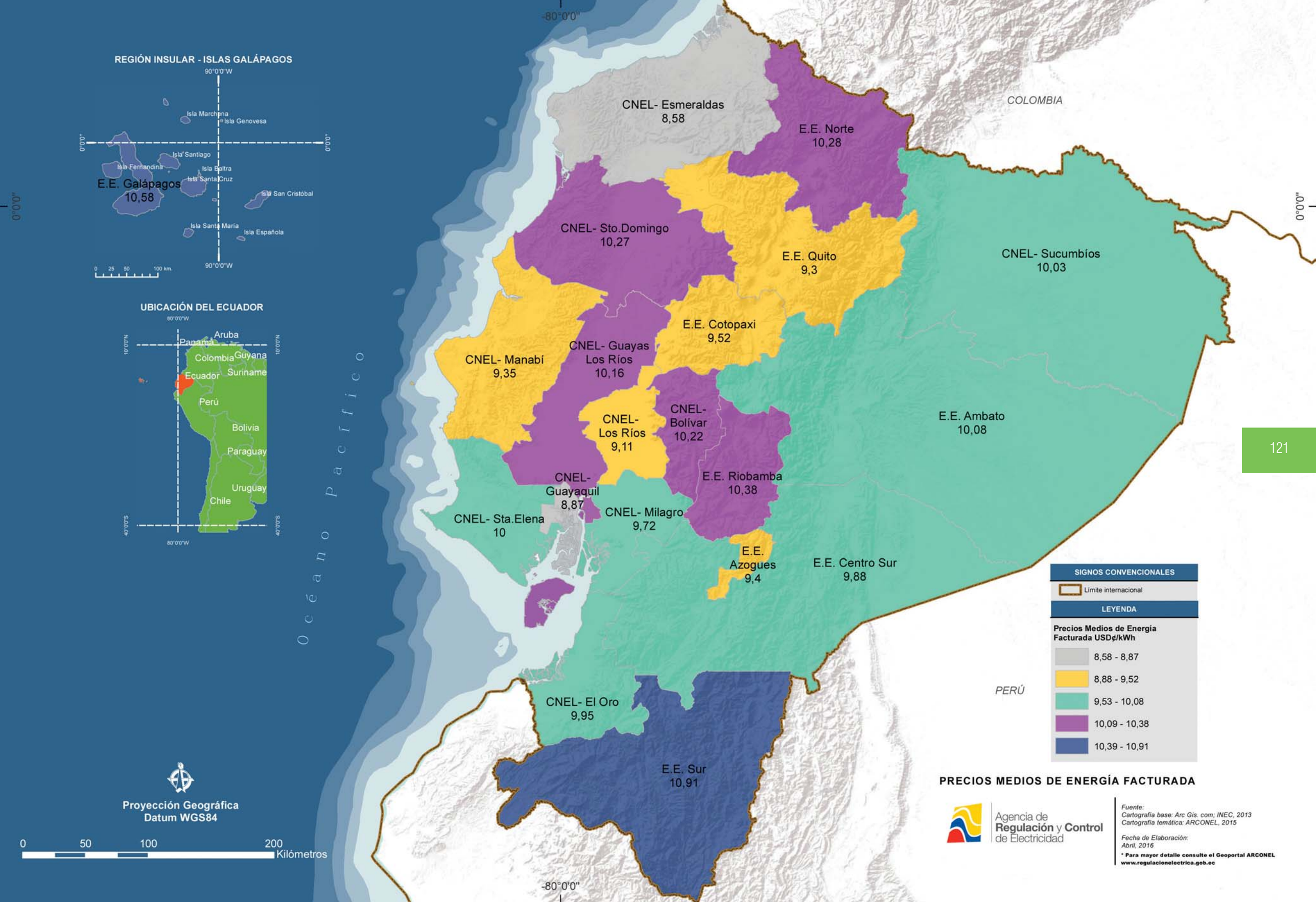


FIG. No. 89: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO

FIG. No. 90: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO (USD ¢/kWh)



PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA FACTURADA

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

2.7.6. Precio medio mensual de energía facturada a clientes regulados

El precio medio de energía facturada mensualmente se puede apreciar en la TABLA No. 72.

TABLA No. 72: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Mes	Energía Facturada (GWh)	Facturación (kUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Enero	1.551,34	148.502,19	9,57
Febrero	1.524,41	144.662,65	9,49
Marzo	1.567,39	143.550,02	9,16
Abril	1.583,79	152.811,58	9,65
Mayo	1.613,45	157.344,05	9,75
Junio	1.585,35	150.418,64	9,49
Julio	1.601,50	151.617,68	9,47
Agosto	1.561,58	147.528,88	9,45
Septiembre	1.543,27	147.354,37	9,55
Octubre	1.599,13	151.529,76	9,48
Noviembre	1.583,13	149.333,44	9,43
Diciembre	1.628,25	153.043,21	9,40
Total	**18.942,59**	**1.797.696,47**	**9,49**

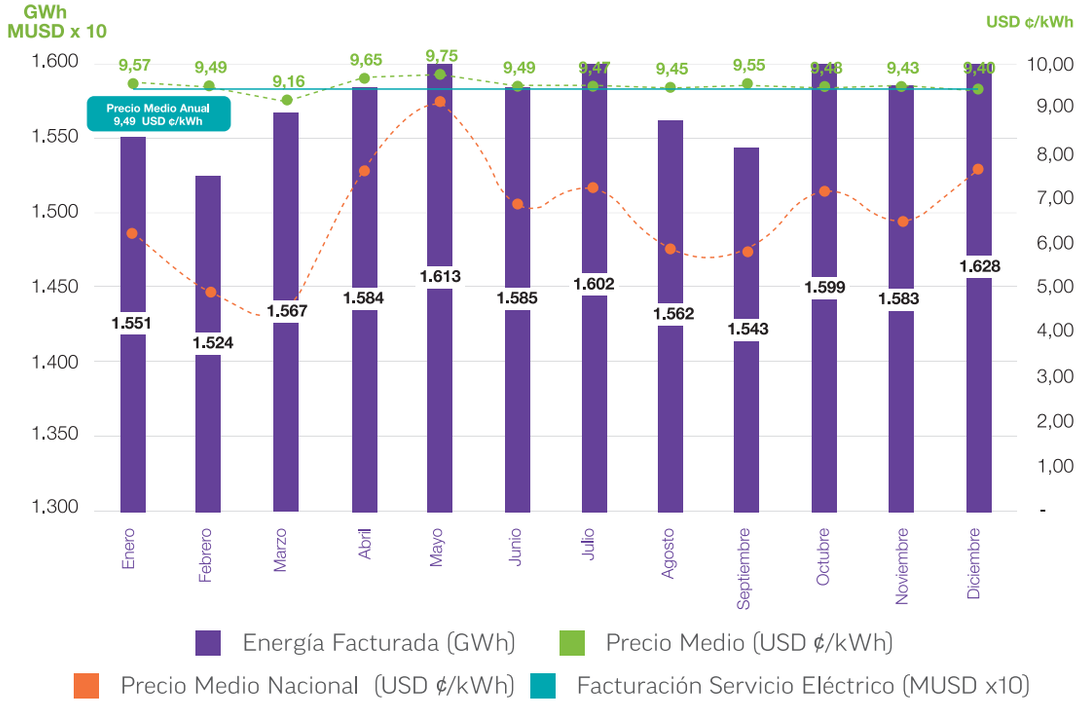


FIG. No. 91: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Obra de captación en el Río Toachi - Sigchos, provincia de Cotopaxi
Autor: MEER

2.8. Interconexiones

Ecuador mantiene enlaces para el intercambio de energía con otros países. Uno de ellos es Colombia, por medio de dos líneas de doble circuito Jamondino-Pomasqui 230 kV, línea de simple circuito Tulcán-Panamericana 138 kV. Con Perú se interconecta a través de la línea Machala-Zorritos 230 kV. CENACE es el encargado de la operación técnica de las transacciones en Ecuador y también es responsable de la coordinación con los operadores de los países mencionados. Los intercambios de energía se efectúan sobre los excedentes de cada agente, una vez atendidas sus respectivas demandas internas. En este sentido se presenta el registro de las transacciones con Colombia y Perú en los siguientes subcapítulos.

2.8.1. Importación de energía eléctrica

Desde Colombia se importó un total de 457,24 GWh de energía durante el 2015. El valor más representativo del año se suscitó en marzo con 127,71 GWh. Por otra parte, en relación a la interconexión con Perú se registraron 54,57 GWh, siendo diciembre el mes de mayor requerimiento con 27,51 GWh.

TABLA No. 73: ENERGÍA IMPORTADA

Mes	Energía Importada (GWh)		
	Colombia	Perú	Total
Ene	84,28	3,07	87,34
Feb	54,37	-	54,37
Mar	127,71	-	127,71
Abr	46,47	-	46,47
May	26,92	-	26,92
Jun	12,01	-	12,01
Jul	22,27	-	22,27
Ago	38,43	11,37	49,80
Sep	32,72	-	32,72
Oct	1,64	-	1,64
Nov	3,87	12,62	16,49
Dic	6,56	27,51	34,07
Total	**457,24**	**54,57**	**511,81**

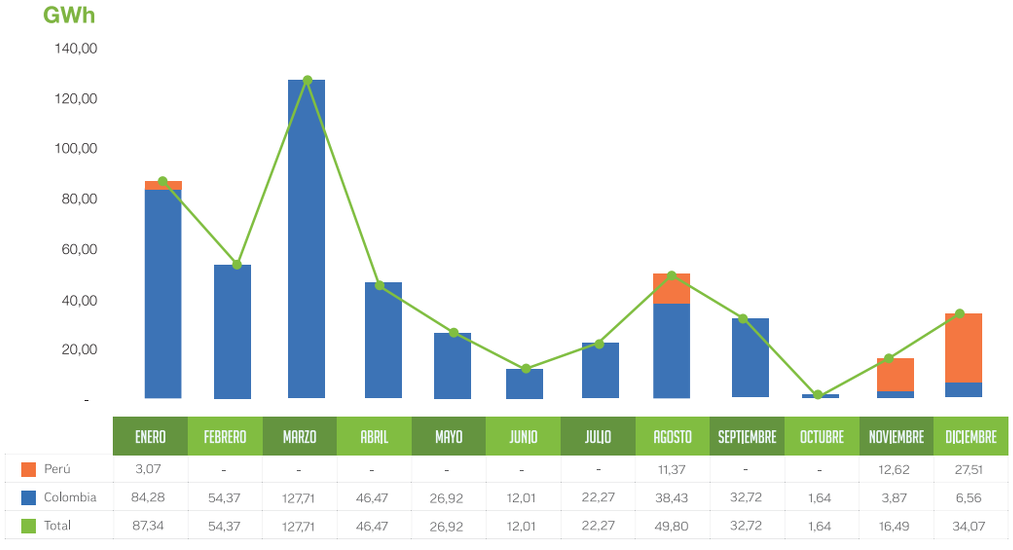


FIG. No. 92: ENERGÍA IMPORTADA (GWh)

Vista panorámica casa de máquinas - Provincia de Morona Santiago
Autor: Hidroabanico - Alexandra Crespo

2.8.1.1. Costos por importación de energía eléctrica

El costo total de la energía importada para el país fue de 51,11 MUSD, de los cuales 47,98 MUSD corresponden a lo reportado por importaciones con Colombia y 3,13 MUSD con Perú. En marzo se registró el costo más alto por importación a Colombia, el cual ascendió a 12,49 MUSD.

TABLA No. 74: COSTOS POR IMPORTACIÓN DE ENERGÍA

Costos por Importación de Energía (MUSD)			
Mes	Colombia	Perú	Total
Ene	8,47	0,26	8,74
Feb	4,84	-	4,84
Mar	12,49	-	12,49
Abr	4,08	-	4,08
May	3,73	-	3,73
Jun	1,28	-	1,28
Jul	2,30	-	2,30
Ago	3,28	0,68	3,96
Sep	4,53	-	4,53
Oct	0,53	-	0,53
Nov	1,18	0,69	1,86
Dic	1,27	1,51	2,78
Total	**47,98**	**3,13**	**51,11**

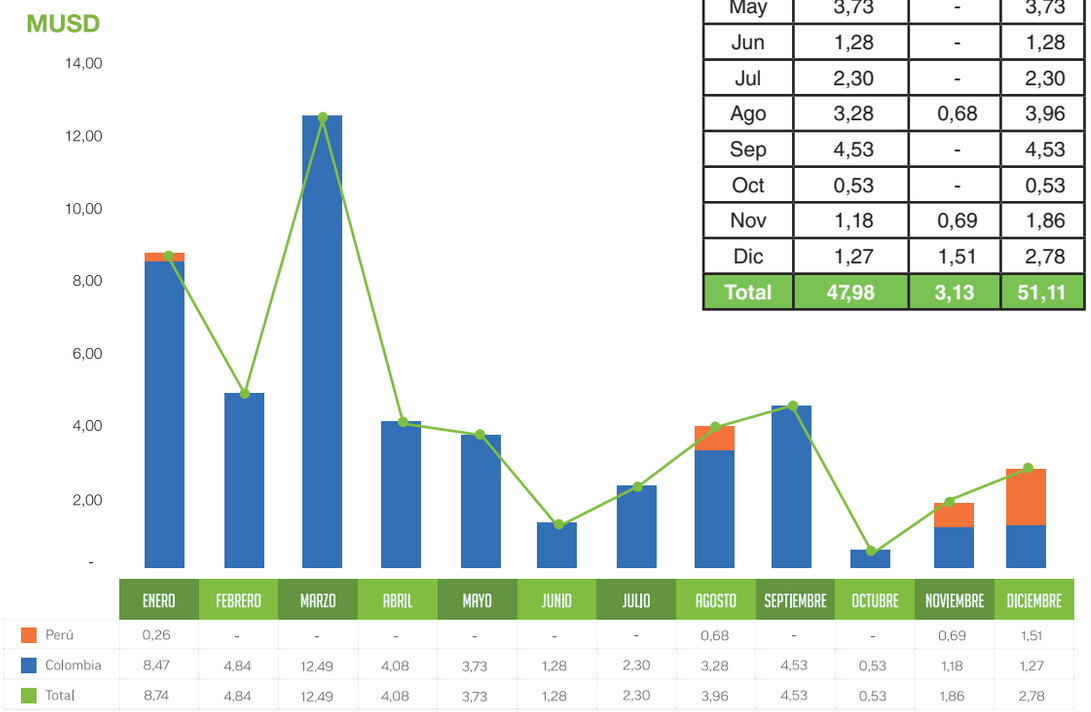


FIG. No. 93: COSTOS POR IMPORTACIÓN DE ENERGÍA (MUSD)

2.8.1.2. Precio medio de energía eléctrica importada

Los precios medios de la energía importada para el 2015 estuvieron en el orden de 10,49 USD ¢/kWh para Colombia y en 5,74 USD ¢/kWh para Perú; el precio más alto se presentó en octubre registrándose 32,39 USD ¢/kWh.

TABLA No. 75: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA IMPORTADA

Precio Medio Importación de Energía USD ¢/kWh			
Mes	Colombia	Perú	Total
Ene	10,05	8,60	10,00
Feb	8,89	-	8,89
Mar	9,78	-	9,78
Abr	8,78	-	8,78
May	13,86	-	13,86
Jun	10,64	-	10,64
Jul	10,32	-	10,32
Ago	8,53	5,94	7,94
Sep	13,84	-	13,84
Oct	32,39	-	32,39
Nov	30,43	5,44	11,31
Dic	19,41	5,48	8,16
Total	**10,49**	**5,74**	**9,99**

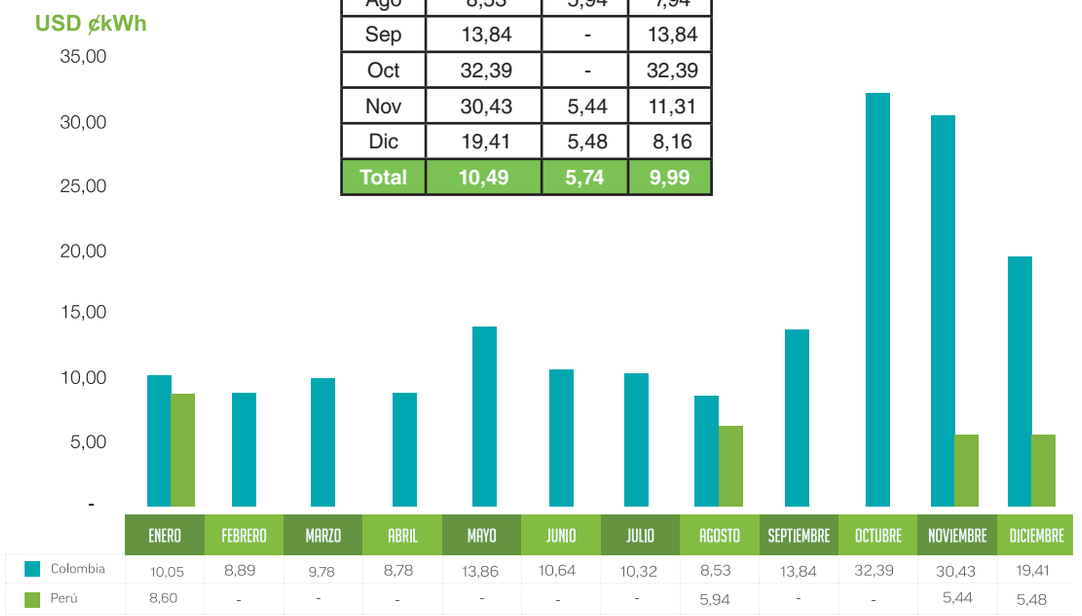


FIG. No. 94: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA IMPORTADA

2.8.2. Exportación de energía eléctrica

En cuanto a la exportación durante el 2015 se registraron 45.328,34 MWh de energía enviada hacia Colombia, julio fue el mes de mayor transferencia con 13.446,24 MWh. En lo que respecta a Perú, se exportaron 845,82 MWh, enero fue el mes más representativo con 493,46 MWh. De acuerdo a la información disponible se determina que el 98,2 % de la exportación corresponde a la venta de energía a Colombia.

TABLA No. 76: ENERGÍA EXPORTADA

Mes	Energía Exportada (MWh)		
	Colombia	Perú	Total
Ene	103,70	493,46	597,15
Feb	58,63	27,68	86,31
Mar	39,74	25,07	64,81
Abr	57,00	24,10	81,09
May	9.014,47	28,54	9.043,00
Jun	6.500,77	34,43	6.535,19
Jul	13.446,24	29,31	13.475,55
Ago	4.980,84	35,47	5.016,30
Sep	3.562,51	32,98	3.595,48
Oct	2.636,43	34,52	2.670,95
Nov	841,68	48,48	890,16
Dic	4.086,35	31,80	4.118,14
Total	**45.328,34**	**845,82**	**46.174,16**

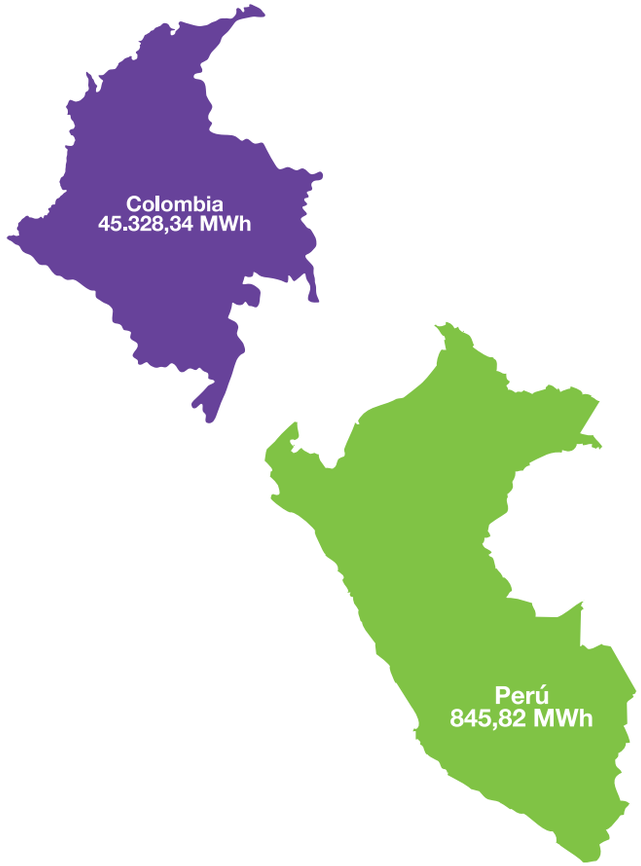


FIG. No. 95: ENERGÍA EXPORTADA

Para el 2015 existieron exportaciones a través de redes de distribución, de acuerdo con la información presentada en la siguiente tabla, las empresas E.E. Sur y E.E. Norte exportaron energía a Perú (382,31 MWh) y Colombia (135,30 MWh) respectivamente; cabe mencionar que dichas empresas no efectuaron importaciones a nivel de distribución.

TABLA No. 77: ENERGÍA EXPORTADA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Agente	Mes	Energía Exportada (MWh)		
		Colombia	Perú	Total
E.E. Norte	Ene	16,57	-	16,57
	Feb	26,47	-	26,47
	Mar	18,36	-	18,36
	Abr	18,54	-	18,54
	May	20,16	-	20,16
	Jun	12,20	-	12,20
	Jul	12,20	-	12,20
	Ago	10,80	-	10,80
	Sep	-	-	-
	Oct	-	-	-
	Nov	-	-	-
	Dic	-	-	-
Total E.E. Norte		**135,30**	**-**	**135,30**
E.E. Sur	Ene		29,94	29,94
	Feb	-	27,68	27,68
	Mar	-	25,07	25,07
	Abr	-	24,10	24,10
	May	-	28,54	28,54
	Jun	-	34,43	34,43
	Jul	-	29,31	29,31
	Ago	-	35,47	35,47
	Sep	-	32,98	32,98
	Oct	-	34,52	34,52
	Nov	-	48,48	48,48
	Dic	-	31,80	31,80
Total E.E. Sur		**-**	**382,31**	**382,31**
Total		**135,30**	**382,31**	**517,61**

2.8.2.1. Costos por exportación de energía eléctrica

El costo de la energía exportada en el 2015 fue de 2.675,29 kUSD. De este total, 2.573,41 kUSD corresponden a lo reportado por exportaciones hacia Colombia y 101,88 kUSD hacia Perú. En diciembre se registró el costo más alto por exportación hacia Colombia el cual ascendió a 813,15 kUSD; mientras que para Perú el costo más alto se suscitó en noviembre con 60,36 kUSD.

TABLA No. 78: COSTOS POR EXPORTACIÓN DE ENERGÍA

Costos por Exportación de Energía (kUSD)			
Mes	Colombia	Perú	Total
Ene	6,77	60,36	67,13
Feb	4,19	3,04	7,23
Mar	3,35	3,03	6,38
Abr	3,55	2,90	6,45
May	422,50	3,35	425,85
Jun	208,31	3,92	212,23
Jul	395,91	3,48	399,39
Ago	131,37	4,11	135,49
Sep	136,37	3,88	140,26
Oct	307,69	4,04	311,73
Nov	140,24	5,70	145,94
Dic	813,15	4,06	817,21
Total	**2.573,41**	**101,88**	**2.675,29**

Planta de generación Termigas Machala
El Guabo, provincia de El Oro - *Autor: MEER*

Con respecto a la exportación a través de redes de distribución a continuación se presenta el siguiente detalle:

TABLA No. 79: COSTOS POR EXPORTACIÓN DE ENERGÍA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Agente	Mes	Costos por Exportación de Energía (USD)		
		Colombia	Perú	Total
E.E. Norte	Ene	1.871,37	-	1.871,37
	Feb	2.743,72	-	2.743,72
	Mar	2.060,03	-	2.060,03
	Abr	1.988,87	-	1.988,87
	May	2.213,46	-	2.213,46
	Jun	1.481,24	-	1.481,24
	Jul	1.364,01	-	1.364,01
	Ago	1.312,88	-	1.312,88
	Sep	-	-	0,00
	Oct	-	-	0,00
	Nov	-	-	0,00
	Dic	-	-	0,00
Total E.E. Norte		**15.035,58**	**-**	**15.035,58**
E.E. Sur	Ene	-	3.252,61	3.252,61
	Feb	-	3.035,45	3.035,45
	Mar	-	3.027,08	3.027,08
	Abr	-	2.903,02	2.903,02
	May	-	3.350,88	3.350,88
	Jun	-	3.921,65	3.921,65
	Jul	-	3.477,78	3.477,78
	Ago	-	4.112,93	4.112,93
	Sep	-	3.882,95	3.882,95
	Oct	-	4.043,55	4.043,55
	Nov	-	5.698,92	5.698,92
	Dic	-	4.063,58	4.063,58
Total E.E. Sur		**-**	**44.770,40**	**44.770,40**
Total		**15.035,58**	**44.770,40**	**59.805,98**

FIG. No. 96: VALORES POR EXPORTACIÓN COLOMBIA

FIG. No. 97: COSTOS POR EXPORTACIÓN PERÚ

2.8.2.2. Precio medio de energía eléctrica exportada

El precio medio de exportación de excedente energético de Ecuador hacia Colombia en el 2015 fue de 5,68 USD ¢/kWh, mientras que para Perú fue de 12,04 USD ¢/kWh. Los precios más representativos se registraron en diciembre con 19,90 USD ¢/kWh y en enero con 12,78 USD ¢/kWh respectivamente.

TABLA No. 80: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA EXPORTADA

Precio Medio Exportación de Energía (USD ¢ / kWh)			
Mes	**Colombia**	**Perú**	**Total**
Ene	6,52	12,23	11,24
Feb	7,15	10,97	8,37
Mar	8,43	12,07	9,84
Abr	6,23	12,05	7,96
May	4,69	11,74	4,71
Jun	3,20	11,39	3,25
Jul	2,94	11,86	2,96
Ago	2,64	11,60	2,70
Sep	3,83	11,77	3,90
Oct	11,67	11,71	11,67
Nov	16,66	11,75	16,39
Dic	19,90	12,78	19,84
Total	**5,68**	**12,04**	**5,79**

Trabajo en redes de distribución E.E. Quito
Quito, provincia de Pichincha - *Autor: MEER*

Los precios medios por exportación de energía a través de redes de distribución se presentan en la siguiente tabla:

TABLA No. 81: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA EXPORTADA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Agente	Mes	Precio Medio Exportación de Energía (USD ¢/kWh)	
		Colombia	Perú
E.E. Norte	Ene	11,29	-
	Feb	10,36	-
	Mar	11,22	-
	Abr	10,73	-
	May	10,98	-
	Jun	12,14	-
	Jul	11,18	-
	Ago	12,16	-
	Sep	-	-
	Oct	-	-
	Nov	-	-
	Dic	-	-
Total E.E. Norte		**11,11**	**-**
E.E. Sur	Ene	-	10,86
	Feb	-	10,97
	Mar	-	12,07
	Abr	-	12,05
	May	-	11,74
	Jun	-	11,39
	Jul	-	11,86
	Ago	-	11,60
	Sep	-	11,77
	Oct	-	11,71
	Nov	-	11,75
	Dic	-	12,78
Total E.E. Sur		**-**	**11,71**
Total		**11,11**	**11,71**

FIG. No. 98: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA EXPORTADA 2015

Desarenadores central Vindobona - Quito, provincia de Pichincha
Autor: Vicunha - Estefanía Merizalde

2.8.3. Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales

En la TABLA No. 82 Y FIG. No. 99 Y 100 se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica. El resultado de las transacciones con Colombia arroja que el precio de importación es mayor al de exportación, mientras que para Perú el precio medio de exportación resultó ser superior al de importación.

TABLA No. 82: COMPARATIVO PRECIO MEDIO (USD ¢/kWh)

Mes	Importación		Exportación	
	Colombia	Perú	Colombia	Perú
Ene	10,05	8,60	6,52	12,23
Feb	8,89		7,15	10,97
Mar	9,78		8,43	12,07
Abr	8,78		6,23	12,05
May	13,86		4,69	11,74
Jun	10,64		3,20	11,39
Jul	10,32		2,94	11,86
Ago	8,53	5,94	2,64	11,60
Sep	13,84		3,83	11,77
Oct	32,39		11,67	11,71
Nov	30,43	5,44	16,66	11,75
Dic	19,41	5,48	19,90	12,78
Total	**10,49**	**5,74**	**5,68**	**12,04**

Parque Solar Valsolar - Pimampiro, provincia de Imbabura
Autor: Valsolar

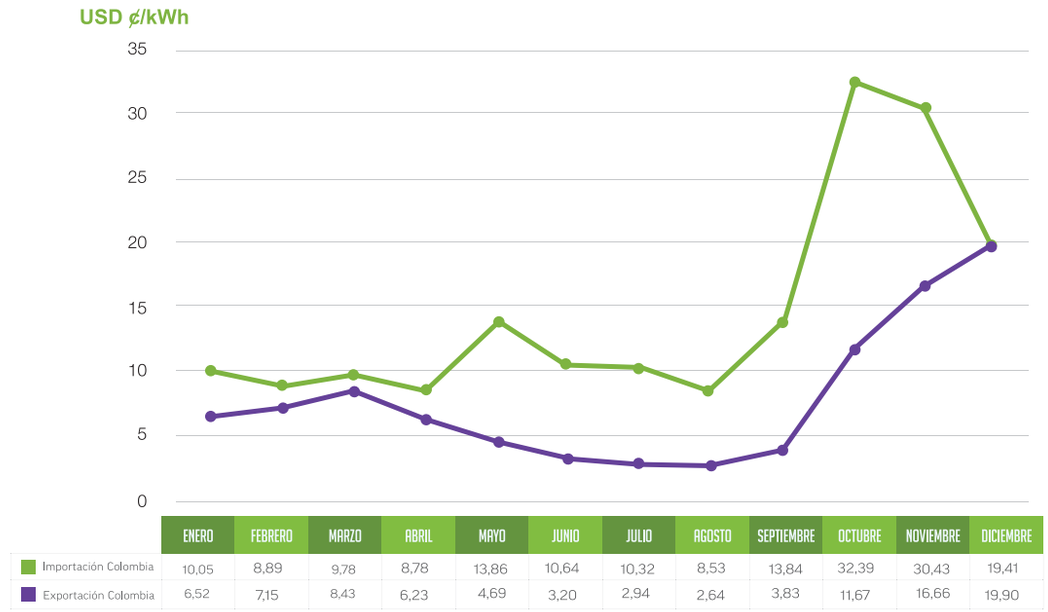


FIG. No. 99: COMPARATIVO PRECIO MEDIO COLOMBIA (USD ¢/kWh)

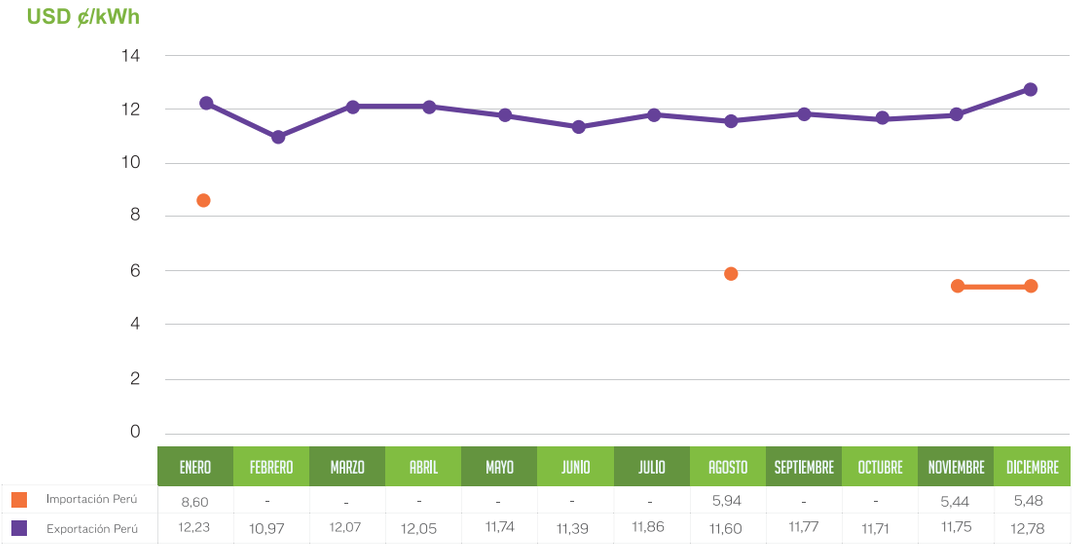


FIG. No. 100: COMPARATIVO PRECIO MEDIO PERÚ (USD ¢/kWh)

Caiman Negro - Shushufindi, provincia de Sucumbíos
Autor: Petroamazonas EP

Indicadores

Capítulo 3

Panorámica nocturna - Loja, provincia de Loja
Autor: E.E. Sur

3. Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano

El desarrollo del país está estrechamente vinculado con el trabajo realizado por el sector eléctrico ecuatoriano. Es por eso que en este capítulo se presentan varios de sus indicadores, los cuales han sido calculados en base a la información reportada por los diferentes participantes del sector. Los resultados obtenidos pretenden brindar una idea general de la situación acontecida en relación a las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano durante el 2015.

3.1. Balance nacional de energía

En la TABLA No. 83, se presenta la siguiente información relevante del 2015:

- Potencia nominal en generación.- Esta se presenta por tipo de energía y puede ser: Renovable (2.598,60 MW) y No Renovable (3.406,38 MW), equivalente al 43,27 % y 56,73 % respectivamente. Mientras que las centrales hidráulicas representan el 40,09 %, las térmicas el 59,13 % y, las eólicas y fotovoltaicas el 0,78 %.

- Capacidad efectiva en generación.- También está segmentada por tipo de energía. Puede ser: Renovable (2.584,57 MW) y No Renovable (2.972,41 MW) con una equivalencia del 46,51 % y 53,49 % respectivamente. En lo que respecta al grupo de energía renovable, su producción en base al recurso hídrico representó el 43,22 %, durante el 2015. Este porcentaje se irá incrementando al iniciar la operación comercial de los proyectos: Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Toachi Pilatón (254,4 MW), Paute-Sopladora (487 MW), Delsitanisagua (180 MW), Minas San Francisco (275 MW), entre otros. Además la generación mediante recursos como el sol, el viento y la biomasa (bagazo de caña) representaron el 3,29 %. El reporte también presenta los datos generados por las interconexiones con los países vecinos de Colombia y Perú.

- Producción total de energía e importaciones.- La generación de electricidad alcanzó los 13.638,89 GWh como energía renovable, esta representa un 51,54 % del total. Mientras que la no renovable llegó a los 12.311,31 GWh, con un valor de 46,52 %. Por su parte, las cifras obtenidas a través de las interconexiones con Perú y Colombia se sitúan en 511,81 GWh, que corresponden al 1,93 % de la producción nacional.

- Producción total de energía e importaciones del SNI- La producción total de electricidad e importaciones para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) desagregada por tipo de energía es la siguiente: renovable con 13.610,58 GWh (58,36 %) y no renovable con 9.199,43 GWh (39,45 %). Por su parte, la importación alcanzó los 511,81 GWh que representan el 2,19 % de la producción final. Es claro que el mayor aporte de energía se lo hace a través de energías renovables.

- Energía entregada para servicio público.- Es la energía puesta a disposición de los clientes finales a través del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y de los distintos sistemas de distribución. La generación de energía renovable en el 2015 fue de 12.935,49 GWh (57,92 %), la de energía no renovable fue de 8.886,01 GWh (39,79 %) y la obtenida por interconexiones fue de 511,81 GWh (2,29 %).

- Energía disponible para servicio público.- Los clientes finales pudieron acceder a 21.995,11 GWh en el 2015. Esta cifra contempla las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones, que corresponde a la energía disponible en los sistemas de distribución para el consumo.

- Consumo de energía para servicio público. Es la energía facturada por las empresas distribuidoras a los clientes finales. Se presenta por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros). Se facturaron 19.330,74 GWh. Adicionalmente, las pérdidas en los sistemas de distribución, alcanzaron los 2.664,37 GWh, equivalente al 12,11 % a nivel nacional. También se incluyen los datos del dinero facturado y recaudado, obteniéndose así el indicador de recaudación con el 98,37 %.

TABLA No. 83: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1/3)

1. Potencia nominal en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2.407,61	40,09%
	Eólica	21,15	0,35%
	Fotovoltaica	25,54	0,43%
	Biomasa	144,30	2,40%
Total Energía Renovable		**2.598,60**	**43,27%**
No Renovable	Térmica MCI	1.861,95	31,01%
	Térmica Turbogas	1.086,19	18,09%
	Térmica Turbovapor	458,24	7,63%
Total Energía No Renovable		**3.406,38**	**56,73%**
Total Potencia Nominal		**6.004,98**	**100,00%**

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

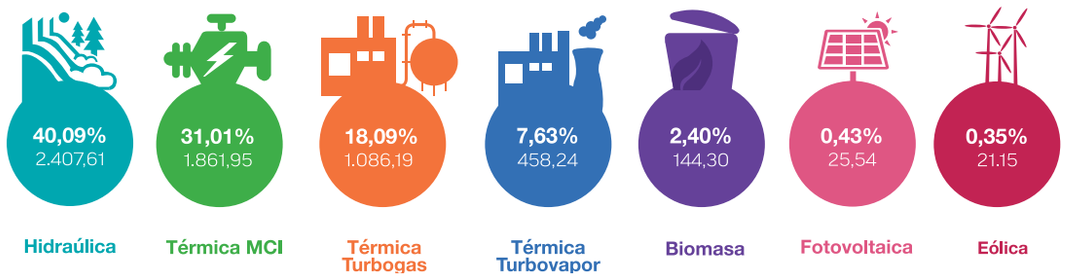


FIG. No. 101: POTENCIA NOMINAL (MW)

2. Capacidad efectiva en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2.401,52	43,22%
	Eólica	21,15	0,38%
	Fotovoltaica	25,50	0,46%
	Biomasa	136,40	2,45%
Total Energía Renovable		**2.584,57**	**46,51%**
No Renovable	Térmica MCI	1.546,17	27,82%
	Térmica Turbogas	978,00	17,60%
	Térmica Turbovapor	448,24	8,07%
Total Energía No Renovable		**2.972,41**	**53,49%**
Total Capacidad Efectiva		**5.556,99**	**100,00%**

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	525,00	82,68%
	Perú	110,00	17,32%
Total Interconexiones		**635,00**	**100,00%**

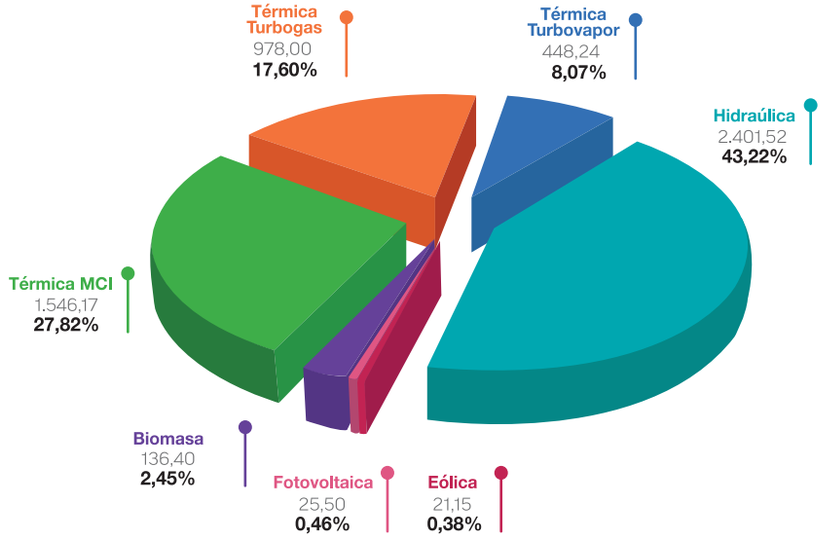


FIG. No. 102: CAPACIDAD EFECTIVA (MW)

TABLA No. 83: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2/3)

3. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	13.096,27	49,49%
	Eólica	98,81	0,37%
	Fotovoltaica	36,06	0,14%
	Biomasa	407,75	1,54%
Total Energía Renovable		**13.638,89**	**51,54%**
No Renovable	Térmica MCI	6.608,26	24,97%
	Térmica Turbogas	3.275,16	12,38%
	Térmica Turbovapor	2.427,89	9,17%
Total Energía No Renovable		**12.311,31**	**46,52%**
Total Producción Nacional		**25.950,19**	**98,07%**
Interconexión	Colombia	457,24	1,73%
	Perú	54,57	0,21%
	Importación	**511,81**	**1,93%**
Total Producción Nacional + Importación		**26.462,01**	**100,00%**

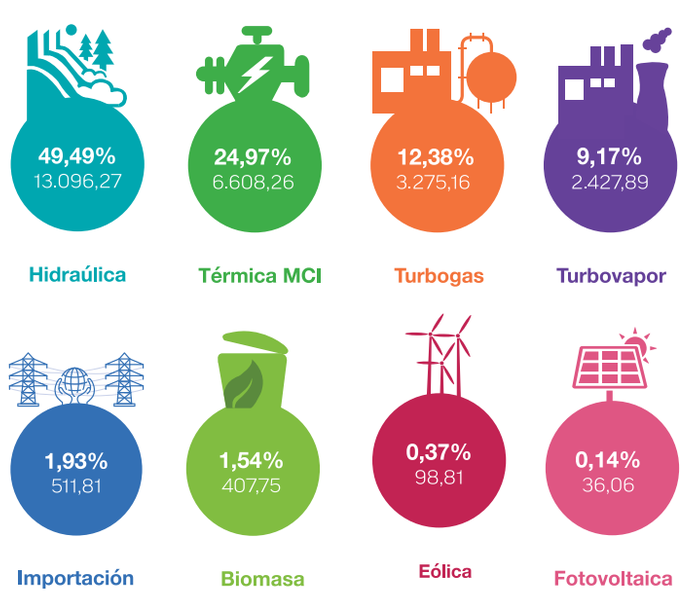


FIG. No. 103: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E IMPORTACIONES (GWh)

3.1 Producción Total de Energía e Importaciones SNI		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	13.077,06	56,07%
	Eólica	92,46	0,40%
	Fotovoltaica	33,30	0,14%
	Térmica Turbovapor (1)	407,75	1,75%
Total Energía Renovable SNI		**13.610,58**	**58,36%**
No Renovable	Térmica MCI	3.998,14	17,14%
	Térmica Turbogas	2.803,05	12,02%
	Térmica Turbovapor	2.398,23	10,28%
Total Energía No Renovable SNI		**9.199,43**	**39,45%**
Total Producción Nacional SNI		**22.810,01**	**97,81%**
Interconexión	Colombia	457,24	1,96%
	Perú	54,57	0,23%
	Importación	**511,81**	**2,19%**
Total Producción Nacional + Importación SNI		**23.321,82**	**100,00%**

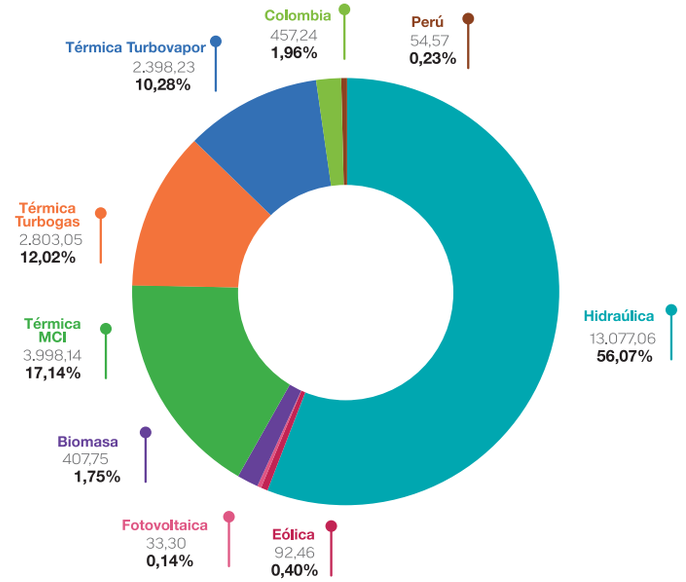


FIG. No. 104: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E IMPORTACIONES SNI (GWh)

TABLA No. 83: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (3/3)

4. Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	12.556,24	56,22%
	Eólica	96,74	0,43%
	Fotovoltaica	35,84	0,16%
	Biomasa	246,67	1,10%
Total Energía Renovable		**12.935,49**	**57,92%**
No Renovable	Térmica MCI	3.924,34	17,57%
	Térmica Turbogas	2.723,32	12,19%
	Térmica Turbovapor	2.238,35	10,02%
Total Energía No Renovable		**8.886,01**	**39,79%**
Total Producción Nacional		**21.821,50**	**97,71%**
Interconexión	Importación	511,81	2,29%
Total Energía Entregada para Servicio Público		**22.333,31**	**100,00%**

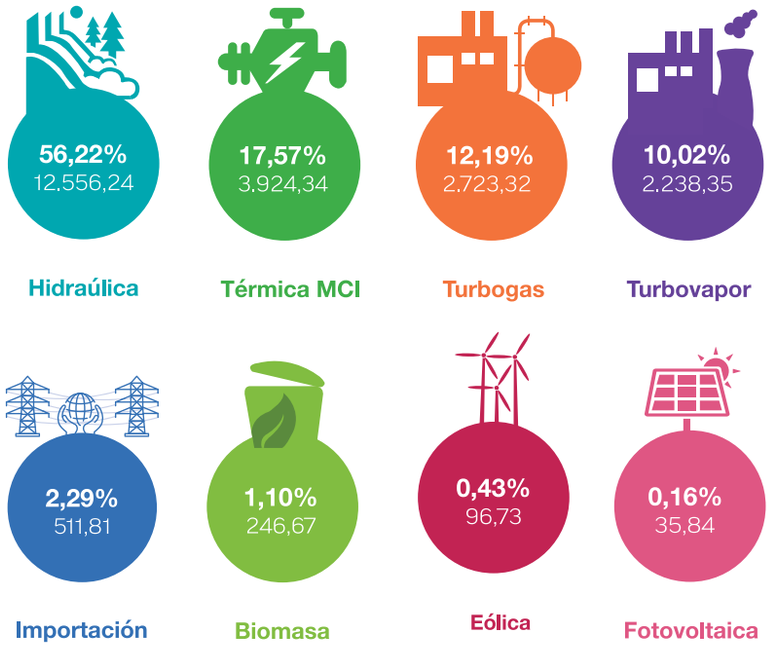


FIG. No. 105: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO (GWh)

5. Energía Disponible para Servicio Público	GWh	%
Pérdidas en Transmisión	292,03	1,31%
Total Energía Disponible para Servicio Público	**22.041,28**	**98,69%**
Energía Exportada Perú	0,85	0,00%
Energía Exportada Colombia	45,33	0,21%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución	**21.995,11**	**99,79%**

6. Consumos de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	6.927,71	31,50%
	Comercial	3.981,44	18,10%
	Industrial	5.360,44	24,37%
	A. Público	1.081,32	4,92%
	Otros	1.979,83	9,00%
Total		**19.330,74**	**87,89%**
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.788,19	8,13%
	No Técnicas	876,18	3,98%
Total Pérdidas de Energía en Distribución		**2.664,37**	**12,11%**
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1.800,51	
USD Recaudados (Millones)		**1.771,09**	**98,37%**

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

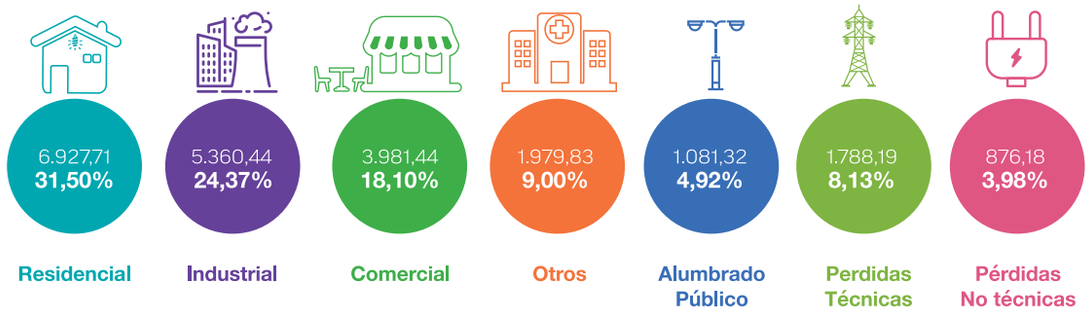


FIG. No. 106: CONSUMOS DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS (GWh)

3.1.1. Balance de energía del sistema eléctrico de distribución

El balance de energía eléctrica en el sistema de distribución, corresponde a la energía que recibe el sistema de cada una de las empresas distribuidoras versus la energía entregada a los consumidores finales. De esta forma se determinan 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. A continuación se presenta el balance de energía para cada una de las empresas distribuidoras y el balance general del sistema eléctrico de distribución.

Central Jaramijó - Jaramijó, provincia de Manabí
Autor: CELEC Termoesmeraldas

TABLA No. 84: BALANCE DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

Distribuidora	Disponible en el Sistema (MWh)	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Facturada a Clientes No Regulados o Terceros (MWh)	Pérdidas Sistema (MWh)	Perdidas Técnicas del Sistema (MWh)	Perdidas No Técnicas del Sistema (MWh)	Pérdidas Sistema (%)
CNEL-Bolívar	84.092,13	76.392,55	-	7.699,57	7.698,74	0,83	9,16
CNEL-El Oro	1.069.112,88	909.389,83	214,10	159.508,94	100.785,41	58.723,53	14,92
CNEL-Esmeraldas	562.798,54	426.251,45	5.090,18	131.456,92	56.842,65	74.614,26	23,36
CNEL-Guayaquil	5.700.381,31	4.993.525,02	51.411,29	655.445,00	480.174,66	175.270,34	11,50
CNEL-Guayas Los Ríos	2.042.829,63	1.719.195,65	11.401,24	312.232,74	237.059,42	75.173,32	15,28
CNEL-Los Ríos	432.340,20	345.573,26	112,23	86.654,71	34.275,83	52.378,88	20,04
CNEL-Manabí	1.715.322,46	1.297.744,54	3.157,18	414.420,73	211.220,09	203.200,64	24,16
CNEL-Milagro	663.723,54	541.945,94	2.892,21	118.885,39	50.376,62	68.508,77	17,91
CNEL-Sta. Elena	666.297,22	566.763,69	1.118,83	98.414,70	53.724,08	44.690,62	14,77
CNEL-Sto. Domingo	665.392,19	576.078,43	11.494,39	77.819,37	69.162,29	8.657,08	11,70
CNEL-Sucumbíos	330.655,88	279.312,32	-	51.343,56	41.634,01	9.709,55	15,53
CNEL EP	**13.932.945,97**	**11.732.172,69**	**86.891,64**	**2.113.881,64**	**1.342.953,81**	**770.927,83**	**15,17**
E.E. Ambato	630.197,63	587.132,48	2.275,73	40.789,42	40.090,29	699,13	6,47
E.E. Azogues	108.892,11	103.948,17	-	4.943,94	4.414,32	529,62	4,54
E.E. Centro Sur	1.069.376,66	985.186,71	4.365,11	79.824,84	64.280,15	15.544,69	7,46
E.E. Cotopaxi	549.264,12	441.580,35	66.617,20	41.066,56	16.612,39	24.454,17	7,48
E.E. Galápagos	52.512,50	47.976,59	-	4.535,91	3.668,50	867,41	8,64
E.E. Norte	573.119,29	512.634,91	7.469,17	53.015,21	36.180,47	16.834,74	9,25
E.E. Quito	4.364.956,85	3.897.496,40	219.725,54	247.734,91	217.335,91	30.399,00	5,68
E.E. Riobamba	367.464,48	327.042,64	419,27	40.002,57	29.804,59	10.197,98	10,89
E.E. Sur	346.375,73	307.418,48	382,31	38.574,95	32.847,84	5.727,11	11,14
Total	**21.995.105,34**	**18.942.589,43**	**388.145,95**	**2.664.369,96**	**1.788.188,27**	**876.181,69**	**12,11**

El sistema eléctrico nacional dispuso de 21.995,11 GWh en cuanto a distribución. De esta cantidad de energía la CNEL EP aportó con el 63,35 % y las empresas eléctricas con el 36,65 %. De la misma manera, las pérdidas totales del sistema fueron de 2.664,37 GWh, de los cuales el 79,34 % corresponde a la CNEL EP y el 20,66 % a las empresas eléctricas.

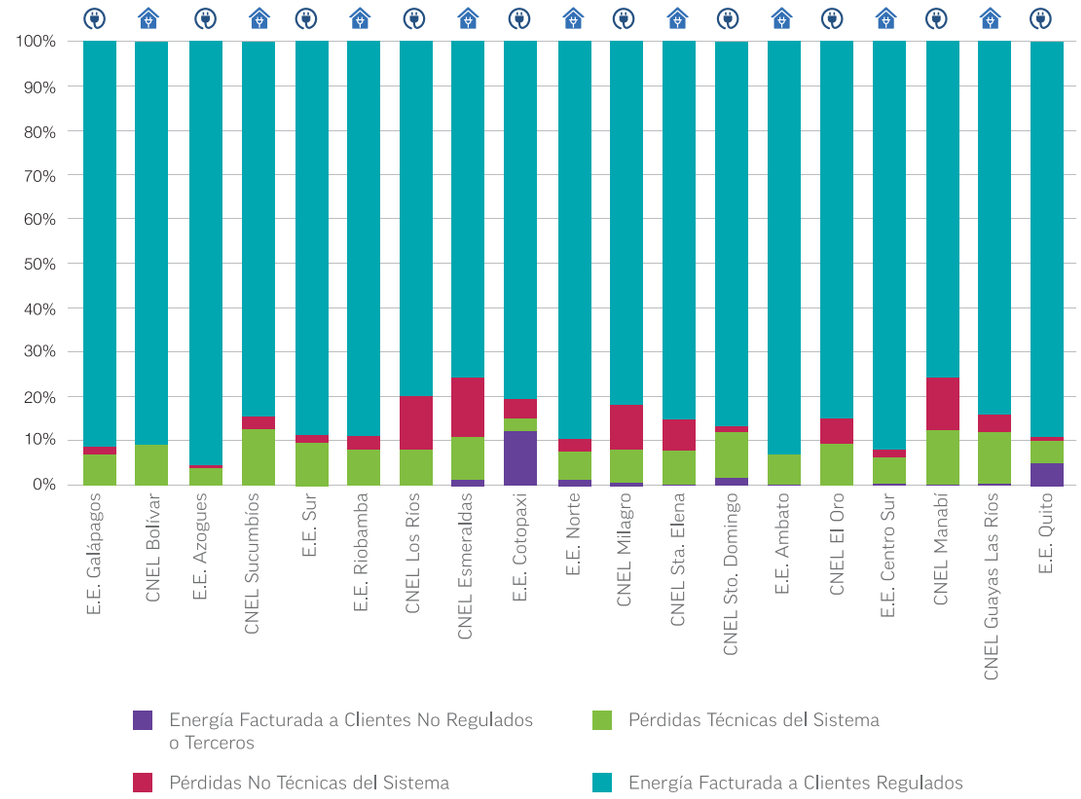


FIG. No. 107: BALANCE DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (%)

La FIG. No. 107 demuestra de forma aproximada el comportamiento por empresa o unidad de negocio de CNEL EP, en relación al total de energía que disponen. En esta se aprecia claramente que la cantidad porcentual de las pérdidas de distribución con respecto a la energía disponible es bastante reducida. Mientras que la energía que ha sido entregada y facturada a clientes finales representa la mayor cantidad.

TABLA No. 85: BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (GWh)

Sistema	Energía Disponible en el Sistema	Energía Facturada a Clientes Regulados	Energía Facturada a Clientes No Regulados o Terceros	Pérdidas del Sistema	Pérdidas Técnicas del Sistema	Pérdidas No Técnicas del Sistema
Sistema Eléctrico de Distribución	21.995,11	18.942,59	388,15	2.664,37	1.788,19	876,18

Del total de energía disponible en el sistema de distribución, el 87,89 % se factura a clientes regulados y no regulados, mientras que el 12,11 % corresponde a pérdidas en el sistema. Esta información se puede apreciar detalladamente en la FIG. No. 108.

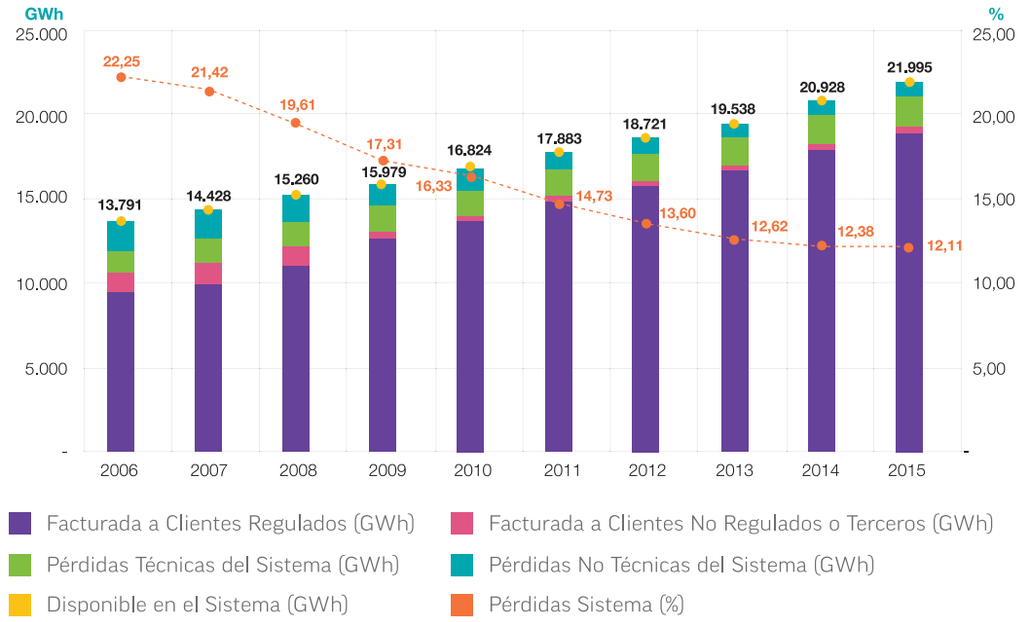


FIG. No. 108: BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (GWh)

3.2. Factor de planta

El factor de planta es la relación entre la energía total producida por una unidad o central de generación, en un periodo de tiempo (Ep), y la potencia efectiva promedio (Pe) multiplicada por las horas totales de ese periodo (horas).

$$Fp\ (\%) = [Ep\ (kWh) / (Pe\ (kW) * horas)] * 100$$

3.2.1. Factor de planta de empresas generadoras

En la TABLA No. 86, se presentan los factores de planta anuales de las diferentes generadoras. En esta se observa que las centrales eólicas San Cristóbal y Villonaco tienen factores de planta del 16,15 % y 63,97 %, respectivamente. Las empresas de generación hidroeléctrica, como Hidrosibimbe, EMAAP-Q, CELEC EP-Hidroagoyán y Elecaustro, registran factores de planta superiores al 80 %. Por su parte, las centrales fotovoltaicas presentan factores de planta del 20 % y las termoeléctricas alcanzaron valores entre el 4 % y 78 %. En el análisis también se observó que las centrales de las empresas con factores de planta superiores al 60 % fueron CELEC EP-Termoesmeraldas, CELEC EP-Electroguayas, CELEC EP-Termopichincha y CELEC EP-Termogas Machala.

TABLA No. 86: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS GENERADORAS (1/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Factor de Planta (%)
Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco	92,46	63,97
	Eolicsa	San Cristóbal	3,40	16,15
Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	144,31	38,54
	CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	1.105,99	80,93
		Pucará	300,48	49,00
		San Francisco	1.486,65	80,05
	CELEC-Hidronación	Baba	40,08	22,09
		Marcel Laniado	1.040,77	55,78
	CELEC-Hidropaute	Mazar	956,15	64,21
		Paute	6.047,67	62,76
	Elecaustro	Gualaceo	5,29	68,86
		Ocaña	194,15	84,92
		Saucay	142,70	67,87
		Saymirín	100,41	73,85
	EMAAP-Q	Carcelen	0,13	25,16

TABLA No. 86: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS GENERADORAS (2/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Factor de Planta (%)
Hidráulica	EMAAP-Q	El Carmen	53,17	74,01
		Noroccidente	1,43	68,23
		Recuperadora	117,04	92,14
	Hidrosibimbe	Corazón	7,60	88,49
		Sibimbe	90,66	72,88
		Uravia	7,99	93,07
Fotovoltaica	Altgenotec	Altgenotec	0,92	10,59
	Brineforcorp	Brineforcorp	1,40	16,02
	Electrisol	Paneles Electrisol	1,71	19,52
	Enersol	Enersol 1-500	0,69	16,19
	Epfotovoltaica	Mulalo	1,50	17,51
		Pastocalle	1,50	17,13
	Genrenotec	Genrenotec	1,09	12,51
	Gonzanergy	Gonzanergy	1,56	17,77
	Gransolar	Salinas	3,87	22,09
		Tren Salinas	1,93	22,11
	Lojaenergy	Lojaenergy	1,08	17,64
	Renova Loja	RENOVALOJA	0,95	15,44
	Sabiangosolar	SABIANGO SOLAR	0,59	9,23
	San Pedro	San Pedro	1,58	18,06
	Sanersol	Sanersol	1,34	15,31
	Sansau	Sansau	1,29	14,76
	Saracaysol	Saracaysol	1,35	15,44
	Solchacras	Solchacras	0,99	11,37
	Solhuaqui	Solhuaqui	1,21	13,87
	Solsantonio	Solsantonio	1,15	13,12
	Solsantros	Solsantros	1,38	15,81
	Surenergy	Surenergy	1,46	16,72
	Valsolar	Central Paragachi	1,46	16,70
	Wildtecsa	Wildtecsa	1,29	14,81
Térmica	CELEC-Electroguayas	Enrique García	263,65	31,35
		Gonzalo Zevallos (Gas)	15,97	9,12
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	811,75	63,47
		Santa Elena II	425,56	59,14
		Santa Elena III	220,97	63,06
		Trinitaria	780,64	67,00
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	708,43	64,70
		Esmeraldas II	316,81	37,67
		Jaramijo	608,09	51,70

TABLA No. 86: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS GENERADORAS (3/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Factor de Planta (%)
Térmica	CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	11,49	15,25
		Manta II	104,39	64,07
		Miraflores	43,79	12,69
		Pedernales	2,73	7,79
	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	854,30	75,89
		Termogas Machala II	652,40	60,06
	CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	3,29	5,21
		Dayuma	3,01	17,16
		Guangopolo	82,74	43,33
		Guangopolo2	201,25	47,86
		Jivino I	0,60	1,80
		Jivino II	44,77	51,10
		Jivino III	285,34	77,55
		Loreto	2,80	15,98
		Payamino	0,66	4,20
		Puná Nueva	3,59	16,28
		Quevedo II	465,28	57,11
		Sacha	106,84	61,60
		Santa Rosa	20,71	4,64
		Secoya	32,25	41,83
		Aislados Orellana y Sucumbíos	7,85	18,67
	Elecaustro	El Descanso	86,18	57,20
	Electroquil	Electroquil	373,73	23,57
	Generoca	Generoca	116,98	38,90
	Intervisa Trade	Victoria II	297,25	33,27
	Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	622,91	59,26

3.2.2. Factor de planta de empresas distribuidoras con generación

En las empresas de distribución con generación el factor de planta de las centrales representa la cantidad de energía que se ha producido en relación a la producción real durante un año. Se debe considerar que las centrales termoeléctricas, por el elevado costo del combustible, registraron un factor de planta menor; pues, económicamente son despachadas con menor prioridad a las centrales de producción de energía renovable.

TABLA No. 87: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Factor de Planta Anual (%)
Eólica	E.E. Galápagos	Baltra Eolico	2.947,16	14,95
Fotovoltaica	E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	663,16	20,32
	E.E. Galápagos	Floreana Perla Solar	14,17	7,70
		Floreana Solar aislados	7,19	14,93
		Isabela Solar aislados	20,42	31,07
		San Cristobal Solar Eolicsa	15,87	14,49
Fotovoltaica	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar aislados	24,59	37,43
		Santa Cruz Solar Puerto Ayora	2.010,49	15,09
Hidráulica	E.E. Ambato	Península	12.696,99	49,98
	E.E. Cotopaxi	Angamarca	556,17	24,42
		Catazacón	2.218,00	33,32
		El Estado	6.944,29	47,75
		Illuchi No.1	23.710,28	67,67
		Illuchi No.2	27.809,58	61,05
	E.E. Norte	Ambi	25.970,90	37,77
		Buenos Aires 2012	3.181,92	38,24
		La Playa	7.175,61	74,47
		San Miguel de Car	19.738,50	89,41
	E.E. Quito	Cumbayá	113.621,16	32,43
		Guangopolo	52.904,74	28,87
		Los Chillos	12.660,32	82,12
		Nayón	102.992,28	39,59
		Pasochoa	24.358,11	61,79
	E.E. Riobamba	Alao	83.038,12	94,79
		Nizag	4.263,34	64,55
		Río Blanco	18.494,69	70,38
	E.E. Sur	Carlos Mora	13.837,77	65,82
MCI	E.E. Ambato	Lligua	379,26	1,31
	E.E. Galápagos	Floreana	226,81	11,00
		Isabela	4.885,28	23,83
		San Cristóbal	12.454,86	35,47
		Santa Cruz	27.892,54	51,28
	E.E. Quito	G. Hernández	178.632,41	65,36
	E.E. Sur	Catamayo	9.601,81	6,39
Turbogas	CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	244.009,95	34,18
		Aníbal Santos (Gas)	64.482,21	7,59
Turbovapor		Aníbal Santos (Vapor)	97.416,78	33,70
	E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	17,09	0,81

3.2.3. Factor de planta de empresas autogeneradoras

De los resultados presentados se observan que los factores de planta anuales fueron: para centrales termoeléctricas, cuyo combustible es biomasa, entre el 30 % y 41 %; para hidroeléctricas entre el 16 % y 96 % y para termoeléctricas hasta el 92 %. Las empresas petroleras como Andes Petro, Petroamazonas y OCP Ecuador muestran factores de planta inferiores al 3 % debido a que varias centrales térmicas reportadas no presentaron una producción regular.

TABLA No. 88: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Factor de Planta (%)
Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	183,54	23,28
		Sillunchi II	1.558,24	59,29
	Consejo Provincial De Tungurahua	Microcentral Hidroeléctrica Tiliví	245,17	46,65
	Ecoluz	Loreto	14.894,80	80,78
		Papallacta	32.437,08	59,72
	Electrocordova	Electrocórdova	312,50	17,84
	Enermax	Calope	104.268,23	79,35
	Hidroabanico	Hidroabanico	317.266,30	95,33
	Hidroimbabura	Hidrocarolina	1.557,12	20,79
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	166.007,22	65,94
	I.M. Mejía	La Calera	5.313,00	30,63
	Moderna Alimentos	Geppert	3.818,64	26,42
	Municipio Cantón Espejo	Espejo	1.294,73	36,95
	Perlabí	Perlabí	6.319,05	29,32
	SERMAA EP	Atuntaqui	1.672,57	59,67
	UCEM	Planta Chimborazo	5.096,04	30,62
	Vicunha	Vindobona	35.195,91	68,56
Total Hidráulica	-	-	697.440,14	803,14
	Ecoelectric	ECOELECTRIC	105.456,44	34,20
	Ecudos	Ecudos A-G	100.375,51	41,52
	San Carlos	San Carlos	201.919,10	31,32
Total Biomasa	-	-	407.751,05	107,03
Térmica	Agip	Agip Oil - CPF	198.444,09	62,52
		Agip Oil - Sarayacu	12.464,69	18,29
	Andes Petro	Cami	77,77	22,19

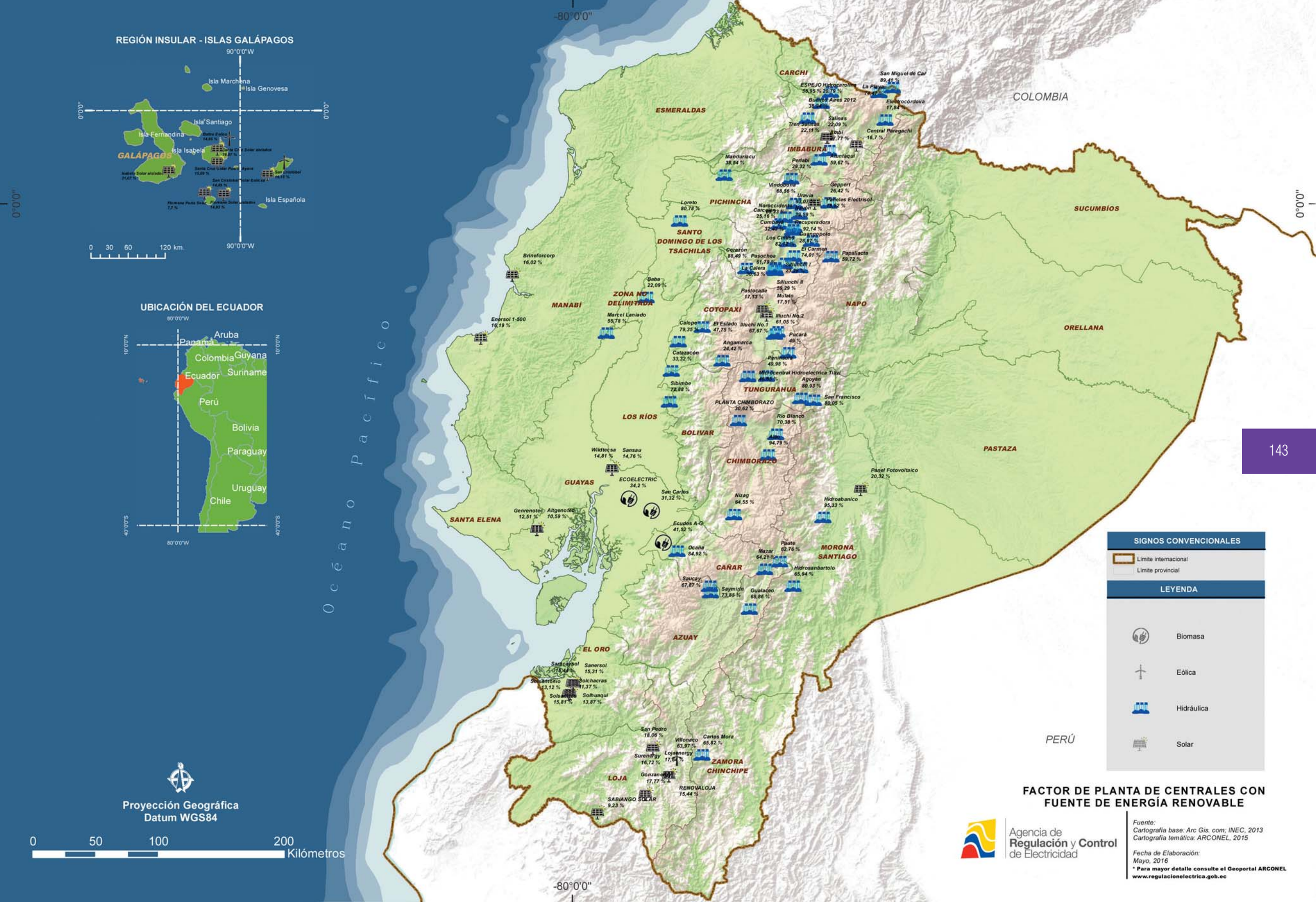
TABLA No. 88: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Factor de Planta (%)
Térmica	Andes Petro	CDP	501,50	17,45
		Chorongo A	597,26	22,73
		CPH	2.691,76	24,16
		Dorine Battery	20.499,00	43,33
		Dorine G	795,51	33,63
		Dorine H	490,19	11,19
		Estación Dayuma	101,61	8,79
		Fanny 18B1	145,99	4,76
		Fanny 50	1.200,54	42,83
		Fanny 60	1.012,08	15,40
		Hormiguero A	706,01	15,74
		Hormiguero B	4.886,52	18,79
		Hormiguero C	18.462,76	34,84
		Hormiguero D	5.647,86	21,49
		Hormiguero SUR	4.373,24	18,35
		Kupi 1	1.273,39	29,07
		Kupi 4	1.834,54	20,94
		Lago Agrio LTF	15,43	0,14
		Lago Agrio Station	0,30	0,01
		MAHOGANNY B	1.320,52	4,12
		Mahogany	302,77	2,66
		Mariann 30	1.678,77	23,96
		Mariann 4A	4.733,89	43,23
		Mariann 5-8	3.263,70	35,48
		Mariann 6	47,93	0,55
		Mariann 9	3.214,12	37,83
		Mariann Battery	3.005,41	42,89
		Mariann Norte	7,59	0,29
		Mariann Sur-1	635,29	4,83
		Mariann Vieja	5.749,03	21,88
		Nantu B	6.107,67	36,70
		Nantu C	2.436,39	34,77
		Nantu D	14.938,06	39,38
		Nantu E	13,52	3,21
		Penke B	4.869,60	51,09

TABLA No. 88: FACTOR DE PLANTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/3)

Tipo de Generación	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Factor de Planta (%)
Térmica	Andes Petro	Pindo	2.320,52	25,97
		Shiripuno	683,66	19,51
		Sonia A	518,16	2,09
		Sunka 1	1.228,20	8,76
		Sunka 2	1.589,28	50,40
		Tapir A	3.501,93	8,64
		Tapir B	1.296,76	42,29
		Tarapoa North West 5	911,57	17,34
		Tarapuy	3.378,16	60,73
		TPP	345.967,40	60,39
		Wanke 1	4.365,39	14,74
	Moderna Alimentos	Kohler	21,32	0,17
	Ocp	Amazonas	10.172,51	18,90
		Cayagama	201,29	0,68
		Chiquilpe	2,33	0,17
		Páramo	276,91	1,24
		Puerto Quito	1,48	0,11
		Sardinas	8.479,24	18,16
		Terminal Marítimo	9,36	0,06
	Orion	Estacion ENO	439,64	22,73
		Estacion Ocano	80,00	8,23
		Estacion Ron	76,00	11,27
	Petroamazonas	Aguajal	3.338,42	15,90
		Angel Norte	2.714,74	18,10
		Apaika	2.650,07	6,79
		ARCOLANDS Shushufindi Central	38.163,36	58,06
		Auca 51	2.372,00	19,34
		Auca Central	155,11	3,02

Trabajos en redes de distribución - Provincia de Azuay
Autor: E.E. Centro Sur



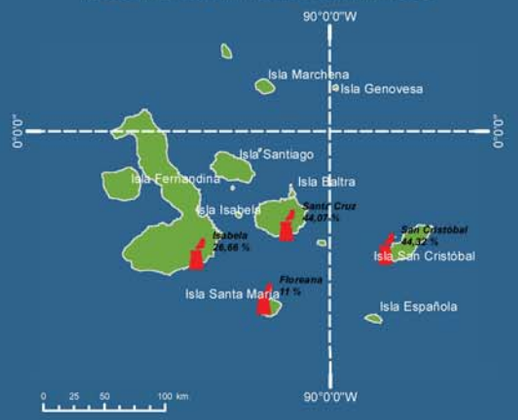
FACTOR DE PLANTA DE CENTRALES CON FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Mayo, 2016
* Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL
www.regulacionelectrica.gob.ec

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional
Límite provincial

LEYENDA

Térmica

FACTOR DE PLANTA DE CENTRALES CON FUENTE DE ENERGÍA NO RENOVABLE

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Mayo, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

3.3. Consumo per cápita

El cálculo del indicador de consumo per cápita a nivel de provincia y a nivel nacional, utiliza el consumo de energía de los clientes regulados por las empresas distribuidoras y la población proyectada por el INEC para el 2015.

Estos datos revelan que el mayor consumo para el 2015 ocurrió en las provincias de: Guayas, Galápagos, Pichincha, El Oro, Azuay y Santa Elena. Estos consumos se encuentran sobre los 1.000 kWh/hab. Además, se establece que las de menor consumo son: Morona Santiago, Bolívar, Zamora Chinchipe y Carchi que están bajo los 500 kWh/hab.

TABLA No. 89: CONSUMO PER CÁPITA ANUAL POR PROVINCIA (1/2)

Provincia	Consumo de Energía (GWh)	Población*	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Azuay	933,40	810.412	1.151,75
Bolívar	77,30	201.533	383,58
Cañar	185,85	258.450	719,08
Carchi	81,26	179.768	452,02
Chimborazo	334,63	501.584	667,15
Cotopaxi	444,86	457.404	972,57
El Oro	801,98	671.817	1.193,75
Esmeraldas	445,45	551.163	808,20
Galápagos	47,98	29.453	1.628,92
Guayas	7.206,58	4.086.089	1.763,69
Imbabura	308,67	445.175	693,37
Loja	253,09	495.464	510,81
Los Ríos	619,96	865.340	716,44
Manabí	1.404,03	1.496.366	938,29
Morona Santiago	63,97	175.074	365,39
Napo	65,58	120.144	545,82
Orellana	118,75	150.977	786,51
Pastaza	51,53	99.855	516,03
Pichincha	4.015,85	2.947.627	1.362,40
Santa Elena	363,81	358.896	1.013,70

TABLA No. 89: CONSUMO PER CÁPITA ANUAL POR PROVINCIA (2/2)

Provincia	Consumo de Energía (GWh)	Población*	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Santo Domingo de los Tsáchilas	413,90	467.571	885,21
Sucumbíos	161,26	205.586	784,41
Tungurahua	485,79	557.563	871,28
Zamora Chinchipe	47,72	107.749	442,87
Zonas no delimitadas	9,41	37.784	249,14
Total	**18.942,59**	**16.278.844**	**1.163,63**

*Proyecciones poblacionales del Ecuador, a partir del VII censo de población y VI de Vivienda 2010 - INEC

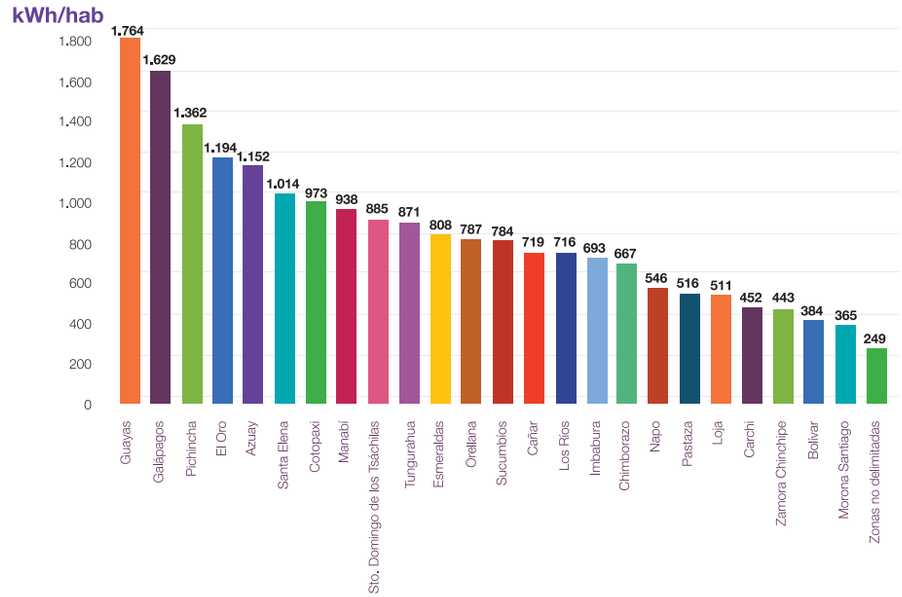
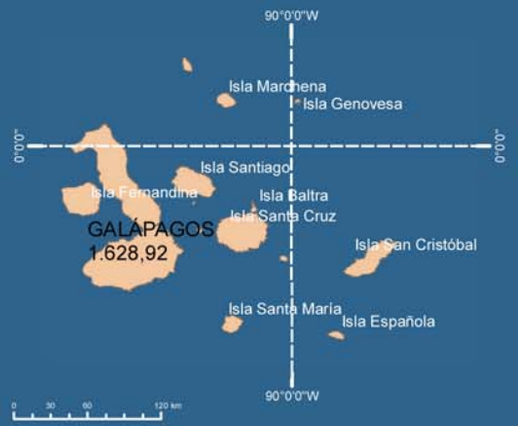


FIG. No. 109: CONSUMO PER CÁPITA POR PROVINCIA (kWh/hab)

Las islas Galápagos presentan un bajo consumo total de energía eléctrica, sin embargo, al compararlo a nivel de habitante su consumo per cápita es elevado. Con ello se puede mencionar que un habitante de las islas consume más energía en comparación con un habitante de las provincias del Ecuador continental.

REGIÓN INSULAR - ISLAS GALÁPAGOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

COLOMBIA

ESMERALDAS
808,2

CARCHI
452,02

IMBABURA
693,37

SUCUMBÍOS
784,41

PICHINCHA
1.362,4

SANTO DOMINGO
DE LOS TSÁCHILAS
885,21

MANABÍ
938,29

ZONA NO
DELIMITADA
249,14

COTOPAXI
972,57

NAPO
545,82

ORELLANA
786,51

TUNGURAHUA
871,28

LOS
RÍOS
716,44

BOLIVAR
383,58

PASTAZA
516,03

GUAYAS
1.760,53

CHIMBORAZO
667,15

SANTA
ELENA
1.013,7

CAÑAR
719,08

MORONA
SANTIAGO
365,39

AZUAY
1.151,75

EL ORO
1.193,75

ZAMORA
CHINCHIPE
442,87

LOJA
510,81

PERÚ

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

Límite provincial

LEYENDA

Consumo Per Cápita anual (kWh/hab)

- 249,14 - 383,58
- 383,59 - 545,82
- 545,83 - 885,21
- 885,22 - 1.193,75
- 1.193,76 - 1.760,53

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

CONSUMO PER CÁPITA ANUAL POR PROVINCIA

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: INEC, 2010 ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL**
www.regulacionelectrica.gob.ec

3.4. Pérdidas nacionales en distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución corresponden a la energía que no es entregada y que no es facturada a los clientes finales. Este análisis se realiza partiendo de la energía disponible que llega a las subestaciones de entrega en bloque de las empresas distribuidoras.

Técnicamente, por el efecto Joule (I^2R) presente en los conductores eléctricos se pierde energía. Además en los sistemas de distribución se debe considerar: el desequilibrio de las cargas que influye en el flujo por cada alimentador, la presencia de corrientes armónicas que circulan por los conductores debido a la presencia de cargas no lineales dentro del sistema, la ubicación de condensadores en puntos estratégicos del sistema para la reducción de pérdidas y mejorar el factor de potencia, y la configuración particular que presenta cada uno de los sistemas de distribución correspondiente a cada empresa eléctrica o unidad de negocio de CNEL EP.

A su vez, las pérdidas de energía que corresponden al consumo inadecuado e ilegal de energía eléctrica, por conexiones directas sin medición o redes clandestinas, corresponden a las pérdidas consideradas como no técnicas.

Dentro de las estrategias establecidas en el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica -PLANREP-, desarrollado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se busca mejorar eficazmente las redes de distribución para disminuir las pérdidas técnicas (mejora de la topología, incremento del número de fases, incremento del calibre de los conductores, empleo de equipos más eficientes, etc.). Asimismo se establece la instalación masiva de medidores a clientes con instalaciones directas (consumos convenidos y redes clandestinas) juntamente con la normalización de acometidas ilegales.

A continuación se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.

TABLA No. 90: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Empresa	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (%)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (%)	Pérdi-das del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
CNEL-Bolívar	9,16	9,16	0,00	7,70	7,70	0,00
CNEL-El Oro	14,92	9,43	5,49	159,51	100,79	58,72
CNEL-Esmeraldas	23,36	10,10	13,26	131,46	56,84	74,61
CNEL-Guayaquil	11,50	8,42	3,07	655,45	480,17	175,27
CNEL-Guayas Los Ríos	15,28	11,60	3,68	312,23	237,06	75,17
CNEL-Los Ríos	20,04	7,93	12,12	86,65	34,28	52,38
CNEL-Manabí	24,16	12,31	11,85	414,42	211,22	203,20
CNEL-Milagro	17,91	7,59	10,32	118,89	50,38	68,51
CNEL-Sta. Elena	14,77	8,06	6,71	98,41	53,72	44,69
CNEL-Sto. Domingo	11,70	10,39	1,30	77,82	69,16	8,66
CNEL-Sucumbíos	15,53	12,59	2,94	51,34	41,63	9,71
CNEL EP	**15,17**	**9,64**	**5,53**	**2.113,88**	**1.342,95**	**770,93**
E.E. Ambato	6,47	6,36	0,11	40,79	40,09	0,70
E.E. Azogues	4,54	4,05	0,49	4,94	4,41	0,53
E.E. Centro Sur	7,46	6,01	1,45	79,82	64,28	15,54
E.E. Cotopaxi	7,48	3,02	4,45	41,07	16,61	24,45
E.E. Galápagos	8,64	6,99	1,65	4,54	3,67	0,87
E.E. Norte	9,25	6,31	2,94	53,02	36,18	16,83
E.E. Quito	5,68	4,98	0,70	247,73	217,34	30,40
E.E. Riobamba	10,89	8,11	2,78	40,00	29,80	10,20
E.E. Sur	11,14	9,48	1,65	38,57	32,85	5,73
Total	**12,11**	**8,13**	**3,98**	**2.664,37**	**1.788,19**	**876,18**

Las pérdidas de energía eléctrica expresadas en gigavatios hora (GWh), muestran la cantidad de energía que se ha perdido de forma técnica como no técnica en los sistemas de distribución. Es decir, en los sistemas que manejan grandes cantidades de energía eléctrica con el fin de abastecer a todos sus clientes, se tienen mayores pérdidas de energía de carácter cuantitativo.

Mientras que las pérdidas porcentuales presentan una relación entre la energía perdida en el sistema y la disponible. De esta forma se obtiene una mejor perspectiva en cuanto a las pérdidas de una empresa o unidad de negocio en comparación a la energía total que le es entregada. En la siguiente figura se visualiza de mejor manera, lo antes expuesto.

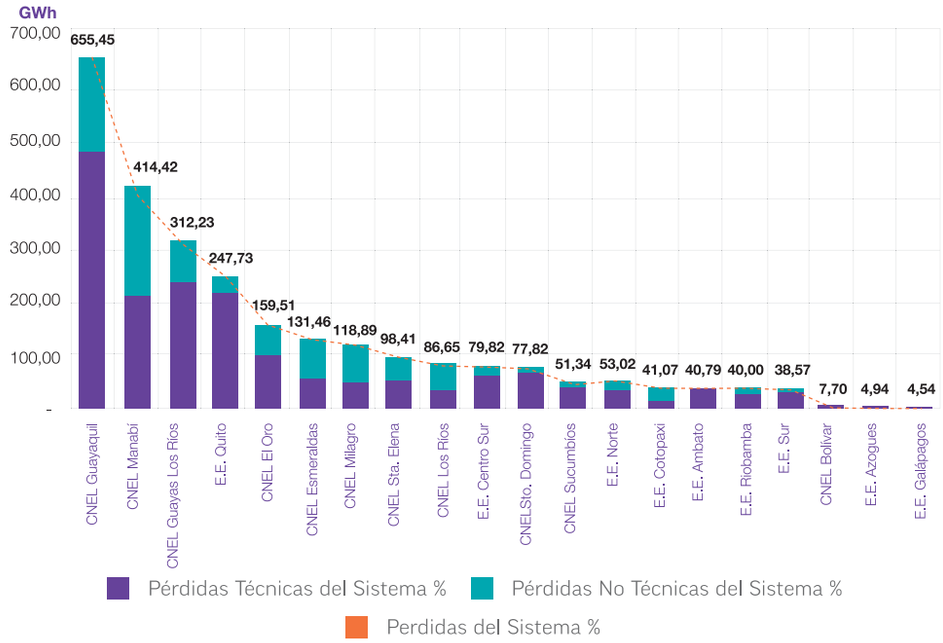


FIG. No. 110: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (GWh)

Planta de generación - Marcelino Maridueña, Provincia del Guayas
Autor: San Carlos

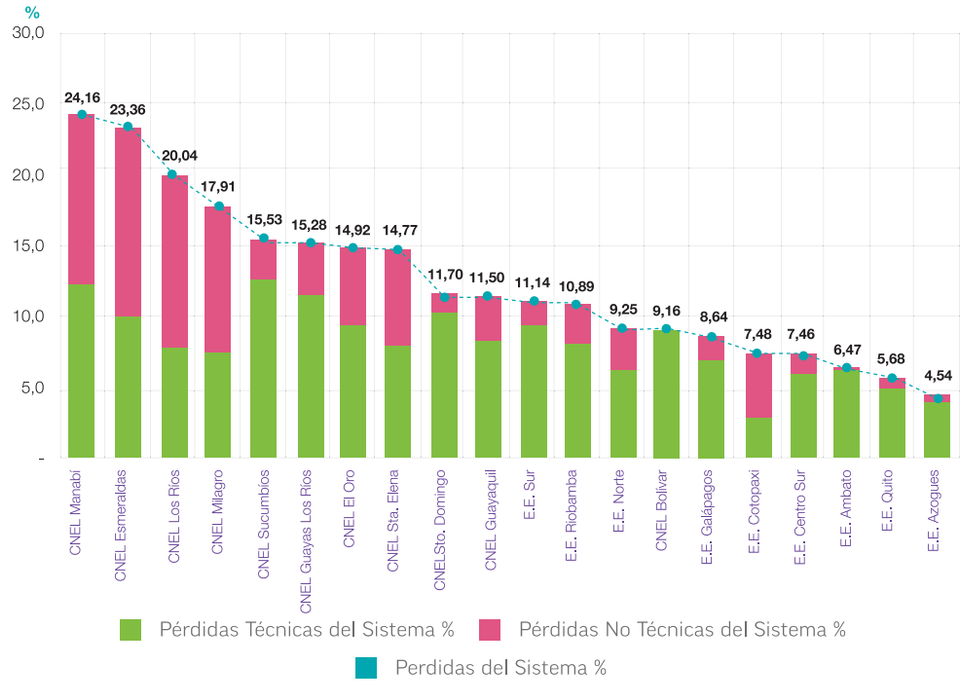


FIG. No. 111: PÉRDIDAS PORCENTUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas o unidades de negocio con mayores pérdidas porcentuales son: CNEL Manabí con 24,16 %, CNEL Esmeraldas con 23,36 % y CNEL Los Ríos con 20,04 %. Mientras que la E.E. Azogues (4,54 %), la E.E. Quito (5,68 %) y la E.E. Ambato (6,47 %) son las que menores pérdidas porcentuales alcanzaron.

3.5. Consumo promedio de energía eléctrica

El consumo promedio de energía eléctrica representa la cantidad de energía en kWh que mensualmente un cliente de una distribuidora consume. Esta cifra está relacionada directamente al número total de clientes regulados y a la demanda total de energía que presenta la empresa distribuidora. En la TABLA No. 91 se presenta el consumo promedio mensual de energía por empresa y grupo de consumo.

TABLA No. 91: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR EMPRESA Y GRUPO DE CONSUMO DE CLIENTES REGULADOS (kWh/cliente)

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
CNEL-Bolívar	62,99	319,10	335,08	21,68	502,58	107,10
CNEL-El Oro	133,20	524,46	11.184,31	24,55	2.361,03	319,71
CNEL-Esmeraldas	129,37	688,37	11.573,76	20,17	2.358,39	281,36
CNEL-Guayaquil	222,02	1.415,04	52.969,98	15,88	8.140,12	623,83
CNEL-Guayas Los Ríos	181,11	1.197,47	44.323,62	19,83	5.113,79	444,26
CNEL-Los Ríos	123,96	737,63	8.424,09	17,53	2.622,33	245,82
CNEL-Manabí	152,06	1.104,48	194.357,48	30,59	4.322,66	366,67
CNEL-Milagro	120,97	652,63	99.685,05	17,55	2.935,84	328,92
CNEL-Sta. Elena	131,34	1.123,67	53.063,57	22,60	4.533,43	401,45
CNEL-Sto. Domingo	109,48	585,14	28.914,42	13,90	1.740,72	230,32
CNEL-Sucumbíos	120,08	535,56	3.943,08	19,78	1.635,56	260,12
CNEL EP	**160,92**	**1.005,69**	**33.753,63**	**19,96**	**3.806,85**	**411,27**
E.E. Ambato	94,04	313,39	1.480,55	18,53	1.205,92	193,03
E.E. Azogues	76,64	336,66	9.042,35	20,29	462,01	243,69
E.E. Centro Sur	97,75	399,78	3.974,74	19,42	838,20	222,03
E.E. Cotopaxi	85,57	354,85	4.025,39	16,43	1.002,36	278,27
E.E. Galápagos	178,50	798,09	173,42	18,45	2.565,92	370,60
E.E. Norte	92,08	326,36	2.880,09	16,22	843,31	184,87
E.E. Quito	141,91	588,52	5.437,42	18,24	1.638,29	311,45
E.E. Riobamba	79,45	282,59	7.605,76	14,22	653,81	163,74
E.E. Sur	79,66	328,25	963,22	13,32	451,38	133,66
Total	**136,67**	**712,15**	**8.876,86**	**18,73**	**2.229,12**	**328,11**

El consumo promedio mensual para el 2015 fue de 328,11 kWh/cliente. Este valor fue calculado de la relación entre el total de energía consumida y el total de clientes regulados a nivel nacional. El sector industrial es el de mayor consumo mensual con 8.876,86 kWh/cliente, debido a que el número de clientes es considerablemente menor en comparación al consumo de energía de este grupo.

Por otra parte, el consumo promedio mensual para el alumbrado público se determinó considerando el total de clientes de cada distribuidora, obteniendo a nivel nacional el valor de 18,73 kWh/cliente.

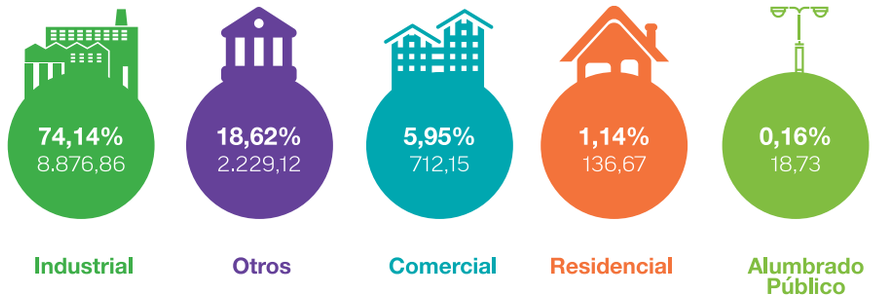


FIG. No. 112: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente)

En la FIG. No. 112 se aprecia el consumo de energía eléctrica en un mes promedio durante el 2015.

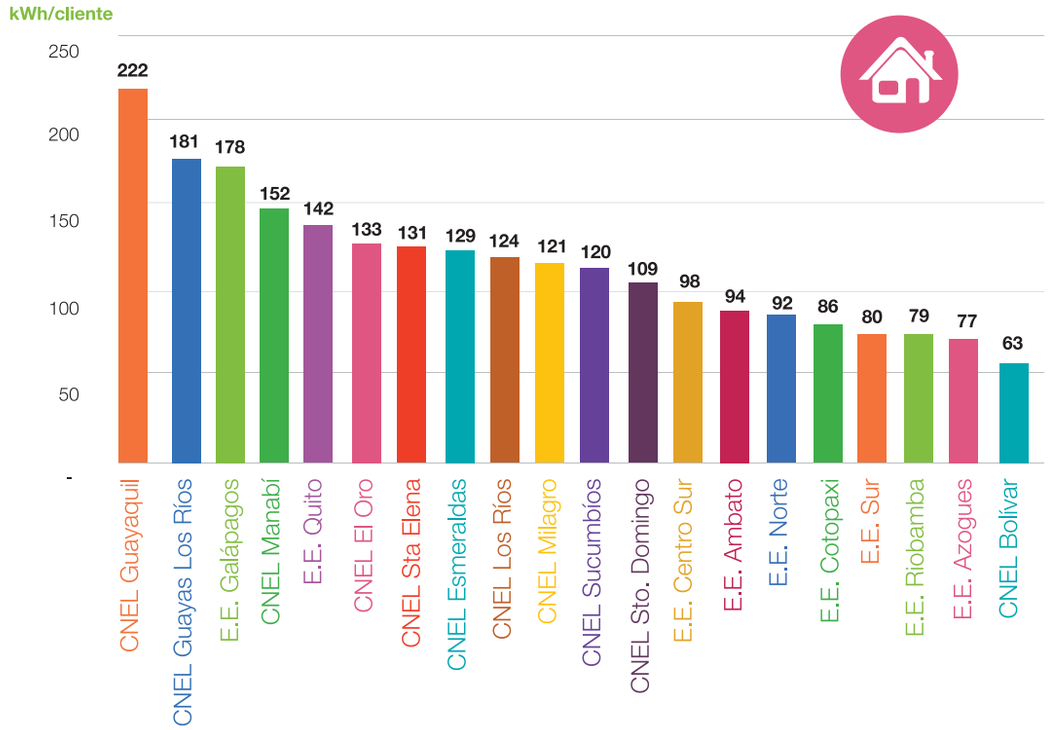


FIG. No. 113: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES RESIDENCIALES (kWh/cliente)

Las distribuidoras que reflejan un consumo promedio alto en los clientes residenciales son: CNEL Guayaquil, CNEL Guayas Los Ríos, E.E. Galápagos, CNEL Manabí y E.E. Quito. Su consumo promedio mensual fue mayor a 140 kWh/cliente y a nivel nacional, se cifró el consumo promedio mensual en 136,67 kWh/cliente.

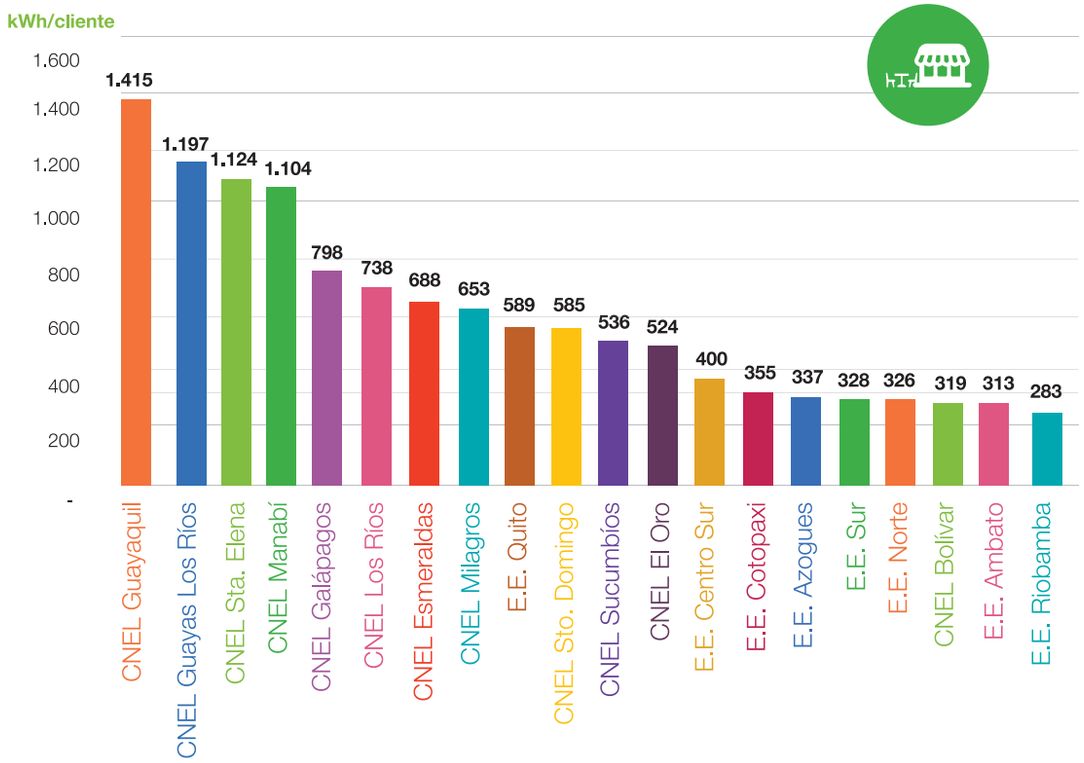


FIG. No. 114: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES COMERCIALES (kWh/cliente)

La información también revela que las distribuidoras de alto consumo promedio en cuanto a clientes comerciales, son: CNEL Guayaquil, CNEL Guayas Los Ríos, CNEL Sta. Elena y CNEL Manabí. Estas se encuentran sobre los 1.000 kWh/cliente. A nivel nacional se estableció que el consumo promedio fue de 712,15 kWh/cliente.

FIG. No. 115: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES INDUSTRIALES (kWh/cliente)

Así también se determinó que las distribuidoras de alto consumo promedio en lo que respecta a clientes industriales, son: CNEL Manabí, CNEL Milagro, CNEL Sta. Elena y CNEL Guayaquil que presentan un consumo promedio superior a 50.000 kWh/cliente. Es así que a nivel nacional se reporta un consumo promedio de 8.876,86 kWh/cliente.

Sifón Tampanchi - Azogues, provincia de Cañar
Autor: CELEC Hidroazogues - Esteban Parra

Océano Pacífico

-80°0'0"

0°0'0"

CNEL- Esmeraldas
281,36

E.E. Norte
184,87

COLOMBIA

CNEL- Sto.Domingo
230,32

E.E. Quito
311,45

CNEL-Sucumbíos
260,12

E.E. Cotopaxi
278,27

CNEL- Manabí
366,67

CNEL- Guayas
Los Ríos
444,26

CNEL-
Bolívar
107,1

E.E. Ambato
193,03

CNEL- Los Ríos
245,82

E.E. Riobamba
163,74

CNEL-
Guayaquil
623,83

CNEL- Milagro
328,92

CNEL- Sta.Elena
401,45

E.E.
Azogues
243,69

E.E. Centro Sur
222,03

CNEL- El Oro
319,71

E.E. Sur
133,66

PERÚ

0°0'0"

0°0'0"

-80°0'0"

SIGNOS CONVENCIONALES

Límite internacional

LEYENDA

Consumo promedio de energía eléctrica (kWh/cliente)

- 107,10 - 163,74
- 163,75 - 245,82
- 245,83 - 328,92
- 328,93 - 444,26
- 444,27 - 623,83

Proyección Geográfica
Datum WGS84

0 50 100 200 Kilómetros

CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Fuente:
Cartografía base: Arc Gis. com; INEC, 2013
Cartografía temática: ARCONEL, 2015

Fecha de Elaboración:
Abril, 2016

*** Para mayor detalle consulte el Geoportal ARCONEL www.regulacionelectrica.gob.ec**

Malecón - Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: Ministerio de Turismo

ESTADÍSTICA MULTIANUAL

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2006-2015

Catedral de la Inmaculada Concepción de Cuenca - Cuenca, provincia de Azuay
Autor: Ministerio de Turismo

Augusto Espín Tobar
Ministro - Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos - MICSE

Esta es la Patria de los sueños cumplidos. Hemos dado un importante paso revolucionario hacia la soberanía energética. Con la planificación del Gobierno Nacional tendremos una de las matrices eléctricas más limpias y eficientes del mundo.

Este es el cambio de matriz productiva y energética, que nos ha permitido pasar de importadores a exportadores de electricidad. Sin duda, esta es la Década Ganada. Con la construcción de las 8 hidroeléctricas damos un salto de la Patria de las ilusiones que ahora son metas alcanzadas.

Varios han sido los actores que han contribuido a este cambio, se trata de personas que creyeron en un país diferente; de manera especial presentamos nuestro agradecimiento al Dr. Rafael Poveda Bonilla quien en su gestión como Ministro Coordinador de Sectores Estratégicos, apostó por un aprovechamiento responsable y soberano de los recursos naturales a favor de todos los ecuatorianos, para alcanzar un desarrollo equilibrado en lo social, económico y ambiental. Sin duda su aporte a este documento fue fundamental.

Todos estos logros del sector eléctrico ecuatoriano responden también a un manejo adecuado de la información, base primordial para la toma de decisiones. En ese contexto, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad entrega al país el documento Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2006-2016.

El documento registra la información generada por el país en la última década sobre el comportamiento del sector eléctrico ecuatoriano, el cual servirá de herramienta a las autoridades, planificadores, colegios de profesionales y académicos en la toma decisiones.

Ministerio Coordinador de **Sectores Estratégicos**

Catedral - Cuenca, provincia de Azuay
Autor: Ministerio de Turismo

Dr. Esteban Albornoz
Ministro - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER.

El sector eléctrico, como pilar estratégico del Estado, ha sido clave para la construcción de un Ecuador soberano e inclusivo, a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos naturales renovables y no renovables, con el objetivo de garantizar el buen vivir de todos sus habitantes.

En este sentido y gracias al esfuerzo del Gobierno de la Revolución Ciudadana y a la aplicación de adecuadas políticas públicas, orientadas al uso eficiente de los recursos naturales, económicos y humanos, se ha logrado la implementación de planes, programas y proyectos en toda la cadena de producción, transporte y distribución de la energía eléctrica; procurando la soberanía energética, con responsabilidad social y ambiental.

Dentro de este contexto, la disponibilidad de información, datos estadísticos y geográficos fiables y permanentemente actualizados, constituye la base para el establecimiento de políticas, estrategias y metas objetivas y efectivas, que orienten la planificación integral de todas las etapas funcionales, del sector eléctrico: generación, trasmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL, entidad adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, pone a la consideración y uso de la ciudadanía La Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2006 - 2015, cuya información es complementada por dos documentos adicionales: la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015 y el Atlas Geoespacial del Sector Eléctrico Ecuatoriano; en los cuales se presentan los datos más relevantes de la infraestructura, transacciones, indicadores e información relevante complementaria, de este sector considerado estratégico para el desarrollo económico y social del país. Este documento es el reflejo del trabajo continuo y del compromiso profesional institucional y de todos quienes han logrado hacer del sector eléctrico un referente de desarrollo para la economía ecuatoriana.

El compromiso con la ciudadanía por parte de quienes conformamos el sector eléctrico es permanente; es por ello que, a través de esta publicación, les invito a continuar siendo artífices de este cambio de paradigma, en la búsqueda permanente de la seguridad, calidad y confiabilidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica, para nuestro querido Ecuador.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Paisaje Quilotoa - Provincia de Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

Dr. Andrés Chávez

Director Ejecutivo - Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RO 418, enero 16 de 2015) establece a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad –ARCONEL la responsabilidad de operar y mantener el Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico, para lo cual recopila información actualizada y validada del sector eléctrico ecuatoriano a través de la Sistematización de Datos del Sector Eléctrico –SISDAT, con el objetivo de poner a disposición del público en general datos que presenten altos estándares de calidad y accesibilidad.

Así, la ARCONEL publica el presente documento: Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2006-2015, que entrega a la ciudadanía como una información estadística veraz sobre el comportamiento de este sector de una manera cronológica y contrastada durante los diez últimos años, período que abarca los importantes avances y logros realizados por el actual Gobierno en materia de electricidad.

Los estudios y análisis de comportamiento del sector eléctrico y sus componentes a lo largo de los años han permitido adoptar los cambios requeridos para visualizar nuevos escenarios en vías del crecimiento y desarrollo. Los indicadores arrojan parámetros contrastados en un período de tiempo que finalmente permite identificar aspectos, situaciones y manifestaciones de un determinado grupo, basado en sus fortalezas y debilidades. Esta publicación muestra un conocimiento amplio y claro de la realidad que existe en el sector eléctrico.

La Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2006-2015, aspira convertirse en un instrumento de consulta e investigación, tanto para los actores directos del sector eléctrico como para solventar intereses académicos y de la ciudadanía en general.

Agencia de **Regulación** y **Control** de Electricidad

Tubería de Conducción Elecaustro - Cuenca, provincia de Azuay
Autor: Elecaustro - Fernando Dávila

Infraestructura 2006-2015

Capítulo 4

Bloque 16 - Francisco de Orellana y Aguarico, provincia de Orellana
Autor: Repsol Ecuador

4. Infraestructura del Sector Eléctrico 2006–2015

4.1. Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica en el periodo 2006–2015

En este apartado se presenta un análisis comparativo multianual de las potencias nominal y efectiva de las centrales de generación eléctrica (incorporadas y no incorporadas al SNI) de las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras del país. Adicionalmente, se clasifican las centrales por tipo de energía renovable y no renovable.

TABLA No. 92: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (1/2)

Año	Tipo Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2006	Autogeneradora	524,04	451,09
	Distribuidora	591,60	489,43
	Generadora	2.954,38	2.826,72
Total		**4.070,01**	**3.767,24**
2007	Autogeneradora	712,55	568,87
	Distribuidora	585,26	488,96
	Generadora	3.180,58	3.083,67
Total		**4.478,40**	**4.141,50**
2008	Autogeneradora	776,33	616,79
	Distribuidora	587,71	494,76
	Generadora	3.179,76	3.068,65
Total		**4.543,81**	**4.180,21**
2009	Autogeneradora	814,37	645,63
	Distribuidora	595,95	494,89
	Generadora	3.302,84	3.255,20
Total		**4.713,17**	**4.395,73**

TABLA No. 92: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (2/2)

Año	Tipo Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2010	Autogeneradora	911,87	711,56
	Distribuidora	501,03	452,48
	Generadora	3.724,78	3.593,35
Total		**5.137,68**	**4.757,39**
2011	Autogeneradora	918,28	712,35
	Distribuidora	503,54	455,18
	Generadora	3.759,41	3.628,15
Total		**5.181,24**	**4.795,69**
2012	Autogeneradora	947,79	739,58
	Distribuidora	473,04	430,51
	Generadora	4.033,57	3.892,85
Total		**5.454,40**	**5.062,95**
2013	Autogeneradora	1.003,06	794,37
	Distribuidora	475,22	432,28
	Generadora	4.017,94	3.876,10
Total		**5.496,23**	**5.102,76**
2014	Autogeneradora	1.084,90	865,35
	Distribuidora	464,37	420,55
	Generadora	4.182,25	4.013,18
Total		**5.731,52**	**5.299,09**
2015	Autogeneradora	1.236,80	988,07
	Distribuidora	464,47	420,63
	Generadora	4.303,70	4.148,29
Total		**6.004,98**	**5.556,99**

Las potencias nominal y efectiva se incrementaron en el 2015 en un 47,54 % y un 47,51 %, respecto al 2006, respectivamente. En el 2007 se registró el mayor crecimiento de la capacidad instalada de generación, respecto a su año precedente, con aproximadamente 10,03 %. Estos datos se visualizan en la tabla anterior.

Mantenimiento CNEL Santa Elena - Playas, provincia del Guayas
Autor: CNEL Santa Elena - Mariela Ordoñez

Las siguientes tablas muestran los valores de las potencias nominal y efectiva clasificadas por tipo de fuente de energía y tipo de central. En base a estos datos se concluyó que las centrales cuya fuente de energía primaria es de tipo renovable han experimentado un menor crecimiento en el periodo 2006-2015, con un aproximado de 38,63 %. Por otro lado, las centrales de tipo no renovable presentan un mayor incremento del 55,10 % en el mismo periodo.

TABLA No. 93: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)									
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Renovable	Hidráulica	1.800,73	2.057,08	2.056,33	2.059,25	2.242,42	2.234,41	2.263,89	2.263,89	2.248,09	2.407,61
	Biomasa	73,80	73,80	106,80	106,80	101,30	101,30	101,30	101,30	144,30	144,30
	Eólica	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15
	Solar	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54
Total Renovable		**1.874,54**	**2.133,30**	**2.165,55**	**2.168,47**	**2.346,13**	**2.338,15**	**2.367,67**	**2.387,99**	**2.439,95**	**2.598,60**
No Renovable	Térmica	2.195,47	2.345,10	2.378,25	2.544,70	2.791,55	2.843,08	3.086,73	3.108,23	3.291,58	3.406,38
Total No Renovable		**2.195,47**	**2.345,10**	**2.378,25**	**2.544,70**	**2.791,55**	**2.843,08**	**3.086,73**	**3.108,23**	**3.291,58**	**3.406,38**
Total		**4.070,01**	**4.478,40**	**4.543,81**	**4.713,17**	**5.137,68**	**5.181,24**	**5.454,40**	**5.496,23**	**5.731,52**	**6.004,98**

TABLA No. 94: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Efectiva (MW)									
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Renovable	Hidráulica	1.785,80	2.030,45	2.032,52	2.032,16	2.215,19	2.207,17	2.236,62	2.236,62	2.240,77	2.401,52
	Biomasa	63,30	63,30	94,50	94,50	93,40	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40
	Eólica	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15
	Solar	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50
Total Renovable		**1.849,11**	**2.096,17**	**2.129,44**	**2.129,08**	**2.311,01**	**2.303,01**	**2.332,50**	**2.352,79**	**2.424,69**	**2.584,57**
No Renovable	Térmica	1.918,12	2.045,33	2.050,77	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44	2.749,96	2.874,39	2.972,41
Total No Renovable		**1.918,12**	**2.045,33**	**2.050,77**	**2.266,65**	**2.446,38**	**2.492,67**	**2.730,44**	**2.749,96**	**2.874,39**	**2.972,41**
Total		**3.767,24**	**4.141,50**	**4.180,21**	**4.395,73**	**4.757,39**	**4.795,69**	**5.062,95**	**5.102,76**	**5.299,09**	**5.556,99**

En la FIG. No. 116 se aprecia la evolución de las potencias nominal y efectiva desde el 2006 hasta el 2015. En esta se evidencia el constante crecimiento de las mismas y se reporta que en el 2015 se tiene una potencia nominal de 6.004,98 MW y 5.556,99 MW de potencia efectiva.

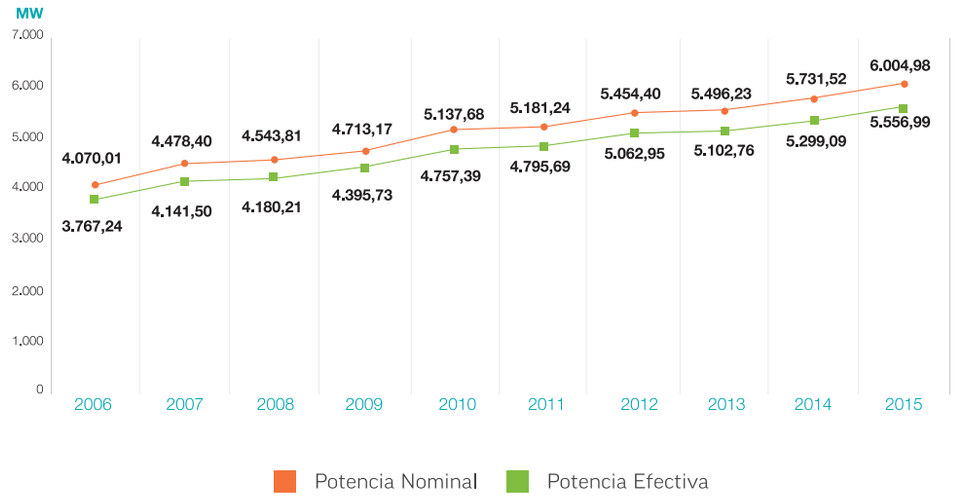
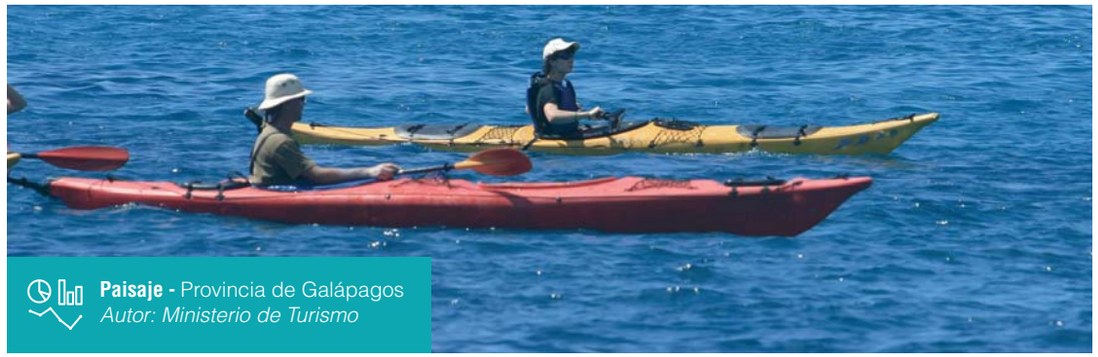


FIG. No. 116: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS POTENCIAS NOMINAL Y EFECTIVA

La capacidad instalada de generación de tipo renovable y no renovable se ha incrementado gradualmente en los últimos años. Esto se aprecia en la FIG. No. 117, en la que se denota anualmente el incremento de la potencia nominal de centrales térmicas (no renovables), a excepción de los años 2007 y 2015 donde existió un mayor crecimiento en la capacidad instalada de centrales con fuentes renovables. Es importante señalar que el incremento negativo registrado en el 2011 de las energías renovables, se debe a la salida de operación de la central Manageneración con una potencia nominal igual a 9 MW.



Paisaje - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

FIG. No. 117: INCREMENTO ANUAL DE LA POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE ENERGÍA

4.2. Evolución histórica de subestaciones en el periodo 2006-2015

4.2.1. Subestaciones

Esta sección contiene información histórica sobre las subestaciones de empresas generadoras, autogeneradoras, transmisor y distribuidoras.

La evolución a través del tiempo de las subestaciones de empresas generadoras y autogeneradoras se muestra en la TABLA No. 95. En esta se aprecia un incremento de la capacidad instalada máxima del 32,21 % para las generadoras y del 38,61 % para las autogeneradoras, en el 2015 respecto al 2006.

TABLA No. 95: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LAS SUBESTACIONES DE GENERADORAS Y AUTOGENERADORAS

Año	Capacidad Máxima (MVA)	
	Generadora	Autogeneradora
2006	2.389,21	767,01
2007	2.644,21	767,01
2008	2.644,21	767,01
2009	2.804,21	767,01
2010	2.804,21	767,01
2011	2.960,21	767,01
2012	3.030,21	767,01
2013	3.055,21	775,01
2014	3.132,71	976,81
2015	3.158,71	1.063,17

El crecimiento de la capacidad instalada de las subestaciones de empresas distribuidoras al 2015 se detalla en la TABLA No. 96. La misma revela un crecimiento del 32,93 % de la capacidad instalada de transformación respecto al año 2006.

TABLA No. 96: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL NÚMERO Y CAPACIDAD INSTALADA DE LAS SUBESTACIONES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Número de Subestaciones	Capacidad Máxima (MVA)
2006	326	5.138,74
2007	322	5.034,74
2008	322	5.034,74
2009	322	5.034,74
2010	321	5.017,24
2011	328	5.195,99
2012	339	5.331,61
2013	351	5.587,43
2014	368	5.916,49
2015	387	6.830,84

Por su parte, la FIG. No. 118 muestra los valores de la capacidad máxima instalada de las subestaciones de empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras. Estos datos describen la evolución histórica que la misma ha experimentado a lo largo del periodo 2006-2015. Las distribuidoras registran la mayor capacidad instalada.

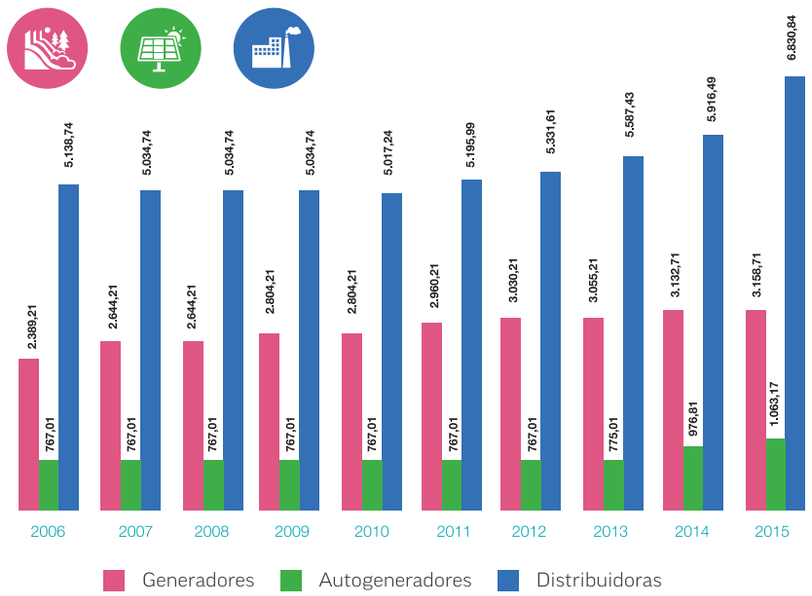


FIG. No. 118: CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES (MVA)

4.3. Evolución histórica de transformadores en el periodo 2006-2015.

4.3.1. Transformadores y autotransformadores

La potencia en transformadores y autotransformadores de los agentes generadores corresponden a la capacidad de estos sumada la potencia de transformadores asociados a las unidades de generación. La capacidad de los transformadores y autotransformadores en el 2015 fue de 4.932,26 MVA, lo que representa un crecimiento de 26,46 % respecto al 2006. Esta información se precisa en la TABLA No. 97.

TABLA No. 97: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE EMPRESAS GENERADORAS

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2006	3.900,21
2007	4.155,21
2008	4.155,21
2009	4.315,21
2010	4.515,21
2011	4.671,21
2012	4.751,21
2013	4.776,21
2014	4.826,21
2015	4.932,26

Subestación Villonaco - Provincia de Loja
Autor: MEER.

La capacidad total máxima que dispone el SNT, en lo referente a potencia de transformadores y autotransformadores se puntualiza en la TABLA No. 98. En esta se considera que al 2015, las capacidades instaladas de transformadores y autotransformadores alcanzan valores de 9.562,23 MVA y las de reserva alcanzan valores de 696,90 MVA. Las dos cifras dan un total de 10.517,43 MVA.

TABLA No. 98: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DEL TRANSMISOR

Año	Potencia Autotransformadores (MVA)	Potencia Transformadores (MVA)	Potencia Total (MVA)
2006	6.231,85	577,59	6.809,45
2007	6.695,14	577,59	7.272,73
2008	6.734,96	569,59	7.304,56
2009	7.002,62	647,96	7.650,58
2010	6.363,99	745,10	7.109,09
2011	6.655,69	1.077,10	7.732,79
2012	7.205,69	1.087,10	8.292,79
2013	7.307,49	1.167,32	8.474,81
2014	7.564,33	1.200,62	8.764,95
2015	9.082,72	1.434,71	10.517,43

Subestación Belo Horizonte - Provincia del Guayas
Autor: MEER

A continuación se detalla la evolución histórica de los transformadores de distribución en número y en capacidad (MVA) para el periodo 2006–2015. En el año 2015 la potencia total de transformadores monofásicos y trifásicos fue de 10.832,89 MVA, lo cual representa un incremento de 72,26 % si se relaciona al año 2015 respecto del 2006.

TABLA No. 99: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS TRANSFORMADORES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Transformadores de Distribución			
	Monofásico #	Trifásico #	Monofásico (MVA)	Trifásico (MVA)
2006	145.299	24.896	3.736,60	2.551,91
2007	147.294	28.901	3.979,24	2.736,87
2008	157.161	27.621	4.353,63	3.037,77
2009	150.374	29.019	2.942,17	2.082,75
2010	177.631	27.766	4.305,91	2.902,68
2011	205.561	30.293	5.935,58	3.372,15
2012	199.469	30.514	4.874,29	3.457,44
2013	220.201	32.204	5.340,19	3.670,74
2014	228.102	32.648	5.582,70	3.845,37
2015	253.409	33.931	6.430,22	4.402,67

Surfista - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

Central Fotovoltáica - Pimampiro, provincia de Imbabura
Autor: Valsolar - Armando Hurtado

4.4. Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión en el periodo 2006-2015

4.4.1. Líneas de transmisión de empresas generadoras

La longitud total de las líneas de transmisión reportada por las empresas generadoras para el 2015 corresponde a 372,48 km, en tanto que para el 2006 se reportó 279,15 km. Además se aprecia que a partir del 2013 existe un decremento en la longitud de líneas de 230 kV, esto se debió a que la Central San Francisco pasó a ser parte de CELEC EP-Hidroagoyán y la línea de 230 kV, asociada a esta empresa, fue transferida a CELEC EP-Transelectric.

TABLA No. 100: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS

Año	Longitud de Líneas por Nivel de Voltaje (km)				Longitud (km)
	13,2 kV	69 kV	138 kV	230 kV	
2006	-	30,05	243,40	5,70	279,15
2007	12	53,87	256,55	52,02	374,44
2008	12	53,87	256,55	52,02	374,44
2009	12	54,07	257,05	52,02	375,14
2010	12	54,07	256,55	54,53	377,15
2011	12	54,07	257,05	54,53	377,65
2012	12	54,77	257,05	8,21	332,03
2013	12	58,02	257,05	8,21	335,28
2014	12	80,72	257,65	8,21	358,58
2015	12	80,72	271,55	8,21	372,48

4.4.2. Líneas de transmisión de CELEC EP-Transelectric

A nivel de transmisión se utilizan líneas de alto voltaje de 138 kV y 230 kV. En el 2006 y 2007 se registró la operación de los tramos Cuenca-Gualaceo Limón-Méndez-Macas a 69 kV. Estas líneas se repotenciaron y operan a 138 kV. A diciembre de 2015, la longitud total de las líneas de transmisión fue de 4.504,88 km, lo que representó un incremento del 44,90 % con respecto al 2006. El detalle histórico se presenta en la siguiente tabla.

TABLA No. 101: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC EP–TRANSELECTRIC

Año	Longitud de Líneas por Nivel de Voltaje (km)			Longitud (km)
	69 kV	138 kV	230 kV	
2006	214,53	1.420,44	1.474,02	3.108,99
2007	148,40	1.648,47	1.474,02	3.270,89
2008	-	1.885,99	1.669,92	3.555,91
2009	-	1.754,25	1.670,98	3.425,23
2010	-	1.794,46	1.783,94	3.578,40
2011	-	1.942,34	1.858,20	3.800,54
2012	-	1.847,38	2.002,72	3.850,10
2013	-	1.940,38	2.010,32	3.950,70
2014	-	1.961,48	2.315,49	4.276,97
2015	-	1.936,12	2.568,76	4.504,88

4.4.3. Líneas de subtransmisión de empresas distribuidoras

De los datos presentados en la TABLA No. 102 se determina que en el 2015 las empresas distribuidoras reportaron una longitud total de 4.916,25 km. Esto se traduce en un incremento de líneas de subtransmisión de 541,53 km (12,38 %) respecto al 2006. La línea de transmisión *L/T Parque Eólico San Cristóbal* de 13.2 kV y 12 km perteneciente a la Empresa Eléctrica Galápagos fue registrada en el 2015 pese a que la fecha de inicio de operación fue el 01 de octubre de 2007.

TABLA No. 102: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Longitud de Líneas por Nivel de Voltaje (km)							Longitud (km)
	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	
2006	-	7,55	73,50	247,42	206,82	3.736,39	103,04	4.374,72
2007	-	71,00	49,52	267,54	240,34	3.729,03	27,30	4.384,73
2008	-	78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2009	-	78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2010	-	78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,55	106,99	4.557,83
2011	-	78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2012	-	63,65	50,55	44,97	211,48	4.143,50	56,15	4.570,30
2013	-	63,65	50,55	44,97	211,48	4.230,91	61,48	4.663,04
2014	-	24,65	50,55	34,90	211,48	4.446,86	95,65	4.864,09
2015	12,00	8,15	50,72	44,56	211,48	4.454,47	134,87	4.916,25

4.5. Evolución histórica de clientes en el periodo 2006-2015

4.5.1. Clientes

A continuación se presenta el detalle multianual de clientes regulados y no regulados de las empresas distribuidoras. Como se puede observar en la TABLA No. 103, en el 2015 se registraron 4.811.045 clientes regulados y 59 clientes no regulados.

Laguna Pisayambo - Pillaro, provincia de Tungurahua
Autor: CELEC Hidroagoyán - Carlos Ronquillo

TABLA No. 103: EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL NÚMERO DE CLIENTES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Número de Clientes Regulados					Total Regulados	Total No Regulados	Total General
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros			
2006	2.826.369	320.633	39.718	424	42.746	3.229.890	121	3.230.011
2007	2.948.585	335.993	40.721	762	44.853	3.370.914	110	3.371.024
2008	3.110.473	351.333	42.273	486	48.928	3.553.493	105	3.553.598
2009	3.288.798	368.430	43.261	349	45.811	3.746.649	88	3.746.737
2010	3.470.331	386.638	45.248	361	49.356	3.951.934	56	3.951.990
2011	3.675.992	413.904	47.137	364	52.081	4.189.478	57	4.189.535
2012	3.853.176	439.253	48.068	211	57.802	4.398.510	57	4.398.567
2013	4.010.640	445.946	49.204	308	68.263	4.574.361	59	4.574.420
2014	4.117.661	456.055	48.390	557	72.010	4.694.673	58	4.694.731
2015	4.224.115	465.847	46.682	387	74.014	4.811.045	59	4.811.150

El número de usuarios finales que se indica en alumbrado público (SAPG) son aquellos que están asociados a un suministro o equipo de medición. Estos son considerados como un cliente más dentro del sistema comercial de las empresas distribuidoras. En la siguiente figura se aprecia el número de clientes regulados por grupo de consumo en el periodo 2006–2015.

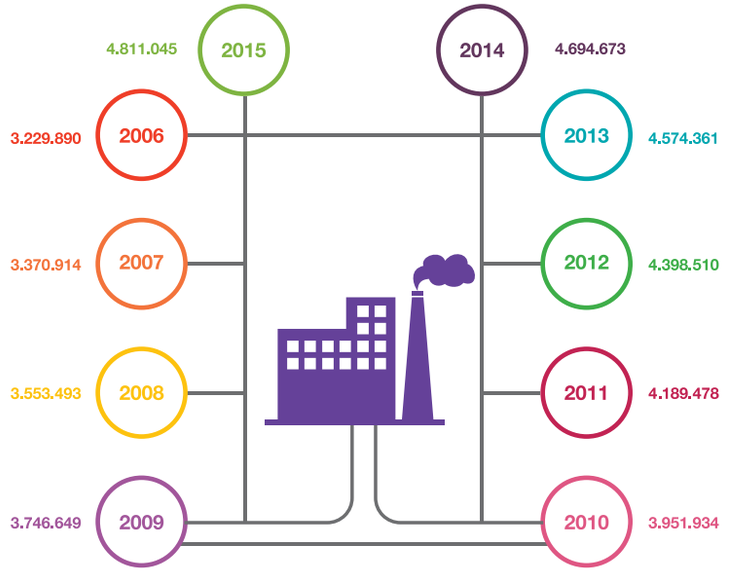


FIG. No. 119: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS

El incremento de clientes regulados en el 2015 fue de 48,95 % respecto al 2006 y de 2,48 % respecto al 2014.

Planta Cementera Unacem - Otavalo, provincia de Imbabura
Autor: Unacem

Transacciones 2006-2015

Capítulo 5

Paneles solares Surenergy - Catamayo, provincia de Loja
Autor: Surenergy

5. Transacciones del sector eléctrico 2006-2015

5.1. Evolución histórica de la producción de energía en el periodo 2006-2015

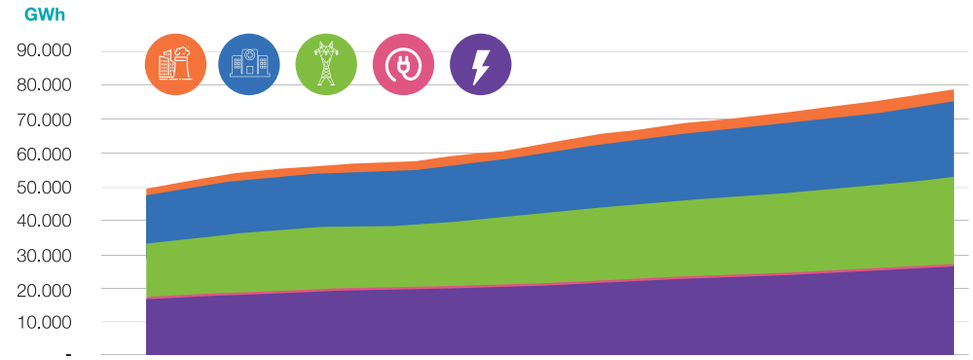
5.1.1. Producción de energía

La energía generada (incluida la importación) durante el periodo 2006-2015 experimentó un crecimiento del 58,59 % al pasar de 16.686,32 GWh en el 2006 a 26.462,01 GWh en el 2015. Los años 2007 y 2011 fueron los de mayor incremento con relación al inmediato anterior.

TABLA No. 104: ENERGÍA PRODUCIDA

Año	Energía bruta (GWh)	Energía consumos auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2006	16.686,32	424,53	16.261,79	14.534,74	1.727,05
2007	18.197,52	400,12	17.797,40	15.349,52	2.447,88
2008	19.108,69	597,42	18.511,27	16.188,79	2.322,48
2009	19.385,37	372,78	19.012,59	16.524,35	2.488,24
2010	20.382,76	300,69	20.082,07	17.376,37	2.705,70
2011	21.838,73	299,92	21.538,81	18.612,88	2.925,93
2012	23.086,16	379,21	22.706,95	19.399,50	3.307,45
2013	23.922,67	417,04	23.505,63	20.158,54	3.347,09
2014	25.143,95	528,30	24.615,65	21.171,18	3.444,47
2015	26.462,01	521,85	25.940,16	22.333,31	3.606,85

La energía disponible en el 2015 fue de 25.940,16 GWh, de los cuales el 86,10 % (22.333,31 GWh) se entregó para el servicio público y el 13,90 % (3.606,85 GWh) al servicio no público, que corresponde a la energía producida por las autogeneradoras para sus autoconsumos o las de sus empresas asociadas.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energía para servicio no público	1.727	2.448	2.322	2.488	2.706	2.926	3.307	3.347	3.444	3.607
Energía para servicio público	14.535	15.350	16.189	16.524	17.376	18.613	19.399	20.159	21.171	22.333
Energía disponible	16.262	17.797	18.511	19.013	20.082	21.539	22.707	23.506	26.616	25.940
Consumos auxiliares	327	337	359	360	328	352	385	420	515	497
Energía bruta	16.686	18.198	19.109	19.385	20.383	21.839	23.086	23.923	25.144	26.462

FIG. No. 120: ENERGÍA PRODUCIDA EN EL PERIODO 2006-2015

En la TABLA No. 105 se presenta la producción de energía bruta de cada una de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano. En esta figura también se consideró la importación de energía a través de las interconexiones con Colombia y Perú.

Un hecho relevante entre el 2013 y 2014 fue el inicio de operaciones de 22 centrales fotovoltaicas cuya producción de energía en el 2013 fue de 3,10 GWh y de 33,30 GWh en el 2015. El incremento se debió al ingreso de 20 centrales a partir de abril de 2014.

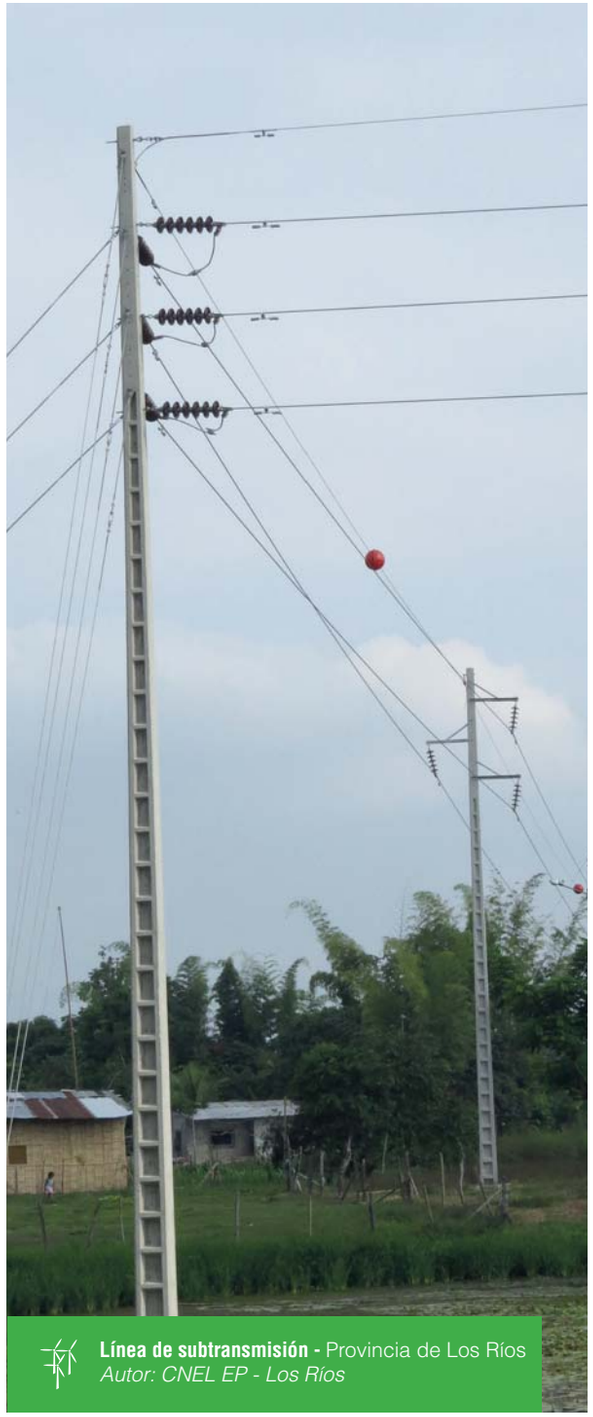
TABLA No. 105: ENERGÍA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA PERIODO 2006-2015 (GWh) (1/3)

Tipo Empresa	Tipo de Central	Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generadora	Eólica	CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	53,25	75,84	92,46
		Eolicsa	-	0,96	2,68	3,20	3,43	3,34	2,40	3,45	3,86	3,40
	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	-	-	144,31
		CELEC-Hidroagoyán	888,41	1.141,75	1.415,10	1.197,82	1.056,84	1.084,56	2.326,64	2.592,75	2.551,88	2.893,12
		CELEC-Hidronación	496,49	528,30	844,34	599,27	773,79	657,39	1.051,04	832,86	948,18	1.080,85
		CELEC-Hidropaute	4.579,88	5.075,11	6.285,85	4.796,31	4.311,05	6.757,90	7.128,86	5.866,05	6.129,63	7.003,82
		Elecaustro	197,55	217,08	266,83	204,73	173,23	240,95	325,60	385,03	394,87	442,54
		EMAAP-Q	127,60	137,32	140,56	150,32	137,41	145,60	146,80	177,62	171,78	171,77
		Hidropastaza	-	822,55	972,39	1.064,82	1.043,88	913,52	-	-	-	-
		Hidrosibimbe	32,27	89,40	85,17	86,19	87,95	105,23	100,50	85,71	99,35	106,25
	Solar	Altgenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	0,84	0,92
		Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	1,40
		Electrisol	-	-	-	-	-	-	-	-	1,54	1,71
		Enersol	-	-	-	-	-	-	-	0,54	0,73	0,69
		Epfotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	1,22	2,99	3,00
		Genrenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	0,82	1,09
		Gonzanergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,56
		Gransolar	-	-	-	-	-	-	-	-	2,72	5,80
		Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,07	1,08
		Renova Loja	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,95
		Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	-	-	0,04	0,59
		San Pedro	-	-	-	-	-	-	-	-	0,26	1,58
		Sanersol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,34
		Sansau	-	-	-	-	-	-	-	-	0,72	1,29
		Saracaysol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,35
		Solchacras	-	-	-	-	-	-	-	-	0,15	0,99
		Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14	1,21
		Solsantonio	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	1,15
		Solsantros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,38
		Surenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	1,46
		Valsolar	-	-	-	-	-	-	-	1,34	1,34	1,46
		Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	-	-	0,72	1,29
	Térmica	CELEC-Electroguayas	2.016,47	1.659,22	1.544,18	2.015,02	2.884,65	2.288,59	2.056,05	2.606,03	2.847,47	2.518,55
		CELEC-Termoesmeraldas	955,11	908,90	670,02	1.013,24	486,15	780,06	1.446,95	1.763,33	1.862,64	1.795,73
		CELEC-Termogas Machala	885,45	932,94	766,62	921,02	1.030,25	717,58	1.244,23	1.460,36	1.631,17	1.506,70
		CELEC-Termopichincha	265,15	184,31	152,44	285,55	1.081,52	885,71	891,24	1.066,17	1.151,09	1.264,75
		Elecaustro	76,36	70,06	65,50	86,49	59,41	73,59	69,45	88,30	92,37	86,18
		Electroquil	669,98	442,84	270,44	546,23	514,78	228,88	225,22	258,28	280,48	373,73

Mantenimiento líneas de subtransmisión - Provincia de Santa Elena
Autor: CNEL EP Santa Elena - Mariela Ordoñez

TABLA No. 105: ENERGÍA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA PERIODO 2006-2015 (GWh) (2/3)

Tipo Empresa	Tipo de Central	Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Térmica	Térmica	Generoca	4,59	192,59	156,22	172,82	170,41	141,64	126,93	129,40	132,77	116,98
		Intervisa Trade	426,10	192,03	135,94	136,92	328,90	229,03	60,78	169,81	183,13	297,25
		Termoguayas	71,57	526,06	450,20	577,93	595,79	540,97	546,45	632,93	623,19	622,91
		Ulysseas	40,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Generadora			**11.733,32**	**13.121,40**	**14.224,46**	**13.857,90**	**14.739,45**	**15.794,54**	**17.749,14**	**18.174,42**	**19.194,41**	**20.554,61**
Distribuidora	Eólica	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	0,04	2,95
	Hidráulica	CNEL-Bolívar	0,82	1,52	4,24	3,28	4,51	2,26	1,49	-	-	-
		CNEL-Sucumbíos	1,44	1,36	1,04	0,96	0,74	0,90	0,66	-	-	-
		E.E. Ambato	7,84	11,39	17,31	11,02	10,02	8,87	12,60	9,64	9,89	12,70
		E.E. Centro Sur	-	0,34	0,37	0,55	0,39	-	-	-	-	-
		E.E. Cotopaxi	57,10	61,39	59,48	53,94	51,55	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24
		E.E. Norte	45,77	50,02	58,22	46,83	50,24	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07
		E.E. Quito	357,34	360,69	489,40	408,44	357,99	463,08	395,74	342,67	378,32	306,54
		E.E. Riobamba	102,47	100,46	91,69	96,28	104,07	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80
		E.E. Sur	14,55	18,68	14,48	16,41	15,60	16,84	18,09	17,79	18,46	13,84
	Solar	E.E. Centro Sur	-	-	-	-	-	0,05	0,31	0,54	0,59	0,66
		E.E. Galápagos	0,01	0,02	0,03	0,01	-	0,01	0,02	0,02	1,18	2,09
	Térmica	CNEL-Bolívar	0,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		CNEL-El Oro	6,62	4,23	3,73	1,95	0,09	0,03	-	-	-	-
		CNEL-Guayaquil	468,09	355,84	238,60	399,47	603,35	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91
		CNEL-Manabí	-	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Milagro	-	-	-	0,02	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Sta. Elena	13,55	4,96	-	-	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Sucumbíos	48,82	56,82	16,04	54,57	61,21	46,59	14,49	-	-	-
		E.E. Ambato	0,92	0,66	1,15	0,67	0,21	0,51	0,42	0,83	0,30	0,38
		E.E. Centro Sur	0,01	-	-	-	-	-	0,34	0,94	0,68	0,02
		E.E. Galápagos	25,58	25,22	26,81	28,39	29,27	31,89	36,73	37,04	42,32	45,46
		E.E. Norte	1,95	0,85	1,27	4,29	2,42	-	-	-	-	-
		E.E. Quito	151,55	166,35	145,23	193,25	199,65	156,33	147,53	176,56	172,96	178,63
		E.E. Riobamba	1,83	0,67	0,36	2,79	1,63	-	-	-	-	-
		E.E. Sur	18,04	13,06	9,97	33,21	23,29	14,14	9,95	15,98	8,42	9,60
Total Distribuidora			**1.324,94**	**1.234,53**	**1.179,43**	**1.361,30**	**1.516,22**	**1.308,89**	**1.232,58**	**1.194,41**	**1.282,07**	**1.201,87**
Autogeneradora	Biomasa	Ecoelectric	25,99	77,16	74,89	76,64	70,51	110,99	110,84	122,56	117,31	105,46
		Ecudos	77,68	86,34	75,01	69,27	96,48	94,04	97,80	87,29	102,76	100,38
		San Carlos	41,89	55,25	58,43	70,60	68,57	73,17	87,72	85,93	179,40	201,92
	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	2,71	2,79	2,41	2,53	2,82	1,66	2,19	2,45	2,17	1,74
		Consejo Provincial de Tungurahua	-	-	-	0,34	0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25



Línea de subtransmisión - Provincia de Los Ríos
Autor: CNEL EP - Los Ríos

Línea de Subtransmisión - Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas
Autor: CNEL EP Santo Domingo - Francisco Redrobán

TABLA No. 105: ENERGÍA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA PERIODO 2006-2015 (GWh) (3/3)

Tipo Empresa	Tipo de Central	Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Autogeneradora	Hidráulica	Ecoluz	35,21	38,31	41,83	39,67	30,58	39,58	39,79	42,14	42,24	47,33
		Electroandina	-	-	-	0,06	-	-	-	-	-	-
		Electrocordova	-	-	-	0,10	0,05	0,47	0,13	0,09	0,01	0,31
		Enermax	5,00	79,98	95,11	81,19	88,35	87,78	92,50	85,38	97,46	104,27
		Hidroabanico	123,68	209,37	319,54	318,49	299,63	324,82	315,40	321,76	321,85	317,27
		Hidroimbabura	4,78	5,01	5,17	-	-	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56
		Hidrosanbartolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	166,01
		Hidroservice	-	-	-	0,29	0,05	-	-	-	-	-
		I.M. Mejía	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88	8,51	7,82	6,94	5,31
		Manageneración	4,02	41,48	35,25	-	-	-	-	-	-	-
		Moderna Alimentos	6,73	5,77	10,07	4,70	1,70	7,00	6,58	4,82	7,85	3,82
		Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,29
		Perlabí	9,93	9,62	16,03	13,95	7,14	14,58	13,49	7,20	7,97	6,32
		SERMAA EP	-	-	-	1,57	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	1,67
		UCEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,10
		Vicunha	22,05	18,92	16,74	19,72	17,57	16,96	29,15	37,31	33,45	35,20
	Térmica	Agip	147,68	162,78	186,43	192,32	208,71	221,71	229,33	231,94	237,24	210,91
		Andes Petro	301,74	367,44	378,77	388,58	362,23	467,85	470,62	471,27	474,03	483,40
		Moderna Alimentos	-	0,28	-	-	-	-	0,36	0,52	-	0,02
		Ocp	27,20	23,29	23,82	25,03	24,97	24,04	24,05	24,24	21,20	19,14
		Orion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,60
		Petroamazonas	108,81	534,66	602,13	443,28	696,94	712,32	1.071,29	1.309,12	1.137,63	1.283,43
		Petrobras	-	-	-	68,90	69,26	82,09	-	-	-	-
		Petroproducción	274,97	299,34	322,35	287,35	227,29	213,76	258,22	-	-	-
		Repsol	751,59	844,82	817,60	786,81	815,89	805,19	812,85	842,47	831,46	809,79
		Río Napo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,45
		Sipec	-	34,05	34,27	31,96	28,56	33,45	36,28	42,38	43,26	40,19
		Tecpetrol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,96
		UNACEM	80,07	75,01	84,07	116,44	127,62	96,93	156,21	160,04	163,99	172,63
		Vicunha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Autogeneradora			**2.057,60**	**2.980,72**	**3.204,63**	**3.045,42**	**3.254,19**	**3.440,72**	**3.866,24**	**3.891,50**	**3.830,73**	**4.193,70**
Importación		Inter. Colombia	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24
		Inter. Perú	-	-	-	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57
Total Importación			**1.570,47**	**860,87**	**500,16**	**1.120,75**	**872,90**	**1.294,59**	**238,20**	**662,34**	**836,74**	**511,81**
Total			**16.686,32**	**18.197,52**	**19.108,69**	**19.385,37**	**20.382,76**	**21.838,73**	**23.086,16**	**23.922,67**	**25.143,95**	**26.462,01**

La variación de energía bruta del 2015 con respecto al 2014, fue de 5,24 % (25.143,95 GWh en el 2014 y 26.462,01 GWh en el 2015). La empresa que presentó la mayor producción durante el 2015 fue CELEC EP-Hidropaute con 7.003,82 GWh.

5.1.2. Producción histórica de empresas generadoras

La producción en términos de generación bruta de las empresas generadoras tuvo un incremento porcentual mayor en el 2007 y en el 2012, con respecto a los años inmediatos anteriores. El resultado fue un aumento del 11,83 % y 12,38 %, respectivamente. De acuerdo a lo reportado, el incremento en los últimos diez años fue de 75,18 %.

En la TABLA No. 106 y TABLA No. 107 se presenta información de la energía entregada al servicio público, puesto que la mayor parte de la producción de las generadoras está destinada a dicho servicio.

TABLA No. 106: ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2006	11.733,32	301,57	11.431,75	11.428,52
2007	13.121,40	288,64	12.832,76	12.815,01
2008	14.224,46	311,75	13.912,72	13.911,99
2009	13.857,90	331,84	13.526,06	13.525,79
2010	14.739,45	247,18	14.492,27	14.442,15
2011	15.794,54	273,10	15.521,44	15.388,06
2012	17.749,14	306,49	17.442,64	17.305,58
2013	18.174,42	340,26	17.834,16	17.657,94
2014	19.194,41	446,99	18.747,42	18.685,84
2015	20.554,61	419,07	20.135,54	20.068,19

En la TABLA No. 107 se muestra a detalle la producción de energía de las empresas generadoras. A partir del 2006 han entrado en operación comercial varios proyectos de generación eléctrica, lo que ha permitido tener una mayor oferta de energía.

TABLA No. 107: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (1/4)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2006	CELEC-Electroguayas	2.016,47	97,27	1.919,20	-	1.919,20
	CELEC-Hidroagoyán	888,41	1,43	886,99	-	886,99
	CELEC-Hidronación	496,49	7,43	489,06	-	489,06
	CELEC-Hidropaute	4.579,88	46,92	4.532,95	-	4.532,95
	CELEC-Termoesmeraldas	955,11	57,76	897,35	-	897,35
	CELEC-Termogas Machala	885,45	19,47	865,98	-	865,98
	CELEC-Termopichincha	265,15	5,93	259,23	-	259,23
	Elecaustro	273,92	4,60	269,31	-	269,31
	Electroquil	669,98	27,70	642,28	-	642,28
	EMAAP-Q	127,60	27,01	100,59	3,23	97,36
	Generoca	4,59	-	4,59	-	4,59
	Hidrosibimbe	32,27	-	32,27	-	32,27
	Intervisa Trade	426,10	2,12	423,98	-	423,98
	Termoguayas	71,57	0,00	71,57	-	71,57
	Ulysseas	40,33	3,93	36,40	-	36,40
Total 2006		**11.733,32**	**301,57**	**11.431,75**	**3,23**	**11.428,52**
2007	CELEC-Electroguayas	1.659,22	93,34	1.565,88	0,00	1.565,88
	CELEC-Hidroagoyán	1.141,75	1,21	1.140,54	-	1.140,54
	CELEC-Hidronación	528,30	8,49	519,80	-	519,80
	CELEC-Hidropaute	5.075,11	63,21	5.011,91	-	5.011,91
	CELEC-Termoesmeraldas	908,90	57,28	851,62	-	851,62
	CELEC-Termogas Machala	932,94	21,11	911,83	-	911,83
	CELEC-Termopichincha	184,31	5,06	179,25	-	179,25
	Elecaustro	287,13	4,82	282,32	-	282,32
	Electroquil	442,84	19,74	423,09	-	423,09
	EMAAP-Q	137,32	3,77	133,55	17,76	115,79
2007	Eolicsa	0,96	-	0,96	-	0,96
	Generoca	192,59	8,15	184,44	-	184,44
	Hidropastaza	822,55	1,50	821,05	-	821,05
	Hidrosibimbe	89,40	-	89,40	-	89,40
	Intervisa Trade	192,03	0,96	191,07	-	191,07
	Termoguayas	526,06	-	526,06	-	526,06
Total 2007		**13.121,40**	**288,64**	**12.832,76**	**17,76**	**12.815,01**

TABLA No. 107: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (2/4)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2008	CELEC-Electroguayas	1.544,18	101,50	1.442,69	-	1.442,69
	CELEC-Hidroagoyán	1.415,10	2,22	1.412,88	-	1.412,88
	CELEC-Hidronación	844,34	13,30	831,03	-	831,03
	CELEC-Hidropaute	6.285,85	87,54	6.198,31	-	6.198,31
	CELEC-Termoesmeraldas	670,02	44,02	626,00	-	626,00
	CELEC-Termogas Machala	766,62	17,99	748,63	-	748,63
	CELEC-Termopichincha	152,44	4,99	147,45	-	147,45
	Elecaustro	332,33	5,18	327,15	-	327,15
	Electroquil	270,44	11,01	259,43	-	259,43
	EMAAP-Q	140,56	16,63	123,93	0,72	123,21
	Eolicsa	2,68	-	2,68	-	2,68
	Generoca	156,22	6,68	149,54	-	149,54
	Hidropastaza	972,39	-	972,39	-	972,39
	Hidrosibimbe	85,17	-	85,17	-	85,17
	Intervisa Trade	135,94	0,70	135,23	-	135,23
	Termoguayas	450,20	-	450,20	-	450,20
Total 2008		**14.224,46**	**311,75**	**13.912,72**	**0,72**	**13.911,99**
2009	CELEC-Electroguayas	2.015,02	102,32	1.912,70	0,17	1.912,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.197,82	2,15	1.195,67	-	1.195,67
	CELEC-Hidronación	599,27	9,88	589,39	-	589,39
	CELEC-Hidropaute	4.796,31	58,42	4.737,89	-	4.737,89
	CELEC-Termoesmeraldas	1.013,24	69,71	943,53	-	943,53
	CELEC-Termogas Machala	921,02	19,18	901,84	-	901,84
	CELEC-Termopichincha	285,55	10,40	275,16	-	275,16
	Elecaustro	291,22	5,17	286,06	-	286,06
	Electroquil	546,23	18,65	527,58	-	527,58
	EMAAP-Q	150,32	26,04	124,28	0,09	124,19
	Eolicsa	3,20	-	3,20	-	3,20
	Generoca	172,82	7,47	165,35	-	165,35
	Hidropastaza	1.064,82	2,06	1.062,76	-	1.062,76
	Hidrosibimbe	86,19	-	86,19	-	86,19
	Intervisa Trade	136,92	0,39	136,53	-	136,53
	Termoguayas	577,93	-	577,93	-	577,93
Total 2009		**13.857,90**	**331,84**	**13.526,06**	**0,27**	**13.525,79**

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWWh)
2010	CELEC-Electroguayas	2.884,65	127,84	2.756,81	0,15	2.756,67
	CELEC-Hidroagoyán	1.056,84	1,65	1.055,19	-	1.055,19
	CELEC-Hidronación	773,79	10,93	762,86	-	762,86
	CELEC-Hidropaute	4.311,05	14,08	4.296,97	-	4.296,97
	CELEC-Termoesmeraldas	486,15	36,61	449,54	-	449,54
	CELEC-Termogas Machala	1.030,25	21,29	1.008,96	0,03	1.008,93
	CELEC-Termopichincha	1.081,52	5,59	1.075,93	-	1.075,93
	Elecaustro	232,64	3,99	228,65	-	228,65
	Electroquil	514,78	16,62	498,16	-	498,16
	EMAAP-Q	137,41	(1,33)	138,74	49,95	88,79
	Eolicsa	3,43	-	3,43	-	3,43
	Generoca	170,41	7,50	162,91	-	162,91
	Hidropastaza	1.043,88	1,45	1.042,43	-	1.042,43
	Hidrosibimbe	87,95	-	87,95	-	87,95
	Intervisa Trade	328,90	0,96	327,94	-	327,94
	Termoguayas	595,79	-	595,79	-	595,79
Total 2010		**14.739,45**	**247,18**	**14.492,27**	**50,13**	**14.442,15**
2011	CELEC-Electroguayas	2.288,59	118,97	2.169,62	0,25	2.169,36
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	1,33	1.083,23	-	1.083,23
	CELEC-Hidronación	657,39	9,56	647,83	-	647,83
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	20,46	6.737,44	-	6.737,44
	CELEC-Termoesmeraldas	780,06	60,35	719,71	-	719,71
	CELEC-Termogas Machala	717,58	14,63	702,95	-	702,95
	CELEC-Termopichincha	885,71	24,11	861,59	104,00	757,59
	Elecaustro	314,54	5,27	309,26	-	309,26
	Electroquil	228,88	7,14	221,74	-	221,74
	EMAAP-Q	145,60	3,42	142,18	29,13	113,05
	Eolicsa	3,34	-	3,34	-	3,34
	Generoca	141,64	6,25	135,38	-	135,38
	Hidropastaza	913,52	0,90	912,61	-	912,61
	Hidrosibimbe	105,23	-	105,23	-	105,23
	Intervisa Trade	229,03	0,69	228,34	-	228,34
	Termoguayas	540,97	-	540,97	-	540,97
Total 2011		**15.794,54**	**273,10**	**15.521,44**	**133,38**	**15.388,06**

TABLA No. 107: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (3/4)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2012	CELEC-Electroguayas	2.056,05	110,87	1.945,18	0,21	1.944,97
	CELEC-Hidroagoyán	2.326,64	3,58	2.323,05	-	2.323,05
	CELEC-Hidronación	1.051,04	15,19	1.035,85	-	1.035,85
	CELEC-Hidropaute	7.128,86	30,30	7.098,56	-	7.098,56
	CELEC-Termoesmeraldas	1.446,95	63,67	1.383,28	-	1.383,28
	CELEC-Termogas Machala	1.244,23	24,31	1.219,92	-	1.219,92
	CELEC-Termopichincha	891,24	33,90	857,34	100,03	757,31
	Elecaustro	395,05	7,90	387,15	-	387,15
	Electroquil	225,22	8,16	217,06	-	217,06
	EMAAP-Q	146,80	2,63	144,18	36,82	107,36
	Eolicsa	2,40	-	2,40	-	2,40
	Generoca	126,93	5,75	121,18	-	121,18
	Hidrosibimbe	100,50	-	100,50	-	100,50
	Intervisa Trade	60,78	0,24	60,54	-	60,54
	Termoguayas	546,45	-	546,45	-	546,45
Total 2012		**17.749,14**	**306,49**	**17.442,64**	**137,06**	**17.305,58**
2013	CELEC-Electroguayas	2.606,03	119,74	2.486,29	1,12	2.485,17
	CELEC-Gensur	53,25	0,19	53,06	-	53,06
	CELEC-Hidroagoyán	2.592,75	4,48	2.588,27	-	2.588,27
	CELEC-Hidronación	832,86	12,52	820,34	-	820,34
	CELEC-Hidropaute	5.866,05	35,37	5.830,68	-	5.830,68
	CELEC-Termoesmeraldas	1.763,33	63,83	1.699,50	-	1.699,50
	CELEC-Termogas Machala	1.460,36	30,84	1.429,52	-	1.429,52
	CELEC-Termopichincha	1.066,17	39,39	1.026,78	121,91	904,87
	Elecaustro	473,33	10,41	462,92	-	462,92
	Electroquil	258,28	9,29	248,99	-	248,99
	EMAAP-Q	177,62	2,39	175,22	53,19	122,03
	Enersol	0,54	0,02	0,52	-	0,52
	Eolicsa	3,45	-	3,45	-	3,45
	Epfotovoltaica	1,22	0,01	1,21	-	1,21
	Generoca	129,40	6,15	123,25	-	123,25
	Hidrosibimbe	85,71	-	85,71	-	85,71
	Intervisa Trade	169,81	5,60	164,20	-	164,20
	Termoguayas	632,93	-	632,93	-	632,93
	Valsolar	1,34	0,02	1,31	-	1,31
Total 2013		**18.174,42**	**340,26**	**17.834,16**	**176,22**	**17.657,94**
2014	Altgenotec	0,84	0,01	0,83	-	0,83
	Brineforcorp	0,34	0,00	0,34	-	0,34
	CELEC-Electroguayas	2.847,47	143,26	2.704,22	-	2.704,22
	CELEC-Gensur	75,84	1,14	74,70	-	74,70
	CELEC-Hidroagoyán	2.551,88	19,69	2.532,19	-	2.532,19
	CELEC-Hidronación	948,18	14,32	933,86	-	933,86
	CELEC-Hidropaute	6.129,63	34,85	6.094,77	-	6.094,77
	CELEC-Termoesmeraldas	1.862,64	114,76	1.747,88	-	1.747,88
	CELEC-Termogas Machala	1.631,17	33,72	1.597,45	-	1.597,45
	CELEC-Termopichincha	1.151,09	45,35	1.105,74	-	1.105,74
	Elecaustro	487,24	10,59	476,66	-	476,66
	Electrisol	1,54	0,08	1,45	-	1,45
	Electroquil	280,48	11,82	268,66	-	268,66
	EMAAP-Q	171,78	3,28	168,50	61,58	106,92
	Enersol	0,73	0,02	0,71	-	0,71
	Eolicsa	3,86	-	3,86	-	3,86
	Epfotovoltaica	2,99	0,03	2,96	-	2,96
	Generoca	132,77	5,84	126,94	-	126,94
	Genrenotec	0,82	0,01	0,81	-	0,81
	Gonzanergy	0,25	-	0,25	-	0,25
	Gransolar	2,72	-	2,72	-	2,72
	Hidrosibimbe	99,35	-	99,35	-	99,35
	Intervisa Trade	183,13	8,20	174,93	-	174,93
	Lojaenergy	0,07	-	0,07	-	0,07
	Renova Loja	0,05	-	0,05	-	0,05
	Sabiangosolar	0,04	-	0,04	-	0,04
	San Pedro	0,26	-	0,26	-	0,26
	Sanersol	0,25	-	0,25	-	0,25
	Sansau	0,72	0,01	0,71	-	0,71
	Saracaysol	0,25	-	0,25	-	0,25
	Solchacras	0,15	-	0,15	-	0,15
	Solhuaqui	0,14	-	0,14	-	0,14
	Solsantonio	0,12	-	0,12	-	0,12
	Solsantros	0,25	-	0,25	-	0,25
	Surenergy	0,12	-	0,12	-	0,12
	Termoguayas	623,19	-	623,19	-	623,19

TABLA No. 107: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (4/4)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2014	Valsolar	1,34	0,02	1,32	-	1,32
	Wildtecsa	0,72	0,01	0,71	-	0,71
Total 2014		**19.194,41**	**446,99**	**18.747,42**	**61,58**	**18.685,84**
2015	Altgenotec	0,92	0,01	0,91	-	0,91
	Brineforcorp	1,40	0,01	1,39	-	1,39
	CELEC-Coca Codo Sinclair	144,31	-	144,31	-	144,31
	CELEC-Electroguayas	2.518,55	134,67	2.383,88	-	2.383,88
	CELEC-Gensur	92,46	1,54	90,92	-	90,92
	CELEC-Hidroagoyán	2.893,12	26,51	2.866,61	-	2.866,61
	CELEC-Hidronación	1.080,85	14,82	1.066,03	-	1.066,03
	CELEC-Hidropaute	7.003,82	32,54	6.971,29	-	6.971,29
	CELEC-Termoesmeraldas	1.795,73	83,94	1.711,79	-	1.711,79
	CELEC-Termogas Machala	1.506,70	31,05	1.475,65	-	1.475,65
	CELEC-Termopichincha	1.264,75	45,94	1.218,81	-	1.218,81
	Elecaustro	528,73	10,82	517,91	-	517,91
	Electrisol	1,71	0,09	1,62	-	1,62
	Electroquil	373,73	15,36	358,36	-	358,36
	EMAAP-Q	171,77	2,44	169,33	66,71	102,62
	Enersol	0,69	0,02	0,67	-	0,67
	Eolicsa	3,40	-	3,40	-	3,40
	Epfotovoltaica	3,00	0,03	2,97	-	2,97
	Generoca	116,98	5,70	111,28	-	111,28
	Genrenotec	1,09	0,01	1,08	-	1,08
	Gonzanergy	1,56	-	1,56	-	1,56
	Gransolar	5,80	-	5,80	-	5,80
	Hidrosibimbe	106,25	-	106,25	0,64	105,60
	Intervisa Trade	297,25	13,55	283,70	-	283,70
	Lojaenergy	1,08	-	1,08	-	1,08
	Renova Loja	0,95	-	0,95	-	0,95
	Sabiangosolar	0,59	-	0,59	-	0,59
	San Pedro	1,58	-	1,58	-	1,58
	Sanersol	1,34	-	1,34	-	1,34
	Sansau	1,29	0,01	1,28	-	1,28
2015	Saracaysol	1,35	-	1,35	-	1,35
	Solchacras	0,99	-	0,99	-	0,99
	Solhuaqui	1,21	-	1,21	-	1,21
	Solsantonio	1,15	-	1,15	-	1,15
	Solsantros	1,38	-	1,38	-	1,38
	Surenergy	1,46	-	1,46	-	1,46
	Termoguayas	622,91	-	622,91	-	622,91
	Valsolar	1,46	0,02	1,44	-	1,44
	Wildtecsa	1,29	0,01	1,28	-	1,28
Total 2015		**20.554,61**	**419,07**	**20.135,54**	**67,36**	**20.068,19**

Obra iluminación pública - Pujilí, provincia de Cotopaxi
Autor: E.E. Cotopaxi - Juan Villavicencio

La evolución de la producción total de energía de las empresas generadoras se presenta en la FIG. No. 121. En esta se evidencia que a partir del 2006 hubo un crecimiento de la producción energética relacionado con la incorporación de nuevas centrales de generación. Sin embargo, se aprecia una disminución de la producción en el 2009 debido al déficit energético presentado a finales de ese año.

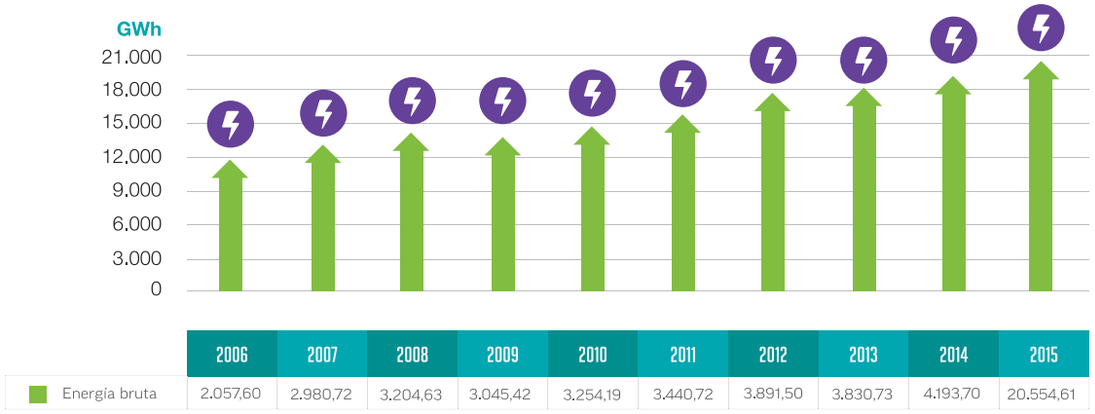


FIG. No. 121: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS GENERADORAS

5.1.3. Producción histórica de empresas distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras del país son las encargadas de llevar la energía disponible desde el sistema de transmisión para ser distribuida y comercializada a los clientes finales. Varias de las distribuidoras tienen centrales de generación eléctrica a su cargo. A continuación se detalla la producción de energía de las centrales de generación de las distribuidoras. La energía disponible en generación para el 2015 fue de 1.183,75 GWh, siendo entregado en su totalidad para el servicio público.

TABLA No. 108: ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2006	1.324,94	25,64	1.299,30	1.299,30
2007	1.234,53	21,60	1.212,93	1.212,93
2008	1.179,43	13,69	1.165,74	1.165,74
2009	1.361,30	17,07	1.344,23	1.344,23
2010	1.516,22	18,33	1.497,88	1.497,88
2011	1.308,89	14,22	1.294,66	1.294,66
2012	1.232,58	12,90	1.219,67	1.219,67
2013	1.194,41	12,55	1.181,86	1.181,86
2014	1.282,07	13,29	1.268,78	1.268,78
2015	1.201,87	18,12	1.183,75	1.183,75

En la TABLA No. 109 y FIG. No. 122 se presenta con mayor detalle la energía producida por empresas distribuidoras con generación, la energía disponible y la entregada para el servicio público en el sector eléctrico.

Complejo Catiglata - Ambato, provincia de Tunguraha
Autor: E.E. Sur

TABLA No. 109: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (1/2)

Año	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Consumo auxiliares (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2006	CNEL-Bolívar	1,45	0,03	1,42	1,42
	CNEL-El Oro	6,62	0,16	6,47	6,47
	CNEL-Guayaquil	468,09	15,10	452,99	452,99
	CNEL-Sta. Elena	13,55	0,39	13,16	13,16
	CNEL-Sucumbíos	50,26	2,52	47,74	47,74
	E.E. Ambato	8,76	0,04	8,72	8,72
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	57,10	(0,04)	57,14	57,14
	E.E. Galápagos	25,60	0,08	25,52	25,52
	E.E. Norte	47,72	0,05	47,67	47,67
	E.E. Quito	508,89	6,53	502,36	502,36
	E.E. Riobamba	104,30	0,14	104,16	104,16
	E.E. Sur	32,59	0,65	31,94	31,94
Total 2006		**1.324,94**	**25,64**	**1.299,30**	**1.299,30**
2007	CNEL-Bolívar	1,52	0,01	1,51	1,51
	CNEL-El Oro	4,23	0,09	4,14	4,14
	CNEL-Guayaquil	355,84	12,31	343,53	343,53
	CNEL-Sta. Elena	4,96	0,14	4,82	4,82
	CNEL-Sucumbíos	58,18	2,92	55,26	55,26
	E.E. Ambato	12,05	0,05	12,00	12,00
	E.E. Centro Sur	0,34	-	0,34	0,34
	E.E. Cotopaxi	61,39	0,06	61,33	61,33
	E.E. Galápagos	25,23	0,08	25,15	25,15
	E.E. Norte	50,87	0,06	50,81	50,81
	E.E. Quito	527,04	5,29	521,74	521,74
	E.E. Riobamba	101,13	0,13	101,00	101,00
	E.E. Sur	31,74	0,45	31,29	31,29
Total 2007		**1.234,53**	**21,60**	**1.212,93**	**1.212,93**
2008	CNEL-Bolívar	4,24	0,01	4,23	4,23
	CNEL-El Oro	3,73	0,02	3,71	3,71
	CNEL-Guayaquil	238,60	7,73	230,87	230,87
	CNEL-Sucumbíos	17,09	0,86	16,23	16,23
	E.E. Ambato	18,45	0,02	18,43	18,43
	E.E. Centro Sur	0,37	-	0,37	0,37
	E.E. Cotopaxi	59,48	0,88	58,60	58,60
	E.E. Galápagos	26,84	0,08	26,76	26,76
	E.E. Norte	59,50	0,00	59,50	59,50
	E.E. Quito	634,63	3,74	630,89	630,89
	E.E. Riobamba	92,05	0,11	91,94	91,94
	E.E. Sur	24,45	0,24	24,21	24,21
Total 2008		**1.179,43**	**13,69**	**1.165,74**	**1.165,74**

Año	Empresa	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2009	CNEL-Bolívar	3,28	0,01	3,27	3,27
	CNEL-El Oro	1,95	0,00	1,95	1,95
	CNEL-Guayaquil	399,47	3,50	395,98	395,98
	CNEL-Manabí	5,00	0,04	4,96	4,96
	CNEL-Milagro	0,02	0,00	0,01	0,01
	CNEL-Sucumbíos	55,52	1,86	53,67	53,67
	E.E. Ambato	11,68	0,02	11,66	11,66
	E.E. Centro Sur	0,55	-	0,55	0,55
	E.E. Cotopaxi	53,94	0,05	53,88	53,88
	E.E. Galápagos	28,39	0,11	28,28	28,28
	E.E. Norte	51,11	-	51,11	51,11
	E.E. Quito	601,69	10,59	591,10	591,10
	E.E. Riobamba	99,08	0,17	98,90	98,90
	E.E. Sur	49,61	0,72	48,90	48,90
Total 2009		**1.361,30**	**17,07**	**1.344,23**	**1.344,23**
2010	CNEL-Bolívar	4,51	0,01	4,49	4,49
	CNEL-El Oro	0,09	0,00	0,09	0,09
	CNEL-Guayaquil	603,35	7,65	595,70	595,70
	CNEL-Sucumbíos	61,94	2,03	59,91	59,91
	E.E. Ambato	10,22	0,02	10,20	10,20
	E.E. Centro Sur	0,39	-	0,39	0,39
	E.E. Cotopaxi	51,55	0,05	51,50	51,50
	E.E. Galápagos	29,27	0,08	29,19	29,19
	E.E. Norte	52,66	-	52,66	52,66
	E.E. Quito	557,64	7,84	549,80	549,80
	E.E. Riobamba	105,70	0,13	105,57	105,57
	E.E. Sur	38,89	0,51	38,38	38,38
Total 2010		**1.516,22**	**18,33**	**1.497,88**	**1.497,88**
2011	CNEL-Bolívar	2,26	0,01	2,26	2,26
	CNEL-El Oro	0,03	0,00	0,03	0,03
	CNEL-Guayaquil	336,57	5,13	331,45	331,45
	CNEL-Sucumbíos	47,49	1,71	45,78	45,78
	E.E. Ambato	9,37	0,01	9,37	9,37
	E.E. Centro Sur	0,05	-	0,05	0,05
	E.E. Cotopaxi	60,79	0,11	60,69	60,69
	E.E. Galápagos	31,90	0,15	31,76	31,76

TABLA No. 109: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (2/2)

Año	Empresa	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2011	E.E. Norte	69,18	-	69,18	69,18
	E.E. Quito	619,41	6,59	612,82	612,82
	E.E. Riobamba	100,83	0,11	100,72	100,72
	E.E. Sur	30,98	0,42	30,56	30,56
Total 2011		**1.308,89**	**14,22**	**1.294,66**	**1.294,66**
2012	CNEL-Bolívar	1,49	0,00	1,49	1,49
	CNEL-Guayaquil	375,21	5,59	369,62	369,62
	CNEL-Sucumbíos	15,15	0,62	14,53	14,53
	E.E. Ambato	13,02	0,00	13,02	13,02
	E.E. Centro Sur	0,65	0,00	0,65	0,65
	E.E. Cotopaxi	55,64	0,06	55,59	55,59
	E.E. Galápagos	36,74	0,28	36,46	36,46
	E.E. Norte	53,28	-	53,28	53,28
	E.E. Quito	543,27	5,88	537,38	537,38
	E.E. Riobamba	110,09	0,11	109,97	109,97
	E.E. Sur	28,04	0,35	27,69	27,69
Total 2012		**1.232,58**	**12,90**	**1.219,67**	**1.219,67**
2013	CNEL-Guayaquil	377,42	3,53	373,89	373,89
	E.E. Ambato	10,47	0,01	10,46	10,46
	E.E. Centro Sur	1,48	0,00	1,48	1,48
	E.E. Cotopaxi	59,60	0,06	59,54	59,54
	E.E. Galápagos	37,05	1,22	35,84	35,84
	E.E. Norte	60,42	-	60,42	60,42
	E.E. Quito	519,23	7,03	512,20	512,20
	E.E. Riobamba	94,96	0,11	94,85	94,85
	E.E. Sur	33,77	0,59	33,17	33,17
Total 2013		**1.194,41**	**12,55**	**1.181,86**	**1.181,86**
2014	CNEL-Guayaquil	415,80	3,69	412,12	412,12
	E.E. Ambato	10,20	0,00	10,19	10,19
	E.E. Centro Sur	1,27	0,00	1,27	1,27
	E.E. Cotopaxi	62,05	0,06	61,99	61,99
	E.E. Galápagos	43,54	1,54	42,00	42,00
	E.E. Norte	66,93	-	66,93	66,93
	E.E. Quito	551,27	7,42	543,85	543,85
	E.E. Riobamba	104,11	0,11	104,00	104,00
	E.E. Sur	26,89	0,47	26,42	26,42
Total 2014		**1.282,07**	**13,29**	**1.268,78**	**1.268,78**
2015	CNEL-Guayaquil	405,91	8,35	397,56	397,56
	E.E. Ambato	13,08	0,00	13,07	13,07
	E.E. Centro Sur	0,68	0,00	0,68	0,68
	E.E. Cotopaxi	61,24	0,06	61,18	61,18
	E.E. Galápagos	50,50	1,38	49,12	49,12
	E.E. Norte	56,07	-	56,07	56,07
	E.E. Quito	485,17	7,63	477,54	477,54
	E.E. Riobamba	105,80	0,12	105,68	105,68
	E.E. Sur	23,44	0,57	22,87	22,87
Total 2015		**1.201,87**	**18,12**	**1.183,75**	**1.183,75**

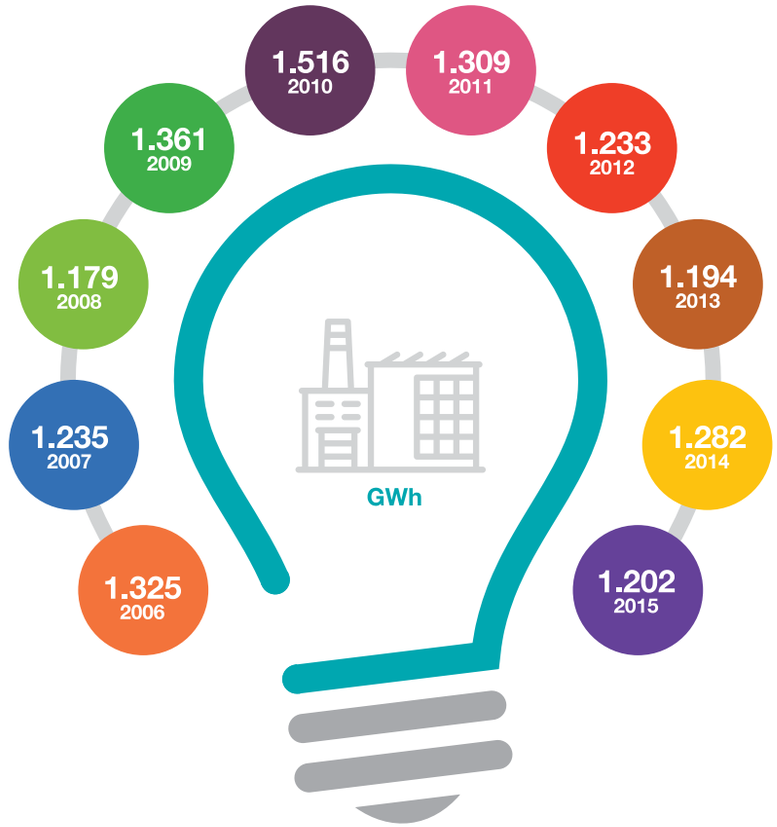


FIG. No. 122: ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

5.1.4. Producción histórica de empresas autogeneradoras

En el periodo de análisis, la producción en términos de generación bruta de las empresas autogeneradoras tuvo un mayor incremento en los años 2007 y 2012, en relación a los años inmediatos anteriores. Este aumento fue de 44,86 % y 12,37 %, respectivamente. De acuerdo con lo reportado, el incremento en los últimos diez años fue de 103,79 %

TABLA No. 110: ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2006	2.057,60	97,33	1.960,27	236,45	1.723,82
2007	2.980,72	89,89	2.890,83	460,71	2.430,12
2008	3.204,63	271,98	2.932,65	610,90	2.321,75
2009	3.045,42	23,87	3.021,55	533,57	2.487,98
2010	3.254,19	35,17	3.219,01	563,44	2.655,57
2011	3.440,72	12,60	3.428,12	635,57	2.792,55
2012	3.866,24	59,81	3.806,43	636,04	3.170,40
2013	3.891,50	64,23	3.827,27	656,40	3.170,87
2014	3.830,73	68,02	3.762,72	379,83	3.382,89
2015	4.193,70	84,66	4.109,05	569,56	3.539,49

La TABLA No. 111 muestra a detalle la producción de energía de las empresas autogeneradoras en los últimos diez años. El 2015 se registró la información de 27 autogeneradores.

Cascada San José del Tambo - Chillanes, provincia de Bolívar
Autor: E.E. Bolívar - Giovani Arellano

TABLA No. 111: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (1/4)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2006	Agip	147,68	143,43	-	143,43
	Agua y Gas de Sillunchi	2,71	0,52	0,52	-
	Andes Petro	301,74	295,33	-	295,33
	Ecoelectric	25,99	17,78	0,69	17,09
	Ecoluz	35,21	28,10	28,10	-
	Ecudos	77,68	34,93	34,93	0,00
	Enermax	5,00	5,00	5,00	-
	Hidroabanico	123,68	123,67	123,67	-
	Hidroimbabura	4,78	4,78	0,05	4,73
	I.M. Mejía	5,88	5,88	5,88	-
	Manageneración	4,02	4,02	4,02	-
	Moderna Alimentos	6,73	3,64	3,62	0,02
	Ocp	27,20	31,00	-	31,00
	Perlabí	9,93	9,88	0,55	9,34
	Petroamazonas	108,81	104,24	-	104,24
	Petroproducción	274,97	266,72	-	266,72
	Repsol	751,59	738,39	3,73	734,66
	San Carlos	41,89	42,81	16,73	26,08
	Vicunha	22,05	24,06	1,77	22,29
	UNACEM	80,07	76,09	7,19	68,90
Total 2006		**2.057,60**	**1.960,27**	**236,45**	**1.723,82**
2007	Agip	162,78	158,29	-	158,29
	Agua y Gas de Sillunchi	2,79	2,63	0,51	2,12
	Andes Petro	367,44	362,68	-	362,68
	Ecoelectric	77,16	61,56	7,58	53,98
	Ecoluz	38,31	38,27	31,26	7,01
	Ecudos	86,34	86,34	42,13	44,20
	Enermax	79,98	79,77	79,77	0,00
	Hidroabanico	209,37	209,37	209,37	-
	Hidroimbabura	5,01	5,01	-	5,01
	I.M. Mejía	9,04	9,04	9,04	0,00
	Manageneración	41,48	41,48	41,48	-
	Moderna Alimentos	6,05	4,90	4,90	-
	Ocp	23,29	-	-	-

TABLA No. 111: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (2/4)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2007	Perlabí	9,62	-	-	-
	Petroamazonas	534,66	532,45	-	532,45
	Petroproducción	299,34	290,36	-	290,36
	Repsol	844,82	830,55	3,83	826,72
	San Carlos	55,25	55,25	25,69	29,56
	Sipec	34,05	33,42	-	33,42
	Vicunha	18,92	18,28	3,41	14,87
	UNACEM	75,01	71,18	1,72	69,46
Total 2007		**2.980,72**	**2.890,83**	**460,71**	**2.430,12**
2008	Agip	186,43	177,74	-	177,74
	Agua y Gas de Sillunchi	2,41	0,20	0,20	0,00
	Andes Petro	378,77	366,03	-	366,03
	Ecoelectric	74,89	38,99	38,99	-
	Ecoluz	41,83	34,82	34,82	-
	Ecudos	75,01	36,05	36,05	-
	Enermax	95,11	95,09	95,09	-
	Hidroabanico	319,54	319,54	319,54	-
	Hidroimbabura	5,17	5,17	0,04	5,12
	I.M. Mejía	4,71	4,71	4,71	-
	Manageneración	35,25	35,25	35,25	-
	Moderna Alimentos	10,07	9,98	9,98	0,00
	Ocp	23,82	30,71	-	30,71
	Perlabí	16,03	15,98	-	15,98
	Petroamazonas	602,13	569,38	-	569,38
	Petroproducción	322,35	312,68	-	312,68
	Repsol	817,60	803,46	1,55	801,91
	San Carlos	58,43	25,36	24,83	0,52
	Sipec	34,27	33,66	-	33,66
	Vicunha	16,74	15,99	8,41	7,58
	UNACEM	84,07	1,85	1,43	0,42
Total 2008		**3.204,63**	**2.932,65**	**610,90**	**2.321,75**
2009	Agip	192,32	183,58	-	183,58
	Agua y Gas de Sillunchi	2,53	2,53	0,04	2,49
	Andes Petro	388,58	374,45	-	374,45

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2009	Consejo Provincial De Tungurahua	0,34	0,34	0,34	-
	Ecoelectric	76,64	69,37	40,19	29,19
	Ecoluz	39,67	36,90	36,90	-
	Ecudos	69,27	69,60	30,68	38,92
	Electroandina	0,06	0,06	0,06	-
	Electrocordova	0,10	0,10	0,10	-
	Enermax	81,19	98,38	47,34	51,04
	Hidroabanico	318,49	321,14	321,14	-
	Hidroservice	0,29	0,29	0,29	-
	I.M. Mejía	5,63	5,63	5,63	-
	Moderna Alimentos	4,70	4,70	4,63	0,07
	Ocp	25,03	31,07	-	31,07
	Perlabí	13,95	13,90	0,00	13,90
	Petroamazonas	443,28	434,14	0,00	434,14
	Petrobras	68,90	60,93	0,00	60,93
	Petroproducción	287,35	278,73	0,00	278,73
	Repsol	786,81	773,93	0,00	773,93
	San Carlos	70,60	68,02	33,30	34,72
	Sipec	31,96	31,43	-	31,43
	Vicunha	19,72	18,69	1,56	17,13
	SERMAA EP	1,57	1,57	1,57	-
	UNACEM	116,44	142,05	9,80	132,25
Total 2009		**3.045,42**	**3.021,55**	**533,57**	**2.487,98**
2010	Agip	208,71	199,96	0,00	199,96
	Agua y Gas de Sillunchi	2,82	2,82	0,03	2,79
	Andes Petro	362,23	348,47	-	348,47
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,33	0,33	0,33	-
	Ecoelectric	70,51	63,29	34,75	28,54
	Ecoluz	30,58	29,72	29,72	-
	Ecudos	96,48	96,59	51,02	45,57
	Electrocordova	0,05	0,05	0,05	-
	Enermax	88,35	91,10	91,10	-
	Ocp	24,97	28,73	0,00	28,73
	Perlabí	7,14	7,10	-	7,10

TABLA No. 111: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (3/4)

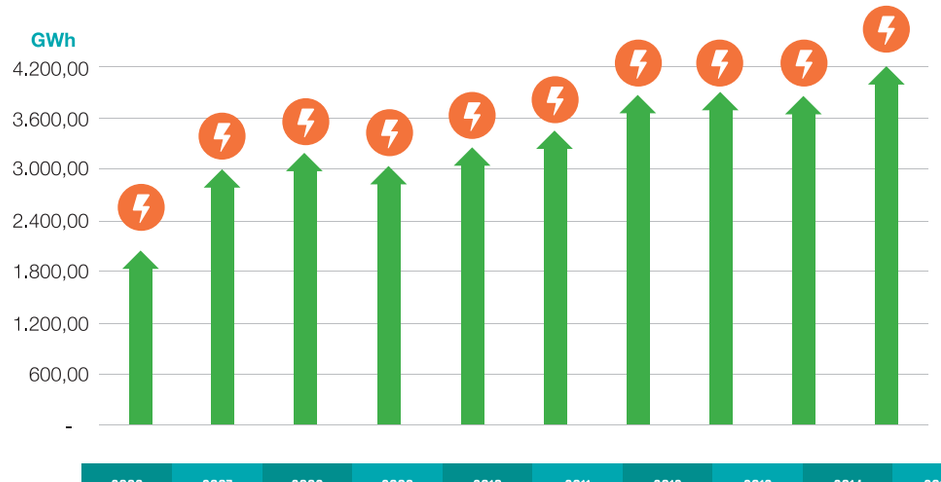
Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2010	Ocp	24,97	28,73	0,00	28,73
	Perlabí	7,14	7,10	-	7,10
	Petroamazonas	696,94	683,44	0,00	683,44
	Petrobras	69,26	61,53	0,00	61,53
	Petroproducción	227,29	220,47	0,00	220,47
	Repsol	815,89	801,73	0,00	801,73
	San Carlos	68,57	65,95	29,56	36,40
	Sipec	28,56	27,96	-	27,96
	Vicunha	17,57	16,79	0,31	16,47
	SERMAA EP	1,34	1,34	1,34	-
	UNACEM	127,62	151,54	6,12	145,42
Total 2010		**3.254,19**	**3.219,01**	**563,44**	**2.655,57**
2011	Agip	221,71	213,06	-	213,06
	Agua y Gas de Sillunchi	1,66	1,66	0,03	1,63
	Andes Petro	467,85	452,97	-	452,97
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,59	0,59	0,59	-
	Ecoelectric	110,99	104,03	64,92	39,10
	Ecoluz	39,58	38,43	38,43	-
	Ecudos	94,04	94,40	49,02	45,38
	Electrocordova	0,47	0,47	0,47	-
	Enermax	87,78	87,77	87,77	-
	Hidroabanico	324,82	327,12	327,12	-
	Hidroimbabura	0,50	0,50	0,50	-
	I.M. Mejía	9,88	9,88	9,88	-
	Moderna Alimentos	7,00	7,00	7,00	-
	Ocp	24,04	28,90	0,00	28,90
	Perlabí	14,58	14,54	14,54	-
	Petroamazonas	712,32	697,65	0,00	697,65
	Petrobras	82,09	73,82	-	73,82
	Petroproducción	213,76	207,34	0,00	207,34
	Repsol	805,19	789,92	0,00	789,92
	San Carlos	73,17	71,54	33,33	38,21
	Sipec	33,45	32,35	0,00	32,35
	Vicunha	16,96	15,69	0,13	15,56
	SERMAA EP	1,36	1,36	1,36	-
	UNACEM	96,93	157,13	0,48	156,65
Total 2011		**3.440,72**	**3.428,12**	**635,57**	**2.792,55**

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2012	Agip	229,33	220,44	0,00	220,44
	Agua y Gas de Sillunchi	2,19	2,19	0,07	2,12
	Andes Petro	470,62	464,17	-	464,17
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,64	0,64	0,64	-
	Ecoelectric	110,84	103,84	61,80	42,03
	Ecoluz	39,79	38,70	38,70	-
	Ecudos	97,80	98,11	50,83	47,28
	Electrocordova	0,13	0,13	0,13	-
	Enermax	92,50	92,49	92,49	-
	Hidroabanico	315,40	321,16	321,16	-
	Hidroimbabura	1,99	1,99	1,99	-
	I.M. Mejía	8,51	8,51	8,51	-
	Moderna Alimentos	6,94	6,94	6,94	-
	Ocp	24,05	29,18	0,00	29,18
	Perlabí	13,49	13,45	0,10	13,35
	Petroamazonas	1.071,29	1.046,43	-	1.046,43
	Petroproducción	258,22	250,85	0,00	250,85
	Repsol	812,85	798,17	0,00	798,17
	San Carlos	87,72	86,11	43,02	43,09
	Sipec	36,28	34,11	0,00	34,11
	Vicunha	29,15	27,26	0,30	26,96
	SERMAA EP	0,31	0,31	0,31	-
	UNACEM	156,21	161,26	9,04	152,22
Total 2012		**3.866,24**	**3.806,43**	**636,04**	**3.170,40**
2013	Agip	231,94	218,81	0,00	218,81
	Agua y Gas de Sillunchi	2,45	2,45	0,24	2,20
	Andes Petro	471,27	465,91	-	465,91
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,12	0,12	0,12	-
	Ecoelectric	122,56	114,62	78,28	36,34
	Ecoluz	42,14	40,92	40,92	-
	Ecudos	87,29	88,12	43,67	44,45
	Electrocordova	0,09	0,09	0,09	-
	Enermax	85,38	85,34	85,34	-
	Hidroabanico	321,76	325,82	325,82	-
	Hidroimbabura	2,12	2,12	2,12	-
	I.M. Mejía	7,82	7,82	7,82	-
	Moderna Alimentos	5,35	5,35	5,35	-

TABLA No. 111: ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (4/4)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2013	Ocp	24,24	29,35	0,00	29,35
	Perlabí	7,20	7,17	0,00	7,17
	Petroamazonas	1.309,12	1.271,64	0,70	1.270,94
	Repsol	842,47	827,57	0,00	827,57
	San Carlos	85,93	84,67	39,08	45,59
	Sipec	42,38	39,85	0,00	39,85
	Vicunha	37,31	34,89	18,22	16,67
	SERMAA EP	2,50	2,50	2,50	-
	UNACEM	160,04	172,15	6,13	166,02
Total 2013		**3.891,50**	**3.827,27**	**656,40**	**3.170,87**
2014	Agip	237,24	226,64	0,00	226,64
	Agua y Gas de Sillunchi	2,17	2,17	0,27	1,89
	Andes Petro	474,03	467,60	-	467,60
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,35	0,35	0,35	-
	Ecoelectric	117,31	108,69	64,13	44,57
	Ecoluz	42,24	41,19	39,10	2,09
	Ecudos	102,76	102,89	49,58	53,31
	Electrocordova	0,01	0,01	0,01	-
	Enermax	97,46	98,85	43,67	55,18
	Hidroabanico	321,85	327,68	40,48	287,20
	Hidroimbabura	0,12	0,12	0,12	-
	I.M. Mejía	6,94	6,94	6,94	-
	Moderna Alimentos	7,85	7,85	7,85	-
	Ocp	21,20	28,16	0,00	28,16
	Perlabí	7,97	7,93	0,00	7,93
	Petroamazonas	1.137,63	1.094,88	0,00	1.094,88
	Repsol	831,46	817,62	0,00	817,62
	San Carlos	179,40	176,77	115,81	60,96
	Sipec	43,26	40,67	0,00	40,67
	Vicunha	33,45	31,69	0,77	30,92
	SERMAA EP	2,02	2,02	2,02	-
	UNACEM	163,99	172,01	8,71	163,29
Total 2014		**3.830,73**	**3.762,72**	**379,83**	**3.382,89**
2015	Agip	210,91	200,57	0,00	200,57
	Agua y Gas de Sillunchi	1,74	1,74	0,04	1,70
	Andes Petro	483,40	477,47	-	477,47
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,25	0,25	0,25	-
	Ecoelectric	105,46	98,88	57,64	41,24
	Ecoluz	47,33	46,48	44,32	2,16
	Ecudos	100,38	100,87	49,39	51,48
	Electrocordova	0,31	0,31	-	0,31
	Enermax	104,27	104,46	51,34	53,12
	Hidroabanico	317,27	325,69	45,72	279,97
	Hidroimbabura	1,56	1,56	1,56	-
	I.M. Mejía	5,31	5,31	5,31	-
	Moderna Alimentos	3,84	3,84	2,96	0,88
	Ocp	19,14	17,21	0,00	17,21
	Perlabí	6,32	6,28	0,00	6,28
	Petroamazonas	1.283,43	1.233,68	0,00	1.233,68
	Repsol	809,79	796,09	0,00	796,09
	San Carlos	201,92	199,12	139,64	59,48
	Sipec	40,19	37,79	0,00	37,79
	Vicunha	35,20	33,40	0,94	32,47
	Hidrosanbartolo	166,01	166,58	154,48	12,11
	Municipio Cantón Espejo	1,29	1,29	1,29	-
	Tecpetrol	28,96	28,94	-	28,94
	UCEM	5,10	5,10	-	5,10
	Río Napo	39,45	39,45	-	39,45
	SERMAA EP	1,67	1,67	1,67	-
	Orion	0,60	0,53	0,00	0,53
	UNACEM	172,63	174,49	13,01	161,48
Total 2015		**4.193,70**	**4.109,05**	**569,56**	**3.539,49**

La evolución de la producción total de energía de las empresas autogeneradoras se presenta en la FIG. No. 123. En 2007, 2012 y 2015 se evidencia un crecimiento considerable respecto al año inmediato anterior 44,86 %, 12,37 % y 9,46 % respectivamente. En el resto del periodo se visualizan incrementos moderados que básicamente corresponden a la entrada y salida de unidades de generación térmica que son las predominantes entre los autogeneradores.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energía bruta	11.733,32	13.121,40	14.224,46	13.857,90	14.739,45	15.794,54	17.749,14	18.174,42	19.194,41	20.554,61

FIG. No. 123: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

5.1.5. Consumo de combustible de empresas con generación eléctrica

Las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras, en sus centrales térmicas, disponen de motores de combustión interna (MCI), unidades turbovapor o unidades turbogas. Para que estas funcionen se requiere de la utilización de diversos combustibles como el fuel oíl, diesel, nafta, gas natural, crudo, residuo y bagazo de caña. El último es considerado como un biocombustible.

En la TABLA No. 112 se pormenoriza el consumo de los combustibles en el periodo 2006-2015 con sus respectivas unidades de medida.

TABLA No. 112: CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Combustible	Unidad	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fuel Oil	Millones gal	210,61	220,85	191,90	225,01	235,42	265,90	312,67	343,51	368,78	335,75
Diesel	Millones gal	172,02	166,79	124,63	207,80	315,20	172,27	139,16	176,86	185,57	212,38
Nafta	Millones gal	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	14,71	0,09	2,71	-	-
Gas Natural	kpc x 10^6	15,72	18,37	16,08	19,30	20,04	17,71	23,23	25,87	26,65	25,72
Residuo	Millones gal	15,66	29,43	30,75	38,95	38,43	34,13	32,85	32,11	36,24	58,77
Crudo	Millones gal	22,54	50,89	54,99	57,04	60,53	62,81	67,16	75,61	77,09	75,12
GLP	Millones gal	7,59	8,28	8,58	7,58	7,75	7,07	6,30	5,86	6,34	7,29
Bagazo de Caña	Millones t	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	1,06	1,12	1,09	1,45	1,50

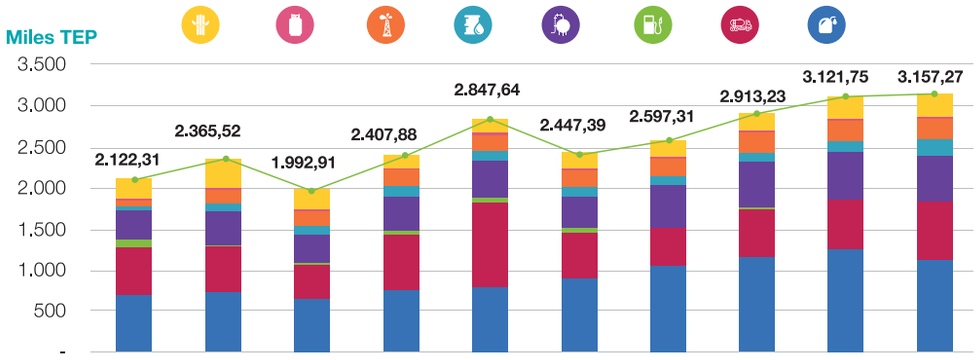
Para alcanzar una acertada cuantificación del consumo de combustibles por parte de las centrales térmicas se unificó la unidad de medida. Esto se llevó a cabo gracias a la introducción del concepto de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), que mide el valor que se consumiría en toneladas de petróleo para generar energía.

En la TABLA No. 113 se detallan las equivalencias entre las diferentes unidades de medida de los combustibles usados por las centrales térmicas y las Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP).

TABLA No. 113: UNIDADES DE CONVERSIÓN A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP)

Combustible	Unidad	Equivalente TEP
Fuel Oil	1 gal	0,003404736
Diesel	1 gal	0,003302303
Nafta	1 gal	0,002907111
Gas Natural	1 kpc	0,022278869
Residuo	1 gal	0,003302303
Crudo	1 gal	0,003404736
GLP	1 gal	0,002214202
Bagazo de Caña	1 t	0,181997480

Fuente: OLADE, Manual de Estadísticas Energéticas.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Bagazo de Caña	241,60	353,02	238,86	157,02	166,04	193,69	204,26	198,99	263,36	273,80
GLP	16,80	18,32	19,01	16,79	17,17	15,65	13,94	12,98	14,03	16,14
Crudo	76,73	173,26	187,24	194,19	206,09	213,84	228,65	257,44	262,47	255,78
Residuo	51,72	97,20	101,54	128,62	126,92	112,70	108,48	106,05	119,67	194,08
Gas Natural	350,22	409,34	358,25	430,02	446,46	394,52	517,63	576,26	593,78	572,99
Nafta	100,12	11,64	23,07	28,94	42,56	42,77	0,26	7,87	-	-
Diesel	568,06	550,78	411,58	688,21	1.040,87	568,90	459,54	584,06	612,82	701,33
Fuel Oil	717,05	751,95	653,37	766,10	801,53	905,31	1.064,55	1.169,58	1.255,61	1.143,14

FIG. No. 124: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP

En la FIG. No.124 se puntualizan los consumos de combustibles para el periodo 2006–2015 expresados en TEP, en la misma se aprecia que el combustible más utilizado lo constituyó el fuel oil. Este se consumió en mayor escala por las empresas CELEC EP – Electroguayas, CELEC EP – Termoesmeraldas, CELEC EP – Termopichincha, Termoguayas y CNEL Guayaquil.

El diesel fue utilizado especialmente por las centrales de generación pertenecientes a las empresas CELEC EP-Electroguayas, CELEC EP Termoesmeraldas, CELEC EP-Termopichincha, Electroquil, Intervisa Trade, CNEL Guayaquil, Andes Petro, Petroamazonas y Repsol. En menor medida, este combustible fue consumido por Elecaustro, Generoca, E. E. Ambato, E. E. Centro Sur, E. E. Galápagos, E. E. Quito, E. E. Sur, Agip, UNACEM, Moderna Alimentos, OCP Ecuador y Sipec.

La nafta fue utilizada hasta el 2013 únicamente por la unidad de generación conocida como Victoria II, la cual fue administrada inicialmente por la empresa generadora Energycorp. Posteriormente pasó a custodia de la Unidad de negocio CELEC EP-Electroguayas y finalmente fue administrada por la empresa Intervisa Trade S.A.

El gas natural en nuestro medio es obtenido para la generación energética de dos maneras: una por medio de la explotación de los yacimientos de Gas del Golfo de Guayaquil (generadora CELEC EP-Termogas Machala) y otra mediante el gas residual que se obtiene en la extracción del petróleo (autogeneradoras Andes Petro, Petroamazonas, Repsol y Sipec).

Algunas autogeneradoras (Agip, Andes Petro, Petroamazonas, Repsol) utilizan crudo para producir energía eléctrica. La empresa OCP Ecuador utiliza principalmente crudo de petróleo para la generación de energía eléctrica.

El residuo es una especie de combustible obtenido a partir de la refinación del petróleo, pero que no alcanza un grado mayor de purificación. Las empresas que hacen uso de este tipo de combustible son: CELEC EP - Termopichincha, Elecaustro, Generoca y UNACEM.

Las empresas azucareras Ecoelectric, Ecudos y San Carlos emplean bagazo de caña para obtener vapor de agua, el cual mueve las turbinas de sus generadores eléctricos. Este tipo de generación es utilizada principalmente para abastecer sus necesidades productivas. Los excedentes son vendidos en el sector eléctrico. El bagazo de caña es utilizado únicamente en los periodos de zafra, entre junio y febrero.

La única empresa que utiliza gas licuado de petróleo (GLP) es la autogeneradora Andes Petro.

La FIG. No. 125 muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa para el periodo 2006-2015.

Trabajos E.E. Quito - Quito, provincia de Pichincha
Autor: E.E. Quito

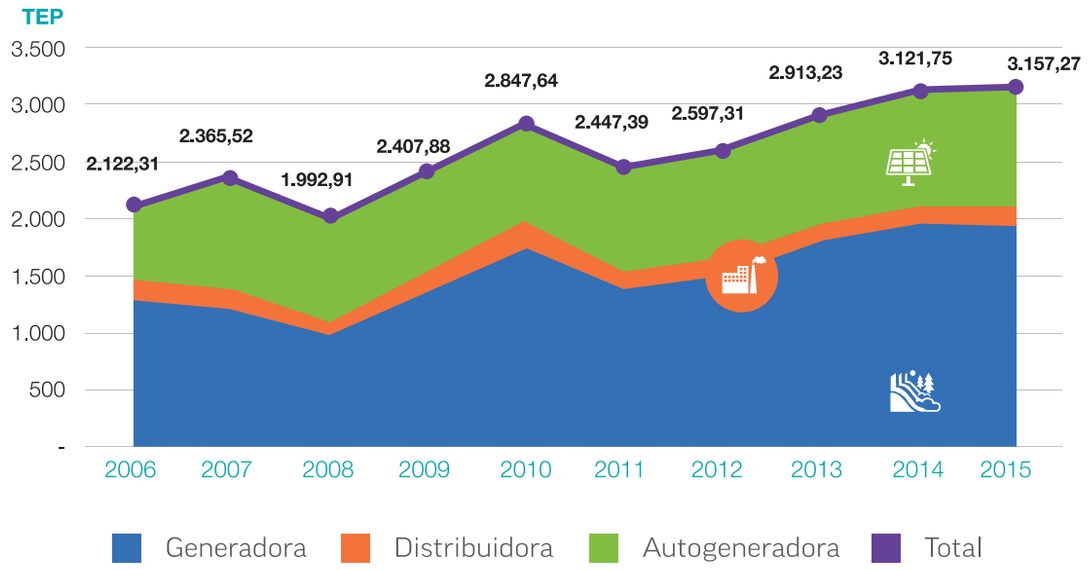


FIG. No. 125: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA

TABLA No. 114: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA

Valores	Tipo de Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fuel Oil (Millones gal)	Generadora	188,44	197,43	177,91	220,68	206,10	241,65	287,25	320,26	348,66	316,77
	Distribuidora	21,94	23,42	13,99	4,33	29,32	24,25	25,42	23,26	20,12	18,98
	Autogeneradora	0,23	-	-	-	-	-	-	-	-	0,001
Diesel (Millones gal)	Generadora	92,42	68,72	28,26	80,04	201,09	84,55	51,47	80,83	83,21	99,65
	Distribuidora	34,06	27,69	20,23	50,99	39,48	18,51	18,99	22,64	28,58	31,36
	Autogeneradora	45,54	70,38	76,14	76,76	74,63	69,21	68,69	73,40	73,78	81,36
Nafta (Millones gal)	Generadora	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	14,71	0,09	2,71	-	-
Gas Natural (kpc x 106)	Generadora	9,89	10,43	8,79	10,45	11,69	8,47	14,00	16,21	18,22	16,60
	Autogeneradora	5,83	7,95	7,29	8,85	8,35	9,23	9,24	9,66	8,43	9,11
Residuo (Millones gal)	Generadora	11,09	20,21	20,90	23,22	20,74	17,39	19,00	22,51	26,10	49,07
	Distribuidora	-	-	-	-	-	1,42	-	-	-	-
	Autogeneradora	4,57	9,23	9,84	15,73	17,69	15,32	13,85	9,60	10,14	9,70
Crudo (Millones gal)	Distribuidora	-	-	-	2,25	2,47	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	22,54	50,89	54,99	54,79	58,06	62,81	67,16	75,61	77,09	75,12
GLP (Millones gal)	Autogeneradora	7,59	8,28	8,58	7,58	7,75	7,07	6,30	5,86	6,34	7,29
Bagazo de Caña (Millones t)	Autogeneradora	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	1,06	1,12	1,09	1,45	1,50

La TABLA No. 114 y TABLA No. 115 muestran el consumo de combustible y su variación en unidades convencionales y TEP, respectivamente.

En la última década el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica ha sido considerable. Esto ha obligado a que durante los periodos de estiaje se vuelva necesario contar con un respaldo basado en generación térmica e interconexiones para suplir la disminución en la disponibilidad de las centrales de generación hidroeléctrica.

La producción hidroeléctrica de la central Paute-Molino incidió directamente en la disminución del consumo de combustibles en el 2008. Contrario a esta situación, el considerable incremento del uso de combustibles durante el 2009 y 2010 se debió, principalmente, a fuertes periodos de estiaje que obligaron incorporar centrales térmicas a diesel.

Gatazo - Riobamba, provincia de Chimborazo
Autor: E.E. Riobamba

TABLA No. 115: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN MILES DE TEP

Valores	Tipo de Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fuel Oil	Generadora	641,58	672,19	605,75	751,37	701,70	822,75	978,00	1.090,39	1.187,10	1.078,51
	Distribuidora	74,69	79,75	47,62	14,73	99,83	82,56	86,55	79,18	68,51	64,63
	Autogeneradora	0,78	-	-	-	-	-	-	-	-	0,005
Diesel	Generadora	305,21	226,93	93,34	264,33	664,07	279,22	169,98	266,92	274,80	329,09
	Distribuidora	112,48	91,44	66,81	168,38	130,37	61,12	62,72	74,75	94,38	103,57
	Autogeneradora	150,38	232,42	251,43	253,49	246,44	228,56	226,85	242,39	243,64	268,67
Nafta	Generadora	100,12	11,64	23,07	28,94	42,56	42,77	0,26	7,87	-	-
Gas Natural	Generadora	220,38	232,29	195,92	232,78	260,40	188,80	311,84	361,06	405,99	369,94
	Autogeneradora	129,84	177,05	162,33	197,23	186,06	205,72	205,79	215,20	187,80	203,05
Residuo	Generadora	36,63	66,73	69,03	76,68	68,49	57,42	62,73	74,35	86,20	162,06
	Distribuidora	-	-	-	-	-	4,70	-	-	-	-
	Autogeneradora	15,09	30,47	32,51	51,93	58,43	50,58	45,74	31,71	33,47	32,02
Crudo	Distribuidora	-	-	-	7,65	8,42	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	76,73	173,26	187,24	186,54	197,67	213,84	228,65	257,44	262,47	255,78
GLP	Autogeneradora	16,80	18,32	19,01	16,79	17,17	15,65	13,94	12,98	14,03	16,14
Bagazo de Caña	Autogeneradora	241,60	353,02	238,86	157,02	166,04	193,69	204,26	198,99	263,36	273,80

Rio Intag - Provincia de Imbabura
Autor: E.E. Norte - Paúl Hinojosa

5.2. Evolución histórica de la energía vendida en el periodo 2006-2015

La venta de energía eléctrica, de acuerdo al tipo de empresa durante el periodo 2006-2015, se detalla en la TABLA No. 116.

Los valores de exportación de energía contemplan la venta por parte de la Empresa Eléctrica Regional del Sur al Perú y de transacciones de corto plazo (Perú y Colombia).

A partir del 2011 se observa un incremento en la disponibilidad de energía. Esto se debió al ingreso de nuevas centrales de generación renovable y no renovable, tales como Mazar, Villonaco, y varias centrales fotovoltaicas y térmicas.

TABLA No. 116: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

Año	Generador GWh	Distribuidor GWh	Autogenerador GWh	Importación GWh	Exportación GWh	Total GWh
2006	11.745,36	1.582,86	238,54	1.570,47	1,07	15.138,30
2007	12.955,80	1.617,37	407,06	860,87	38,39	15.879,49
2008	13.913,46	1.444,15	629,50	500,16	37,53	16.524,80
2009	13.537,78	1.253,51	339,72	1.120,75	20,76	16.272,53
2010	13.703,45	1.392,54	325,00	872,90	9,96	16.303,85
2011	15.362,56	1.201,75	335,94	1.294,59	14,39	18.209,22
2012	17.416,93	1.174,17	337,11	238,20	11,88	19.178,29
2013	17.965,72	1.126,77	331,11	662,34	28,98	20.114,92
2014	18.712,17	1.207,65	374,96	836,74	47,24	21.178,76
2015	20.264,82	1.126,89	562,01	511,81	46,17	22.511,70

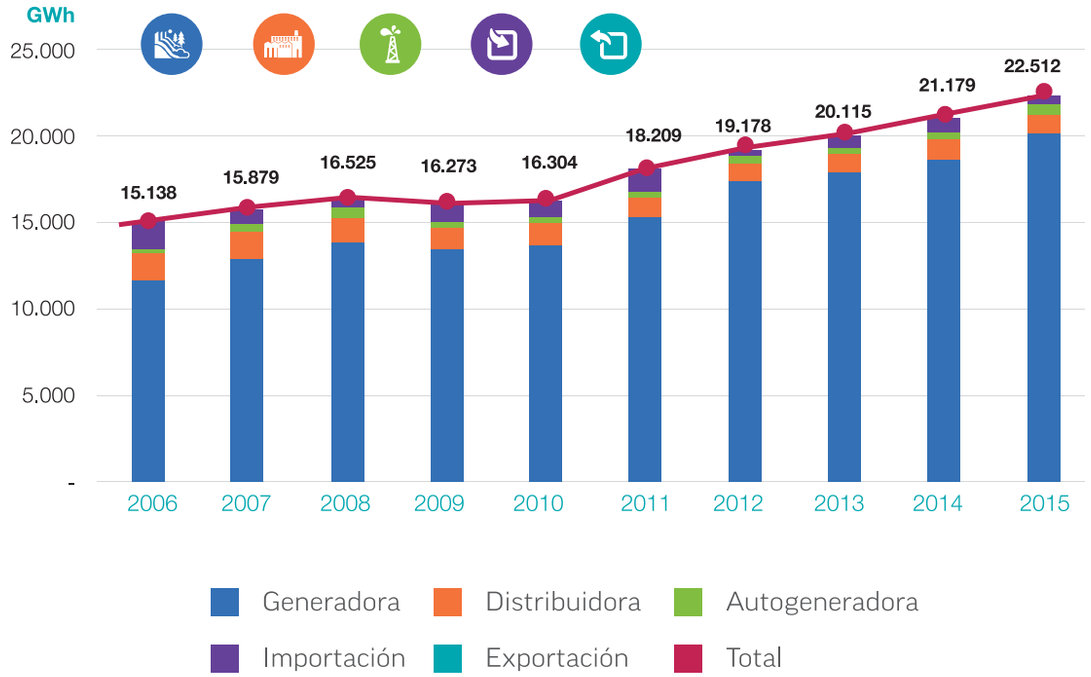


FIG. No. 126: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

5.2.1. Energía vendida por las empresas generadoras

En el 2008, las principales centrales hidroeléctricas incrementaron su producción y venta de energía debido a las condiciones hidrológicas favorables en sus cuencas. En consecuencia, las empresas de generación térmica disminuyeron su comercialización de energía.

La venta de energía de las empresas con centrales hidroeléctricas disminuyó a causa del estiaje que se presentó en sus cuencas a finales del 2009 e inicios del 2010. Esto favoreció a la venta de energía de las empresas con generación térmica.

Toda la producción de la generación de las centrales Quevedo y Santa Elena, durante el 2010, fue reportada por CELEC EP-Termopichincha. CELEC EP-Electroguayas incrementó su producción y venta de energía por la incorporación de Pascuales II en diciembre de 2009.

Iglesia San Francisco - Azogues, provincia de Cañar
Autor: E.E. Azogues - Adrián Benavides

TABLA No. 117: ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (GWh)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	0,83	0,91
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	1,40
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	-	-	144,31
CELEC-Electroguayas	1.947,67	1.586,36	1.442,57	1.912,53	2.756,67	2.169,37	1.960,86	2.485,17	2.704,22	2.383,88
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	49,57	74,70	90,92
CELEC-Hidroagoyán	896,26	1.140,29	1.412,08	1.195,67	1.055,19	1.083,23	2.323,05	2.588,27	2.532,17	2.866,60
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	-	-	1.035,85	820,40	933,87	1.245,66
CELEC-Hidropaute	4.628,06	5.070,70	6.198,30	4.737,89	4.296,97	6.737,44	7.100,45	5.830,68	6.094,77	6.971,29
CELEC-Termoesmeraldas	1.004,51	898,78	626,00	943,53	449,54	719,71	1.383,28	1.699,50	1.774,55	1.711,79
CELEC-Termogas Machala	865,98	911,83	748,63	901,84	1.008,91	702,93	1.219,65	1.429,52	1.597,50	1.475,91
CELEC-Termopichincha	252,35	169,59	145,36	274,80	360,95	742,65	848,15	1.027,17	1.108,49	1.218,81
Elecaustro	282,67	284,52	327,54	286,06	228,65	309,26	387,15	462,92	476,62	518,07
Electrisol	-	-	-	-	-	-	-	-	1,45	1,62
Electroquil	642,28	423,09	259,43	527,58	498,16	221,74	222,14	248,99	268,66	363,40
EMAAP-Q	96,59	126,83	123,10	123,70	77,82	113,68	106,89	121,95	105,73	103,20
Enersol	-	-	-	-	-	-	-	0,51	0,67	0,62
Eolicsa	-	0,96	2,68	3,20	3,43	3,34	2,40	3,45	3,86	3,30
Epfotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	1,21	2,98	2,97
Generoca	4,59	184,44	149,54	165,38	162,86	135,38	121,18	123,25	126,94	111,28
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	0,81	1,08
Gonzanergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,56
Gransolar	-	-	-	-	-	-	-	-	2,64	5,83
Hidronación	562,03	547,35	847,51	609,23	762,86	647,83	-	-	-	-
Hidropastaza	-	804,68	960,11	1.052,68	1.031,03	903,23	-	-	-	-
Hidrosibimbe	30,43	89,40	85,17	89,23	86,68	103,12	98,87	84,16	97,56	104,67
Intervisa Trade	423,98	191,07	135,23	136,53	327,94	228,65	60,54	354,75	174,93	295,68
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,07	1,08
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,95
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	-	-	0,04	0,59
San Pedro	-	-	-	-	-	-	-	-	0,26	1,58
Sanersol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,34
Sansau	-	-	-	-	-	-	-	-	0,71	1,30
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,35
Solchacras	-	-	-	-	-	-	-	-	0,15	0,99
Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14	1,21
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	1,15
Solsantros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1,38
Surenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	1,46
Termoguayas	71,57	525,90	450,20	577,93	595,79	540,97	546,45	632,93	623,18	622,91
Ulysseas	36,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valsolar	-	-	-	-	-	-	-	1,31	1,32	1,44
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	-	-	0,71	1,28
Total	**11.745,36**	**12.955,80**	**13.913,46**	**13.537,78**	**13.703,45**	**15.362,56**	**17.416,93**	**17.965,72**	**18.712,17**	**20.264,82**

Subestación Azogues II - Cañar, provincia de Azogues
Autor: E.E. Azogues - Adrián Benavides

5.2.2. Energía vendida por empresas distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras con centrales de generación eléctrica, a lo largo del tiempo, han aportado con producción de energía al sector eléctrico ecuatoriano. Dicha generación ha experimentado variaciones, pues algunas de las centrales han pasado a ser parte de empresas generadoras. Durante el periodo 2006–2015, 14 distribuidoras aportaron con producción de energía eléctrica al país.

TABLA No. 118: ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (GWh)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CNEL-Bolívar	1,47	1,55	4,27	3,31	4,42	2,31	1,54	0,05	0,06	0,05
CNEL-El Oro	6,29	4,06	3,62	1,85	-	-	-	-	-	-
CNEL-Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	147,60	400,93
CNEL-Los Ríos	-	-	0,66	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	5,94	5,70	0,76	5,00	-	-	-	-	-	-
CNEL-Milagro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	13,10	4,83	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Ambato	94,73	106,31	29,31	15,42	10,20	9,37	13,02	10,46	10,19	13,07
E.E. Azogues	45,74	46,52	43,02	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	70,87	72,19	41,60	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Cotopaxi	156,54	163,25	90,82	42,99	38,74	49,99	44,73	49,42	50,01	51,47
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	50,71	59,02	68,00	51,11	52,66	69,18	53,28	54,90	64,64	56,20
E.E. Quito	515,60	518,81	626,62	590,95	549,67	612,82	537,38	512,20	543,85	480,99
E.E. Riobamba	101,74	98,76	91,61	98,00	102,66	96,07	105,77	92,52	100,36	101,43
E.E. Sur	32,26	31,77	24,50	48,90	38,70	30,89	28,04	33,80	26,81	23,27
Eléctrica de Guayaquil	487,86	504,59	419,35	395,98	595,70	331,45	390,76	373,89	264,51	-
Total	**1.582,86**	**1.617,37**	**1.444,15**	**1.253,51**	**1.392,73**	**1.202,08**	**1.174,52**	**1.127,25**	**1.208,03**	**1.127,41**

La venta de las empresas distribuidoras en cuanto a transacciones de corto plazo durante el 2015 fue de 1.127,41 GWh. Cabe mencionar que, la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil pasó a ser parte de CNEL EP en el 2014.

5.2.3. Energía vendida por las empresas autogeneradoras

Desde el 2008, Agua y Gas de Sillunchi y el Ilustre Municipio de Mejía redujeron su producción por problemas en sus unidades generadoras, mientras que Repsol dejó de vender energía a CNEL Sucumbíos desde junio del mismo año. Por su parte, Ecoelectric incrementó su venta de energía gracias a la incorporación de una nueva unidad a finales del 2007.

A partir del 2009 se incorporaron al SISDAT de la ARCONEL las autogeneradoras: Consejo Provincial de Tungurahua, Electrocórdova e Hidroservice. Estas empresas aportaron con datos sobre su producción. Para este año, Lafarge (hoy UNACEM) también declaró un aumento en su producción debido a la instalación de nuevas unidades de generación.

Otro cambio importante se suscitó en el 2010, cuando Molinos La Unión pasó a llamarse Moderna Alimentos. Por su parte, la producción de la EMAAP se la reportó como empresa generadora.

Parque Nacional Cotopaxi - Provincia de Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 119: ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (GWh)

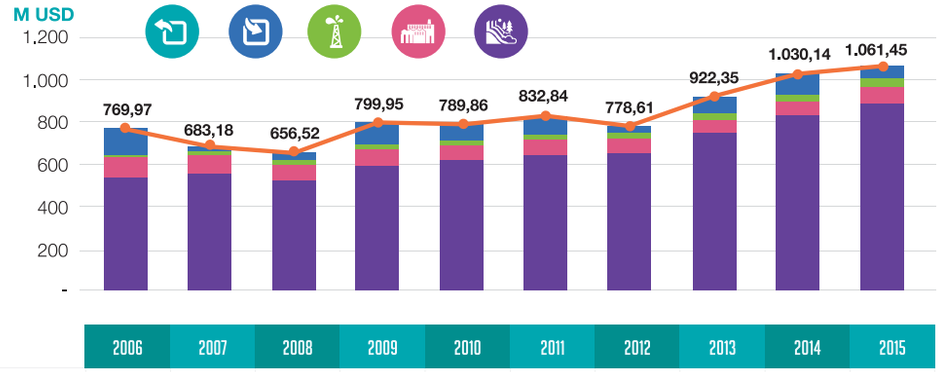
Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Agua Y Gas De Sillunchi	0,52	0,51	0,20	0,04	0,03	0,03	0,07	0,24	0,27	0,04
Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	0,34	0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25
Ecoelectric	0,69	5,46	38,99	40,19	34,75	64,92	61,80	71,41	63,78	57,64
Ecoluz	28,10	31,26	34,82	36,90	29,72	38,43	38,70	40,92	41,19	44,32
Ecudos	34,93	42,13	36,05	30,67	51,02	49,02	50,83	43,67	49,58	49,39
Electroandina	-	-	-	0,06	-	-	-	-	-	-
Electrocordova	-	-	-	0,10	0,05	0,26	0,13	0,09	0,01	-
Enermax	5,00	35,72	95,09	98,38	84,30	89,85	93,65	88,93	98,80	52,42
Hidroabanico	123,68	209,21	330,72	317,88	299,39	318,48	315,39	321,76	322,36	35,91
Hidroimbabura	0,05	0,01	0,04	-	-	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56
Hidrosanbartolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148,21
Hidroservice	-	-	-	0,29	0,05	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88	8,46	7,82	6,95	5,97
La Internacional	1,77	3,41	0,24	1,56	0,31	0,13	0,30	-	-	-
Lafarge	7,19	1,71	1,29	3,35	6,37	0,38	8,97	6,13	8,71	-
Manageneración	4,02	29,47	35,25	-	-	-	-	-	-	-
Moderna Alimentos	3,62	4,90	9,99	4,63	0,71	3,63	3,07	1,63	2,39	1,13
Municipio A. Ante	-	-	-	1,57	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	-
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,31
Perlabí	0,55	0,30	1,04	13,90	7,19	14,67	13,43	7,17	7,94	6,28
Repsol	3,73	3,83	1,55	-	-	-	-	-	-	-
San Carlos	-	-	-	33,30	29,56	33,33	43,02	39,08	115,80	139,88
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,67
UNACEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,01
Vicunha	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,77	0,94
Total	**219,72**	**376,98**	**589,98**	**588,78**	**552,73**	**625,46**	**640,75**	**633,93**	**721,04**	**559,93**

Subestación Electroquil - Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: Electroquil - Yuber Robalino

5.2.4. Evolución histórica de los valores monetarios de la energía vendida

5.2.4.1. Valor de la energía vendida por tipo de empresa

En la siguiente figura se presentan los valores por venta de energía. En el 2015 se registró un total de 1.061,45 MUSD por conceptos de dicha venta, que a su vez representó un incremento de 31,31 MUSD respecto al 2014. Del total presentado para el 2015, 892,70 MUSD corresponden a los agentes generadores.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Exportación	0,03	0,29	0,63	1,08	0,70	2,07	2,54	1,16	1,99	2,68
Importación	122,53	17,82	33,99	102,38	74,13	87,83	25,21	78,06	96,71	51,11
Autogeneradora	10,25	15,11	14,13	19,74	21,24	23,47	23,97	23,19	28,43	40,46
Distribuidora	96,90	87,80	77,73	77,64	69,06	74,63	69,38	67,01	67,49	74,49
Generadora	540,25	562,16	530,04	599,10	624,73	644,84	657,52	752,94	835,52	892,70
Total	769,97	683,18	656,52	799,95	789,86	832,84	778,61	922,35	1.030,14	1.061,45

FIG. No. 127: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

5.2.4.2. Valor de la energía vendida por las empresas generadoras

En la siguiente tabla se presentan los valores por venta de energía de empresas de generación eléctrica. En relación al 2014 se registró un incremento para el año siguiente (2015) de 57,18 MUSD, el valor más alto se lo registró en el 2015 con 892,70 MUSD.

TABLA No. 120: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (MUSD)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33	0,37
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14	0,56
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,83
CELEC-Electroguayas	130,24	97,91	86,05	131,93	173,00	192,88	167,36	217,76	230,20	216,82
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	4,53	6,82	8,30
CELEC-Hidroagoyán	23,85	30,83	38,81	29,60	38,64	30,77	31,22	25,52	26,79	28,86
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	-	-	17,94	15,71	26,41	36,13
CELEC-Hidropaute	139,71	155,19	162,88	77,97	61,09	90,08	71,54	43,19	58,41	55,20
CELEC-Termoesmeraldas	40,25	38,97	30,03	43,90	27,14	34,65	92,42	120,23	123,19	132,96
CELEC-Termogas Machala	58,76	56,80	42,42	59,94	67,89	51,24	62,88	65,22	80,02	81,73
CELEC-Termopichincha	16,10	11,02	8,73	27,21	38,04	68,46	82,07	105,67	114,29	141,12
Elecaustro	13,71	13,30	13,85	15,39	13,34	14,32	15,20	14,58	25,43	28,73
Electrisol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	0,65
Electroquil	48,58	32,51	19,43	52,86	62,19	38,70	40,19	41,15	38,20	43,37
EMAAP-Q	3,97	5,23	5,05	4,60	5,30	4,24	2,11	2,05	1,75	0,98
Enersol	-	-	-	-	-	-	-	0,20	0,27	0,29
Eolicsa	-	0,12	0,34	0,41	0,44	0,43	0,31	0,44	0,50	0,44
Epfotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	0,49	1,19	1,19
Generoca	0,26	12,12	9,17	12,29	12,29	10,89	9,77	10,08	11,04	9,60
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33	0,43
Gonzanergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,62
Gransolar	-	-	-	-	-	-	-	-	1,06	2,33
Hidronación	23,51	21,50	34,80	24,63	20,51	23,22	-	-	-	-
Hidropastaza	-	32,67	39,62	64,53	22,25	11,55	-	-	-	-
Hidrosibimbe	2,26	5,37	4,11	3,56	4,05	4,90	4,71	4,03	4,66	5,07
Intervisa Trade	31,94	13,76	8,28	12,51	38,30	30,61	17,38	26,48	28,24	33,89
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	0,43
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	-	-	0,02	0,38
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	-	-	0,01	0,23
San Pedro	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,63
Sanersol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,54
Sansau	-	-	-	-	-	-	-	-	0,28	0,51
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,54
Solchacras	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	0,40
Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	0,49
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,46
Solsantros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,55
Surenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,59
Termoguayas	4,38	34,86	26,46	37,78	40,25	37,88	42,43	55,09	53,80	53,39
Ulysseas	2,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valsolar	-	-	-	-	-	-	-	0,53	0,53	0,58
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	-	-	0,28	0,51
Total	**540,25**	**562,16**	**530,04**	**599,10**	**624,73**	**644,84**	**657,52**	**752,94**	**835,52**	**892,70**

Panorámica Guamote - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

5.2.4.3. Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras vendieron energía por 74,55 MUSD en el 2015. Este valor incluye costos fijos según la disponibilidad y costos variables según la producción de energía.

TABLA No. 121: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (MUSD)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CNEL-Bolívar	0,10	0,08	0,22	0,26	0,25	0,19	0,01	0,01	0,01	0,01
CNEL-El Oro	0,53	0,33	0,30	0,08	0,16	-	-	-	-	-
CNEL-Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	14,38	47,13
CNEL-Los Ríos	-	-	0,06	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	0,54	0,52	0,07	0,45	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	1,08	0,43	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Ambato	5,65	6,24	1,53	0,71	1,24	1,17	0,43	0,53	0,28	0,27
E.E. Azogues	1,89	1,73	1,60	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	3,06	3,20	2,32	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Cotopaxi	9,37	7,92	4,46	2,02	1,01	1,30	1,47	1,48	1,10	1,12
E.E. Norte	3,53	3,67	3,83	2,11	2,97	2,95	1,98	1,56	1,83	1,19
E.E. Quito	25,76	23,85	32,83	27,88	8,95	28,43	26,06	23,62	21,19	20,25
E.E. Riobamba	6,73	5,65	4,54	3,13	3,34	2,88	2,74	2,17	1,62	1,70
E.E. Sur	2,71	2,30	1,65	3,78	4,61	4,02	3,70	3,24	2,11	2,89
Eléctrica de Guayaquil	35,94	31,88	24,32	37,22	46,56	33,72	33,03	34,47	25,02	-
Total	**96,90**	**87,80**	**77,73**	**77,64**	**69,09**	**74,67**	**69,42**	**67,06**	**67,53**	**74,55**

5.2.4.4. Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

Los valores monetarios por concepto de venta de energía de las empresas autogeneradoras se visualizan en la TABLA No. 122; en la cual se evidencia que, en el 2015 se registró el valor más elevado y que a su vez representa un incremento de 12.032,85 kUSD en relación al 2014.

TABLA No. 122: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA (kUSD)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Agua Y Gas de Sillunchi	15,70	15,34	6,07	1,08	0,95	0,83	2,17	7,18	8,23	1,24
Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	11,73	11,40	19,66	22,33	4,21	12,35	8,95
Ecoelectric	70,92	523,21	3.790,91	3.824,22	3.373,39	6.110,29	5.831,26	6.557,30	6.015,54	5.478,14
Ecoluz	1.096,05	1.219,12	1.357,87	1.436,32	1.388,19	1.835,23	1.850,55	1.970,02	1.924,55	2.031,94
Ecudos	3.440,46	4.072,89	-	2.974,77	4.909,68	4.697,29	4.890,94	4.236,85	4.789,63	4.787,48
Electroandina	-	-	-	2,04	-	-	-	-	-	-
Electrocordova	-	-	-	3,55	1,84	8,96	4,69	3,25	0,50	-
Enermax	63,13	2.016,24	2.024,38	224,99	1.600,32	1.634,15	1.687,09	1.200,48	1.953,12	2.411,03
Hidroabanico	4.101,93	5.330,36	5.955,36	7.207,73	6.251,62	5.121,49	4.043,03	4.110,29	1.927,98	2.084,08
Hidroimbabura	1,75	0,32	1,51	-	-	36,15	142,42	151,73	8,77	111,65
Hidrosanbartolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.203,54
Hidroservice	-	-	-	10,14	1,75	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	213,23	326,10	170,07	203,24	274,34	356,58	451,07	414,69	379,94	275,31
La Internacional	49,57	95,56	6,69	43,72	8,76	3,67	8,39	-	-	-
Lafarge	565,42	72,45	68,05	111,35	341,37	20,90	482,69	337,02	461,88	-
Manageneración	262,70	1.018,47	234,86	-	-	-	-	-	-	-
Moderna Alimentos	144,75	196,03	399,16	185,23	28,59	145,39	122,68	65,30	95,47	45,35
Municipio A. Ante	-	-	-	55,00	46,73	47,49	10,86	115,69	96,36	-
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63,29
Perlabí	13,20	7,09	25,06	41,84	7,97	21,23	15,94	7,09	5,32	2,85
Repsol	213,33	221,19	87,36	-	-	-	-	-	-	-
San Carlos	-	-	-	3.405,63	2.992,56	3.408,62	4.400,69	3.996,00	10.724,78	13.186,33
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81,84
UNACEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	670,02
Vicunha	-	-	-	-	-	-	-	9,38	24,05	18,28
Total Costos (kUSD)	**10.252,16**	**15.114,38**	**14.127,36**	**19.742,59**	**21.239,47**	**23.467,91**	**23.966,80**	**23.186,50**	**28.428,47**	**40.461,32**

Trabajos en casa de máquinas central Baba - Provincia de Orellana
Autor: MEER

5.3. Evolución histórica del sistema nacional de transmisión (SNT) en el periodo 2006-2015

5.3.1. Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

En la TABLA No. 123 se presenta en forma anual la energía recibida y entregada por CELEC EP - Transelectric, así como las pérdidas en el SNT En el periodo de análisis, la energía recibida se incrementó de 12.813,36 GWh a 20.140,84 GWh esto significa un aumento de 57,19 % en los últimos diez años.

De igual manera, las pérdidas del SNT, en el mismo periodo tuvieron un incremento del 44,59 % al pasar de 426,61 GWh en el 2006 a 616,84 GWh en el 2015. En términos porcentuales pasó de 3,33 % a 3,06 % en los años mencionados, lo que indica que el sistema propende a ser eficiente al reducir las pérdidas.

TABLA No. 123: ENERGÍA RECIBIDA, ENTREGADA Y PÉRDIDAS EN EL SNT

Año	Energía recibida por el SNT (GWh)	Energía entregada por el SNT (GWh)	Pérdidas del SNT (GWh)	Porcentaje de pérdidas del SNT (%)
2006	12.813,36	12.386,75	426,61	3,33
2007	13.498,62	12.989,37	509,25	3,77
2008	14.290,43	13.693,02	597,41	4,18
2009	14.919,05	14.313,63	605,41	4,06
2010	15.745,87	15.232,99	512,88	3,26
2011	16.462,55	15.838,38	624,18	3,79
2012	17.486,28	16.852,06	634,22	3,63
2013	18.089,07	17.544,19	544,87	3,01
2014	19.285,45	18.734,48	550,97	2,86
2015	20.140,84	19.524,00	616,84	3,06

La información de la energía recibida y entregada de la TABLA No. 123, corresponde a los registros del CENACE.

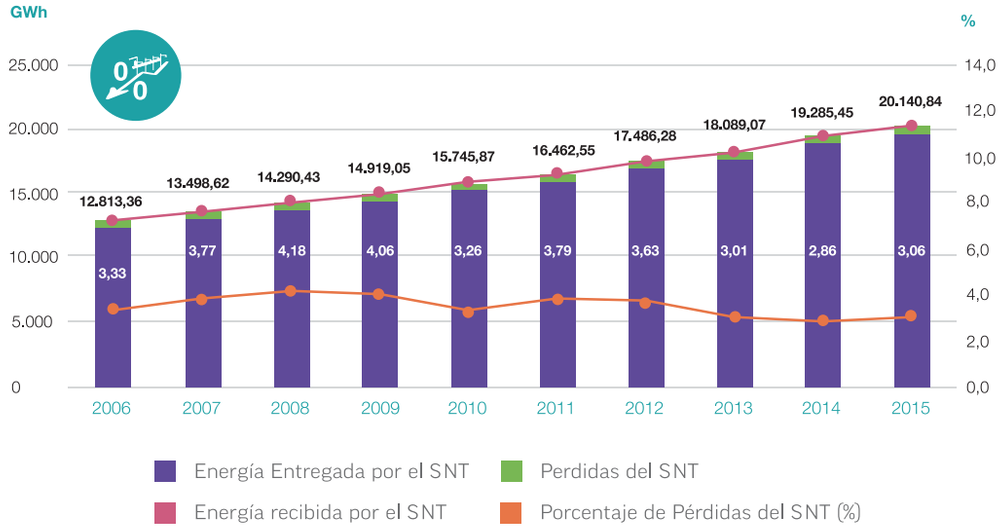


FIG. No. 128: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT

5.3.2. Valores facturados por la empresa transmisora

Por concepto de energía recibida y entregada en el SNT CELEC EP TRANSELECTRIC, durante el periodo 2006-2015, facturó un total de 738,13 MUSD entre costos fijos, variables y otros cargos. El 95,91 % del total facturado corresponde al cargo fijo, el 4,11 % al cargo variable y el 0,02 % a otros cargos. En el rubro “otros” se contabilizan los sobrecostos por restricciones y reliquidaciones (notas de débito, crédito).

Ozogoche - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 124: VALORES FACTURADOS POR CELEC EP-TRANSELECTRIC

Año	Valores facturados por la Transmisora (MUSD)			
	Cargo fijo	Cargo variable	Otros	Total
2006	87,01	16,28	(0,14)	103,16
2007	90,27	14,03	(0,00)	104,30
2008	75,07	-	-	75,07
2009	75,07	-	-	75,07
2011	50,07	-	-	50,07
2010	53,40	-	-	53,40
2011	60,33	-	-	60,33
2013	67,57	-	-	67,57
2014	65,80	-	-	65,80
2015	83,37	-	-	83,37

5.4. Evolución histórica del consumo de energía eléctrica en el periodo 2006-2015

5.4.1. Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras

Las distribuidoras son las encargadas de satisfacer la demanda de energía eléctrica en sus respectivas áreas de prestación de servicio. Para lograrlo, estas empresas deben abastecerse de energía eléctrica mediante la compra por contratos en el sector eléctrico. Se proveen de la misma, a través del sistema nacional de transmisión SNT (subestaciones y líneas de transmisión de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP - Transelectric) hasta los sistemas de subtransmisión y distribución de la empresa, o por abastecimiento con generación propia.

En la TABLA No. 125 se presenta a detalle la energía comprada y su valor facturado desde el 2006 al 2015.

TABLA No. 125: COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Energía Comprada (GWh)	Facturado por Energía Comprada (kUSD)	Servicios (kUSD)	Transmisión (kUSD)	Total Facturado (kUSD)
2006	13.046,50	643.206,73	145.040,88	108.256,85	896.504,46
2007	13.507,02	639.743,33	142.796,40	102.202,35	884.742,09
2008	14.409,17	657.493,66	36.133,03	14.079,71	707.706,40
2009	15.419,84	733.110,06	116.557,31	47.407,69	897.075,06
2010	16.333,02	770.772,63	66.499,28	51.850,26	889.122,16
2011	17.380,53	705.614,52	116.968,70	67.232,44	889.815,66
2012	18.323,11	689.808,51	110.515,51	62.853,78	863.177,80
2013	19.174,93	788.709,17	170.677,81	71.427,75	1.030.814,73
2014	20.404,36	821.250,84	208.221,68	71.363,07	1.100.835,59
2015	21.541,40	855.037,88	210.467,92	82.144,52	1.147.650,32

En el campo de servicios se incluyen valores por energía reactiva, inflexibilidades o generación obligada, restricciones, potencia y otros. Los datos expuestos anteriormente exhiben un crecimiento constante en la compra de energía eléctrica, en concordancia con el incremento de la demanda, la cual es liquidada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

FIG. No. 129: ENERGÍA COMPRADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

La compra de energía en el 2015 fue de 21.541,40 GWh, la cual ha experimentado un incremento del 65,11 % en relación al 2006 y del 5,57 % al 2014.

5.4.2. Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución

Las distribuidoras reciben la mayor parte de la energía eléctrica por medio de la compra de energía por contratos con las empresas generadoras. Sin embargo, para ciertas empresas los consumos propios inyectan energía al sistema y pagan un valor por peaje. Dicha energía no representa una compra por parte de las empresas distribuidoras, no obstante, se presenta como disponible para ser consumida por el cliente o usuario final.

En menor cantidad se compra energía a las empresas autogeneradoras y a distribuidoras vecinas (energía transferida) para satisfacer la demanda de pequeñas localidades que estando dentro del área de prestación de servicio, el sistema eléctrico no puede atender.

También existen casos en los que se puede disponer de energía generada por la distribuidora y que a su vez, no es incorporada al sistema interconectado, pues se suministra energía eléctrica a sistemas aislados.

En la siguiente tabla se observa el total de la energía disponible del 2006 al 2015.

TABLA No. 126: ENERGÍA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Año	Energía recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada No Incorporada (GWh)	Energía Disponible (GWh)
2006	13.683,17	15,78	92,52	13.791,48
2007	14.298,88	26,72	102,12	14.427,72
2008	15.175,52	23,94	60,13	15.259,58
2009	15.856,82	12,83	109,05	15.978,70
2010	16.659,18	21,28	143,58	16.824,04
2011	17.743,55	31,92	107,41	17.882,88
2012	18.612,92	28,54	79,48	18.720,95
2013	19.440,14	35,95	61,66	19.537,75
2014	20.817,26	38,40	71,98	20.927,65
2015	21.896,47	34,89	63,75	21.995,11

En lo que respecta a la energía transferida se incluyen los valores que corresponden a la compra o venta de energía a distribuidoras vecinas y a la compra a autogeneradoras que se realiza de forma particular.

La energía disponible en el sistema de distribución del país, presenta un crecimiento constante y siempre es mayor a la energía que compran las empresas distribuidoras.

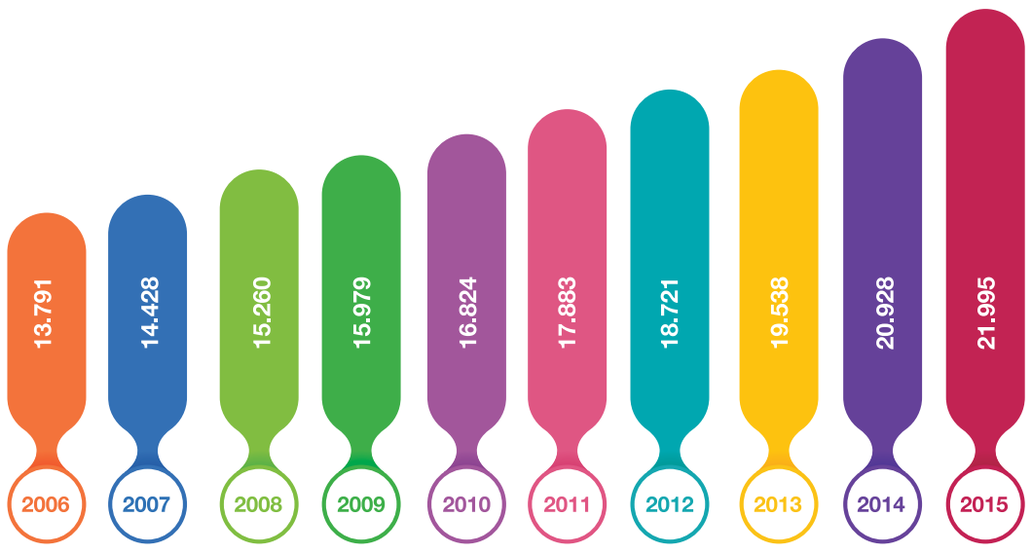


FIG. No. 130: ENERGÍA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (GWh)

La energía puesta a disposición para el consumo eléctrico durante el 2015 fue de 21.995,11 GWh. Esta cifra representó un incremento del 5,10 % respecto al 2014, y del 59,49 % respecto al 2006.

5.4.3. Facturación a clientes regulados

La demanda de energía eléctrica de las empresas distribuidoras fue de 18.942,59 GWh en el 2015. Esto representó un incremento del 5,48 % con relación al año anterior y del 98,36 % en relación al 2006. El sector residencial representa un 36,57 % de la demanda nacional de energía eléctrica de clientes regulados.

TABLA No. 127: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (GWh)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
2006	3.896,09	2.113,45	1.730,19	741,24	1.068,81	9.549,78
2007	4.095,19	2.204,74	1.782,05	765,46	1.216,52	10.063,95
2008	4.384,86	2.367,52	2.063,69	806,40	1.524,20	11.146,68
2009	4.672,28	2.527,84	3.675,60	819,57	1.045,50	12.740,80
2010	5.114,18	2.672,01	4.110,20	812,03	1.061,30	13.769,73
2011	5.350,95	2.955,49	4.480,50	882,97	1.261,22	14.931,12
2012	5.628,67	3.209,14	4.685,93	913,08	1.411,18	15.847,99
2013	5.881,39	3.485,54	4.684,27	963,73	1.728,01	16.742,94
2014	6.364,00	3.785,72	4.974,56	1.023,34	1.810,68	17.958,30
2015	6.927,71	3.981,06	4.972,67	1.081,32	1.979,83	18.942,59

La energía demandada para consumo eléctrico de clientes regulados, presenta un crecimiento constante a lo largo de los años. Esta tendencia representa una mayor compra de energía por parte de las empresas distribuidoras y obedece al crecimiento del número de clientes regulados en el país.

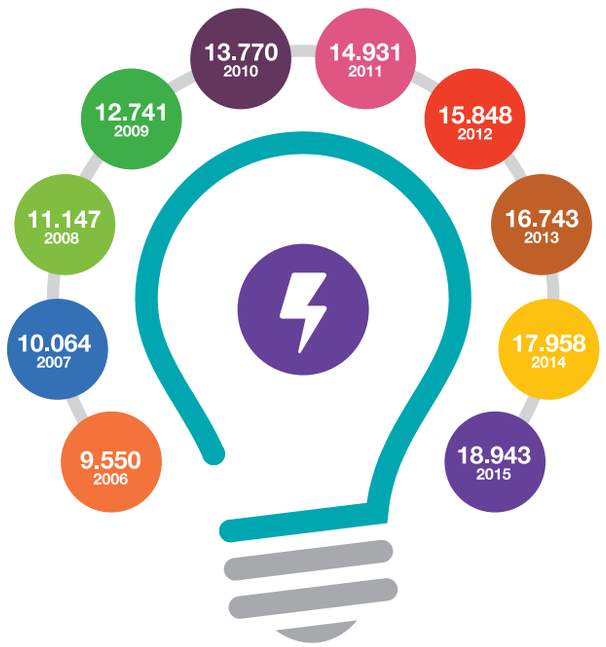


FIG. No. 131: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)

La TABLA No. 128 muestra la demanda de energía eléctrica por provincia, donde se puede apreciar que Guayas y Pichincha son las provincias de mayor consumo de energía eléctrica. Esta información demuestra que las distintas provincias del Ecuador, en general, incrementaron la demanda de energía eléctrica. Al clasificarla por regiones se puede constatar que la Costa representa un 57,24 %, la Sierra un 39,78 %, la Amazónica un 2,69 %, la Insular un 0,25 % y las zonas no delimitadas un 0,05 %.

TABLA No. 128: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh) (1/2)

Provincia	Año				
	2011	2012	2013	2014	2015
Azuay	755,18	803,65	850,19	886,13	933,40
Bolívar	59,98	65,84	68,66	72,82	77,30
Cañar	156,53	163,89	170,58	180,24	185,85
Carchi	68,68	69,10	74,05	77,11	81,26
Chimborazo	257,78	276,38	302,97	321,06	334,63
Cotopaxi	367,62	396,11	405,53	450,92	444,86
El Oro	546,33	608,40	651,21	729,64	801,98
Esmeraldas	378,72	433,57	429,82	450,40	445,45
Galápagos	32,52	36,20	36,53	42,09	47,98
Guayas	5.618,22	5.892,87	6.263,78	6.804,50	7.206,58
Imbabura	262,75	258,88	276,68	300,64	308,67

Paisaje - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 128: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (GWh) (2/2)

Provincia	Año				
	2011	2012	2013	2014	2015
Loja	202,03	215,32	226,73	243,90	253,09
Los Ríos	435,82	474,80	507,71	570,00	619,96
Manabí	1.017,08	1.112,98	1.170,74	1.289,60	1.404,03
Morona Santiago	52,54	56,30	59,70	60,73	63,97
Napo	48,93	52,12	56,13	62,07	65,58
Orellana	64,87	75,10	86,51	112,51	118,75
Pastaza	40,84	43,42	47,52	49,73	51,53
Pichincha	3.532,81	3.695,12	3.852,72	3.926,67	4.015,85
Santa Elena	233,75	258,11	274,32	327,35	363,81
Santo Domingo de los Tsáchilas	275,10	294,36	315,15	344,26	413,90
Sucumbíos	100,01	114,96	131,77	145,34	161,26
Tungurahua	382,77	407,22	438,71	458,15	485,79
Zamora Chinchipe	34,62	37,33	39,15	44,90	47,72
Zonas no delimitadas	5,65	5,98	6,08	7,52	9,41
Total	**14.931,12**	**15.847,99**	**16.742,94**	**17.958,30**	**18.942,59**

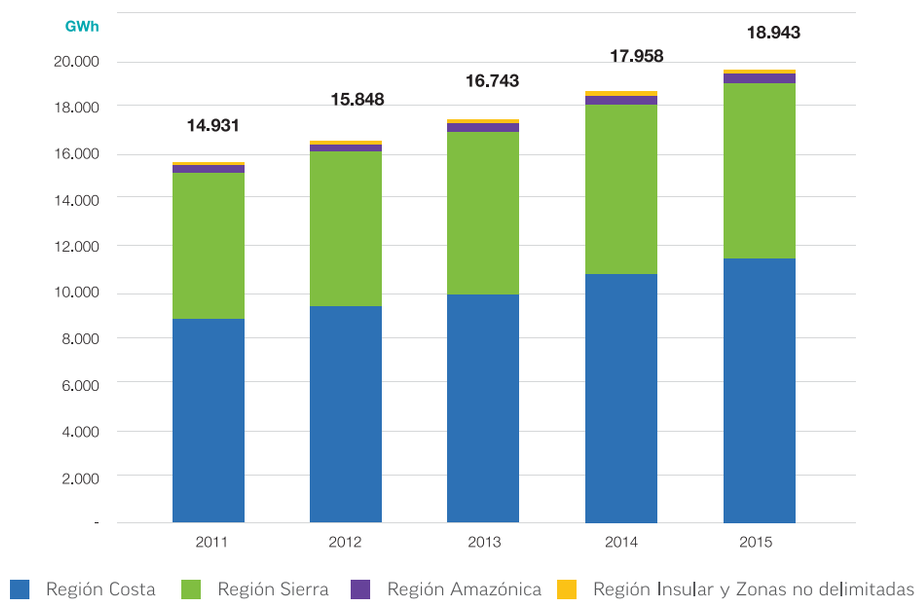


FIG. No. 132: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN (GWh)

La facturación de la energía eléctrica en millones de dólares se presenta a continuación por grupo de consumo. En el 2015 se facturó un total de 1.797,70 MUSD, lo cual demuestra que el consumo se incrementó en un 11,53 % respecto al año anterior.

TABLA No. 129: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
2006	380,77	173,30	129,75	85,89	78,10	847,82
2007	394,67	180,23	132,96	91,63	89,44	888,93
2008	410,26	189,92	148,33	91,91	107,87	948,30
2009	422,56	195,83	234,49	86,26	73,81	1.012,94
2010	471,47	209,64	268,26	80,08	62,22	1.091,66
2011	504,24	231,39	286,18	89,76	78,06	1.189,61
2012	540,47	251,60	298,00	103,15	90,09	1.283,32
2013	557,29	269,62	298,89	122,20	108,73	1.356,73
2014	634,60	337,53	380,40	129,93	129,36	1.611,82
2015	711,98	383,85	418,57	138,19	145,10	1.797,70

La facturación de energía eléctrica presenta un crecimiento que se evidencia en el consumo de los clientes de las empresas distribuidoras.

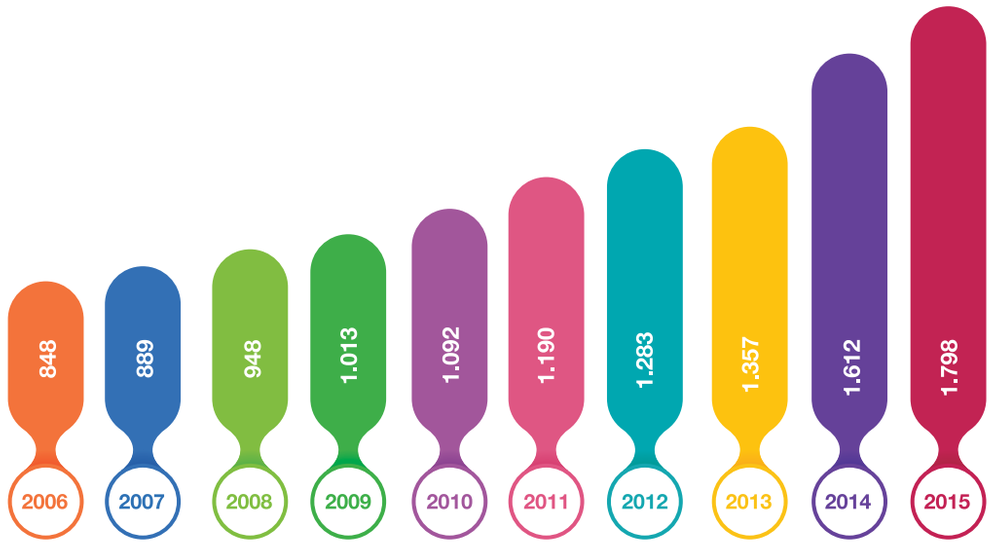


FIG. No. 133: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MUSD)

TABLA No. 130: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA (MUSD)

Provincia	Año				
	2011	2012	2013	2014	2015
Azuay	63,41	67,45	70,49	82,42	91,23
Bolívar	6,22	6,30	6,26	7,16	7,91
Cañar	12,99	13,63	14,05	16,73	18,22
Carchi	6,24	6,41	6,85	7,68	8,43
Chimborazo	23,03	24,58	27,13	31,41	34,71
Cotopaxi	28,33	30,47	31,72	38,93	42,21
El Oro	47,91	53,41	56,95	69,87	80,22
Esmeraldas	31,81	36,37	37,88	36,45	38,43
Galápagos	2,93	3,21	3,50	4,40	5,07
Guayas	415,55	454,17	475,72	586,84	662,49
Imbabura	23,69	24,02	25,43	29,81	32,01
Loja	19,66	21,08	22,30	25,93	27,74
Los Ríos	39,91	44,83	47,39	58,84	58,54
Manabí	82,10	91,28	93,12	112,96	130,90
Morona Santiago	4,82	5,14	5,43	6,04	6,67
Napo	4,19	4,47	4,79	5,75	6,36
Orellana	6,25	6,83	7,78	10,61	11,67
Pastaza	3,57	3,80	4,11	4,77	5,17
Pichincha	274,97	286,31	303,41	344,26	374,62
Santa Elena	21,68	24,57	26,68	30,08	39,62
Santo Domingo de los Tsáchilas	21,67	23,55	30,14	35,90	44,12
Sucumbíos	9,58	10,39	12,13	14,86	16,44
Tungurahua	35,32	37,05	39,28	44,79	48,86
Zamora Chinchipe	3,25	3,44	3,62	4,57	5,11
Zonas no delimitadas	0,52	0,55	0,56	0,74	0,93
Total	**1.189,61**	**1.283,32**	**1.356,73**	**1.611,82**	**1.797,70**

La facturación de energía eléctrica presenta la siguiente distribución regional en el 2015: la Costa representa un 56,19 % del total de la facturación, la Sierra representa el 40,61 %, la Amazónica el 2,86 %, la Insular el 0,28 % y las zonas no delimitadas representan el 0,05 %.

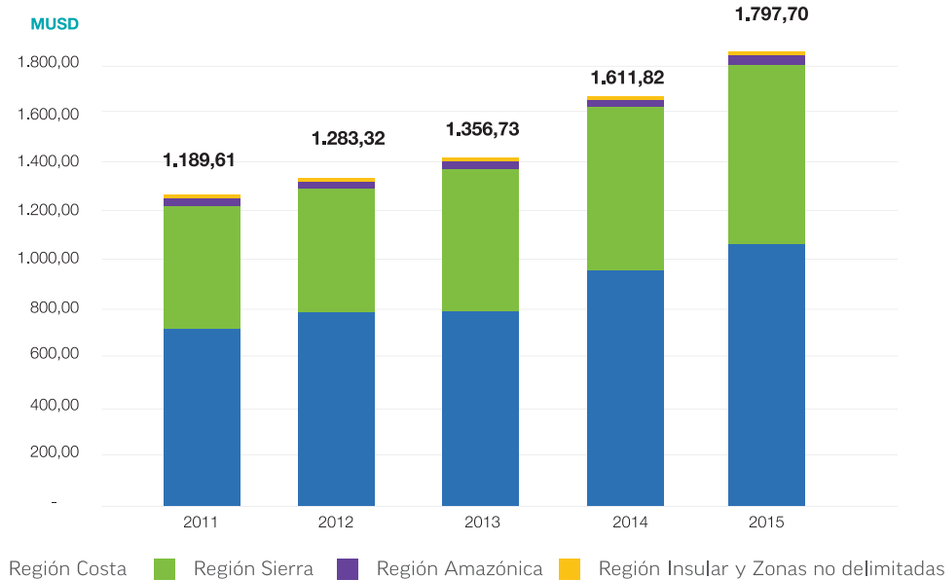


FIG. No. 134: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REGIÓN (MUSD)

Represa Agoyán II - Baños de Agua Santa, provincia de Tungurahua
Autor: CELEC Hidroagoyan - Carlos Ronquillo

5.4.4. Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados

La recaudación del 2015 fue de 1.698,14 MUSD, valor que no considera los subsidios de energía. En relación al año anterior se presenta un incremento del 11,21 %.

TABLA No. 131: RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
2006	348,25	163,25	127,36	72,89	74,06	785,81
2007	367,31	173,84	132,56	72,20	71,75	817,67
2008	383,07	187,22	150,14	76,57	90,92	887,92
2009	396,11	194,89	229,15	82,61	64,18	966,94
2010	443,49	204,62	250,36	74,75	79,88	1.053,09
2011	484,18	231,04	284,75	82,93	86,19	1.169,09
2012	475,32	247,20	297,77	105,09	104,91	1.230,29
2013	492,76	267,19	296,33	121,13	115,74	1.293,16
2014	565,66	333,70	374,29	129,44	123,90	1.526,99
2015	633,06	380,71	415,10	134,91	134,35	1.698,14

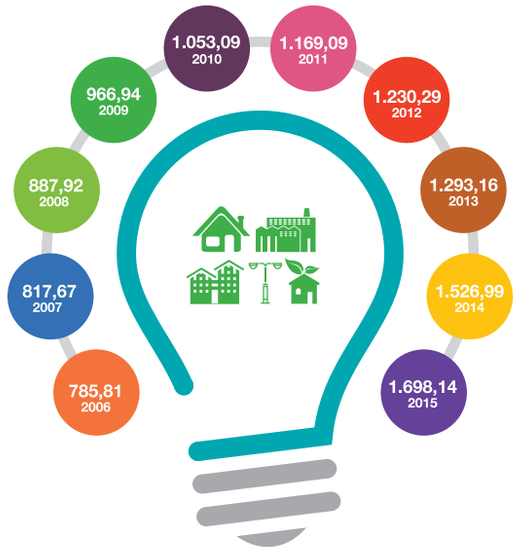


FIG. No. 135: RECAUDACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

5.4.5. Facturación a clientes no regulados

La energía facturada a los clientes no regulados para el 2015 fue de 387,76 GWh.

TABLA No. 132: ENERGÍA Y POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS

Año	Energía (MWh)	Potencia (MW)	Valor Peaje por Energía (kUSD)	Valor Peaje por Potencia (kUSD)	Valor Total Peaje y Otros (kUSD)
2006	1.602.327,03	3.132,93	1.062,37	3.952,62	5.325,91
2007	1.696.266,88	3.115,29	985,39	3.977,68	5.418,53
2008	1.354.672,74	293,93	988,47	3.733,83	5.179,25
2009	642.539,01	2.783,78	989,79	2.320,48	3.345,51
2010	491.006,74	1.159,87	776,11	2.216,87	2.992,98
2011	542.903,09	1.158,78	721,59	2.513,59	3.235,39
2012	326.548,42	751,39	408,98	1.692,83	2.102,29
2013	329.068,60	1.748,83	376,39	2.037,99	2.415,16
2014	378.873,07	866,40	452,51	2.284,46	2.738,42
2015	387.763,65	896,79	530,97	2.231,67	2.764,32

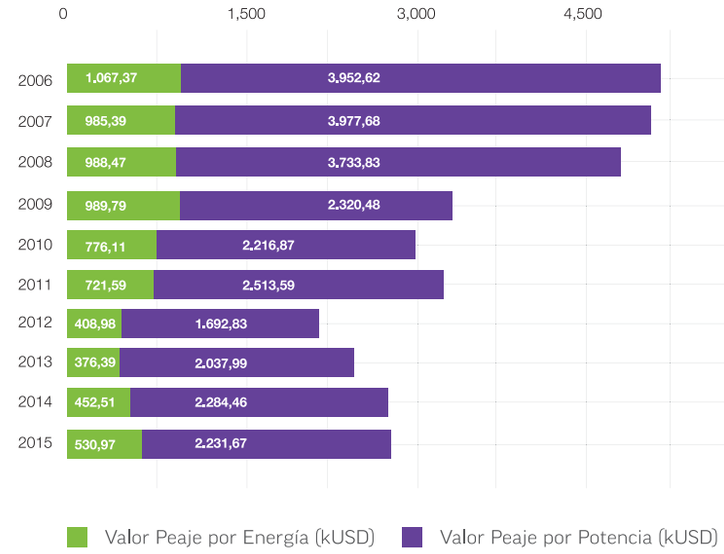


FIG. No. 136: VALOR PEAJE POR ENERGÍA Y POTENCIA FACTURADA A CLIENTES NO REGULADOS (kUSD)

5.5. Evolución histórica de pérdidas en el sistema de distribución en el periodo 2006-2015

5.5.1. Pérdidas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras

Las pérdidas totales de los sistemas de distribución constituyen la energía que se desaprovecha en cada una de las etapas funcionales (subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, redes secundarias, luminarias, acometidas y medidores).

Estas pérdidas pueden ser de origen técnico o no técnico. Cada una de las empresas de distribución tiene como objetivo disminuir esta afectación mediante la aplicación de planes a nivel técnico, los cuales abarcan el mejoramiento de infraestructura, operación y aspectos comerciales.

TABLA No. 133: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2006	13.791,48	3.068,91	1.292,72	1.776,18	22,25
2007	14.427,72	3.089,83	1.335,65	1.754,18	21,42
2008	15.259,58	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61
2009	15.978,70	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31
2010	16.824,04	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	2.546,06	1.599,12	946,94	13,60
2013	19.537,75	2.465,26	1.632,57	832,69	12,62
2014	20.927,65	2.590,09	1.722,08	868,02	12,38
2015	21.995,11	2.664,37	1.788,19	876,18	12,11

Las pérdidas del sistema presentan un continuo decrecimiento a lo largo de los años. Por ejemplo, el porcentaje de energía perdida en el 2015 fue de 12,11 % lo que representa una disminución de 10,14 puntos porcentuales con relación al 2006 y de 0,26 puntos porcentuales respecto al 2014.

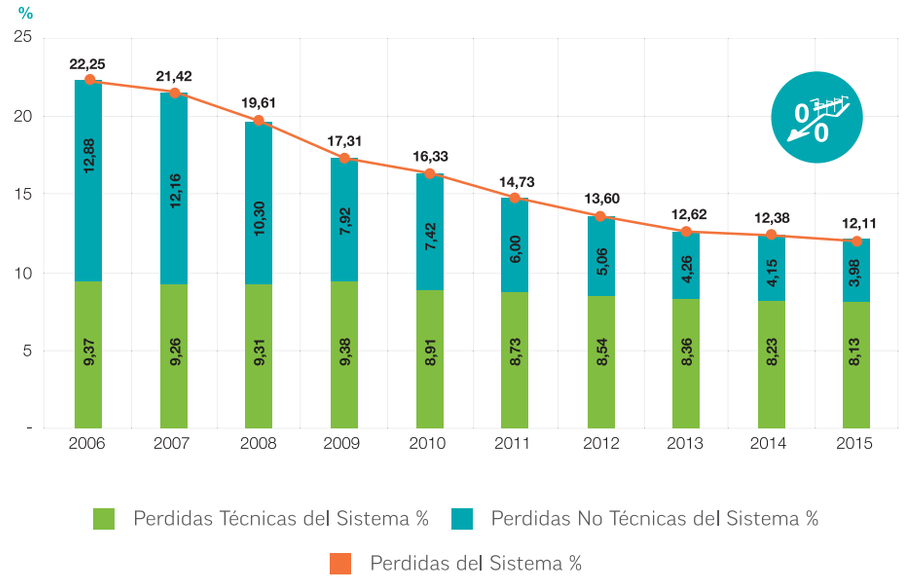


FIG. No. 137: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN (%)

Según la información reportada a la ARCONEL, las pérdidas de carácter técnico alcanzan el 8,13 %, mientras que las de tipo no técnico suman el 3,98 %. Se puede evidenciar una gran disminución en cuanto a las pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2015 han disminuido un 69,07 % en relación al 2006.

Volcán Cotopaxi - Provincia de Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

5.5.2. Comparativo de pérdidas y energía disponible

En la TABLA No. 134 se presenta un análisis comparativo entre la energía perdida y la disponible en los años 2014 y 2015. En esta se muestra que la energía disponible y las pérdidas en energía han crecido 5,10 % y 2,87 %, respectivamente. Sin embargo, las pérdidas porcentuales presentan la situación real de cuánto se está perdiendo en función de lo disponible, evidenciándose una disminución de 0,26 %.

TABLA No. 134: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE 2014 - 2015

Empresa	2014			2015			Variación (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	
CNEL-Bolívar	79,61	7,88	9,90	84,09	7,70	9,16	(0,74)
CNEL-El Oro	970,86	154,24	15,89	1.069,11	159,51	14,92	(0,97)
CNEL-Esmeraldas	527,21	124,70	23,65	562,80	131,46	23,36	(0,30)
CNEL-Guayaquil	5.491,03	625,56	11,39	5.700,38	655,45	11,50	0,11
CNEL-Guayas Los Ríos	1.883,93	310,07	16,46	2.042,83	312,23	15,28	(1,17)
CNEL-Los Ríos	397,65	83,89	21,10	432,34	86,65	20,04	(1,05)
CNEL-Manabí	1.600,03	398,90	24,93	1.715,32	414,42	24,16	(0,77)
CNEL-Milagro	632,33	114,20	18,06	663,72	118,89	17,91	(0,15)
CNEL-Sta. Elena	595,97	96,21	16,14	666,30	98,41	14,77	(1,37)
CNEL-Sto. Domingo	605,56	72,67	12,00	665,39	77,82	11,70	(0,31)
CNEL-Sucumbíos	311,20	54,05	17,37	330,66	51,34	15,53	(1,84)
CNEL EP	**13.095,36**	**2.042,38**	**15,60**	**13.932,95**	**2.113,88**	**15,17**	**(0,42)**
E.E. Ambato	599,11	43,10	7,19	630,20	40,79	6,47	(0,72)
E.E. Azogues	108,52	4,81	4,44	108,89	4,94	4,54	0,10
E.E. Centro Sur	1.018,61	81,12	7,96	1.069,38	79,82	7,46	(0,50)
E.E. Cotopaxi	541,36	39,85	7,36	549,26	41,07	7,48	0,12
E.E. Galápagos	45,87	3,78	8,24	52,51	4,54	8,64	0,40
E.E. Norte	561,22	50,76	9,04	573,12	53,02	9,25	0,21
E.E. Quito	4.278,10	253,98	5,94	4.364,96	247,73	5,68	(0,26)
E.E. Riobamba	352,03	38,46	10,93	367,46	40,00	10,89	(0,04)
E.E. Sur	327,48	31,85	9,73	346,38	38,57	11,14	1,41
Total	**20.927,65**	**2.590,09**	**12,38**	**21.995,11**	**2.664,37**	**12,11**	**(0,26)**

Los valores que se muestran entre paréntesis representan valores negativos

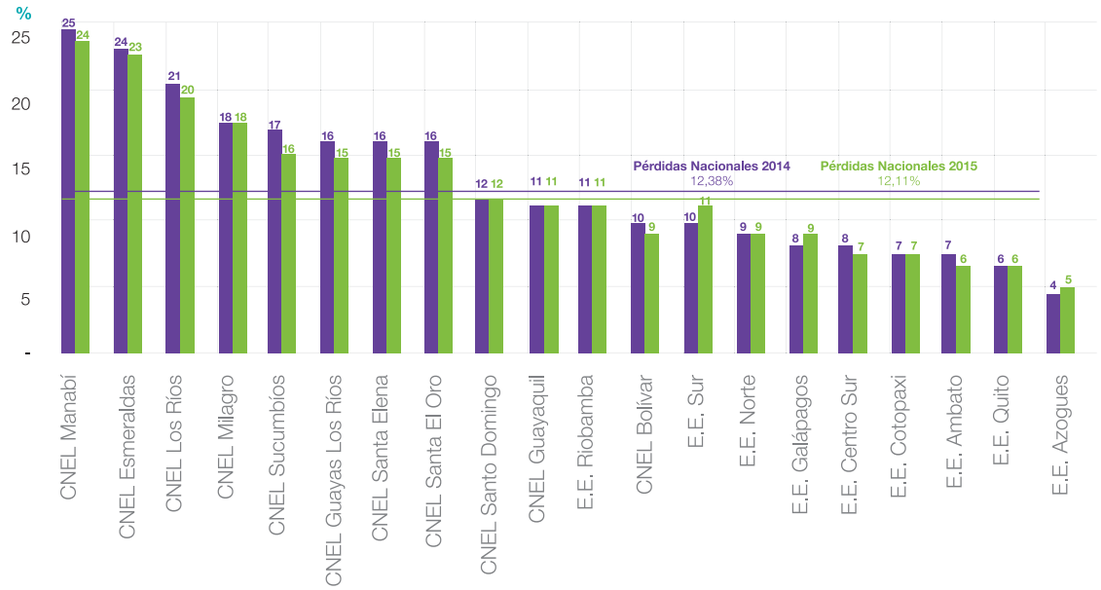


FIG. No. 138: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS 2014 - 2015

El análisis comparativo de la TABLA No. 135 entre las pérdidas y la disponibilidad de energía, entre el 2006 y el 2015, evidencia una disminución de 10,14 % en las pérdidas porcentuales del sistema.

Catedral de Cuenca - Cuenca, provincia de Azuay
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 135: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE 2006-2015

Empresa	2006			2015			Variación (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	
CNEL-Bolívar	53,29	10,47	19,65	84,09	7,70	9,16	(10,49)
CNEL-El Oro	532,51	154,67	29,05	1.069,11	159,51	14,92	(14,13)
CNEL-Esmeraldas	359,83	115,76	32,17	562,80	131,46	23,36	(8,81)
CNEL-Guayaquil	-	-	-	5.700,38	655,45	11,50	(13,63)
CNEL-Guayas Los Ríos	955,20	333,54	34,92	2.042,83	312,23	15,28	(19,63)
CNEL-Los Ríos	261,82	76,98	29,40	432,34	86,65	20,04	(9,36)
CNEL-Manabí	1.019,44	419,87	41,19	1.715,32	414,42	24,16	(17,03)
CNEL-Milagro	476,41	160,32	33,65	663,72	118,89	17,91	(15,74)
CNEL-Sta. Elena	345,56	81,99	23,73	666,30	98,41	14,77	(8,96)
CNEL-Sto. Domingo	319,00	55,68	17,45	665,39	77,82	11,70	(5,76)
CNEL-Sucumbíos	135,41	47,49	35,07	330,66	51,34	15,53	(19,54)
CNEL EP	**4.458,47**	**1.456,79**	**32,67**	**13.932,95**	**2.113,88**	**15,17**	**(17,50)**
E.E. Ambato	403,29	54,81	13,59	630,20	40,79	6,47	(7,12)
E.E. Azogues	85,68	4,29	5,01	108,89	4,94	4,54	(0,47)
E.E. Centro Sur	664,38	59,06	8,89	1.069,38	79,82	7,46	(1,42)
E.E. Cotopaxi	300,48	36,39	12,11	549,26	41,07	7,48	(4,63)
E.E. Galápagos	25,52	2,46	9,66	52,51	4,54	8,64	(1,02)
E.E. Norte	375,34	52,20	13,91	573,12	53,02	9,25	(4,66)
E.E. Quito	3.089,82	343,69	11,12	4.364,96	247,73	5,68	(5,45)
E.E. Riobamba	228,96	37,79	16,51	367,46	40,00	10,89	(5,62)
E.E. Sur	206,84	28,04	13,56	346,38	38,57	11,14	(2,42)
Eléctrica de Guayaquil	3.952,69	993,37	25,13	-	-	-	(13,63)
Total	**13.791,48**	**3.068,91**	**22,25**	**21.995,11**	**2.664,37**	**12,11**	**(10,14)**

Láguna de Cuicocha - Provincia de Imbabura
Autor: Ministerio de Turismo

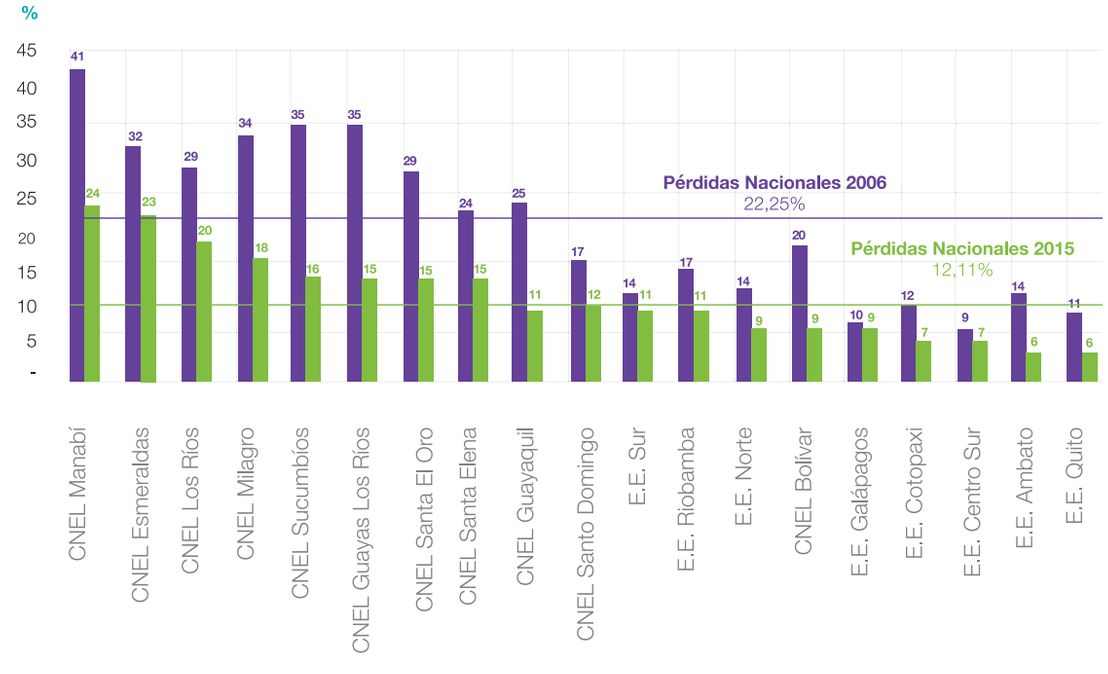


FIG. No. 139: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS 2006-2015

5.6. Evolución histórica de precios medios en el periodo 2006-2015

5.6.1. Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción

En la TABLA No. 136 se presentan los precios medios por tipo de empresa y transacción para el periodo 2006-2015. Por otro lado, en la TABLA No. 137 se visualiza que el precio medio más alto lo tuvieron las autogeneradoras, que para el 2015 se situó en 7,20 USD ¢/kWh, en ese mismo año, las empresas generadoras registraron un precio medio de 4,41 USD ¢/kWh, en tanto que las distribuidoras con generación presentaron un valor de 6,61 USD ¢/kWh.

TABLA No. 136: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN (1/2)

Año	Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
2006	Generadora	Contratos	8.216,09	293,97	3,58
		T. de corto plazo	3.529,27	246,28	6,98
	Distribuidora	Contratos	519,61	24,07	4,63
		T. de corto plazo	1.063,25	72,83	6,85
	Autogeneradora	Contratos	127,87	3,19	2,49
		T. de corto plazo	93,94	7,06	7,52
	Gran Consumidor	T. de corto plazo	16,73	1,71	10,23
Total 2006			**13.566,76**	**649,12**	**4,78**
2007	Generadora	Contratos	9.305,02	329,65	3,54
		T. de corto plazo	3.650,78	232,52	6,37
	Distribuidora	Contratos	590,20	26,40	4,47
		T. de corto plazo	1.027,16	61,40	5,98
	Autogeneradora	Contratos	233,69	6,08	2,60
		T. de corto plazo	147,68	9,03	6,12
	Gran Consumidor	T. de corto plazo	25,69	2,63	10,23
Total 2007			**14.980,23**	**667,70**	**4,46**
2008	Generadora	Contratos	11.490,46	395,24	3,44
		T. de corto plazo	2.423,00	134,79	5,56
	Distribuidora	Contratos	340,46	15,56	4,57
		T. de corto plazo	1.103,69	62,17	5,63
	Autogeneradora	Contratos	430,86	7,73	1,79
		T. de corto plazo	173,92	6,40	3,68
	Gran Consumidor	T. de corto plazo	24,72	2,53	10,23
Total 2008			**15.987,11**	**624,43**	**3,91**
2009	Generadora	Contratos	12.487,80	525,67	4,21
		T. de corto plazo	1.049,58	73,42	6,99
		Otros	0,40	0,02	3,94
	Distribuidora	Contratos	400,84	37,46	9,35
		T. de corto plazo	852,63	40,18	4,71
		Otros	0,04	0,00	9,99
	Autogeneradora	Contratos	221,30	10,13	4,58
		T. de corto plazo	114,28	9,57	8,37
		Otros	4,14	0,04	1,01
Total 2009			**15.131,01**	**696,49**	**4,60**
2010	Generadora	Contratos	13.601,29	624,52	4,59
		T. de corto plazo	102,16	0,20	0,20
2010	Distribuidora	Contratos	595,70	46,56	7,82
		T. de corto plazo	796,80	22,50	2,82
		Otros	0,04	0,00	9,99
	Autogeneradora	Contratos	206,45	10,29	4,98
		T. de corto plazo	115,64	10,94	9,46
		Otros	2,92	0,01	0,27
Total 2010			**15.420,99**	**715,03**	**4,64**
2011	Generadora	Contratos	15.362,56	644,84	4,20
		T. de corto plazo	-	-	-
	Distribuidora	Contratos	331,45	33,72	10,17
2011	Distribuidora	T. de corto plazo	870,25	40,90	4,70
		Otros	0,05	0,01	9,93
	Autogeneradora	Contratos	184,62	9,55	5,17
		T. de corto plazo	147,40	13,87	9,41
		Otros	3,92	0,04	1,04
Total 2011			**16.900,24**	**742,94**	**4,40**
2012	Generadora	Contratos	17.324,32	655,43	3,78
		T. de corto plazo	92,61	2,09	2,26
	Distribuidora	Contratos	390,76	33,03	8,45
		T. de corto plazo	783,36	36,35	4,64
		Otros	0,05	0,01	10,12
	Autogeneradora	Contratos	178,11	9,19	5,16
		T. de corto plazo	155,95	14,76	9,46
		Otros	3,05	0,02	0,73
Total 2012			**18.928,21**	**750,87**	**3,97**
2013	Generadora	Contratos	17.656,77	739,27	4,19
		T. de corto plazo	186,12	0,49	0,26
		Otros	122,83	13,18	10,73
	Distribuidora	Contratos	373,89	34,47	9,22
		T. de corto plazo	752,83	32,54	4,32
		Otros	0,05	0,01	9,99
	Autogeneradora	Contratos	174,20	9,00	5,16
		T. de corto plazo	154,50	14,18	9,18
		Otros	2,41	0,00	0,17
Total 2013			**19.423,59**	**843,13**	**4,34**
2014	Generadora	Contratos	18.567,82	816,52	4,40

TABLA No. 136: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE TRANSACCIÓN (2/2)

Año	Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
2014	Generadora	T. de corto plazo	142,23	18,16	12,77
		Otros	2,12	0,85	40,03
	Distribuidora	Contratos	412,11	39,40	9,56
		T. de corto plazo	795,48	28,08	3,53
		Otros	0,06	0,01	9,99
	Autogeneradora	Contratos	133,87	6,73	5,03
		T. de corto plazo	238,64	21,68	9,09
		Otros	2,44	0,01	0,51
Total 2014			**20.294,78**	**931,44**	**4,59**
2015	Generadora	Contratos	20.080,09	865,97	4,31
		T. de corto plazo	170,09	25,63	15,07
		Otros	14,63	1,10	7,51
	Distribuidora	T. de corto plazo	1.126,84	74,49	6,61
		Otros	0,05	0,01	9,99
	Autogeneradora	Contratos	290,28	15,77	5,43
		T. de corto plazo	261,48	24,24	9,27
		Otros	10,24	0,45	4,41
Total 2015			**21.953,71**	**1.007,66**	**4,59**

Paisaje - Puerto Lopez, provincia de Manabí
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 137: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA (USD ¢/kWh)

Tipo	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generadora	4,60	4,34	3,81	4,43	4,56	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41
Distribuidora	6,12	5,43	5,38	6,19	4,96	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61
Autogeneradora	4,62	3,96	2,34	5,81	6,54	6,99	7,11	7,00	7,58	7,20
Importación	7,80	2,07	6,80	9,14	8,49	6,78	10,58	11,79	11,56	9,99
Exportación	2,44	0,75	1,67	5,18	7,04	14,36	21,35	4,01	4,21	5,79

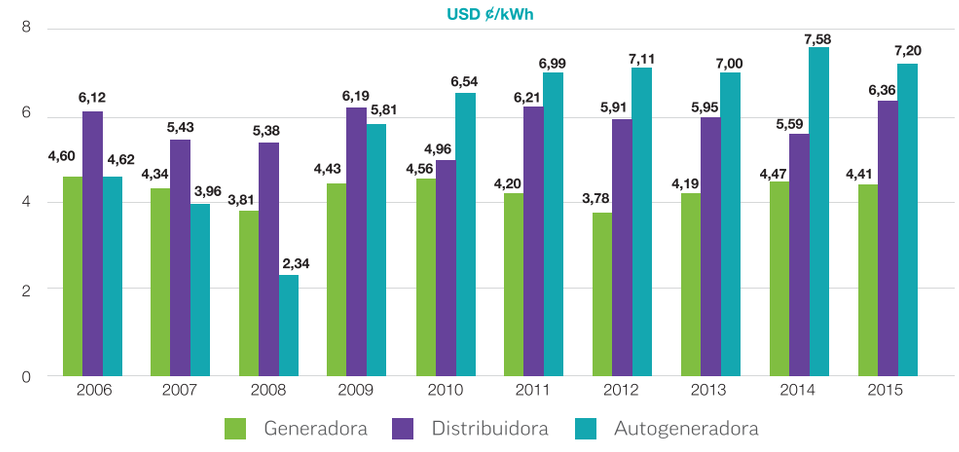


FIG. No. 140: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

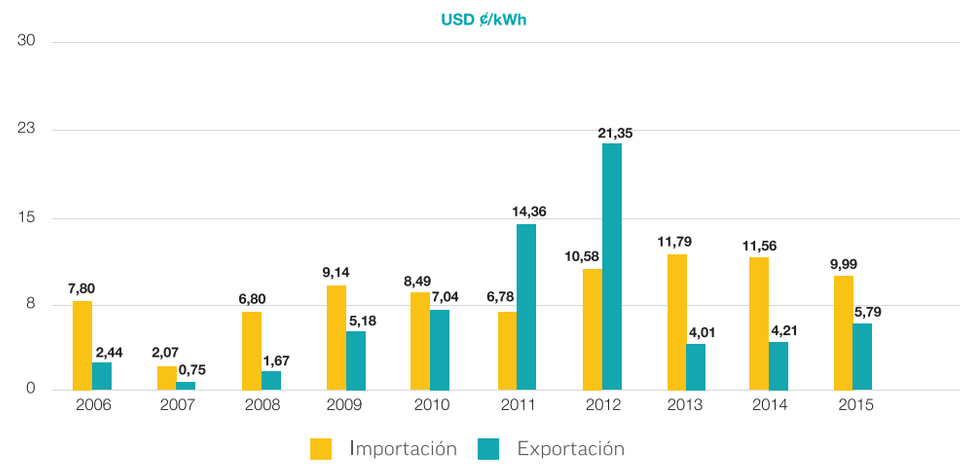


FIG. No. 141: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

5.6.2. Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

El precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras para el 2015 fue de 4,41 USD ¢/kWh.

TABLA No. 138: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESAS GENERADORAS

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
2006	11.745,36	540,25	4,60
2007	12.955,80	562,16	4,34
2008	13.913,46	530,04	3,81
2009	13.537,78	599,10	4,43
2010	13.703,45	624,73	4,56
2011	15.362,56	644,84	4,20
2012	17.416,93	657,52	3,78
2013	17.965,72	752,94	4,19
2014	18.712,17	835,52	4,47
2015	20.264,82	892,70	4,41

En la TABLA No. 139 se presenta la evolución de los precios medios de las empresas de generación eléctrica durante el periodo 2006-2015. Estos valores se situaron en el rango de 1,00 USD ¢/kWh hasta 18,09 USD ¢/kWh. A partir del 2013 se visualizan cifras que ascienden a 40,03 USD ¢/kWh y que corresponden a la tarifa de centrales de generación fotovoltaica. A partir del 2012, las empresas Hidronación e Hidropastaza pasaron a formar parte de CELEC EP.

En la FIG. No. 142 se pueden apreciar los valores históricos de los precios medios totales a nivel de empresas de generación. A partir del 2013 se aprecia un incremento de 4,19 USD ¢/kWh a 4,41 USD ¢/kWh relacionado con el ingreso de nuevas centrales fotovoltaicas.

TABLA No. 139: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (USD ¢/kWh) (1/2)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,96
CELEC-Electroguayas	6,69	6,17	5,96	6,90	6,28	8,89	8,53	8,76	8,51	9,10

TABLA No. 139: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA (USD ¢/kWh) (2/2)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	9,13	9,13	9,13
CELEC-Hidroagoyán	2,66	2,70	2,75	2,48	3,66	2,84	1,34	0,99	1,06	1,01
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	-	-	1,73	1,92	2,83	2,90
CELEC-Hidropaute	3,02	3,06	2,63	1,65	1,42	1,34	1,01	0,74	0,96	0,79
CELEC-Termoesmeraldas	4,01	4,34	4,80	4,65	6,04	4,82	6,68	7,07	6,94	7,77
CELEC-Termogas Machala	6,79	6,23	5,67	6,65	6,73	7,29	5,16	4,56	5,01	5,54
CELEC-Termopichincha	6,38	6,50	6,01	9,90	10,54	9,22	9,68	10,29	10,31	11,58
Elecaustro	4,85	4,67	4,23	5,38	5,84	4,63	3,93	3,15	5,34	5,55
Electrisol	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	39,90
Electroquil	7,56	7,68	7,49	10,02	12,48	17,45	18,09	16,53	14,22	11,93
EMAAP-Q	4,11	4,12	4,11	3,72	6,82	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95
Enersol	-	-	-	-	-	-	-	39,76	40,04	46,13
Eolicsa	-	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	13,21
Epfotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	40,03	39,76	40,03
Generoca	5,71	6,57	6,13	7,43	7,54	8,04	8,07	8,18	8,70	8,63
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Gonzanergy	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Gransolar	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Hidronación	4,18	3,93	4,11	4,04	2,69	3,58	-	-	-	-
Hidropastaza	-	4,06	4,13	6,13	2,16	1,28	-	-	-	-
Hidrosibimbe	7,43	6,01	4,83	3,99	4,67	4,75	4,76	4,78	4,78	4,85
Intervisa Trade	7,53	7,20	6,12	9,16	11,68	13,39	28,71	7,46	16,14	11,46
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
San Pedro	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Sanersol	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Sansau	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	39,27
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Solchacras	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Solsantros	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Surenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03
Termoguayas	6,11	6,63	5,88	6,54	6,76	7,00	7,76	8,70	8,63	8,57
Ulysseas	7,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valsolar	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	-	-	40,03	40,00
Total	**4,60**	**4,34**	**3,81**	**4,43**	**4,56**	**4,20**	**3,78**	**4,19**	**4,47**	**4,41**

FIG. No. 142: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

5.6.3. Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación

El precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras que cuentan con generación de energía eléctrica para el 2015 fue 6,61 USD ¢/kWh.

TABLA No. 140: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2006	1.582,86	96,90	6,12
2007	1.617,37	87,80	5,43
2008	1.444,15	77,73	5,38
2009	1.253,51	77,64	6,19
2010	1.392,73	69,09	4,96
2011	1.202,08	74,67	6,21
2012	1.174,52	69,42	5,91
2013	1.127,25	67,06	5,95
2014	1.208,03	67,53	5,59
2015	1.127,41	74,55	6,61

El precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras se lo considera en bornes de generación.

TABLA No. 141: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (USD ¢/kWh)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CNEL-Bolívar	6,98	5,35	5,16	7,70	5,77	8,40	0,54	9,99	9,99	9,99
CNEL-El Oro	8,37	8,25	8,37	4,37	-	-	-	-	-	-
CNEL-Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	9,74	11,75
CNEL-Los Ríos	-	-	9,30	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	9,13	9,06	8,98	9,00	-	-	-	-	-	-
CNEL-Milagro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	8,26	9,00	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Ambato	5,96	5,87	5,23	4,62	12,13	12,45	3,33	5,07	2,76	2,07
E.E. Azogues	4,14	3,72	3,72	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	4,31	4,43	5,58	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Cotopaxi	5,99	4,85	4,91	4,71	2,61	2,60	3,30	2,99	2,20	2,18
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	6,97	6,21	5,63	4,12	5,64	4,26	3,71	2,84	2,83	2,13
E.E. Quito	5,00	4,60	5,24	4,72	1,63	4,64	4,85	4,61	3,90	4,21
E.E. Riobamba	6,62	5,72	4,95	3,19	3,25	3,00	2,59	2,34	1,61	1,68
E.E. Sur	8,39	7,25	6,74	7,74	11,91	13,01	13,18	9,57	7,86	12,42
Eléctrica de Guayaquil	7,37	6,32	5,80	9,40	7,82	10,17	8,45	9,22	9,46	-
Total	**6,12**	**5,43**	**5,38**	**6,19**	**4,96**	**6,21**	**5,91**	**5,95**	**5,59**	**6,61**

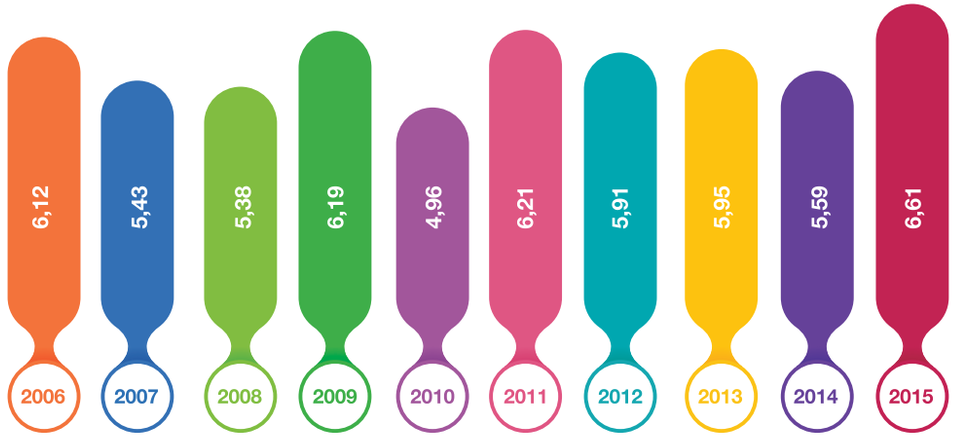


FIG. No. 143: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

5.6.4. Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

El costo promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras es de 5,33 USD ¢/kWh, en el 2015. Esta cifra ha variado a lo largo del tiempo y ha disminuido un 22,42 % en relación al 2006.

TABLA No. 142: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Energía Comprada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2006	13.046,50	896,50	6,87
2007	13.507,02	884,74	6,55
2008	14.409,17	707,71	4,91
2009	15.419,84	897,08	5,82
2010	16.333,02	889,12	5,44
2011	17.380,53	889,82	5,12
2012	18.323,11	863,18	4,71
2013	19.174,93	1.030,81	5,38
2014	20.404,36	1.100,84	5,40
2015	21.541,40	1.147,65	5,33

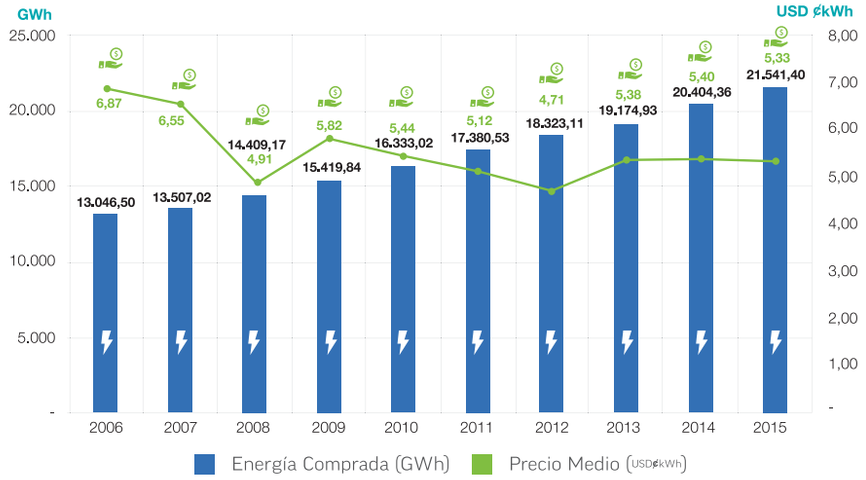


FIG. No. 144: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA

5.6.5. Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

En el 2015 el precio medio de la energía facturada a clientes regulados fue de 9,49 USD ¢/kWh, se evidencia un incremento de 5,68 % con respecto al 2014.

TABLA No. 143: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Año	Energía Facturada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2006	9.549,78	847,82	8,88
2007	10.063,95	888,93	8,83
2008	11.146,68	948,30	8,51
2009	12.740,80	1.012,94	7,95
2010	13.769,73	1.091,66	7,93
2011	14.931,12	1.189,61	7,97
2012	15.847,99	1.283,32	8,10
2013	16.742,94	1.356,73	8,10
2014	17.958,30	1.611,82	8,98
2015	18.942,59	1.797,70	9,49

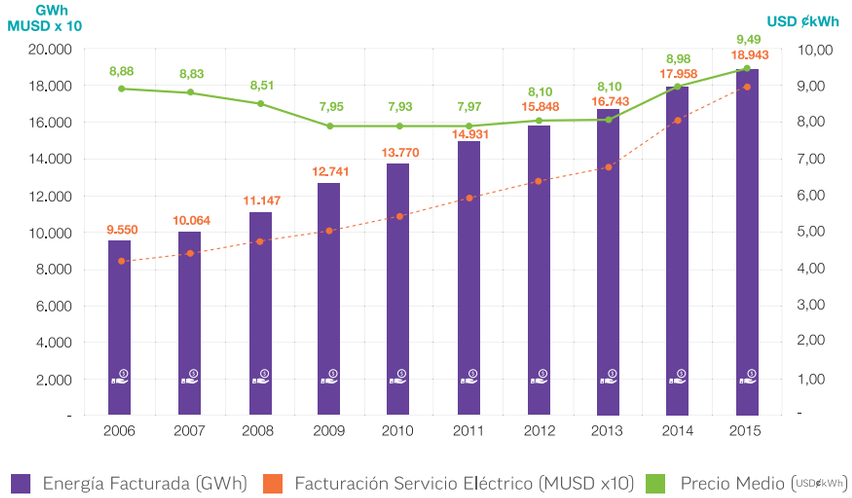


FIG. No. 145: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

5.7. Interconexiones

5.7.1. Importación de energía

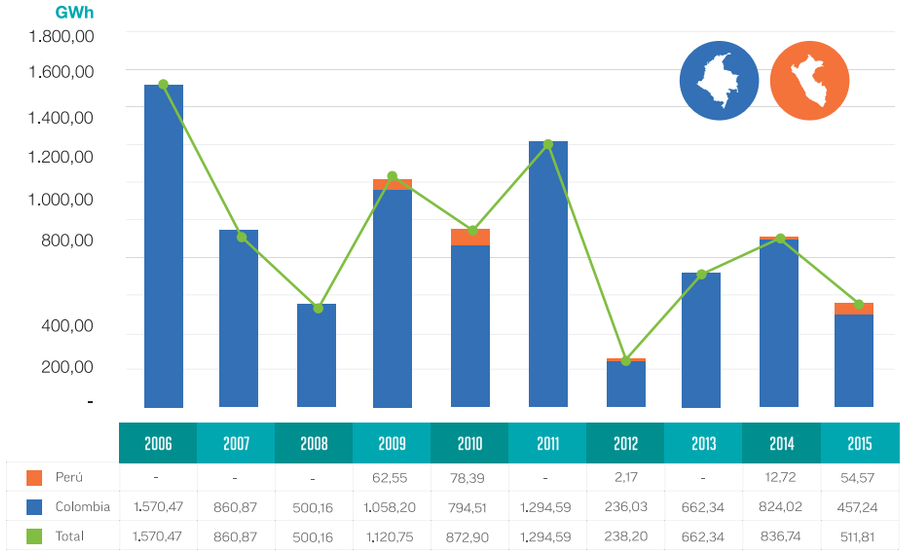
De la información reportada se observa para los años 2006 y 2011 un aumento considerable de la importación de energía, durante el periodo 2009-2011 se debió importar energía como resultado del estiaje en las cuencas de las principales centrales hidroeléctricas del país. A partir del 2014 se evidenció una reducción en la importación debido a la entrada en operación de varios proyectos de generación renovable y no renovable. Esta realidad cambiará aún más a futuro cuando entren en operación las ocho centrales hidroeléctricas emblemáticas.

TABLA No. 144: ENERGÍA IMPORTADA POR TIPO DE TRANSACCIÓN (GWh)

Empresa	Tipo de Transacción	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Colombia	M. Ocasional	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24
Total Colombia		**1.570,47**	**860,87**	**500,16**	**1.058,20**	**794,51**	**1.294,59**	**236,03**	**662,34**	**824,02**	**457,24**
Perú	Contratos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54,57
	M. Ocasional	-	-	-	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	-
Total Perú		**-**	**-**	**-**	**62,55**	**78,39**	**-**	**2,17**	**-**	**12,72**	**54,57**
Total		**1.570,47**	**860,87**	**500,16**	**1.120,75**	**872,90**	**1.294,59**	**238,20**	**662,34**	**836,74**	**511,81**

Durante el periodo 2006-2015, se registra que el 98 % de la importación corresponde a lo aportado por Colombia y el 2 % restante por Perú. Durante los últimos 10 años se importaron desde Colombia 8.258,45 GWh, mientras que la importación de energía desde Perú registró 210,40 GWh.

Punta Barandua - Provincia de Santa Elena
Autor: Ministerio de Turismo



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Perú	-	-	-	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57
Colombia	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24
Total	1.570,47	860,87	500,16	1.120,75	872,90	1.294,59	238,20	662,34	836,74	511,81

FIG. No. 146: ENERGÍA IMPORTADA PERIODO 2006-2015

5.7.1.1. Costos por importación de energía

En la TABLA No. 145 se presentan los costos por importación de energía para el periodo 2006-2015. Por este concepto, en los últimos diez años, se registró un egreso total de 689,78 MUSD. En el 2006 se alcanzó el valor más alto con 122,53 MUSD.

TABLA No. 145: COSTO DE LA ENERGÍA IMPORTADA (MUSD)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Interconexión Colombia	122,53	17,82	33,99	102,38	74,13	87,83	23,99	78,06	96,16	47,98
Interconexión Perú	-	-	-	-	-	-	1,22	-	0,55	3,13
Total	**122,53**	**17,82**	**33,99**	**102,38**	**74,13**	**87,83**	**25,21**	**78,06**	**96,71**	**51,11**

5.7.1.2. Precio medio de energía importada

En la TABLA No. 146 se presentan los precios medios de la energía importada. En el caso de Colombia, comparando los años 2006 y 2015, existió un incremento de 2,69 USD ¢/kWh. Por su parte, el precio medio anual más alto se lo registró en el 2013 con 11,79 USD ¢/kWh. Con respecto a Perú, se observan valores más representativos siendo el más alto el del 2012 que registró 56,12 USD ¢/kWh. Los totales se calculan a partir de los costos en relación con el total de energía importada.

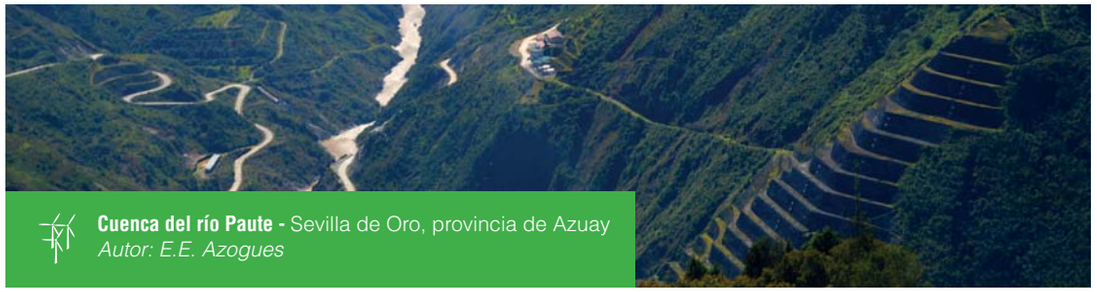
TABLA No. 146: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA IMPORTADA (USD ¢/kWh)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Interconexión Colombia	7,80	2,07	6,80	9,68	9,33	6,78	10,16	11,79	11,67	10,49
Interconexión Perú	-	-	-	-	-	-	56,12	-	4,32	5,74
Total	**7,80**	**2,07**	**6,80**	**9,14**	**8,49**	**6,78**	**10,58**	**11,79**	**11,56**	**9,99**

5.7.2. Exportación de energía

La exportación de energía a través de las interconexiones con Colombia se inició a partir de abril de 2003 con la puesta en operación del primer circuito de la línea de transmisión a 230 kV Pomasqui-Jamondino. Esta exportación se da únicamente en periodos de baja demanda y por la diferencia de curvas de carga programadas para la importación de energía.

Para el caso de la energía exportada a Perú en el 2015, esta fue comercializada por la E.E. Sur a través de sus redes de distribución.



Cuenca del río Paute - Sevilla de Oro, provincia de Azuay
Autor: E.E. Azogues

TABLA No. 147: ENERGÍA EXPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Transacción	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inteconexión Colombia	T. de corto plazo	1,07	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,19
	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14
	Total Inter. Colombia	1,07	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33
Inteconexión Perú	T. de corto plazo	-	-	-	-	0,21	5,84	5,01	-	-	0,46
	Otros	-	-	-	-	-	0,33	0,35	0,48	0,38	0,38
	Total Inter. Perú	-	-	-	-	0,21	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85
Total		**1,07**	**38,39**	**37,53**	**20,76**	**9,96**	**14,39**	**11,88**	**28,98**	**47,24**	**46,17**

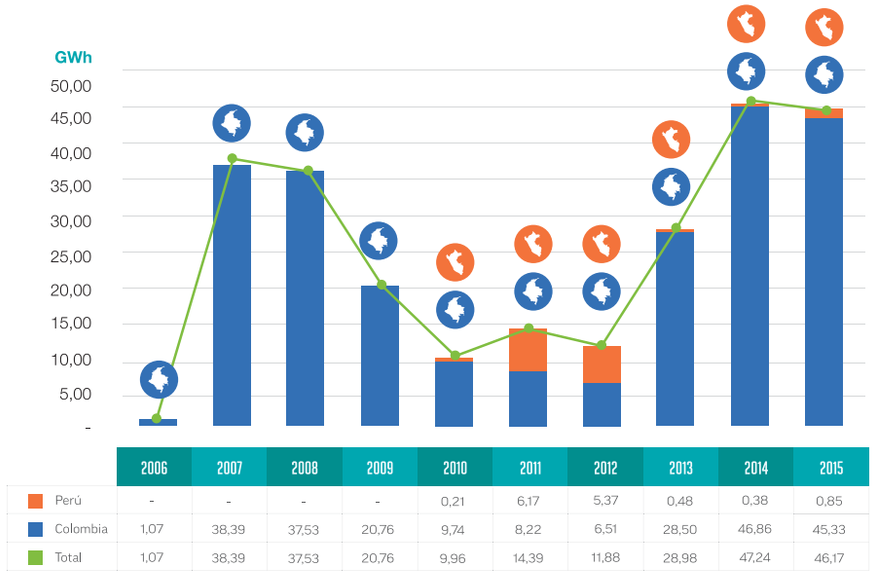


FIG. No. 147: ENERGÍA EXPORTADA PERIODO 2006-2015

5.7.2.1. Costos por exportación de energía

Los costos por exportación de energía se presentan en la TABLA No. 148. En la misma se representan los valores para el periodo 2006-2015. Por este concepto, en los últimos diez años se registró un total de 13,15 MUSD. En el 2015 se registró el valor más alto que ascendió a 2,68 MUSD.

TABLA No. 148: COSTO DE LA ENERGÍA EXPORTADA (MUSD)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Interconexión Colombia	0,03	0,29	0,63	1,08	0,68	0,19	0,17	1,11	1,95	2,57
Interconexión Perú	-	-	-	-	0,02	1,88	2,36	0,05	0,04	0,10
Total	**0,03**	**0,29**	**0,63**	**1,08**	**0,70**	**2,07**	**2,54**	**1,16**	**1,99**	**2,68**

5.7.2.2. Precio medio de energía exportada

En la TABLA No. 149 se presentan los precios medios de la energía exportada. En el caso de Colombia, comparando el 2006 y el 2015, existió un incremento de 3,23 USD ¢/kWh. Esto mientras que el precio medio anual más alto se lo registró en el 2010 con 6,97 USD ¢/kWh. Con respecto a Perú, se observan valores más representativos siendo el más alto el del 2012 que se colocó en 44,03 USD ¢/kWh.

TABLA No. 149: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA EXPORTADA (USD ¢/kWh)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Interconexión Colombia	2,44	0,75	1,67	5,18	6,97	2,27	2,66	3,90	4,16	5,68
Interconexión Perú	-	-	-	-	10,21	30,46	44,03	10,51	11,04	12,04
Total	**2,44**	**0,75**	**1,67**	**5,18**	**7,04**	**14,36**	**21,35**	**4,01**	**4,21**	**5,79**

Es importante recalcar que se realizan transacciones de venta de energía en la parte fronteriza, al norte con Colombia y al sur con Perú. Estos intercambios comerciales se dan a través de los sistemas de distribución que se disponen en la zona.

5.7.3. Análisis comparativo precio medio de transacciones internacionales

En las FIG. No. 148 y FIG. No. 149 se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica resultado de las transacciones con Colombia y Perú. Para el periodo de análisis se evidencia que el precio de importación es mayor al de exportación.

La diferencia más notoria se registró para Colombia en el 2013 cuando se reflejó una diferencia de 7,89 USD ¢/kWh; con respecto a Perú se importó energía en el 2006, 2012 y 2014. El 2012 fue el año en el que se presentó el precio por importación más alto el cual fue de 56,12 USD ¢/kWh.

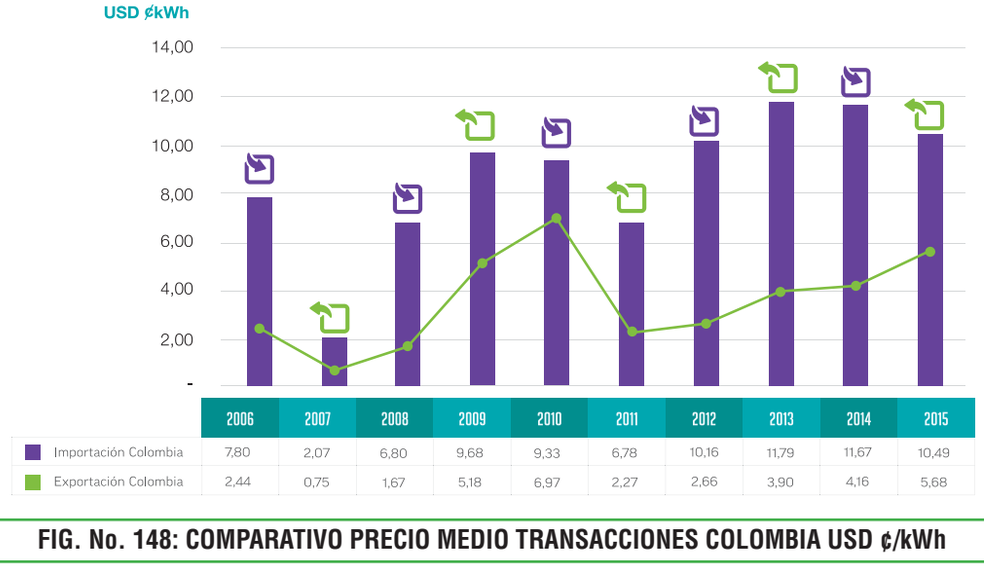


FIG. No. 148: COMPARATIVO PRECIO MEDIO TRANSACCIONES COLOMBIA USD ¢/kWh

FIG. No. 149: COMPARATIVO PRECIO MEDIO TRANSACCIONES PERÚ USD ¢/kWh

Iglesia de la Compañía - Quito, provincia de Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo

Indicadores 2006-2015

Capítulo 6

Bloque 16 - Francisco de Orellana y Aguarico, provincia de Orellana
Autor: Repsol Ecuador

6. Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano

En este capítulo se presentan los principales indicadores relacionados con el sector eléctrico, entre los cuales se tiene la producción, pérdidas en transmisión y distribución, consumo promedio de energía y demanda máxima, para los últimos diez años.

6.1. Balance nacional de energía eléctrica

se establece que la generación de energía bruta fue de 25.950,19 GWh, mientras que la energía importada desde Colombia y Perú fue de 457,24 GWh y 54,57 GWh, respectivamente. Sumadas estas cantidades, se tiene que el total de energía bruta fue de 26.462,01 GWh, cifra que representa un crecimiento del 5,24 % respecto al 2014.

En la TABLA No. 151 se presenta información del balance de energía para el servicio público. Estos datos evidencian el crecimiento que experimenta el sector en las diferentes etapas funcionales en cuanto al requerimiento de la energía, generación (incluida las importaciones), transmisión, exportaciones y la comercialización de la energía a través de las distribuidoras.

Es importante destacar la evolución de las pérdidas en los sistemas de distribución (%), misma que se ha ido disminuyendo paulatinamente. Además, la tendencia está a la baja, es así que a diciembre del 2015 alcanzó un 12,11 % en el indicador de pérdidas en los sistemas de distribución.

TABLA No. 150: PRODUCCION E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL, PERÍODO 2006 – 2015

AÑO / CONCEPTO	Unidad	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energía generada bruta (1)	GWh	15.115,85	17.336,65	18.608,53	18.264,95	19.509,85	20.544,14	22.847,96	23.260,33	24.307,21	25.950,19
Energía importada desde Colombia	GWh	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24
Energía importada desde Perú	GWh	-	-	-	62,22	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57
Energía bruta total	**GWh**	**16.686,32**	**18.197,52**	**19.108,69**	**19.385,37**	**20.382,76**	**21.838,73**	**23.086,16**	**23.922,67**	**25.143,95**	**26.462,01**
Energía generada no disponible para servicio público (2)	GWh	1.727,05	2.447,88	2.322,48	2.488,24	2.705,55	2.925,93	3.307,45	3.347,09	3.444,47	3.606,85
	%	10,35	13,45	12,15	12,84	13,27	13,40	14,33	13,99	13,70	13,63
Energía generada e importada para servicio público	**GWh**	**14.959,27**	**15.749,65**	**16.786,21**	**16.897,12**	**17.677,21**	**18.912,80**	**19.778,70**	**20.575,58**	**21.699,48**	**22.855,16**

(1) La energía generada bruta es producida por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público).

(2) La energía generada no disponible para el servicio público corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación.

El porcentaje de la energía no disponible para el servicio público se ha calculado en relación a la energía bruta total.

En la tabla anterior de producción e importación de energía a nivel nacional, para el 2015,

Bahía de Caráquez - Provincia de Manabí
Autor: Ministerio de Turismo

TABLA No. 151: BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERÍODO 2006–2015

CONCEPTO / AÑO	Unidad	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energía generada e importada para servicio público	GWh	14.959,27	15.749,65	16.786,21	16.897,12	17.677,21	18.912,80	19.778,70	20.575,58	21.699,48	22.855,16
Autoconsumos en generación para servicio público (1)	GWh	424,53	400,12	597,42	372,78	300,84	299,92	379,21	417,04	528,30	521,85
	%	2,84	2,54	3,56	2,21	1,70	1,59	1,92	2,03	2,43	2,28
Energía entregada para servicio público	GWh	14.534,74	15.349,52	16.188,79	16.524,35	17.376,37	18.612,88	19.399,50	20.158,54	21.171,18	22.333,31
Pérdidas en transmisión (2)	GWh	742,18	883,27	891,67	526,70	542,37	715,61	666,67	591,81	528,30	521,85
	%	2,88	3,10	3,73	3,12	3,07	3,78	3,37	2,88	2,43	2,28
Energía disponible para servicio público	GWh	14.108,13	14.864,06	15.561,81	15.997,64	16.834,00	17.897,27	18.732,83	19.566,73	20.974,89	22.041,28
Energía exportada a Colombia y Perú	GWh	1,07	38,39	37,53	20,76	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17
	%	0,01	0,26	0,24	0,13	0,06	0,08	0,06	0,15	0,23	0,21
Energía entregada a Grandes (3) Consumidores en Subtransmisión	GWh	315,57	397,81	264,70	-	-	-	-	-	-	-
	%	2,17	2,59	1,64	-	-	-	-	-	-	-
Energía disponible en sistemas de distribución	GWh	13.791,49	14.427,86	15.259,58	15.976,88	16.824,04	17.882,88	18.720,95	19.537,75	20.927,65	21.995,11
Pérdidas totales de energía en sistemas de distribución	GWh	3.069,01	3.089,83	2.993,08	2.765,35	2.747,43	2.634,08	2.546,06	2.465,26	2.590,09	2.664,37
	%	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11
Energía facturada a clientes finales (4)	GWh	11.633,77	12.181,05	12.644,94	13.217,92	14.076,61	15.248,80	16.174,89	17.072,49	18.337,56	19.330,74
Demanda máxima en bornes de generación (solo Sistema Nacional Interconectado SNI) (5)	GW	2,42	2,64	2,71	2,79	2,77	2,88	3,05	3,21	3,33	3,50
Demanda máxima en subestaciones principales (solo Sistema Nacional Interconectado SNI)	GW	2,33	2,48	2,61	2,73	2,74	2,77	2,90	3,07	3,24	3,44

(1) Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica.

(2) Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

(3) Se entregó energía a Holcim Gye en el periodo sep/05 – ago/08 y a Interagua en el periodo dic/01 – ago/08.

(4) Incluye clientes regulados y no regulados.

(5) La demanda máxima en bornes de generación del SNI, se produjo el 11 de diciembre de 2015.

Salinas - Provincia de Santa Elena
Autor: Ministerio de Turismo

6.1.1. Balance de energía del sistema eléctrico de distribución

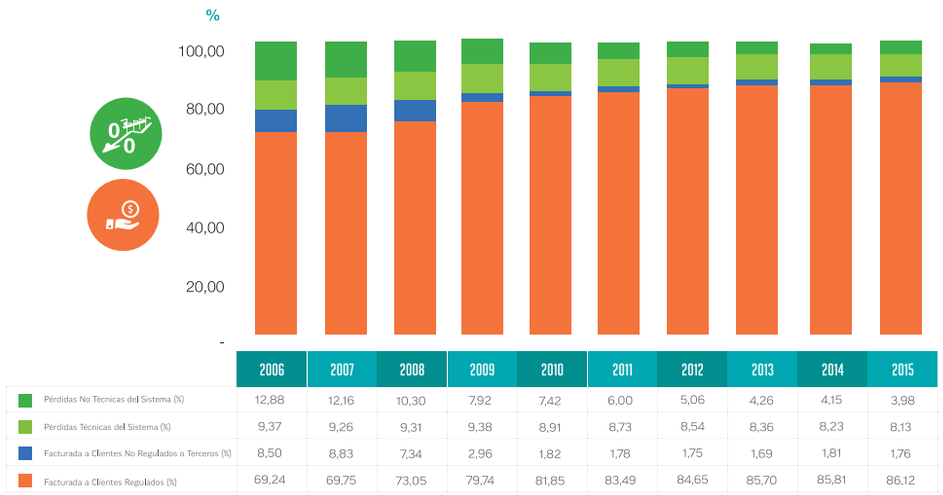
El balance de energía eléctrica en el sistema de distribución hace referencia a la energía que recibe el sistema de cada una de las empresas distribuidoras versus la energía entregada a los usuarios finales. De esta información se puede determinar las pérdidas en distribución que son el resultado de la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los clientes finales. A continuación se presenta el balance del sistema eléctrico de distribución.

TABLA No. 152: BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Facturada a Clientes No Regulados o Terceros (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)
2006	13.791,48	9.549,78	1.172,79	3.068,91	1.292,72	1.776,18	22,25
2007	14.427,72	10.063,95	1.273,94	3.089,83	1.335,65	1.754,18	21,42
2008	15.259,58	11.146,68	1.119,83	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61
2009	15.978,70	12.740,80	472,64	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31
2010	16.824,04	13.769,73	306,88	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	14.931,12	317,68	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	15.847,99	326,90	2.546,06	1.599,12	946,94	13,60
2013	19.537,75	16.742,94	329,55	2.465,26	1.632,57	832,69	12,62
2014	20.927,65	17.958,30	379,26	2.590,09	1.722,08	868,02	12,38
2015	21.995,11	18.942,59	388,15	2.664,37	1.788,19	876,18	12,11

La disponibilidad de energía a nivel nacional en el 2015 fue de 21.995,11 GWh. Por su parte, las pérdidas del sistema fueron de 2.664,37 GWh, las mismas que representaron el 12,11 %.

Iglesia de San Francisco - Quito, provincia de Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pérdidas No Técnicas del Sistema (%)	12,88	12,16	10,30	7,92	7,42	6,00	5,06	4,26	4,15	3,98
Pérdidas Técnicas del Sistema (%)	9,37	9,26	9,31	9,38	8,91	8,73	8,54	8,36	8,23	8,13
Facturada a Clientes No Regulados o Terceros (%)	8,50	8,83	7,34	2,96	1,82	1,78	1,75	1,69	1,81	1,76
Facturada a Clientes Regulados (%)	69,24	69,75	73,05	79,74	81,85	83,49	84,65	85,70	85,81	86,12

FIG. No. 150: BALANCE DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (%)

En conclusión, de la totalidad de energía disponible en el sistema de distribución, el 87,89 % se factura a clientes regulados y no regulados, mientras que el 12,11 % corresponde a las pérdidas en el sistema. Estos detalles se pueden apreciar en las FIG. No. 150 y FIG. No. 151.

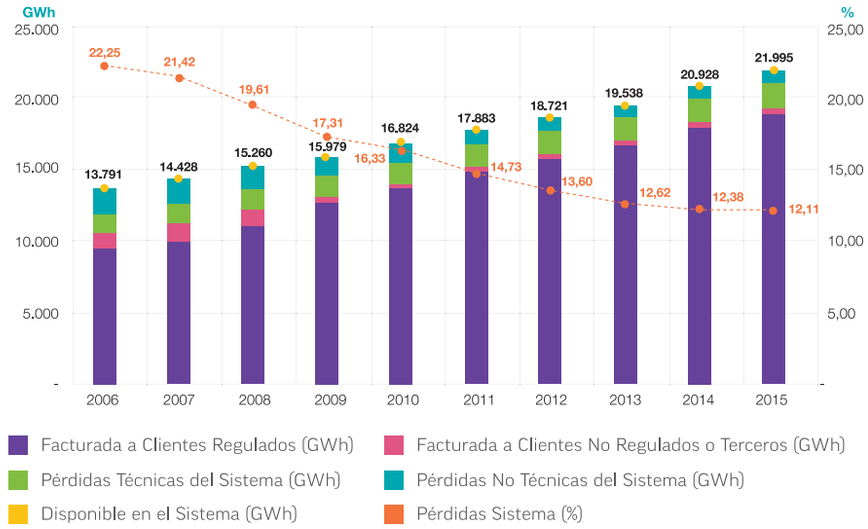


FIG. No. 151: BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

6.2. Pérdidas

Las pérdidas en los sistemas de distribución corresponden a la energía que no se entrega y factura a los clientes finales. Las mismas se consideran a partir de la energía disponible que llega a las subestaciones de entrega en bloque de cada una de las empresas de distribución eléctrica del país.

Técnicamente, las pérdidas de energía pueden ser provocadas por el efecto Joule (I^2R) (presente en los conductores eléctricos), el desequilibrio de cargas de cada alimentador y la presencia de corrientes armónicas que circulan por los conductores debido a la presencia de cargas no lineales dentro del sistema. Así también, la energía que se consumen en los condensadores ubicados en puntos estratégicos del sistema para la compensación de reactivos (mejorar nivel de voltaje y factor de potencia) y la configuración particular que presenta cada uno de los sistemas de distribución por cada empresa eléctrica o unidad de negocio de CNEL EP.

Por otra parte, el desaprovechamiento de energía causado por el consumo inadecuado e ilegal de energía eléctrica, presente en las conexiones directas sin medición o redes clandestinas, corresponde a las pérdidas consideradas como no técnicas.

Paralelamente dentro de las estrategias establecidas en el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica -PLANREP-, desarrollado por el MEER, se busca mejorar las redes de distribución para disminuir las pérdidas técnicas mediante el mejoramiento de la topología de las redes, el incremento del número de fases, el aumento del calibre de los conductores, el empleo de equipos más eficientes, etc. De igual manera se establece la instalación masiva de medidores a clientes con instalaciones directas (consumos convenidos y redes clandestinas) conjuntamente con la normalización de acometidas ilegales.

A continuación se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.

TABLA No. 153: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Año	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (%)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (%)
2006	3.068,91	1.292,72	1.776,18	22,25	9,37	12,88
2007	3.089,83	1.335,65	1.754,18	21,42	9,26	12,16
2008	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61	9,31	10,30
2009	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31	9,38	7,92
2010	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33	8,91	7,42
2011	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73	8,73	6,00
2012	2.546,06	1.599,12	946,94	13,60	8,54	5,06
2013	2.465,26	1.632,57	832,69	12,62	8,36	4,26
2014	2.590,09	1.722,08	868,02	12,38	8,23	4,15
2015	2.664,37	1.788,19	876,18	12,11	8,13	3,98

Las pérdidas de energía eléctrica en gigavatios hora (GWh) muestran la cantidad de energía que se ha perdido tanto de forma técnica como no técnica en los sistemas de distribución. En sistemas que manejan grandes cantidades de energía eléctrica, con el fin de abastecer a todos sus clientes, se tendrán mayores pérdidas de energía de carácter cuantitativo.

Por otra parte, las pérdidas porcentuales de energía eléctrica presentan una relación entre la energía perdida en el sistema y su energía disponible, obteniendo de este forma una mejor perspectiva sobre cuánto pierde una empresa o unidad de negocio del total de energía que le ha sido entregada.

En las FIG. No. 152 y FIG. No. 153 se explica de mejor manera los datos antes mencionados.

Volcán Rumiñahui - Latacunga, provincia de Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

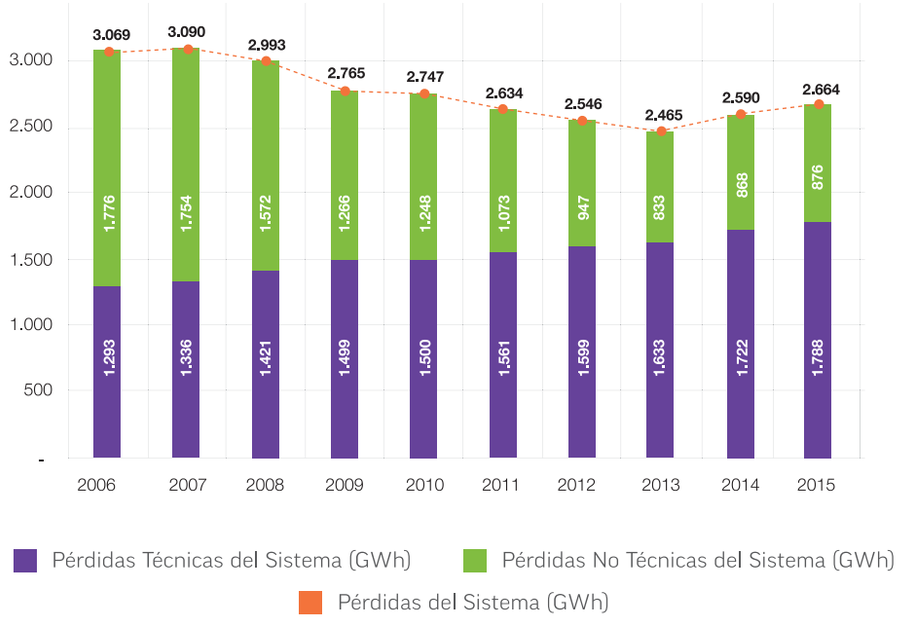


FIG. No. 152: PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (GWh)

Según los datos registrados sobre la cantidad de energía eléctrica que se dispuso en el periodo 2006-2015, se concluyó que los años con mayores pérdidas fueron el 2006, 2007 y 2008.

Líneas de Transmisión - Mejía, provincia de Pichincha
Autor: MEER

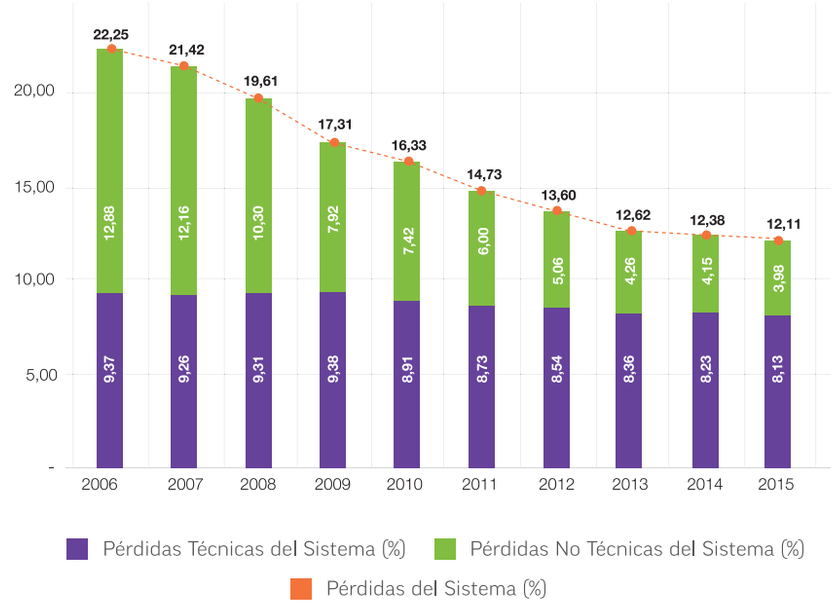


FIG. No. 153: PÉRDIDAS PORCENTUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (%)

Las pérdidas porcentuales de energía eléctrica durante el 2015 alcanzaron un 12,11 %, lo que representa una disminución de 0,27 puntos porcentuales con respecto al año anterior. Del periodo en análisis, este porcentaje es el más bajo.

6.3. Consumo promedio de energía eléctrica

El consumo promedio de energía eléctrica representa la cantidad en kWh que mensualmente un cliente de la empresa distribuidora consume. Este valor se calcula en relación al número total de clientes y la demanda total de energía eléctrica que presenta la empresa distribuidora de forma anual.

En la siguiente tabla se pueden apreciar los consumos promedios de los clientes regulados. Estos están clasificados por grupo de consumo para el periodo 2006-2015: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

TABLA No. 154: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
2006	114,87	549,29	3.630,15	19,12	2.083,65	246,39
2007	115,74	546,82	3.646,88	18,92	2.260,19	248,79
2008	117,48	561,56	4.068,18	18,91	2.596,00	261,40
2009	118,39	571,76	7.080,29	18,23	1.901,84	283,38
2010	122,81	575,91	7.569,76	17,12	1.791,92	290,36
2011	121,30	595,04	7.921,07	17,56	2.018,03	297,00
2012	121,73	608,82	8.123,78	17,30	2.034,50	300,25
2013	122,20	651,34	7.933,41	17,56	2.109,50	305,01
2014	128,79	691,75	8.566,79	18,16	2.095,40	318,77
2015	136,67	712,15	8.876,86	18,73	2.229,12	328,11

Los consumos presentados en cada año son los consumos promedio mensuales de dicho año. El consumo promedio de energía eléctrica en el 2015 fue de 328,11 kWh/cliente. Esta tendencia ha mantenido un constante incremento a lo largo del tiempo.

FIG. No. 154: CONSUMO PROMEDIO MENSUAL DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente)

Obra de captación en el Río Toachi - Sigchos, provincia de Cotopaxi
Autor: MEER

Glosario

Capítulo 7

Parque Nacional Yanusí - Provincias de Orellana y Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo

Glosario

7.1. Términos

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

Acometida: Corresponde a los materiales (conductores, piezas, herrajes, entre otros) que permiten la conexión entre la red eléctrica propiedad de la distribuidora, con el consumidor. Las acometidas pueden ser aéreas o subterráneas.

Agente o participante: Persona natural o jurídica dedicada a las actividades de: generación, transmisión o distribución, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

Alimentadores Primarios: Son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución.

Alto Voltaje: Nivel de voltaje superior a 40 kV.

Año Móvil: Es el análisis del desempeño de un año completo (doce meses), considerando el último mes como el mes de referencia.

Autoconsumo: Se refiere a la energía producida y consumida por las empresas autogeneradoras o consumos propios.

Bajo Voltaje: Voltajes inferiores a los 600 voltios.

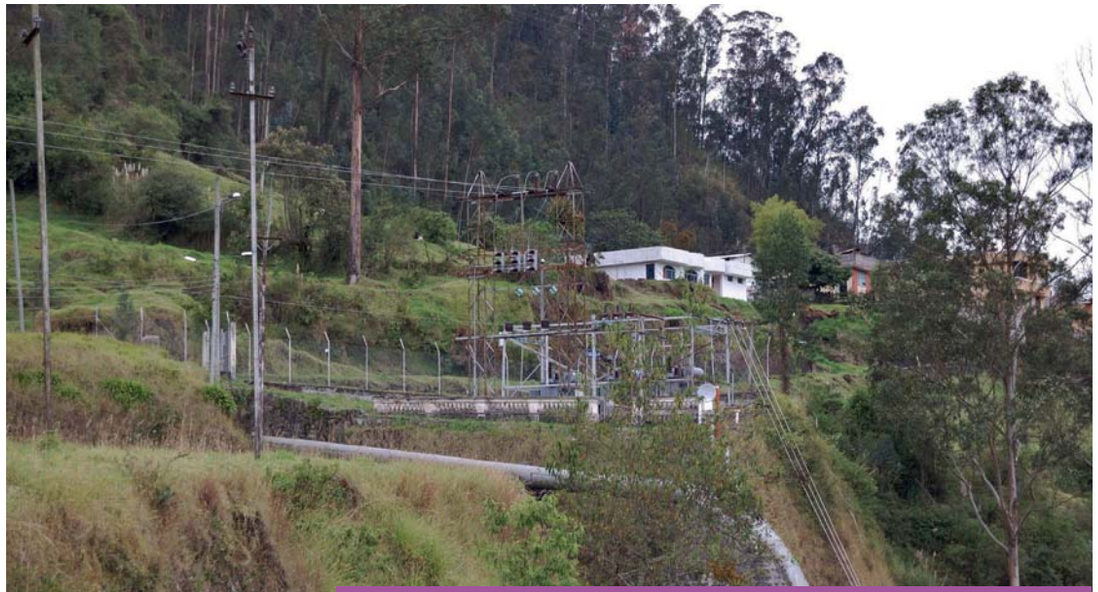
Carga Instalada: Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en el interior de una instalación.

Cargos o Costos Fijos: Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente de la cantidad de producción.

Cargos o Costos Variables: Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la cantidad de producción.

Central Biomasa: Central que genera electricidad utilizando como combustible los residuos de tipo: forestales, agrícolas, urbanos y agroindustriales - ganaderos.

Central Convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos.



Subestación Los Chillos E. E. Quito - Rumiñahui, provincia de Pichincha
Autor: MEER

Central de generación: Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.

Central Eólica: Central no convencional que usa como energía primaria el viento.

Central Fotovoltaica: Central no convencional que usa como energía primaria el sol.

Central Hidroeléctrica: Central de generación basada en el uso de la energía cinética y potencial del agua.

Ab **Subestación Obrapia -** Loja, provincia de Loja
Autor: E. E. Sur

Central No Convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaica, termosolar), viento (eólicas), agua (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas; las mismas, que por su relativo reciente desarrollo y explotación, todavía no han alcanzado un grado de comercialización que les permita competir con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central Térmica o Termoeléctrica: Instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada para el efecto.

Cliente No Regulado: Es aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que recibe. Estos clientes pagan un valor por peaje de energía y potencia.

Cliente Regulado: Es aquel cuya facturación por el suministro de energía eléctrica se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por la ARCONEL.

Combustible Bagazo de Caña: Es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustibles derivados de petróleo. Se utiliza como combustible en los ingenios azucareros. Su rendimiento es bajo debido a la utilización de tecnologías de combustión tradicionales.

Combustible Crudo: Es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua.

Combustible Diesel: Es uno hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m3, compuesto fundamentalmente por parafinas. Este es utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores.

Combustible Fuel Oil: El fuel oil es una parte del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre 30% y

50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica.

Combustible Gas Natural: El gas natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón.

Combustible GLP: El gas licuado de petróleo (GLP), es uno de los combustibles alternativos comúnmente utilizados, por su eficiencia y versatilidad. Hay dos tipos de gases que se pueden almacenar en forma líquida con una moderada presurización: el butano y el propano.

Combustible Nafta: Líquido incoloro, volátil, más ligero que el agua y muy combustible que se utiliza como disolvente industrial: la nafta es una fracción ligera del petróleo natural obtenida en la destilación de la gasolina como una parte de ésta.

Combustible Residuo: Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo.

Consumidor o usuario final: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor director del servicio.

Consumo Propio: Comprende las instalaciones de propietarios, accionistas o personas jurídicas que tengan participación en la empresa autogeneradora. Los consumos propios serán abastecidos parcial o totalmente por el autogenerador y podrán estar físicamente separados de la central autogeneradora, e inclusive, ubicados en áreas de servicio de diferentes distribuidoras. No se consideran como consumos propios a demandas residenciales.

Contratos Regulados: Contratos suscritos por generadores o autogeneradores con las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.

Coordinador SISDAT: Persona designada por la empresa eléctrica para recopilar la información y remitirla a la ARCONEL, en los formularios diseñados para el efecto.

Demanda: Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido.

Empresa Autogeneradora: Persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda, pudiendo eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda.

Empresa Distribuidora: Persona jurídica facultativa de un título habilitante o que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar el servicio público de energía eléctrica a los clientes finales, dentro de su área de prestación de servicio.

Empresa Generadora: Persona jurídica facultativa de un título habilitante o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), en un sistema aislado o en una red de distribución.

Energía Bruta: Es la energía total producida por una unidad de generación.

Energía comprada en el sector eléctrico: Corresponde a la energía entregada a través del SNI por el operador del sistema eléctrico (CENACE).

Energía Entregada a Terceros: Corresponde a la energía que se transfiere a los clientes no regulados por el pliego tarifario.

Energía Entregada para Servicio no Público: Es la energía puesta a disposición por las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus empresas asociadas y que no se pone a disposición de los

consumidores finales.

Energía Entregada para Servicio Público: Es la energía puesta a disposición de los clientes finales a través de los distintos sistemas de distribución.

Energía Eólica: Es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento.

Energía Facturada a clientes no regulados: Es la energía entregada a los clientes de las empresas distribuidoras que no se encuentran sujetos al pliego tarifario.

Energía Facturada a clientes regulados: Se refiere a la energía facturada a clientes de las empresas distribuidoras que se encuentran sujetos al pliego tarifario.

Energía Hidráulica: Es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.

Energía Neta: Es igual a la energía bruta menos el consumo de auxiliares de unidades de generación.

Energía no Renovable: Es un término genérico referido a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que no pueden regenerarse una vez consumidas.

Energía Renovable: Es la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Energía Solar: Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, y de la cual se obtiene calor y electricidad.

Energía Térmica: Es la energía liberada en forma de calor. Puede ser obtenida de la naturaleza o del sol, mediante una reacción exotérmica, como la combustión de algún combustible; por una reacción nuclear de fisión o de fusión; mediante energía eléctrica por efecto Joule o por efecto termoeléctrico; o por rozamiento, como residuo de otros procesos mecánicos o químicos.

Factor de Carga: Es la relación entre la energía disponible en un periodo de tiempo y la demanda máxima multiplicada por las horas totales de ese periodo.

Factor de Planta: Es la relación entre la energía total producida por una unidad o central de generación en un periodo de tiempo y la potencia efectiva promedio multiplicada por las horas totales de ese periodo.

Gran Consumidor: Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo son definidas por la ARCONEL, a través de la respectiva regulación. Estas le facultan para acordar libremente con un generador o autogenerador, la compra de energía eléctrica para su abastecimiento.

Interconexión Internacional: Es el punto de conexión donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y exportación entre dos países.

Línea de Transmisión: Es la línea que forma parte del SNT, que para el Ecuador generalmente opera a voltajes de 138 kV y 230 kV, se extiende entre dos subestaciones adyacentes y consiste en un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos).

Luminarias de Mercurio: Es una luminaria que cuenta con una lámpara de vapor de mercurio a baja presión y que es utilizada normalmente para la iluminación doméstica e industrial.

Luminarias de Sodio: Son una de las fuentes de iluminación más eficientes, ya que generan mayor cantidad de lúmenes por vatio.

Medio Voltaje: Voltajes entre 600 V y 40 kV.

Peaje de Distribución: Cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas. Se establecen peajes de distribución para alta, media tensión y, de ser el caso, baja tensión.

Peaje de Transmisión: Es un valor que se reconoce a la transmisora por el hecho de conducir la energía eléctrica desde el punto de generación hasta la subestación de recepción.

Pérdidas del Sistema: Es la diferencia entre la energía disponible y la energía total comercializada por la empresa.

Pérdidas NoTécnicas: Son aquellas constituidas por la energía efectivamente suministrada pero no medida, o bien no registrada comercialmente como tal (fraude, robo o hurto de energía, errores de facturación, errores de lectura de mediciones, entre otros.)

Pérdidas Técnicas: Son aquellas producidas debido al efecto Joule por la circulación de corriente en las redes eléctricas.

Pliego Tarifario: Comprende el conjunto de tarifas al cliente final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajustes correspondientes, que se cobran por la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Potencia Disponible: Potencia efectiva del generador que está operable y puede estar o no considerada en el despacho de carga.

Potencia Efectiva: Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.

Potencia Eléctrica: Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un instante de tiempo. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el Vatio (W).

Potencia Instalada o Nominal: Es la potencia establecida en los datos de placa de un generador.

Ab **Subestación San Cayetano -** Loja, provincia de Loja
Autor: E. E. Sur

Precio Medio: Relación promedio entre el valor de la energía en dólares (USD) y la cantidad de energía facturada en kWh.

Sector Eléctrico: El sector eléctrico está integrado por agentes debidamente autorizados por la ARCONEL para desarrollar la actividad de generación y los servicios públicos de transmisión y distribución.

Servicio Público de Energía Eléctrica: Comprende las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica.

Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones para la distribución de energía, conformado por líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía eléctrica en una determinada región.

Sistema Nacional Interconectado (SNI): Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, los cuales permiten la producción y transferencia de energía eléctrica entre los centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica. No incluye la distribución de electricidad.

Sistema no Incorporado: Es el sistema eléctrico que no está conectado al SNI, por ejemplo sistemas aislados e insulares.

Subestación: Es un conjunto de equipos de conexión, protección, conductores, barras, transformadores y demás equipos auxiliares, cuyas funciones son las de transmitir, distribuir y transformar con la finalidad de reducir el voltaje para la utilización en la distribución primaria o para interconexión de subestaciones a un nivel más bajo de voltaje.

Subestación de Distribución: Las subestaciones de distribución son aquellas que efectúan el cambio de voltaje a niveles de inferiores propicios para la subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

Subestación de Seccionamiento: Son elementos del sistema eléctrico de potencia que permiten la maniobra o interconexión con otras partes del sistema.

Título Habilitante: Acto administrativo por el cual el Estado, delega o autoriza a una persona jurídica, pública o privada, consorcios o asociaciones, a efectuar actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica.

Transacciones de Corto Plazo: Son las que se originan por la diferencia entre los montos de energía contratados y los realmente consumidos o producidos, o por los servicios asociados a la generación o transporte de energía eléctrica.

Transformador: Es una máquina eléctrica estática que permite aumentar o disminuir el voltaje en un sistema eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo (transformador ideal, esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Transmisión: Es el transporte de energía eléctrica por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión, que no tienen cargas intermedias.

Transmisor: Entidad encargada de la actividad de transmisión de energía eléctrica, para el caso ecuatoriano le corresponde este rol a la Corporación Eléctrica del Ecuador – Unidad de Negocio Transelectric.

Unidad Generadora: Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario, acoplado a un generador eléctrico.

Voltaje: Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

Subestación Parque Industrial - Cuenca, provincia de Azuay
Autor: E. E. Centro Sur - José Carlos Flores

7.2. Siglas

En esta sección se presenta el significado de las siglas empleadas en este documento:

ARCONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

CAN: Comunidad Andina de Naciones.

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador.

CENACE: Operador Nacional de Electricidad.

CNEL EP: Corporación Nacional de Electricidad.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

FA: Enfriamiento por aire forzado.

FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal.

FOA: Enfriamiento por aire y aceite forzado.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

ISA: Interconexión Eléctrica S.A. (Holding estatal Colombiano).

LOSPEE: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

MCI: Motor de Combustión Interna.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

MICSE: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.

OA: Enfriamiento natural por aire.

OCP: Oleoducto de Crudos Pesados.

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.

SNI: Sistema Nacional Interconectado.

SNT: Sistema Nacional de Transmisión.

SAPG: Servicio de Alumbrado Público General.

SIEE: Sistema de Información Económica Energética.

SISDAT: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico.

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo.

TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad.

7.3. Unidades de medida

En esta sección se presenta el significado de ciertas siglas y las equivalencias de magnitudes eléctricas:

gal: Galón.

GWh: Gigavatio hora

kpc: Miles de pies cúbicos.

kUSD: Miles de dólares de los Estados Unidos de América.

kV: Miles de voltios .

kWh: Kilovatios hora.

MUSD: Millones de dólares de los Estados Unidos de América.

MVA: Mega voltamperios.

MVAr: Mega voltamperios reactivos.

MWh: Megavatios hora.

USD ¢/kWh: Centavos de dólares de los Estados Unidos de América por Kilovatios hora.

t: Tonelada.

V: Voltio.

VA: Voltamperio.

W: Vatio.

Ab **Edificio CNEL Guayaquil -** Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: CNEL Guayaquil

Ab **Paisaje -** Puyo, provincia de Pastaza
Autor: E. E. Ambato

Anexos

Atardecer Cuyabeno - Provincia de Sucumbíos
Autor: Ministerio de Turismo

ANEXO A

A.1. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (1/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-	0,99	0,99
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabí	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	Imbabura	1	63,36	65,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63,36	65,00
CELEC-Electroguayas	Enrique García	Guayas	6	-	-	-	-	-	-	-	-	102,00	96,00	-	-	102,00	96,00
	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	26,27	20,00	-	-	26,27	20,00
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146,00	146,00	146,00	146,00
	Santa Elena II	Santa Elena		-	-	-	-	-	-	90,10	82,15	-	-	-	-	90,10	82,15
	Santa Elena III	Santa Elena		-	-	-	-	-	-	41,70	40,00	-	-	-	-	41,70	40,00
	Trinitaria	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133,00	133,00	133,00	133,00
CELEC-Gensur	Villonaco	Loja	1	-	-	16,50	16,50	-	-	-	-	-	-	-	-	16,50	16,50
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	3	160,00	156,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160,00	156,00
	Pucará	Tungurahua		73,00	70,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73,00	70,00
	San Francisco	Tungurahua		230,00	212,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230,00	212,00
CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	Guayas	2	213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	213,00	213,00
	Baba	Los Ríos		42,20	42,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42,20	42,00
CELEC-Hidropaute	Mazar	Azuay	2	170,00	170,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170,00	170,00
	Paute	Azuay		1.075,00	1.100,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.075,00	1.100,00
CELEC-Termoesmeraldas	Jaramijó	Manabí	7	-	-	-	-	-	-	140,00	134,28	-	-	-	-	140,00	134,28
	La Propicia	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	10,50	8,60	-	-	-	-	10,50	8,60
	Manta II	Manabí		-	-	-	-	-	-	20,40	18,60	-	-	-	-	20,40	18,60
	Miraflores	Manabí		-	-	-	-	-	-	27,00	20,40	22,80	19,00	-	-	49,80	39,40
	Pedernales	Manabí		-	-	-	-	-	-	5,00	4,00	-	-	-	-	5,00	4,00
	Esmeraldas I	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132,50	125,00	132,50	125,00
	Esmeraldas II	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	100,20	96,00	-	-	-	-	100,20	96,00
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	El Oro	2	-	-	-	-	-	-	-	-	140,00	128,50	-	-	140,00	128,50
	Termogas Machala II	El Oro		-	-	-	-	-	-	-	-	136,80	124,00	-	-	136,80	124,00
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbíos	16	-	-	-	-	-	-	10,00	7,20	-	-	-	-	10,00	7,20
	Dayuma	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,25	2,00	-	-	-	-	2,25	2,00
	Guangopolo	Pichincha		-	-	-	-	-	-	22,50	21,80	-	-	-	-	22,50	21,80
	Jivino I	Sucumbíos		-	-	-	-	-	-	5,00	3,80	-	-	-	-	5,00	3,80
	Jivino II	Sucumbíos		-	-	-	-	-	-	11,00	10,00	-	-	-	-	11,00	10,00
	Jivino III	Sucumbíos		-	-	-	-	-	-	44,00	42,00	-	-	-	-	44,00	42,00
	Loreto	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,25	2,00	-	-	-	-	2,25	2,00
	Payamino	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,50	1,80	-	-	-	-	2,50	1,80
	Puná Nueva	Guayas		-	-	-	-	-	-	2,80	2,52	-	-	-	-	2,80	2,52
	Quevedo II	Los Ríos		-	-	-	-	-	-	102,00	93,00	-	-	-	-	102,00	93,00
	Sacha	Orellana		-	-	-	-	-	-	20,40	19,80	-	-	-	-	20,40	19,80
	Santa Rosa	Pichincha		-	-	-	-	-	-	-	-	51,00	50,40	-	-	51,00	50,40
	Secoya	Sucumbíos		-	-	-	-	-	-	10,00	8,80	-	-	-	-	10,00	8,80
	Guangopolo2	Pichincha		-	-	-	-	-	-	52,20	48,00	-	-	-	-	52,20	48,00

A.1. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (2/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CELEC-Termopichincha	Sistemas Aislados Orellana Y Sucumbios	Sucumbíos		-	-	-	-	-	-	7,31	4,90	-	-	-	-	7,31	4,90
	Centrales Macas	Morona Santiago		-	-	-	-	-	-	4,50	4,00	-	-	-	-	4,50	4,00
Elecaustro	El Descanso	Azuay	5	-	-	-	-	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	19,20	17,20
	Ocaña	Cañar		26,10	26,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,10	26,10
	Saucay	Azuay		24,00	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,00	24,00
	Saymirín	Azuay		15,52	15,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,52	15,52
	Gualaceo	Azuay		0,97	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,97	0,97
Electrisol	Paneles Electrisol	Pichincha	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Electroquil	Electroquil	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
EMAAP-Q	El Carmen	Pichincha	4	8,40	8,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,40	8,20
	Noroccidente	Pichincha		0,26	0,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,26	0,24
	Recuperadora	Pichincha		14,70	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,70	14,50
	Carcelen	Pichincha		0,06	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	0,06
Enersol	Enersol 1-500	Manabí	1	-	-	-	-	0,50	0,49	-	-	-	-	-	-	0,50	0,49
Eolicsa	San Cristóbal	Galápagos	1	-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
Epfotovoltaica	Pastocalle	Cotopaxi	2	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
	Mulalo	Cotopaxi		-	-	-	-	1,00	0,98	-	-	-	-	-	-	1,00	0,98
Generoca	Generoca	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	38,12	34,33	-	-	-	-	38,12	34,33
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-	0,99	0,99
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Gransolar	Tren Salinas	Imbabura	2	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
	Salinas	Imbabura		-	-	-	-	2,00	2,00	-	-	-	-	-	-	2,00	2,00
Hidrosibimbe	Corazón	Pichincha	3	0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99	0,98
	Sibimbe	Los Ríos		15,37	14,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,37	14,20
	Uravia	Pichincha		0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99	0,98
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	1	-	-	-	-	0,70	0,70	-	-	-	-	-	-	0,70	0,70
Renova Loja	Renovaloja	Loja	1	-	-	-	-	0,70	0,70	-	-	-	-	-	-	0,70	0,70
Sabiangosolar	Sabiango Solar	Loja	1	-	-	-	-	0,73	0,72	-	-	-	-	-	-	0,73	0,72
San Pedro	San Pedro	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Sanersol	Sanersol	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Sansau	Sansau	Guayas	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Saracaysol	Saracaysol	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Solchacras	Solchacras	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Solhuaqui	Solhuaqui	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Solsantros	Solsantros	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Surenergy	Surenergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	150,00	120,00	-	-	-	-	150,00	120,00
Valsolar	Central Paragachi	Imbabura	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00
Total			**81**	**2.133,92**	**2.133,75**	**18,90**	**18,90**	**23,59**	**23,55**	**940,93**	**847,18**	**774,87**	**720,90**	**411,50**	**404,00**	**4.303,70**	**4.148,29**

A.2. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (1/3)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Agip	Agip Oil - CPF	Pastaza	3	-	-	40,34	36,23	-	-	-	-	40,34	36,23
	Agip Oil - Sarayacu	Napo		-	-	9,00	7,78	-	-	-	-	9,00	7,78
	Agip Oil - Villano A	Pastaza		-	-	5,72	4,20	-	-	-	-	5,72	4,20
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	2	0,10	0,09	-	-	-	-	-	-	0,10	0,09
	Sillunchi II	Pichincha		0,30	0,30	-	-	-	-	-	-	0,30	0,30
Andes Petro	Cami	Orellana	39	-	-	0,05	0,04	-	-	-	-	0,05	0,04
	CDP	Orellana		-	-	0,41	0,33	-	-	-	-	0,41	0,33
	Chorongo A	Sucumbíos		-	-	0,37	0,30	-	-	-	-	0,37	0,30
	Dorine Battery	Sucumbíos		-	-	7,75	5,40	-	-	-	-	7,75	5,40
	Estación Dayuma	Orellana		-	-	0,25	0,13	-	-	-	-	0,25	0,13
	Fanny 50	Sucumbíos		-	-	0,55	0,32	-	-	-	-	0,55	0,32
	Fanny 60	Sucumbíos		-	-	0,86	0,75	-	-	-	-	0,86	0,75
	Hormiguero A	Orellana		-	-	0,36	0,26	-	-	-	-	0,36	0,26
	Hormiguero B	Orellana		-	-	3,38	2,32	-	-	-	-	3,38	2,32
	Hormiguero C	Orellana		-	-	7,65	6,05	-	-	-	-	7,65	6,05
	Hormiguero D	Orellana		-	-	3,73	3,00	-	-	-	-	3,73	3,00
	Hormiguero SUR	Orellana		-	-	2,72	2,72	-	-	-	-	2,72	2,72
	Kupi 1	Orellana		-	-	0,55	0,50	-	-	-	-	0,55	0,50
	Kupi 4	Orellana		-	-	1,27	1,00	-	-	-	-	1,27	1,00
	Lago Agrio LTF	Sucumbíos		-	-	1,64	1,28	-	-	-	-	1,64	1,28
	Lago Agrio Station	Sucumbíos		-	-	0,60	0,45	-	-	-	-	0,60	0,45
	Mariann 4A	Sucumbíos		-	-	1,49	1,25	-	-	-	-	1,49	1,25
	Mariann 5-8	Sucumbíos		-	-	1,29	1,05	-	-	-	-	1,29	1,05
	Mariann 9	Sucumbíos		-	-	1,27	0,97	-	-	-	-	1,27	0,97
	Mariann Battery	Sucumbíos		-	-	1,09	0,80	-	-	-	-	1,09	0,80
	Mariann Vieja	Sucumbíos		-	-	3,82	3,00	-	-	-	-	3,82	3,00
	Nantu B	Orellana		-	-	2,09	1,90	-	-	-	-	2,09	1,90
	Nantu C	Orellana		-	-	1,00	0,80	-	-	-	-	1,00	0,80
	Nantu D	Orellana		-	-	5,58	4,33	-	-	-	-	5,58	4,33
	Nantu E	Orellana		-	-	0,06	0,05	-	-	-	-	0,06	0,05
	Penke B	Orellana		-	-	1,36	1,09	-	-	-	-	1,36	1,09
	Pindo	Orellana		-	-	1,28	1,02	-	-	-	-	1,28	1,02
	Sunka 1	Orellana		-	-	1,38	1,15	-	-	-	-	1,38	1,15
	Sunka 2	Orellana		-	-	0,45	0,36	-	-	-	-	0,45	0,36
	Tarapuy	Sucumbíos		-	-	0,79	0,64	-	-	-	-	0,79	0,64
	TPP	Sucumbíos		-	-	75,83	65,40	-	-	-	-	75,83	65,40
	Wanke 1	Orellana		-	-	3,19	2,68	-	-	-	-	3,19	2,68
	Dorine G	Sucumbíos		-	-	0,37	0,27	-	-	-	-	0,37	0,27
	Shiripuno	Orellana		-	-	0,45	0,40	-	-	-	-	0,45	0,40
	CPH	Orellana		-	-	1,59	1,27	-	-	-	-	1,59	1,27

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Andes Petro	Tarapoa North West 5	Sucumbíos		-	-	0,83	0,60	-	-	-	-	0,83	0,60
	Dorine H	Sucumbíos		-	-	1,00	0,50	-	-	-	-	1,00	0,50
	Mariann 30	Sucumbíos		-	-	1,09	0,80	-	-	-	-	1,09	0,80
Consejo Provincial De Tungurahua	Microcentral Hidroeléctrica Tiliví	Tungurahua	1	0,10	0,06	-	-	-	-	-	-	0,10	0,06
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20	36,50	35,20
Ecoluz	Loreto	Napo	2	2,30	2,11	-	-	-	-	-	-	2,30	2,11
	Papallacta	Napo		6,63	6,20	-	-	-	-	-	-	6,63	6,20
Ecudos	Ecudos A-G	Cañar	1	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
Electrocordova	Electrocórdova	Imbabura	1	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20
Enermax	Calope	Cotopaxi	1	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-	16,60	15,00
Hidroabanico	Hidroabanico	Morona Santiago	1	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-	38,45	37,99
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Imbabura	1	0,92	0,86	-	-	-	-	-	-	0,92	0,86
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	1	49,95	49,95	-	-	-	-	-	-	49,95	49,95
I.M. Mejía	La Calera	Pichincha	1	2,50	1,98	-	-	-	-	-	-	2,50	1,98
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	2	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-	1,65	1,65
	Kohler	Pichincha		-	-	1,60	1,40	-	-	-	-	1,60	1,40
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	1	0,44	0,40	-	-	-	-	-	-	0,44	0,40
Ocp	Amazonas	Sucumbíos	7	-	-	6,66	6,14	-	-	-	-	6,66	6,14
	Cayagama	Sucumbíos		-	-	3,36	3,36	-	-	-	-	3,36	3,36
	Chiquilpe	Pichincha		-	-	0,16	0,16	-	-	-	-	0,16	0,16
	Páramo	Napo		-	-	3,36	2,56	-	-	-	-	3,36	2,56
	Puerto Quito	Pichincha		-	-	0,16	0,16	-	-	-	-	0,16	0,16
	Sardinas	Napo		-	-	6,66	5,33	-	-	-	-	6,66	5,33
	Terminal Marítimo	Esmeraldas		-	-	1,72	1,72	-	-	-	-	1,72	1,72
Orion	Estacion ENO	Sucumbíos	5	-	-	0,66	0,22	-	-	-	-	0,66	0,22
	Estacion Ron	Sucumbíos		-	-	0,14	0,08	-	-	-	-	0,14	0,08
	Estacion CFE	Sucumbíos		-	-	0,06	0,04	-	-	-	-	0,06	0,04
	Estacion Ocano	Sucumbíos		-	-	0,35	0,11	-	-	-	-	0,35	0,11
	Estacion Peña Blanca	Sucumbíos		-	-	0,05	0,05	-	-	-	-	0,05	0,05
Perlabí	Perlabí	Pichincha	1	2,70	2,46	-	-	-	-	-	-	2,70	2,46
Petroamazonas	Aguajal	Orellana	68	-	-	1,95	0,89	-	-	-	-	1,95	0,89
	Angel Norte	Orellana		-	-	2,54	1,66	-	-	-	-	2,54	1,66
	ARCOLANDS Shushufindi Central	Sucumbíos		-	-	9,35	7,50	-	-	-	-	9,35	7,50
	Cedros	Orellana		-	-	1,70	0,96	-	-	-	-	1,70	0,96
	Coca	Orellana		-	-	9,44	7,10	-	-	-	-	9,44	7,10
	Concordia	Orellana		-	-	1,05	0,42	-	-	-	-	1,05	0,42
	CPF	Sucumbíos		-	-	21,42	13,12	-	-	-	-	21,42	13,12

A.2. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (2/3)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	Orellana		-	-	91,97	62,66	-	-	-	-	91,97	62,66
	Gacela	Orellana		-	-	2,06	1,48	-	-	-	-	2,06	1,48
	Guanta	Sucumbíos		-	-	7,38	7,20	-	-	-	-	7,38	7,20
	Indillana	Orellana		-	-	5,54	2,74	-	-	-	-	5,54	2,74
	Itaya A	Sucumbíos		-	-	5,92	3,31	-	-	-	-	5,92	3,31
	Itaya B	Sucumbíos		-	-	2,55	1,10	-	-	-	-	2,55	1,10
	Jaguar	Orellana		-	-	0,23	0,16	-	-	-	-	0,23	0,16
	Jivino A	Sucumbíos		-	-	3,06	1,20	-	-	-	-	3,06	1,20
	Jivino B	Sucumbíos		-	-	1,28	1,09	-	-	-	-	1,28	1,09
	JUSTICE Culebra	Orellana		-	-	8,16	6,00	-	-	-	-	8,16	6,00
	JUSTICE Sacha	Orellana		-	-	6,80	5,00	-	-	-	-	6,80	5,00
	JUSTICE Shushufindi Sur	Sucumbíos		-	-	8,16	6,00	-	-	-	-	8,16	6,00
	Lago Agrio	Sucumbíos		-	-	6,80	6,00	5,00	4,15	-	-	11,80	10,15
	Laguna	Sucumbíos		-	-	4,38	1,76	-	-	-	-	4,38	1,76
	Limoncocha	Sucumbíos		-	-	16,24	7,77	-	-	-	-	16,24	7,77
	Lobo	Orellana		-	-	1,34	1,05	-	-	-	-	1,34	1,05
	Mono	Orellana		-	-	3,10	1,74	-	-	-	-	3,10	1,74
	Oso	Napo		-	-	22,25	16,55	-	-	-	-	22,25	16,55
	Paka Norte	Orellana		-	-	5,48	1,42	-	-	-	-	5,48	1,42
	Paka Sur	Orellana		-	-	10,68	4,41	-	-	-	-	10,68	4,41
	Pakay	Orellana		-	-	3,15	2,68	-	-	-	-	3,15	2,68
	Palmar Oeste	Sucumbíos		-	-	6,70	2,97	-	-	-	-	6,70	2,97
	Palo Azul PGE	Orellana		-	-	16,80	12,50	-	-	12,00	11,00	28,80	23,50
	Pañayacu	Sucumbíos		-	-	4,14	2,30	-	-	-	-	4,14	2,30
	Payamino	Orellana		-	-	6,46	4,48	-	-	-	-	6,46	4,48
	RS ROTH Aguarico	Sucumbíos		-	-	8,91	6,00	-	-	-	-	8,91	6,00
	RS ROTH Shushufindi Drago N1	Sucumbíos		-	-	6,84	5,20	-	-	-	-	6,84	5,20
	Sacha	Orellana		-	-	-	-	4,00	3,35	-	-	4,00	3,35
	Sansahuari	Sucumbíos		-	-	4,39	3,02	-	-	-	-	4,39	3,02
	Santa Elena	Sucumbíos		-	-	2,35	0,47	-	-	-	-	2,35	0,47
Petroamazonas	Secoya	Sucumbíos	68	-	-	11,37	11,26	-	-	-	-	11,37	11,26
	Shushufindi	Sucumbíos		-	-	-	-	12,75	10,80	-	-	12,75	10,80
	SRF Shushufindi	Sucumbíos		-	-	0,83	0,35	-	-	-	-	0,83	0,35
	Sucumbíos	Sucumbíos		-	-	4,27	3,07	-	-	-	-	4,27	3,07
	Tuntiak	Sucumbíos		-	-	0,33	0,10	-	-	-	-	0,33	0,10
	VHR	Sucumbíos		-	-	9,60	8,12	-	-	-	-	9,60	8,12
	Yamanunka	Sucumbíos		-	-	2,19	1,20	-	-	-	-	2,19	1,20
	Yanaq.Este	Orellana		-	-	6,18	3,49	-	-	-	-	6,18	3,49
	Yanaq.Oeste	Orellana		-	-	6,72	4,10	-	-	-	-	6,72	4,10
	Yuralpa	Napo		-	-	17,70	7,25	-	-	-	-	17,70	7,25

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Petroamazonas	Auca Sur	Orellana		-	-	14,58	12,70	-	-	-	-	14,58	12,70
	Cononaco	Pastaza		-	-	10,85	8,16	-	-	-	-	10,85	8,16
	Yuca	Orellana		-	-	3,29	2,55	-	-	-	-	3,29	2,55
	Frontera	Sucumbíos		-	-	1,40	1,20	-	-	-	-	1,40	1,20
	Tetete	Sucumbíos		-	-	2,73	2,30	-	-	-	-	2,73	2,30
	Tapi	Sucumbíos		-	-	3,37	2,45	-	-	-	-	3,37	2,45
	Pichincha	Sucumbíos		-	-	0,27	0,17	-	-	-	-	0,27	0,17
	Pacayacu	Sucumbíos		-	-	0,46	0,39	-	-	-	-	0,46	0,39
	Shushufindi Estación Sur-Oeste	Sucumbíos		-	-	2,69	1,89	-	-	-	-	2,69	1,89
	RS ROTH Shushufindi Drago 2	Sucumbíos		-	-	3,51	2,00	-	-	-	-	3,51	2,00
	Tipishca	Sucumbíos		-	-	1,44	0,92	-	-	-	-	1,44	0,92
	Auca Central	Orellana		-	-	0,84	0,59	-	-	-	-	0,84	0,59
	Auca 51	Orellana		-	-	2,00	1,40	-	-	-	-	2,00	1,40
	POWERON Auca Pozos	Orellana		-	-	22,22	15,56	-	-	-	-	22,22	15,56
	Apaika	Orellana		-	-	6,08	4,46	-	-	-	-	6,08	4,46
	Nenke	Orellana		-	-	0,91	0,68	-	-	-	-	0,91	0,68
	Tumali	Orellana		-	-	1,26	0,53	-	-	-	-	1,26	0,53
	Tangay	Orellana		-	-	0,79	0,19	-	-	-	-	0,79	0,19
	Dumbique	Orellana		-	-	1,81	1,45	-	-	-	-	1,81	1,45
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	Orellana	6	-	-	-	-	42,90	35,00	-	-	42,90	35,00
	REPSOL YPF-NPF-2	Orellana		-	-	10,28	8,49	-	-	-	-	10,28	8,49
	REPSOL YPF-SPF-1	Orellana		-	-	-	-	30,10	19,00	-	-	30,10	19,00
	REPSOL YPF-SPF-2	Orellana		-	-	15,84	13,63	-	-	-	-	15,84	13,63
	REPSOL YPF-SPF-3	Orellana		-	-	45,28	44,30	-	-	-	-	45,28	44,30
	REPSOL YPF-SSFD	Sucumbíos		-	-	1,67	0,95	7,50	5,60	-	-	9,17	6,55
Río Napo	CENTRAL DE 8 MW	Orellana	4	-	-	9,00	8,00	-	-	-	-	9,00	8,00
	TURBINAS	Orellana		-	-	-	-	1,00	0,70	-	-	1,00	0,70
	POWER MODULE 01	Orellana		-	-	1,25	1,00	-	-	-	-	1,25	1,00
	POWER MODULE 02	Orellana		-	-	1,25	1,00	-	-	-	-	1,25	1,00
San Carlos	San Carlos	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	78,00	73,60	78,00	73,60
SERMAA EP	Atuntaqui	Imbabura	2	0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	0,40	0,32
	Fabrica Imbabura	Imbabura		0,30	0,22	-	-	-	-	-	-	0,30	0,22
Sipec	MDC-CPF	Orellana	6	-	-	9,55	7,40	-	-	-	-	9,55	7,40
	PBH-ESTACION	Orellana		-	-	0,50	0,40	-	-	-	-	0,50	0,40
	PBH-HUA01	Orellana		-	-	0,78	0,55	-	-	-	-	0,78	0,55
	PBH-HUA02	Orellana		-	-	0,54	0,45	-	-	-	-	0,54	0,45
	PBH-PAR12	Orellana		-	-	2,30	1,65	-	-	-	-	2,30	1,65
	PBH-PSO02	Orellana		-	-	0,28	0,23	-	-	-	-	0,28	0,23
Tecpetrol	PLANTA DE AGUA	Sucumbíos	9	-	-	1,90	1,52	-	-	-	-	1,90	1,52

A.2. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (3/3)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Tecpetrol	ESTACIÓN NORTE	Sucumbíos		-	-	0,36	0,29	-	-	-	-	0,36	0,29
	ESTACIÓN RAYO	Sucumbíos		-	-	0,91	0,72	-	-	-	-	0,91	0,72
	SUBESTACIÓN 4B	Sucumbíos		-	-	0,57	0,46	-	-	-	-	0,57	0,46
	BERMEJO SUR 1008	Sucumbíos		-	-	1,33	1,06	-	-	-	-	1,33	1,06
	BERMEJO SUR 12	Sucumbíos		-	-	1,08	0,86	-	-	-	-	1,08	0,86
	BERMEJO ESTE	Sucumbíos		-	-	0,19	0,15	-	-	-	-	0,19	0,15
	BERMEJO NORTE 19	Sucumbíos		-	-	0,19	0,15	-	-	-	-	0,19	0,15
UCEM	Planta Chimborazo	Chimborazo	1	2,00	1,90	-	-	-	-	-	-	2,00	1,90
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	1	-	-	33,16	27,30	-	-	-	-	33,16	27,30
Vicunha	Vindobona	Pichincha	1	6,09	5,86	-	-	-	-	-	-	6,09	5,86
Total			170	131,64	127,54	845,62	634,53	103,25	78,60	156,30	147,40	1.236,80	988,07

A.3. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR TIPO DE CENTRAL (1/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)*	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	Guayas	3	-	-	-	-	-	-	-	-	94,80	81,50	-	-	94,80	81,50
	Aníbal Santos (Gas)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	113,27	97,00	-	-	113,27	97,00
	Aníbal Santos (Vapor)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,50	33,00	34,50	33,00
E.E. Ambato	Lligua	Tungurahua	2	-	-	-	-	-	-	5,00	3,30	-	-	-	-	5,00	3,30
	Península	Tungurahua		3,00	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,00	2,90
E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	Morona Santiago	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,24	0,24	0,24	0,24
	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago		-	-	-	-	0,37	0,37	-	-	-	-	-	-	0,37	0,37
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Cotopaxi	5	0,30	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	0,26
	Catazacón	Cotopaxi		0,80	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	0,76
	El Estado	Cotopaxi		1,70	1,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,70	1,66
	Illuchi No.1	Cotopaxi		4,19	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,19	4,00
	Illuchi No.2	Cotopaxi		5,20	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,20	5,20
E.E. Galápagos	Floreana	Galápagos	11	-	-	-	-	-	-	0,29	0,24	-	-	-	-	0,29	0,24
	Floreana Solar aislados	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Isabela	Galápagos		-	-	-	-	-	-	3,05	2,34	-	-	-	-	3,05	2,34

A.3. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR TIPO DE CENTRAL (2/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)"	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
E.E. Galápagos	Isabela Solar aislados	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	San Cristóbal	Galápagos		-	-	-	-	-	-	5,01	4,01	-	-	-	-	5,01	4,01
	San Cristobal Solar Eolicsa	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Santa Cruz	Galápagos		-	-	-	-	-	-	8,01	6,21	-	-	-	-	8,01	6,21
	Santa Cruz Solar aislados	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Floreana Perla Solar	Galápagos		-	-	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-	-	0,02	0,02
	Baltra Eolico	Galápagos		-	-	2,25	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-	2,25	2,25
	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galápagos		-	-	-	-	1,52	1,52	-	-	-	-	-	-	1,52	1,52
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	4	8,00	7,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,00	7,85
	La Playa	Carchi		1,32	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,32	1,10
	San Miguel de Car	Carchi		2,95	2,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,95	2,52
	Buenos Aires 2012	Imbabura		0,98	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,98	0,95
E.E. Quito	Cumbayá	Pichincha	6	40,00	40,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,00	40,00
	G. Hernández	Pichincha		-	-	-	-	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-	34,32	31,20
	Guangopolo	Pichincha		20,92	20,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,92	20,92
	Los Chillos	Pichincha		1,76	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	1,76
	Nayón	Pichincha		29,70	29,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,70	29,70
	Pasochoa	Pichincha		4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50	4,50
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	3	10,40	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,40	10,00
	Nizag	Chimborazo		0,80	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	0,75
	Río Blanco	Chimborazo		3,13	3,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,13	3,00
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	2	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
	Catamayo	Loja		-	-	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	19,74	17,17
Total			**38**	**142,05**	**140,23**	**2,25**	**2,25**	**1,95**	**1,95**	**75,41**	**64,46**	**208,07**	**178,50**	**34,74**	**33,24**	**464,47**	**420,63**

Anexos

ANEXO B

B1. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO POR TIPO DE SERVICIO

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Altgenotec	0,99	0,99	-	-	0,99	0,99
	Brineforcorp	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	CELEC-Coca Codo Sinclair	63,36	65,00	-	-	63,36	65,00
	CELEC-Electroguayas	539,07	517,15	-	-	539,07	517,15
	CELEC-Gensur	16,50	16,50	-	-	16,50	16,50
	CELEC-Hidroagoyán	463,00	438,00	-	-	463,00	438,00
	CELEC-Hidronación	255,20	255,00	-	-	255,20	255,00
	CELEC-Hidropaute	1.245,00	1.270,00	-	-	1.245,00	1.270,00
	CELEC-Termoesmeraldas	458,40	425,88	-	-	458,40	425,88
	CELEC-Termogas Machala	276,80	252,50	-	-	276,80	252,50
	CELEC-Termopichincha	349,71	322,02	-	-	349,71	322,02
	Elecaustro	85,79	83,79	-	-	85,79	83,79
	Electrisol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Electroquil	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
	EMAAP-Q	23,42	23,00	-	-	23,42	23,00
	Enersol	0,50	0,49	-	-	0,50	0,49
	Eolicsa	2,40	2,40	-	-	2,40	2,40
	Epfotovoltaica	2,00	1,98	-	-	2,00	1,98
	Generoca	38,12	34,33	-	-	38,12	34,33
	Genrenotec	0,99	0,99	-	-	0,99	0,99
	Gonzanergy	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Gransolar	3,00	3,00	-	-	3,00	3,00
	Hidrosibimbe	17,35	16,16	-	-	17,35	16,16
	Intervisa Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
	Lojaenergy	0,70	0,70	-	-	0,70	0,70
	Renova Loja	0,70	0,70	-	-	0,70	0,70
	Sabiangosolar	0,73	0,72	-	-	0,73	0,72
	San Pedro	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Sanersol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Sansau	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Saracaysol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Solchacras	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Solhuaqui	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Solsantros	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Surenergy	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Termoguayas	150,00	120,00	-	-	150,00	120,00
	Valsolar	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Wildtecsa	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
Total Generadora		**4.303,70**	**4.148,29**	**-**	**-**	**4.303,70**	**4.148,29**
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	242,57	211,50	-	-	242,57	211,50
	E.E. Ambato	8,00	6,20	-	-	8,00	6,20
	E.E. Centro Sur	0,61	0,61	-	-	0,61	0,61
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	-	-	12,19	11,88
	E.E. Galápagos	20,18	16,62	-	-	20,18	16,62
	E.E. Norte	13,25	12,42	-	-	13,25	12,42
	E.E. Quito	131,20	128,08	-	-	131,20	128,08
	E.E. Riobamba	14,33	13,75	-	-	14,33	13,75
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
Total Distribuidora		**464,47**	**420,63**	**-**	**-**	**464,47**	**420,63**
Autogeneradora	Agip	-	-	55,06	48,21	55,06	48,21
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,00	-	0,40	0,39	0,40	0,39
	Andes Petro	15,53	11,93	129,10	107,85	144,63	119,79
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,10	0,06	-	-	0,10	0,06
	Ecoelectric	27,50	27,50	9,00	7,70	36,50	35,20
	Ecoluz	3,03	2,79	5,90	5,52	8,93	8,31
	Ecudos	14,90	13,80	14,90	13,80	29,80	27,60
	Electrocordova	0,20	0,20	-	-	0,20	0,20
	Enermax	5,00	5,00	11,60	10,00	16,60	15,00
	Hidroabanico	27,25	26,92	11,20	11,07	38,45	37,99
	Hidroimbabura	0,92	0,86	-	-	0,92	0,86
	Hidrosanbartolo	-	-	49,95	49,95	49,95	49,95
	I.M. Mejía	2,50	1,98	-	-	2,50	1,98
	Moderna Alimentos	2,07	1,75	1,18	1,30	3,25	3,05
	Municipio Cantón Espejo	0,44	0,40	-	-	0,44	0,40
	Ocp	-	-	22,08	19,43	22,08	19,43
	Orion	1,26	0,49	-	-	1,26	0,49

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Petroamazonas	138,43	110,88	376,66	241,91	515,09	352,79
	Repsol	0,00	-	153,56	126,97	153,56	126,97
	Río Napo	12,50	10,70	-	-	12,50	10,70
	San Carlos	71,00	65,40	7,00	8,20	78,00	73,60
	SERMAA EP	0,70	0,54	-	-	0,70	0,54
	Sipec	2,40	1,83	11,55	8,85	13,95	10,68
	Tecpetrol	7,97	6,37	-	-	7,97	6,37
	UCEM	2,00	1,90	-	-	2,00	1,90
	UNACEM	8,34	6,60	24,82	20,70	33,16	27,30
	Vicunha	6,09	5,86	-	-	6,09	5,86
Total Autogeneradora		**350,60**	**304,17**	**886,20**	**683,90**	**1.236,80**	**988,07**
Total		**5.118,78**	**4.873,09**	**886,20**	**683,90**	**6.004,98**	**5.556,99**

ANEXO C

C.1. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR EMPRESA (1/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Provincia	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Altgenotec	Solar	SNI	Guayas	1	0,99	0,99
	Brineforcorp	Solar	SNI	Manabí	1	1,00	1,00
	CELEC-Coca Codo Sinclair	Hidráulica	SNI	Imbabura	1	63,36	65,00
	CELEC-Electroguayas	Térmica	SNI	Guayas	4	407,27	395,00
		Térmica	SNI	Santa Elena	2	131,80	122,15
	CELEC-Gensur	Eólica	SNI	Loja	1	16,50	16,50
	CELEC-Hidroagoyán	Hidráulica	SNI	Tungurahua	3	463,00	438,00
	CELEC-Hidronación	Hidráulica	SNI	Guayas	1	213,00	213,00
		Hidráulica	SNI	Los Ríos	1	42,20	42,00
	CELEC-Hidropaute	Hidráulica	SNI	Azuay	2	1.245,00	1.270,00
	CELEC-Termoesmeraldas	Térmica	SNI	Esmeraldas	3	243,20	229,60
		Térmica	SNI	Manabí	4	215,20	196,28
	CELEC-Termogas Machala	Térmica	SNI	El Oro	2	276,80	252,50
	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	Guayas	1	2,80	2,52
		Térmica	No Incorporado	Orellana	1	20,40	19,80
		Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	2	17,31	13,70
		Térmica	SNI	Los Ríos	1	102,00	93,00
		Térmica	SNI	Morona Santiago	1	4,50	4,00
		Térmica	SNI	Orellana	3	7,00	5,80
		Térmica	SNI	Pichincha	3	125,70	120,20
		Térmica	SNI	Sucumbíos	4	70,00	63,00
	Elecaustro	Hidráulica	SNI	Azuay	3	40,49	40,49
		Hidráulica	SNI	Cañar	1	26,10	26,10
		Térmica	SNI	Azuay	1	19,20	17,20
	Electrisol	Solar	SNI	Pichincha	1	1,00	1,00
	Electroquil	Térmica	SNI	Guayas	1	181,00	181,00
	EMAAP-Q	Hidráulica	No Incorporado	Pichincha	1	0,06	0,06
		Hidráulica	SNI	Pichincha	3	23,36	22,94
	Enersol	Solar	SNI	Manabí	1	0,50	0,49
	Eolicsa	Eólica	No Incorporado	Galápagos	1	2,40	2,40
	Epfotovoltaica	Solar	SNI	Cotopaxi	2	2,00	1,98
	Generoca	Térmica	SNI	Guayas	1	38,12	34,33
Generadora	Genrenotec	Solar	SNI	Guayas	1	0,99	0,99
	Gonzanergy	Solar	SNI	Loja	1	1,00	1,00
	Gransolar	Solar	SNI	Imbabura	2	3,00	3,00
	Hidrosibimbe	Hidráulica	SNI	Los Ríos	1	15,37	14,20
		Hidráulica	SNI	Pichincha	2	1,98	1,96
	Intervisa Trade	Térmica	SNI	Guayas	1	115,00	102,00
	Lojaenergy	Solar	SNI	Loja	1	0,70	0,70
	Renova Loja	Solar	SNI	Loja	1	0,70	0,70
	Sabiangosolar	Solar	SNI	Loja	1	0,73	0,72
	San Pedro	Solar	SNI	Loja	1	1,00	1,00
	Sanersol	Solar	SNI	El Oro	1	1,00	1,00
	Sansau	Solar	SNI	Guayas	1	1,00	1,00
	Saracaysol	Solar	SNI	El Oro	1	1,00	1,00
	Solchacras	Solar	SNI	El Oro	1	1,00	1,00
	Solhuaqui	Solar	SNI	El Oro	1	1,00	1,00
	Solsantonio	Solar	SNI	El Oro	1	1,00	1,00
	Solsantros	Solar	SNI	El Oro	1	1,00	1,00
	Surenergy	Solar	SNI	Loja	1	1,00	1,00
	Termoguayas	Térmica	SNI	Guayas	1	150,00	120,00
	Valsolar	Solar	SNI	Imbabura	1	1,00	1,00
	Wildtecsa	Solar	SNI	Guayas	1	1,00	1,00
Total Generadora					**81**	**4.303,70**	**4.148,29**
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	Térmica	SNI	Guayas	3	242,57	211,50
	E.E. Ambato	Hidráulica	SNI	Tungurahua	1	3,00	2,90
		Térmica	SNI	Tungurahua	1	5,00	3,30
	E.E. Centro Sur	Solar	No Incorporado	Morona Santiago	1	0,37	0,37
		Térmica	No Incorporado	Morona Santiago	1	0,24	0,24
	E.E. Cotopaxi	Hidráulica	No Incorporado	Cotopaxi	3	2,80	2,68
		Hidráulica	SNI	Cotopaxi	2	9,39	9,20
	E.E. Galápagos	Eólica	No Incorporado	Galápagos	1	2,25	2,25
		Solar	No Incorporado	Galápagos	6	1,57	1,57
		Térmica	No Incorporado	Galápagos	4	16,36	12,79

C.1. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR EMPRESA (2/2)

Tipo de Empresa	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Provincia	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Distribuidora	E.E. Norte	Hidráulica	SNI	Carchi	2	4,27	3,62
		Hidráulica	SNI	Imbabura	2	8,98	8,80
	E.E. Quito	Hidráulica	SNI	Pichincha	5	96,88	96,88
		Térmica	SNI	Pichincha	1	34,32	31,20
	E.E. Riobamba	Hidráulica	No Incorporado	Chimborazo	1	0,80	0,75
		Hidráulica	SNI	Chimborazo	2	13,53	13,00
	E.E. Sur	Hidráulica	SNI	Zamora Chinchipe	1	2,40	2,40
		Térmica	SNI	Loja	1	19,74	17,17
Total Distribuidora					**38**	**464,47**	**420,63**
Autogeneradora	Agip	Térmica	No Incorporado	Napo	1	9,00	7,78
		Térmica	No Incorporado	Pastaza	2	46,06	40,43
	Agua Y Gas De Sillunchi	Hidráulica	SNI	Pichincha	2	0,40	0,39
	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	22	44,00	36,02
		Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	17	100,63	83,77
	Consejo Provincial De Tungurahua	Hidráulica	SNI	Tungurahua	1	0,10	0,06
	Ecoelectric	Biomasa	SNI	Guayas	1	36,50	35,20
	Ecoluz	Hidráulica	SNI	Napo	2	8,93	8,31
	Ecudos	Biomasa	SNI	Cañar	1	29,80	27,60
	Electrocordova	Hidráulica	SNI	Imbabura	1	0,20	0,20
	Enermax	Hidráulica	SNI	Cotopaxi	1	16,60	15,00
	Hidroabanico	Hidráulica	SNI	Morona Santiago	1	38,45	37,99
	Hidroimbabura	Hidráulica	SNI	Imbabura	1	0,92	0,86
	Hidrosanbartolo	Hidráulica	SNI	Morona Santiago	1	49,95	49,95
	I.M. Mejía	Hidráulica	SNI	Pichincha	1	2,50	1,98
	Moderna Alimentos	Hidráulica	SNI	Pichincha	1	1,65	1,65
		Térmica	SNI	Pichincha	1	1,60	1,40
	Municipio Cantón Espejo	Hidráulica	SNI	Carchi	1	0,44	0,40
	Ocp	Térmica	No Incorporado	Esmeraldas	1	1,72	1,72
		Térmica	No Incorporado	Napo	2	10,02	7,89
		Térmica	No Incorporado	Pichincha	2	0,32	0,32
		Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	2	10,02	9,50
Autogeneradora	Orion	Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	5	1,26	0,49
	Perlabí	Hidráulica	SNI	Pichincha	1	2,70	2,46
	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Napo	2	39,95	23,80
		Térmica	No Incorporado	Orellana	31	261,11	179,37
		Térmica	No Incorporado	Pastaza	1	10,85	8,16
		Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	34	203,19	141,46
	Repsol	Térmica	No Incorporado	Orellana	5	144,39	120,42
		Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	1	9,17	6,55
	Río Napo	Térmica	No Incorporado	Orellana	4	12,50	10,70
	San Carlos	Biomasa	SNI	Guayas	1	78,00	73,60
	SERMAA EP	Hidráulica	SNI	Imbabura	2	0,70	0,54
	Sipec	Térmica	No Incorporado	Orellana	6	13,95	10,68
	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbíos	9	7,965	6,372
	UCEM	Hidráulica	No Incorporado	Chimborazo	1	2	1,9
	UNACEM	Térmica	SNI	Imbabura	1	33,164	27,3
	Vicunha	Hidráulica	SNI	Pichincha	1	6,09	5,86
Total Autogeneradora					**170**	**1.236,80**	**988,07**
Total					**289**	**6.004,98**	**5.556,99**

ANEXO D

D.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (1/3)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CELEC-Electroguayas	S/E Gonzalo Zevallos	4	E	Trafo. Auxiliar de Planta	11	T	13,8	2,4	5,00	5,00	5,00	5,00
				Trafo. Auxiliar TV-2		T	13,8	2,4	5,00	5,00	5,00	5,00
				Trafo. Auxiliar TV-3		T	13,8	2,4	7,50	7,50	7,50	7,50
				Trafo. Principal TV-2		T	13,8	69,0	52,00	70,00	86,00	86,00
				Trafo. Principal TG-4		T	13,8	69,0	20,40	27,20	34,00	34,00
				Trafo. Principal TV-3		T	13,8	69,0	52,00	70,00	86,00	86,00
	S/E Pascuales II		E	GSU-1		T	13,8	69,0	60,00	80,00	80,00	80,00
				GSU-2		T	13,8	69,0	60,00	80,00	80,00	80,00
				Transformador principal		T	13,8	69,0	85,00	114,00	142,00	142,00
	S/E Santa Elena II 90.1 MW		E	Transformador Principal SE 90.1 MW		T	34,5	138,0	125,00	156,00	156,00	156,00
	S/E Santa Elena III 40 MW		E	Transformador Principal 50 MVA		T	13,8	69,0	50,00	-	-	50,00
Total CELEC-Electroguayas									**521,90**	**614,70**	**681,50**	**731,50**
CELEC-Gensur	Subestación Villonaco	1	E	Transformador de Potencia	1	T	69,0	34,5	23,00	25,00	-	25,00
Total CELEC-Gensur									**23,00**	**25,00**	**-**	**25,00**
CELEC-Hidroagoyán	Subestación Agoyán	2	E	T1	4	T	13,8	145,0	-	-	85,00	85,00
				T2		T	13,8	145,0	-	-	85,00	85,00
	Subestación San Francisco		E	T1		T	13,8	230,0	-	-	127,50	127,50
				T2		T	13,8	230,0	-	-	127,50	127,50
Total CELEC-Hidroagoyán									**-**	**-**	**425,00**	**425,00**
CELEC-Hidronación	Daule Peripa	2	E	TE1	5	T	13,8	138,0	85,00	85,00	85,00	85,00
				TE2		T	13,8	138,0	85,00	85,00	85,00	85,00
				TE3		T	13,8	138,0	85,00	85,00	85,00	85,00
	Baba		E	TF1		T	13,8	230,0	37,00	-	51,00	51,00
				TF2		T	13,8	230,0	37,00	-	51,00	51,00
Total CELEC-Hidronación									**329,00**	**255,00**	**357,00**	**357,00**
CELEC-Termoesmeraldas	Subestación Esmeraldas I	2	E	MT1	4	T	13,8	138,0	90,00	120,00	160,00	160,00
				STO		T	13,2	4,2	10,00	12,50	12,50	12,50
				UT1		T	13,2	4,2	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestación Jaramijo		E	TR1		T	13,8	138,0	40,00	50,00	-	50,00
Total CELEC-Termoesmeraldas									**150,00**	**195,00**	**185,00**	**235,00**
CELEC-Termogas Machala	Bajo Alto	1	E	TR-101A	2	T	13,8	138,0	50,00	67,00	83,00	83,00
				TR-101B		T	13,8	138,0	50,00	67,00	83,00	83,00
Total CELEC-Termogas Machala									**100,00**	**134,00**	**166,00**	**166,00**

D.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (2/3)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CELEC-Termopichincha	Patio De Maniobras	2	E	B1	6	T	6,6	138,0	15,00	20,00	20,00	20,00
				B2		T	6,6	138,0	15,00	20,00	20,00	20,00
				P1		T	13,8	138,0	32,00	32,00	32,00	32,00
				P2		T	13,8	138,0	32,00	32,00	32,00	32,00
				P3		T	13,8	138,0	32,00	32,00	32,00	32,00
	Transformador Puna		E	Transformador		T	0,2	13,2	4,00	-	-	4,00
Total CELEC-Termopichincha									**130,00**	**136,00**	**136,00**	**140,00**
Elecaustro	El Descanso	6	E	TR1	14	T	22,0	6,3	20,00	24,00	24,00	24,00
	Monay		E	TR1		T	22,0	6,3	2,00	2,00	2,00	2,00
				TR2		T	22,0	6,3	2,00	2,00	2,00	2,00
				TR3		T	22,0	6,3	5,00	6,25	6,25	6,25
	Saucay		E	TR1		T	69,0	4,2	10,00	10,00	10,00	10,00
				TR2		T	69,0	4,2	10,00	10,00	10,00	10,00
				TR3		T	69,0	4,2	10,00	10,00	10,00	10,00
	Saymirin I-II		E	TR1		T	22,0	2,4	1,60	1,60	1,60	1,60
				TR2		T	22,0	2,4	1,60	1,60	1,60	1,60
				TR3		T	22,0	2,4	2,45	2,45	2,45	2,45
				TR4		T	22,0	2,4	2,45	2,45	2,45	2,45
	Saymirin III-IV		E	TR5		T	69,0	2,4	10,00	12,50	12,50	12,50
	Ocaña		E	TR6-1		T	13,8	69,0	15,00	15,00	15,00	15,00
				TR6-2		T	13,8	69,0	15,00	15,00	15,00	15,00
Total Elecaustro									**107,10**	**114,85**	**114,85**	**114,85**
Electroquil	Electroquil	1	E	TE1	5	T	13,8	69,0	38,40	51,20	64,00	64,00
				TE2		T	13,8	69,0	56,40	75,00	84,00	84,00
				TE3		T	13,8	138,0	34,00	45,00	56,00	56,00
				TE4		T	13,8	138,0	40,00	50,00	67,20	67,20
				TIC		T	69,0	138,0	67,20	89,60	112,00	112,00
Total Electroquil									**236,00**	**310,80**	**383,20**	**383,20**
EMAAP-Q	El Carmen	4	E	T1	4	T	6,6	138,0	10,00	12,50	12,50	12,50
	Recuperadora		E	T1		T	6,9	138,0	12,60	18,00	18,00	18,00
	Booster 2		R	T1		T	138,0	6,9	12,60	18,00	18,00	18,00
	Booster 1		R	T1		T	138,0	6,9	12,60	18,00	18,00	18,00
Total EMAAP-Q									**47,80**	**66,50**	**66,50**	**66,50**
Eolicsa	Tropezón	1	E	T1	3	T	1,0	13,8	1,00	1,00	1,00	1,00
				T2		T	1,0	13,8	1,00	1,00	1,00	1,00
				T3		T	1,0	13,8	1,00	1,00	1,00	1,00
Total Eolicsa									**3,00**	**3,00**	**3,00**	**3,00**

D.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS GENERADORAS (3/3)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
Generoca	Generoca	1	E	GROC-1	2	T	13,8	69,0	25,00	33,33	33,33	33,33
				GROC-2		T	13,8	69,0	25,00	33,33	33,33	33,33
Total Generoca									**50,00**	**66,66**	**66,66**	**66,66**
Hidrosibimbe	Casa Máquinas	1	E	Transformador principal	1	T	6,9	69,0	18,00	18,00	18,00	18,00
Total Hidrosibimbe									**18,00**	**18,00**	**18,00**	**18,00**
Intervisa Trade	Intervisa	1	E	GSU XFORMER	1	T	13,8	138,0	90,00	120,00	150,00	150,00
Total Intervisa Trade									**90,00**	**120,00**	**150,00**	**150,00**
Termoguayas	Termoguayas	1	E	T01	5	T	13,8	230,0	37,50	37,50	37,50	37,50
				T02		T	13,8	230,0	37,50	37,50	37,50	37,50
				T03		T	13,8	230,0	37,50	37,50	37,50	37,50
				T04		T	13,8	230,0	63,50	63,50	63,50	63,50
				T05		T	13,8	230,0	63,50	63,50	63,50	63,50
Total Termoguayas									**239,50**	**239,50**	**239,50**	**239,50**
Ulysseas	Patio De Maniobras (*)	1	E	B1	1	T	13,2	138,0	37,50	37,50	37,50	37,50
Total Ulysseas									37,50	37,50	37,50	37,50
Total		**31**			**69**				**2.082,80**	**2.336,51**	**3.029,71**	**3.158,71**

D.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (1/3)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
Agip	Agip Oil - Cpf	4	E	Cf42-Tr001a	14	T	13,80	34,50	5,00	5,60	5,60	5,60
				Cf42-Tr001b		T	13,80	34,50	5,00	5,60	5,60	5,60
				Cf42-Tr001c		T	13,80	34,50	5,00	5,60	5,60	5,60
				Cf42-Tr003a		T	13,80	0,48	2,00	2,24	2,24	2,24
				Cf42-Tr003b		T	13,80	0,48	2,00	2,24	2,24	2,24
	Agip Oil - Sry		R	Sar-Tr-001a		T	13,80	0,48	2,00	2,30	2,30	2,30
				Sar-Tr-001b		T	13,80	0,48	2,00	2,30	2,30	2,30
	Agip Oil - Villano A		R	Ws42-Tr001a		T	34,50	4,16	5,00	5,60	5,60	5,60
				Ws42-Tr001b		T	34,50	4,16	5,00	5,60	5,60	5,60
				Ws42-Tr001c		T	34,50	4,16	5,00	5,60	5,60	5,60
				Ws42-Tr002a		T	4,16	0,48	1,00	1,12	1,12	1,12
				Ws42-Tr002b		T	4,16	0,48	1,00	1,12	1,12	1,12
	Agip Oil - Villano B		R	Vb42-Tr-001a		T	34,50	4,16	5,00	5,60	5,60	5,60
				Vb42-Tr-002a		T	4,16	0,48	0,30	0,36	0,36	0,36
Total Agip									**45,30**	**50,88**	**50,88**	**50,88**

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
Andes Petro	Switchyard	1	E	T-001	7	T	13,80	34,50	9,00	12,00	12,00	12,00
				T-002		T	13,80	34,50	9,00	12,00	12,00	12,00
				T-005		T	13,80	34,50	9,00	12,00	12,00	12,00
				T-006		T	13,80	34,50	9,00	12,00	12,00	12,00
				T-008		T	13,80	34,50	12,00	20,00	20,00	20,00
				T-009		T	13,80	34,50	12,00	20,00	20,00	20,00
				T-10		T	13,80	34,50	12,00	20,00	20,00	20,00
Total Andes Petro									**72,00**	**108,00**	**108,00**	**108,00**
Ecoelectric	Sub Estación Ecoelectric 69 Kv	1	E	Tf21-31	1	T	4,16	69,00	5,50	6,25	6,25	6,25
Total Ecoelectric									**5,50**	**6,25**	**6,25**	**6,25**
Ecoluz	Loreto	3	E	T3	3	T	0,69	22,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Papallacta		E	T4		A	22,80	43,80	6,60	6,60	6,60	6,60
	Pifo		R	T5		A	43,80	22,80	6,60	6,60	6,60	6,60
Total Ecoluz									**15,70**	**15,70**	**15,70**	**15,70**

D.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (2/3)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
Ecudos	Ecudos Elevación	2	E	TP-E	2	T	13,80	69,00	22,00	31,60	31,60	31,60
	Ecudos Reducción		R	TP-I		T	69,00	5,50	6,00	8,67	8,67	8,67
Total Ecudos									**28,00**	**40,27**	**40,27**	**40,27**
Enermax	Calope	1	E	CALOPE	1	T	6,90	69,00	20,80	20,80	20,80	20,80
Total Enermax									**20,80**	**20,80**	**20,80**	**20,80**
Hidroabanico	S/E Hidroabanico 1	1	E	Transformador de Potencia Etapa I	2	T	4,16	69,00	18,00	18,00	18,00	18,00
				Transformador de Potencia Etapa II		T	4,16	69,00	27,00	27,00	27,00	27,00
Total Hidroabanico									**45,00**	**45,00**	**45,00**	**45,00**
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	1	E	HIDROSANBARTOLO	1	T	13,80	138,00	56,00	-	-	56,00
Total Hidrosanbartolo									**56,00**	**-**	**-**	**56,00**
Moderna Alimentos	Subestacón Eléctrica	1	R	Transformador 1000 KVA	3	T	13,80	0,22	1,00	1,00	1,00	1,00
				Transformador 240 KVA		T	13,80	0,22	0,24	0,24	0,24	0,24
				Transformador 400 KVA		T	13,80	0,22	0,40	0,40	0,40	0,40
Total Moderna Alimentos									**1,64**	**1,64**	**1,64**	**1,64**
Ocp	Cayagama	6	R	TR-0204	7	T	13,20	0,48	0,80	0,80	0,80	0,80
	Chiquilpe		R	TR-0603		T	13,50	0,48	0,08	0,08	0,08	0,08
	Mt		R	TR-1001		T	13,80	0,48	1,50	1,50	1,50	1,50
				TR-1002		T	13,80	0,48	1,50	1,50	1,50	1,50
	Mt On Shore		R	TR-21000		T	13,80	0,48	0,08	0,08	0,08	0,08
	Páramo		R	TR-0404		T	22,80	0,48	1,20	1,20	1,20	1,20
	Puerto Quito		R	TR-0703		T	13,50	0,48	0,13	0,13	0,13	0,13
Total Ocp									**5,28**	**5,28**	**5,28**	**5,28**
Perlabí	Perlabí	1	E	TE1	1	T	0,69	22,80	3,15	3,15	3,15	3,15
Total Perlabí									**3,15**	**3,15**	**3,15**	**3,15**
Petroamazonas	Atacapi	17	R	Atacapi transf	20	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Culebra		R	Culebra tranf 2		T	13,80	69,00	5,00	6,25	6,25	6,25
	Culebra JUSTICE		E	Culebra transf 1		T	0,48	13,80	7,50	7,50	7,50	7,50
	Lago Agrio 13.8 kV.		E	Lago transf 1		T	4,16	13,80	4,00	4,00	4,00	4,00
				Lago transf 2		T	4,16	13,80	4,00	4,00	4,00	4,00
	Lago Agrio 69 kV.		E	Lago transf 3		T	13,80	69,00	5,00	6,25	6,25	6,25

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
Petroamazonas	Parahuacu	17	R	Parahuacu transf	20	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Sacha 13.8 kV.		E	Sacha transf 1		T	4,16	13,80	4,00	4,00	4,00	4,00
				Sacha transf 2		T	4,16	13,80	4,00	4,00	4,00	4,00
	Sacha 69 kV.		E	Sacha transf 3		T	13,80	69,00	5,00	6,25	6,25	6,25
	Secoya		E	Secoya transf 1		T	13,80	69,00	15,00	15,00	15,00	15,00
	Shushufindi Cental JUSTICE		E	Shushufindi Central tranf JUSTICE		T	0,48	13,80	7,50	7,50	7,50	7,50
	Shushufindi Central- Sur		E	Shushufindi transf 2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Shushufindi Sur		R	Shushufindi Sur transf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Shushufindi-Sacha- Atacapi		E	Shushufindi transf 1		T	69,00	13,80	15,00	15,00	15,00	15,00
	Shushunfindi Sur JUSTICE		E	Shushufindi Sur transf JUSTICE		T	0,48	13,80	7,50	7,50	7,50	7,50
	Sucumbios		E	Sucumbios transf 1		T	0,48	13,80	1,50	1,50	1,50	1,50
				Sucumbios transf 2		T	0,48	13,80	1,50	1,50	1,50	1,50
	Yuca 13.8 kV.		E	Yuca tranf 1		T	0,48	13,80	2,00	2,00	2,00	2,00
	Yuca 69 kV.		R	Yuca transf 2		T	13,80	69,00	5,00	6,25	6,25	6,25
Total Petroamazonas									**113,50**	**123,50**	**123,50**	**123,50**
Repsol	Amo A	13	R	X-2902A	31	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
				X-2902B		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
	Amo B		R	X-2901		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
				X-2909		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
	Bogi		R	X-1902		T	33,00	2,40	5,00	7,00	-	7,00
	Capiron		R	X-1903		T	33,00	2,40	7,00	7,84	9,80	9,80
				X-1912		T	33,00	2,40	5,00	-	-	5,00
	Daimi A - Daimi B		R	X-2905		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
				X-2905A		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
				X-2906		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
				X-2906A		T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
	Ginta A - Iro B		R	X-2907		T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
				X-21111		T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
	Ginta B		R	X-2908A		T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
				X-2908B		T	34,50	2,40	5,00	7,00	-	7,00
	Iro 01 - Iro A		R	X-2911		T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
				X-2910		T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50

D.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (3/3)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
Repsol	Npf	13	R	X-21002	31	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
			E	X-1010		T	13,80	34,50	5,00	7,00	7,00	7,00
				X-1020		T	13,80	34,50	10,00	15,00	25,00	25,00
				X-1060		T	13,80	34,50	10,00	12,50	14,00	14,00
				X-1064		T	13,80	34,50	15,00	20,00	25,00	25,00
	Pompeya		R	X-4010		T	33,00	4,16	5,00	6,25	7,00	7,00
	Spf		E	X-2012		T	13,80	34,50	15,00	20,00	28,00	28,00
				X-2013		T	13,80	34,50	15,00	20,00	28,00	28,00
				X-2020		T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
				X-2065		T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
				X-2066		T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
				X-2067		T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
	Tivacuno		R	X-1901		T	33,00	2,40	5,00	7,00	-	7,00
	WIP		R	X-2904		T	34,40	2,40	10,00	12,50	-	12,50
Total Repsol									**292,00**	**367,09**	**311,80**	**425,30**
Río Napo	SUBESTACION SACHA 13.8 KV	1	E	Transformador S/E Sacha 01	1	T	4,16	13,80	4,00	-	-	4,00
Total Río Napo									**4,00**	**-**	**-**	**4,00**
San Carlos	Central San Carlos	1	E	T1	6	T	13,80	4,16	5,00	6,25	6,25	6,25
				T2		T	13,80	4,16	5,00	6,25	6,25	6,25
				T3		T	69,00	13,80	25,00	31,25	31,25	31,25
				T4		T	69,00	13,80	25,00	31,25	31,25	31,25
				T5		T	13,80	0,46	0,75	0,90	0,90	0,90
				TB		T	13,80	4,16	5,00	6,50	6,50	6,50
Total San Carlos									65,75	82,40	82,40	82,40
Sipec	PARAISO 17	2	E	Transformador Reductor Subestacion Pso-17	2	T	13,80	34,50	4,00	4,00	4,00	4,00
	SUBESTACION CPF		E	Transformador Subestacion Cpf		T	13,80	34,50	4,00	4,00	4,00	4,00
Total Sipec									8,00	8,00	8,00	8,00
UCEM	Subestacion Chimborazo 1	2	R	Transformador 2Mva Sub Principal	4	T	22,00	4,16	2,00	-	-	2,00
				Transformador Principal 5Mva		T	69,00	4,16	5,60	7,00	-	7,00
				Transformador Principal 12Mva		T	69,00	4,16	10,00	12,00	-	12,00

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (KV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
UNACEM	Selva Alegre	1	R	T1	1	T	69,00	4,16	30,00	35,00	35,00	35,00
Total UNACEM									30,00	35,00	35,00	35,00
Vicunha	Vindobona	1	E	Transformador trifasico	1	T	1,09	27,60	9,00	-	-	9,00
Total Vicunha									9,00	-	-	9,00
Total general		**60**			**108**				**840,22**	**931,96**	**857,67**	**1.063,17**

D.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DEL TRANSMISOR (1/2)

Subestación			Transformador													
Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)			Capacidad Terciario (MVA)				Capacidad (MVA)			
						Primario	Secundario	Terciario	OA	FA	FOA	Máxima	OA	FA	FOA	Máxima
Ambato	1	R	AT1	2	A	138	69	13,8	11,00	14,00	-	14,00	33,00	43,00	-	43,00
			AT2		A	138	69	13,8	15,00	25,00	-	25,00	45,00	75,00	-	75,00
Total Ambato									**26,00**	**39,00**	**-**	**39,00**	**78,00**	**118,00**	**-**	**118,00**
Baños	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	6,00	8,00	10,00	10,00	20,00	26,70	33,30	33,30
Total Baños									**6,00**	**8,00**	**10,00**	**10,00**	**20,00**	**26,70**	**33,30**	**33,30**
Caraguay	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	45,00	75,00	-	75,00	135,00	225,00	-	225,00
Total Caraguay									**45,00**	**75,00**	**-**	**75,00**	**135,00**	**225,00**	**-**	**225,00**
Chone	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	20,00	33,00	-	33,00	60,00	100,00	-	100,00
Total Chone									**20,00**	**33,00**	**-**	**33,00**	**60,00**	**100,00**	**-**	**100,00**
Cuenca	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	16,20	27,00	-	27,00	60,00	99,90	-	99,90
Total Cuenca									**16,20**	**27,00**	**-**	**27,00**	**60,00**	**99,90**	**-**	**99,90**
Dos Cerritos	1	R	ATK	1	T	230	69	13,8	33,00	54,90	-	54,90	99,00	165,00	-	165,00
Total Dos Cerritos									**33,00**	**54,90**	**-**	**54,90**	**99,00**	**165,00**	**-**	**165,00**
El Inga	1	R	ATT	1	A	230	138	13,8	54,00	90,00	-	90,00	180,00	300,00	-	300,00
Total El Inga									**54,00**	**90,00**	**-**	**90,00**	**180,00**	**300,00**	**-**	**300,00**
Esclusas	1	R	ATT	1	A	230	138	13,8	45,00	75,00	-	75,00	135,00	225,00	-	225,00
Total Esclusas									**45,00**	**75,00**	**-**	**75,00**	**135,00**	**225,00**	**-**	**225,00**
Esmeraldas	1	R	AA1	2	A	138	69	13,8	14,90	19,80	25,00	25,00	44,80	59,73	75,00	75,00
			AA2		A	138	69	13,8	14,90	25,00	-	25,00	44,80	75,00	-	75,00
Total Esmeraldas									**29,80**	**44,80**	**25,00**	**50,00**	**89,60**	**134,73**	**75,00**	**150,00**
Gualaceo	1	R	TRG	1	T	138	22	-	-	-	-	-	12,00	16,00	-	16,00
Total Gualaceo									**-**	**-**	**-**	**-**	**12,00**	**16,00**	**-**	**16,00**
Ibarra	1	R	ATQ	3	A	138	69	13,8	12,00	20,00	-	20,00	40,00	66,66	-	66,66
			ATR		A	138	69	13,8	8,00	12,00	-	12,00	40,00	66,66	-	66,66
			T1		T	138	35	13,8	10,00	10,00	-	10,00	30,00	50,00	-	50,00
Total Ibarra									**30,00**	**42,00**	**-**	**42,00**	**110,00**	**183,32**	**-**	**183,32**
Limón	1	R	TRE	1	T	138	13,8	-	-	-	-	-	5,00	6,66	-	6,66
Total Limón									**-**	**-**	**-**	**-**	**5,00**	**6,66**	**-**	**6,66**
Loja	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	12,00	16,00	20,00	20,00	40,00	53,30	66,70	66,70
Total Loja									**12,00**	**16,00**	**20,00**	**20,00**	**40,00**	**53,30**	**66,70**	**66,70**
Macas	1	R	TRQ	1	T	138	69	-	12,00	20,00	-	20,00	40,00	66,70	-	66,70
Total Macas									**12,00**	**20,00**	**-**	**20,00**	**40,00**	**66,70**	**-**	**66,70**
Machala	1	R	ATQ	3	A	138	69	13,8	18,00	30,00	-	30,00	60,00	99,90	-	99,90
			ATR		A	138	69	13,8	18,00	30,00	-	30,00	60,00	99,90	-	99,90
			TRK		A	230	69	13,8	9,90	16,50	-	16,50	99,90	166,50	-	166,50
Total Machala									**45,90**	**76,50**	**-**	**76,50**	**219,90**	**366,30**	**-**	**366,30**
Manta	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	12,00	20,00	-	20,00	20,00	33,33	-	33,33
Total Manta									**12,00**	**20,00**	**-**	**20,00**	**20,00**	**33,33**	**-**	**33,33**
Méndez	1	R	TRE	1	T	138	13,8	-	-	-	-	-	5,00	6,66	-	6,66
Total Méndez									**-**	**-**	**-**	**-**	**5,00**	**6,66**	**-**	**6,66**
Milagro	1	R	ATK	2	A	230	69	13,8	33,00	39,00	45,00	45,00	99,99	133,32	166,65	166,65
			ATU		A	230	138	13,8	45,00	75,00	-	75,00	135,00	225,00	-	225,00
Total Milagro									**78,00**	**114,00**	**45,00**	**120,00**	**234,99**	**358,32**	**166,65**	**391,65**
Molino	1	E	AT1	2	A	230	138	13,8	60,00	78,00	99,00	99,00	225,00	300,00	375,00	375,00
			AT2		A	230	138	13,8	60,00	78,00	99,00	99,00	225,00	300,00	375,00	375,00
Total Molino									**120,00**	**156,00**	**198,00**	**198,00**	**450,00**	**600,00**	**750,00**	**750,00**
Montecristi	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	18,00	30,00	-	30,00	60,00	100,00	-	100,00
Total Montecristi									**18,00**	**30,00**	**-**	**30,00**	**60,00**	**100,00**	**-**	**100,00**
Móvil Efacec 1	1	R	TMK	1	T	230	69	13,8	-	-	-	-	-	-	45,00	45,00
Total Móvil Efacec 1									**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**45,00**	**45,00**
Móvil Efacec 2	1	R	AMQ	1	A	138	69	13,8	-	-	-	-	-	-	60,00	60,00
Total Móvil Efacec 2									**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**60,00**	**60,00**
Móvil Efacec 3	1	R	AMQ	1	A	138	69	13,8	-	-	-	-	-	-	60,00	60,00
Total Móvil Efacec 3									**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**60,00**	**60,00**
Móvil Mitsubishi	1	R	AMQ	1	A	138	69	13,8	10,00	-	-	10,00	30,00	-	-	30,00
Total Móvil Mitsubishi									**10,00**	**-**	**-**	**10,00**	**30,00**	**-**	**-**	**30,00**
Mulaló	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	12,00	16,00	20,00	20,00	40,00	53,34	66,70	66,70
Total Mulaló									**12,00**	**16,00**	**20,00**	**20,00**	**40,00**	**53,34**	**66,70**	**66,70**
Nueva Babahoyo	1	R	ATQ	2	A	138	69	13,8	13,33	20,00	-	20,00	40,00	60,00	-	60,00
			ATR		A	138	69	13,8	13,00	22,23	-	22,23	40,00	66,70	-	66,70
Total Nueva Babahoyo									**26,33**	**42,23**	**-**	**42,23**	**80,00**	**126,70**	**-**	**126,70**
Nueva Prosperina	1	R	TRK	1	T	230	69	13,8	45,00	75,00	-	75,00	135,00	225,00	-	225,00
Total Nueva Prosperina									**45,00**	**75,00**	**-**	**75,00**	**135,00**	**225,00**	**-**	**225,00**
Orellana	1	R	ATQ	1	T	138	69	13,8	12,00	20,00	-	20,00	40,00	66,66	-	66,66
Total Orellana									**12,00**	**20,00**	**-**	**20,00**	**40,00**	**66,66**	**-**	**66,66**

D.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DEL TRANSMISOR (2/2)

Subestación			Transformador													
Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)			Capacidad Terciario (MVA)				Capacidad (MVA)			
						Primario	Secundario	Terciario	OA	FA	FOA	Máxima	OA	FA	FOA	Máxima
Pascuales	1	R	ATQ	4	A	138	69	13,8	24,00	40,00	-	40,00	120,00	200,00	-	200,00
			ATR		A	138	69	13,8	24,00	40,00	-	40,00	120,00	200,00	-	200,00
			ATT		A	230	138	13,8	60,00	100,00	-	100,00	225,00	375,00	-	375,00
			ATU		A	230	138	13,8	60,00	78,00	99,00	99,00	225,00	300,00	375,00	375,00
Total Pascuales									**168,00**	**258,00**	**99,00**	**279,00**	**690,00**	**1.075,00**	**375,00**	**1.150,00**
Policentro	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	30,00	50,00	-	50,00	90,00	150,00	-	150,00
Total Policentro									**30,00**	**50,00**	**-**	**50,00**	**90,00**	**150,00**	**-**	**150,00**
Pomasqui	1	R	ATT	2	A	230	138	13,8	18,00	30,00	-	30,00	180,00	300,00	-	300,00
			ATU		A	230	138	13,8	18,00	30,00	-	30,00	180,00	300,00	-	300,00
Total Pomasqui									**36,00**	**60,00**	**-**	**60,00**	**360,00**	**600,00**	**-**	**600,00**
Portoviejo	1	R	AA1	2	A	138	69	13,8	14,90	19,80	25,00	25,00	44,80	59,73	75,00	75,00
			AA2		A	138	69	13,8	15,00	25,00	-	25,00	45,00	75,00	-	75,00
Total Portoviejo									**29,90**	**44,80**	**25,00**	**50,00**	**89,80**	**134,73**	**75,00**	**150,00**
Posorja	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	6,00	10,00	-	10,00	20,00	33,30	-	33,30
Total Posorja									**6,00**	**10,00**	**-**	**10,00**	**20,00**	**33,30**	**-**	**33,30**
Pucará	1	E	T1	2	T	13,8	142	-	-	-	-	-	-	-	40,00	40,00
			T2		T	13,8	142	-	-	-	-	-	-	-	40,00	40,00
Total Pucará									**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**80,00**	**80,00**
Puyo	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	2,00	3,33	-	3,33	20,00	33,30	-	33,30
Total Puyo									**2,00**	**3,33**	**-**	**3,33**	**20,00**	**33,30**	**-**	**33,30**
Quevedo	1	R	ATR	2	A	138	69	13,8	30,00	50,00	-	50,00	90,00	150,00	-	150,00
			ATT		A	230	138	13,8	27,00	36,00	45,00	45,00	99,99	133,32	166,65	166,65
Total Quevedo									**57,00**	**86,00**	**45,00**	**95,00**	**189,99**	**283,32**	**166,65**	**316,65**
Quinindé	1	R	ATQ	1	A	138	69	-	12,00	20,00	-	20,00	40,00	66,70	-	66,70
Total Quinindé									**12,00**	**20,00**	**-**	**20,00**	**40,00**	**66,70**	**-**	**66,70**
Riobamba	1	R	TRK	1	T	230	69	13,8	18,00	24,00	30,00	30,00	60,00	80,10	99,90	99,90
Total Riobamba									**18,00**	**24,00**	**30,00**	**30,00**	**60,00**	**80,10**	**99,90**	**99,90**
Salitral	1	R	ATQ	2	A	138	69	13,8	30,00	30,00	-	30,00	90,00	150,00	-	150,00
			ATR		A	138	69	13,8	30,00	30,00	-	30,00	90,00	150,00	-	150,00
Total Salitral									**60,00**	**60,00**	**-**	**60,00**	**180,00**	**300,00**	**-**	**300,00**
San Gregorio	1	R	ATT	1	A	230	138	13,8	45,00	75,00	-	75,00	135,00	225,00	-	225,00
Total San Gregorio									**45,00**	**75,00**	**-**	**75,00**	**135,00**	**225,00**	**-**	**225,00**
Santa Elena	1	R	ATQ	2	A	138	69	13,8	12,00	16,00	20,00	20,00	40,00	53,30	66,70	66,70
			ATR		A	138	69	13,8	12,00	20,00	-	20,00	40,00	66,70	-	66,70
Total Santa Elena									**24,00**	**36,00**	**20,00**	**40,00**	**80,00**	**120,00**	**66,70**	**133,40**
Santa Rosa	1	R	ATT	4	A	230	138	13,8	75,00	125,00	-	125,00	225,00	375,00	-	375,00
			ATU		A	230	138	13,8	60,00	78,00	99,00	99,00	225,00	300,00	375,00	375,00
			TRN		T	138	46	13,8	15,00	25,00	-	25,00	45,00	75,00	-	75,00
			TRP		T	138	46	13,8	15,00	25,00	-	25,00	45,00	75,00	-	75,00
Total Santa Rosa									**165,00**	**253,00**	**99,00**	**274,00**	**540,00**	**825,00**	**375,00**	**900,00**
Santo Domingo	1	R	ATR	3	A	138	69	13,8	16,20	21,60	27,00	27,00	60,00	80,00	99,99	99,99
			ATT		A	230	138	13,8	27,00	45,00	-	45,00	99,99	166,65	-	166,65
			ATU		A	230	138	13,8	27,00	36,00	45,00	45,00	99,99	133,32	166,65	166,65
Total Santo Domingo									**70,20**	**102,60**	**72,00**	**117,00**	**259,98**	**379,97**	**266,64**	**433,29**
Sinincay	1	R	TRK	1	T	230	69	13,8	10,00	16,50	-	16,50	100,00	165,50	-	165,50
Total Sinincay									**10,00**	**16,50**	**-**	**16,50**	**100,00**	**165,50**	**-**	**165,50**
Tena	1	R	TRQ	1	T	138	69	13,8	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	26,67	33,33	33,33
Total Tena									**20,00**	**20,00**	**20,00**	**20,00**	**20,00**	**26,67**	**33,33**	**33,33**
Totoras	1	R	ATQ	2	A	138	69	13,8	20,00	33,33	-	33,33	60,00	99,99	-	99,99
			ATT		A	230	138	13,8	20,00	33,33	-	33,33	60,00	99,99	-	99,99
Total Totoras									**40,00**	**66,66**	**-**	**66,66**	**120,00**	**199,98**	**-**	**199,98**
Trinitaria	1	R	ATQ	2	A	138	69	13,8	30,00	50,00	-	50,00	90,00	150,00	-	150,00
			ATT		A	230	138	13,8	45,00	75,00	-	75,00	135,00	225,00	-	225,00
Total Trinitaria									**75,00**	**125,00**	**-**	**125,00**	**225,00**	**375,00**	**-**	**375,00**
Tulcán	1	R	ATQ	1	A	138	69	13,8	6,00	10,00	-	10,00	20,00	33,30	-	33,30
Total Tulcán									**6,00**	**10,00**	**-**	**10,00**	**20,00**	**33,30**	**-**	**33,30**
Total	**48**			**73**					**1.582,33**	**2.395,32**	**728,00**	**2.549,12**	**5.618,26**	**8.763,49**	**2.861,57**	**9.562,23**

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (1/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CNEL-Bolívar	Caluma	6	R	Caluma	8	T	69,00	13,80	5,00	-	6,25	6,25
	Cochabamba		R	Cochabamba		T	69,00	13,80	2,50	-	-	2,50
				Cochabamba		T	69,00	13,80	10,00	-	12,50	12,50
	Echeandia		R	Echeandia		T	69,00	13,80	10,00	-	12,50	12,50
	Guanujo		R	Guanujo		T	69,00	13,80	10,00	-	12,50	12,50
	Guaranda		R	Guaranda		T	69,00	13,80	5,00	-	5,00	5,00
				Guaranda		T	69,00	13,80	10,00	-	12,50	12,50
	Sicoto		R	Sicoto		T	69,00	13,80	10,00	-	12,50	12,50
Total CNEL-Bolívar									**62,50**	**-**	**73,75**	**76,25**
CNEL-El Oro	Arenillas	16	R	T1	23	T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Balao		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	-	5,00
				T2		T	67,00	13,20	2,50	2,50	-	2,50
	Barbones		R	T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
	El Cambio		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,00	-	12,00
	Huaquillas		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
				T2		T	69,00	13,80	5,00	5,00	-	5,00
	La Iberia		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	La Peaña		R	T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
	La Primavera		R	T1		T	69,00	13,80	20,00	24,00	-	24,00
	Los Pinos		R	T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	Machala		R	T2		T	67,00	13,20	10,00	10,00	-	10,00
				T1		T	69,00	13,80	20,00	24,00	-	24,00
	Machala Centro		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
				T2		T	67,00	13,20	3,75	3,75	-	3,75
	Pagua		R	T2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Porotillo		R	T1		T	67,00	13,20	2,50	2,50	-	2,50
	Portovelo (Pache)		R	T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	Saracay		R	T1		T	67,00	13,20	3,75	3,75	-	3,75
	Sta. Rosa		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
Total CNEL-El Oro									**221,50**	**266,25**	**-**	**266,25**
CNEL-Esmeraldas	Subestación Atacames	13	R	Subestación Atacames T1	16	T	69,00	13,80	16,00	20,00	24,00	24,00
	Subestación Borbón		R	Subestación Borbón T1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				Subestación Borbón T2		T	67,00	13,20	1,50	1,50	1,50	1,50
	Subestación Golondrinas		R	SUBESTACIÓN GOLONDRINAS T1		T	67,00	13,20	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestación Las Palmas		R	Subestación Las Palmas T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	24,00	24,00
	Subestación Muisne		R	Subestación Muisne		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Subestación Nuevo Quinindé		R	Subestación Nuevo Quinindé		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestación Propicia		R	Subestación Propicia T1		T	69,00	13,20	10,00	12,50	12,50	12,50
				Subestación Propicia T2		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Subestación Quinindé		R	Subestación Quinindé		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Subestación Rocafuerte		R	Subestación Rocafuerte T1		T	69,00	13,20	2,50	2,80	2,80	2,80
				Subestación Rocafuerte T2		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Subestación Sálima		R	Subestación Sálima T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Subestación San Lorenzo		R	Subestación San Lorenzo T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestación Santas Vainas		R	Subestación Santas Vainas T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestación Viche		R	Subestación Viche		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
Total CNEL-Esmeraldas									130,50	161,55	157,05	169,55
CNEL-Guayaquil	Alborada	37	R	TR-98-55	51	T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Alborada 2		R	TR-11-81		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	America		R	TR-88-38		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Astillero		R	TR-03-66		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-03-67		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (2/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CNEL-Guayaquil	Belo Horizonte	37	R	TR-09-76	51	T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Bien Público		R	TR-13-86		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Boyaca		R	TR-87-35		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-87-36		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Ceibos		R	TR-99-59		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-99-60		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Cerro Blanco		R	TR-03-63		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Chongón		R	TR-11-84		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Cumbre		R	TR-03-65		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	El Fortín		R	TR-11-80		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Esmeraldas		R	TR-98-52		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-98-54		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Flor De Bastión		R	TR-07-75		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-12-85		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Garay		R	TR-03-64		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-88-37		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Garzota		R	TR-90-40		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Germania		R	TR-93-45		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Guasmo		R	TR-95-49		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-97-51		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Guayacanes		R	TR-93-46		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Kennedy Norte		R	TR-98-56		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-98-57		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Mapasingue		R	TR-11-78		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-11-79		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Orquideas		R	TR-10-77		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Padre Canales		R	TR-98-53		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-14-87		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Parque California		R	TR-76-20		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Portuaria		R	TR-06-74		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Pradera		R	TR-04-70		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-04-71		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Puerto Liza		R	TR-99-58		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Puerto STA ANA		R	TR-14-88		T	67,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-72-14		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Safando		R	TR-77-22		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Samanes		R	TR-04-72		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Sauce		R	TR-03-62		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-95-48		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Torre		R	TR-04-68		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR-04-69		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Trinitaria		R	TR-82-30		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Universo		R	TR-06-73		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Vergeles		R	TR-11-82		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
Total CNEL-Guayaquil									**900,00**	**1.200,00**	**1.200,00**	**1.200,00**
CNEL-Guayas Los Ríos	América	30	R	TR1	35	T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	Balzar		R	TR1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Buena Fe		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	24,00	24,00
				TR2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Cataluña		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Ciudad Celeste		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Daule Norte		R	TR1		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Daule Sur		R	TR1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Daule-Peripa		R	TR1		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Durán Norte		R	TR1		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Durán Sur		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
				TR2		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	El Codo		R	TR1		T	67,00	14,50	5,00	5,00	5,00	5,00
	El Empalme		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	El Recreo		R	TR1		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
				TR2		T	69,00	13,80	18,00	24,00	24,00	24,00
	Juan Bautista Aguirre		R	TR1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	La Toma		R	TR1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Lagos del Batán		R	TR1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Los Arcos		R	TR1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (3/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CNEL-Guayas Los Ríos	Palestina	30	R	TR1	35	T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Pedro Carbo		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Puná		E	TR1		T	0,24	13,80	1,00	1,00	1,00	1,00
	Quevedo Norte		R	TR1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Quevedo Sur		R	TR1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
				TR2		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Samborondón		R	TR1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Santa Lucía		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Santa Martha		R	TR1		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Tennis Club		R	TR1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	24,00	24,00
				TR2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Valencia		R	TR1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Villa Club		R	TR1		T	69,00	13,80	24,00	30,00	30,00	30,00
Total CNEL-Guayas Los Ríos									**438,00**	**554,50**	**562,50**	**562,50**
CNEL-Los Ríos	Baba	15	R	TRI-07	15	T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Cedege		R	TRF-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Centro Industrial		R	TRB-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Hidrosibimbe		E	TRP-01		T	6,90	69,00	18,00	18,00	18,00	18,00
	Inpaecsa		R	TRP-04		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	La Ercilia		R	TRJ-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Nelson Mera		R	TRA-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Palenque		R	TRK-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Proyecto Catarama		R	TRP-02		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	Puebloviejo		R	TRE-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Shopping Babahoyo		R	TRP-03		T	69,00	13,80	2,50	3,15	3,15	3,15
	Terminal Terrestre		R	TRG-07		T	69,00	13,80	20,00	25,00	25,00	25,00
	Ventanas		R	TRD-07		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Vinces 1		R	TRCI-07		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Vinces2		R	TRCII-07		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
Total CNEL-Los Ríos									**162,50**	**196,15**	**196,15**	**196,15**
CNEL-Manabí	Bahía de Caráquez	29	R	Tranf 1	38	T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				Tranf 2		T	69,00	13,80	10,00	10,00	10,00	10,00
	Barranco Colorado		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Bellavista		R	Transf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Calceta		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Caza Lagarto		R	Transf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Chone		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Tranf 2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Colimes		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Crucita		R	Transf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Jipijapa		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	La Estancilla		R	Transf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Lodana		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				Tranf 2		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Machalilla		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	5,60	5,60	5,60
	Manta 1		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Tranf 2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Tranf 3		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Manta 2		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Manta 3		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Manta 4		R	Transf 1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Montecristi 1		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Tranf 2		T	69,00	13,80	2,50	2,80	2,80	2,80
	Montecristi 2		R	Transf 1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Naranjal		R	Transf 1		T	13,80	0,44	1,50	1,50	1,50	1,50
	Playa Prieta		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Portoviejo 1		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
				Tranf 2		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
				Tranf 3		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Portoviejo 2		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Portoviejo 3		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Pto. Cayo		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Rio De Oro		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	2,50	2,80	2,80	2,80

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (4/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CNEL-Manabí	San Miguel	29	R	Transf 1	38	T	13,80	0,44	1,50	1,50	1,50	1,50
	San Vicente		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	Tosagua		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
Total CNEL-Manabí									**313,50**	**381,75**	**381,75**	**381,75**
CNEL-Milagro	Subestación Bucay	13	R	Bucay	17	T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestacion Central Diesel		R	Central Diesel		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Subestación Lorenzo De Ga		R	L.Garaicoa		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Subestación M.Maridueña		R	M.Maridueña		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Subestación Milagro Norte		R	Norte		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Subestación Milagro Sur		R	Sur1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
				Sur2		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Subestación Milagro Sur 2		R	Sur 3		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Subestación Montero		R	Montero 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
				Montero 2		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	Subestación Naranjal		R	Naranjal		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				Naranjal2		T	67,00	13,20	3,75	5,25	5,25	5,25
	Subestación Naranjito		R	Naranjito		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Subestación Pto.Inca		R	Pto.Inca		T	66,00	13,80	3,75	5,25	5,25	5,25
	Subestación Triunfo		R	Triunfo 1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	16,00	16,00
	Subestación Yaguachi		R	Yaguachi		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
				Yaguachi		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
Total CNEL-Milagro									**147,00**	**186,75**	**186,75**	**186,75**
CNEL-Sta. Elena	Capaes	23	R	Capaes	24	T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Carolina		R	Carolina		T	69,00	13,20	10,00	12,00	12,00	12,00
	Cerecita		R	Cerecita		T	69,00	13,80	8,75	10,00	10,00	10,00
	Chanduy		R	Cedege		T	69,00	13,20	3,75	3,75	3,75	3,75
				Chanduy		T	69,00	13,20	5,00	6,25	6,25	6,25
	Chipipe		R	Chipipe		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Colonche		R	Colonche		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Flopec		R	Flopec		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	La Libertad		R	La Libertad		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Manglaralto		R	Manglaralto		T	69,00	13,20	5,00	6,25	6,25	6,25
	NIRSA		R	NIRSA		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Paseo Playas		R	Paseo Playas		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Pechiche		R	Pechiche		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Petrocomercial		R	Petrocomercial		T	69,00	2,30	2,50	3,50	3,50	3,50
	Petrocomercial 2		R	Petrocomercial 2		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Playas		R	Playas		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Posorja		R	Posorja		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Punta Blanca		R	Punta Blanca		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Salica		R	Salica		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Salinas		R	Salinas		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	San Lorenzo		R	San Lorenzo		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	San Lorenzo Del Mate		R	San Lorenzo Del Mate		T	69,00	13,80	3,75	3,75	3,75	3,75
	San Vicente		R	San Vicente		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
	Sta Rosa		R	Sta Rosa		T	69,00	13,80	10,00	12,00	12,00	12,00
Total CNEL-Sta. Elena									**196,25**	**234,25**	**234,25**	**234,25**
CNEL-Sto. Domingo	Alluriquin	18	R	T1	22	T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	Concordia		R	T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
	El Carmen		R	T1		T	69,00	13,80	12,00	16,00	-	16,00
	El Centenario		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	El Rocío		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	-	-	5,00
	Jama		R	Tranf 1		T	69,00	34,50	10,00	12,50	-	12,50
	La Cadena		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	La Palma		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	Patricia Pilar		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (5/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
CNEL-Sto. Domingo	Pronaca	18	R	T1	22	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Quevedo		R	T2		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
	Quito		R	T1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	-	20,00
	Reynbanpac		R	T1		T	69,00	13,80	2,50	3,13	-	3,13
	Sesme (2 - Trs)		R	Tranf 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
				Tranf 2		T	69,00	34,50	2,50	-	-	2,50
	Shopping		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	Valle Hermoso		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,13	-	6,13
Total CNEL-Sto. Domingo									**175,00**	**210,25**	**6,25**	**217,75**
CNEL-Sucumbíos	Celso Castellanos	8	R	Tcelso Castellano	10	T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Coca		R	Tcoca1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
				Tcoca2 Nuevo		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Tcoca3		T	69,00	14,35	2,50	3,13	3,13	3,13
	Jivino		R	Tjivino Nuevo		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Lago Agrio		R	Tlago		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Lumbaquí		R	Transformador De Reducción		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Sacha		R	Tsacha		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Shushufindi		R	Tshushufindi		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Tarapoa		R	Ttarapoa		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
Total CNEL-Sucumbíos									**72,50**	**90,63**	**90,63**	**90,63**
E.E. Ambato	Agoyan	19	R	San Francisco 1	28	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Atocha		R	Atocha 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Atocha 2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Baños		R	Baños 1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				Baños 2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Huachi		R	Huachi 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				Huachi 2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Lligua		E	Lligua 1		T	4,16	13,80	3,13	3,13	3,13	3,13
				Lligua 2		T	4,16	13,80	3,13	3,13	3,13	3,13
	Loreto 69kV		R	Loreto 1		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
				Loreto 3		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Montalvo		R	Montalvo 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Musullacta		R	Musullacta		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
	Oriente		R	Oriente 1		T	69,00	13,80	12,00	15,00	15,00	15,00
				Oriente 2		T	69,00	13,80	12,00	15,00	15,00	15,00
	Pelileo		R	Pelileo 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Peninsula		E	Peninsula 2		T	6,90	13,80	3,50	3,50	3,50	3,50
	Pillaro		R	Pillaro 1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
				Pillaro 2		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	Puyo		R	Puyo 1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				Puyo 2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Puyo 2		R	Puyo 3		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Quero		R	Quero		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Samanga		R	Samanga 1		T	69,00	13,80	12,00	16,50	16,50	16,50
				Samanga 2		T	69,00	13,80	12,00	16,50	16,50	16,50
	Tena		R	Tena 1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Tena Norte		R	Tena 2		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Totoras Eeasa		R	Totoras Eeasa		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
Total E.E. Ambato									**267,76**	**331,51**	**325,26**	**331,51**
E.E. Azogues	Azogues-Encapsula-da-Gis-Trans-form.	2	R	TR-1	2	T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
	S/E Azogues 2		R	Tansformador 16/20 MVA - 69/22 kv		T	69,00	22,00	16,00	20,00	-	20,00
Total E.E. Azogues									**26,00**	**32,50**	**12,50**	**32,50**
E.E. Centro Sur	Cañar	14	R	T1 SE 18 CAÑAR	23	T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2 SE 18 CAÑAR		T	69,00	22,00	24,00	32,00	32,00	32,00
	Centenario		R	T1 SE 02 P. CENTE-NARIO		T	22,00	6,30	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2 SE 02 CENTE-NARIO		T	22,00	6,30	5,00	6,50	6,50	6,50
	El Arenal		R	T1 SE 05 EL ARENAL		T	69,00	22,00	24,00	32,00	32,00	32,00
				T2 SE 05 EL ARENAL		T	69,00	22,00	24,00	32,00	32,00	32,00
	El Descanso		R	T1 SE 12 DES-CANSO		T	69,00	22,00	10,00	10,00	10,00	10,00
				T2 SE 12 DES-CANSO		T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (6/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
E.E. Centro Sur	Lentag	14	R	T1 SE 14 LENTAG	23	T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2 SE 14 LENTAG		T	69,00	22,00	24,00	32,00	32,00	32,00
	Luis Cordero		R	T1 SE 01 L. CORDERO		T	22,00	6,30	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2 SE 01 L. CORDERO		T	22,00	6,30	5,00	6,50	6,50	6,50
	Macas		R	T3 SE 21 MACAS		T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
	Monay		R	T1 SE 03 MONAY		T	69,00	22,00	16,00	24,00	32,00	32,00
				T2 SE 03 MONAY		T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
	Parque Industrial		R	T1 SE 04 P. INDUSTRIAL		T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2 SE 04 P. INDUSTRIAL		T	69,00	22,00	24,00	32,00	32,00	32,00
	Ricaurte		R	T1 SE 07 RICAURTE		T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2 SE 07 RICAURTE		T	69,00	22,00	12,50	12,50	12,50	12,50
	Turi		R	T1 SE 08 TURI		T	69,00	22,00	24,00	32,00	32,00	32,00
	Verdillo		R	T1 SE 06 VERDILLO		T	69,00	22,00	10,00	12,50	12,50	12,50
Total E.E. Centro Sur									**312,50**	**401,00**	**409,00**	**409,00**
E.E. Cotopaxi	Catazacón	14	E	T17 CATAZACÓN 0.44-13.8	19	T	0,44	13,80	1,00	1,00	1,00	1,00
	El Calvario		R	T1 CALVARIO BANCO 22-6.3		T	23,00	6,30	1,75	1,75	1,75	1,75
				T2 CALVARIO BANCO 22-6.3		T	23,00	6,30	1,75	1,75	1,75	1,75
				T3 CALVARIO BANCO 22-6.3		T	23,00	6,30	1,75	1,75	1,75	1,75
				T4 CALVARIO 22-13.8		T	23,00	13,80	4,00	5,20	5,20	5,20
	Illuchi 1		E	T12 ILLUCHI1 2.4-22		T	2,40	22,00	1,75	1,75	1,75	1,75
				T13 ILLUCHI1 2.4-22		T	2,40	22,00	1,75	1,75	1,75	1,75
				T14 ILLUCHI1 2.4-22		T	2,40	22,00	1,75	1,75	1,75	1,75
	Illuchi 2		E	T15 ILLUCHI2 2.4-13.8		T	2,40	13,80	6,50	6,50	6,50	6,50
	La Cocha		R	T10 LA COCHA 69-13.8		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	La Maná		R	T8 MANÁ 69-13.8		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Lasso		R	T9 LASSO 69-13.8		T	69,00	13,80	16,00	20,00	20,00	20,00
	Mulaló		R	T7 MULALO 69-13.8		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Pujilì		R	T6 PUJILÍ 69-13.8		T	69,00	13,80	4,00	5,20	5,20	5,20
	Salcedo		R	T19 SALCEDO 69-13.8		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	San Rafael		R	T5 SAN RAFAEL 69-13.8		T	69,00	13,80	10,00	13,00	13,00	13,00
	Shuyo		E	T18 ANGAMARCA 4.16		T	4,16	13,80	0,38	0,38	0,38	0,38
	Sigchos		R	T11 SIGCHOS 69-13.8		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Tingo la Esperanza		E	T16 EL ESTADO 4.16-13.8		T	4,16	13,80	2,13	2,13	2,13	2,13
Total E.E. Cotopaxi									**99,51**	**120,16**	**120,16**	**120,16**
E.E. Galápagos	Baltra - Eólico	8	E	Eólico 1	29	T	0,69	13,80	0,90	-	-	0,90
				Eólico 3		T	0,69	13,80	0,90	-	-	0,90
				Eólico 2		T	0,69	13,80	0,90	-	-	0,90
	Baltra - Subtransmisión		E	Baltra Subtransmisión		T	13,80	34,50	10,00	-	-	10,00
	Floreana		E	TP 1		T	0,22	13,20	0,08	-	-	0,08
	Isabela		E	Tp N. 1.2		T	0,48	13,20	1,30	1,30	1,30	1,30
				Tp N.3		T	0,48	13,20	1,50	1,50	1,50	1,50
	Puerto Ayora Solar		E	Santa Cruz - Solar		T	0,38	13,80	1,50	-	-	1,50
	San Cristóbal		E	Tp N. 1.1		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 1.2		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 1.3		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 2.1		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 2.2		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 2.3		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 3.1		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 3.2		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 3.3		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 4		T	0,23	13,20	0,75	0,75	0,75	0,75
				Tp N. 5		T	0,23	13,20	1,25	1,25	1,25	1,25
	Santa Cruz		E	Tp N. 3 y 4		T	0,48	13,80	1,50	1,50	1,50	1,50
				Tp N. 1.1		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (7/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
E.E. Galápagos	Santa Cruz	8	E	Tp N. 2.1	29	T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 2.2		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 2.3		T	0,48	13,20	0,33	0,33	0,33	0,33
				Tp N. 4		T	0,48	13,80	1,50	1,50	1,50	1,50
				Tp N. 5		T	0,44	13,20	1,25	1,25	1,25	1,25
	Santa Cruz - Subtransmisión		R	Santa Cruz - Subtransmisión		T	13,80	34,50	10,00	-	-	10,00
Total E.E. Galápagos									**38,32**	**14,05**	**14,05**	**38,32**
E.E. Norte	Ajaví	18	R	T4	24	T	13,20	6,30	3,00	-	-	3,00
				T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Alpachaca		R	T2		T	69,00	13,80	20,00	25,00	-	25,00
	Ambi		E	T1		T	34,50	4,16	5,00	6,25	-	6,25
				T2		T	34,50	4,16	5,00	6,25	-	6,25
	Atuntaqui-69kV		R	T0		T	69,00	13,80	20,00	25,00	-	25,00
	Cayambe		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
				T2		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Cotacachi		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	El Angel		R	T1		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	El Chota		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
				T2		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	El Retorno		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	El Rosal		E	T1		T	69,00	34,50	5,00	-	-	5,00
				T1		T	69,00	34,50	5,00	-	-	5,00
	La Carolina		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	La Esperanza		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Otavalo		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	San Agustín		R	T1		T	67,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	San Gabriel		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	San Miguel de Car		E	T1		T	34,50	4,16	5,55	-	-	5,55
	San Vicente		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
				T2		T	34,50	13,80	2,00	2,50	2,50	2,50
	Tulcán		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
Total E.E. Norte									**193,05**	**216,25**	**116,25**	**234,80**
E.E. Quito	S/E 01 Olímpico	46	R	S/E No. 01	61	T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 02 Luluncoto		R	S/E No. 02		T	46,00	6,30	6,25	6,25	6,25	6,25
				S/E No. 02		T	46,00	6,30	6,25	6,25	6,25	6,25
	S/E 03 Barrionuevo		R	S/E No. 03		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
				S/E No. 03		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 04 Chimbacalle		R	S/E No. 04		T	46,00	6,30	12,00	16,00	20,00	20,00
	S/E 05 Chilibulo		R	S/E No. 05		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 06 Escuela Sucre		R	S/E No. 06		T	46,00	6,30	5,00	6,25	6,25	6,25
	S/E 07 San Roque		R	S/E No. 07		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 08 La Marín		R	S/E No. 08		T	46,00	6,30	8,00	10,00	10,00	10,00
	S/E 09 Miraflores		R	S/E No. 09		T	46,00	6,30	8,00	10,00	10,00	10,00
	S/E 10 Diez Vieja		R	S/E No. 10		T	46,00	6,30	8,00	10,00	10,00	10,00
	S/E 11 Belisario Quevedo		R	S/E No. 11		T	46,00	6,30	8,00	10,00	10,00	10,00
	S/E 12 La Floresta		R	S/E No. 12		T	46,00	6,30	8,00	10,00	10,00	10,00
	S/E 13 Granda Centeno		R	S/E No. 13		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 14 Gualo		R	S/E No. 14		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 15 El Bosque		R	S/E No. 15		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 16 Río Coca		R	S/E No. 16		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
				S/E No. 16		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 17 Andalucía		R	S/E No. 17		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 18 Cristianía		R	S/E No. 18		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
				S/E No. 18		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 19 Coto-collao		R	S/E No. 19		T	138,00	46,00	60,00	80,00	100,00	100,00
				S/E No. 19		T	46,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
				S/E No. 19		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 21 Epicla-chima		R	S/E No. 21		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
				S/E No. 21		T	46,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (8/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
E.E. Quito	S/E 24 Carolina	46	R	S/E No. 24	61	T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 26 Alangasi		R	S/E No. 26		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 27 San Rafael		R	S/E No. 27		T	46,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 28 Iñaquito		R	S/E No. 28		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
				S/E No. 28		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 29 Cumbaya		R	S/E No. 29		T	46,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 31 Tababela		R	S/E No. 31		T	138,00	22,80	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 32 Diez Nueva		R	S/E No. 32		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 33 Aero-puerto		R	S/E No. 33		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 34 Machachi		R	S/E No. 34		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 36 Tumbaco		R	S/E No. 36		T	46,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
				S/E No. 36		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 37 Santa Rosa		R	S/E No. 37		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
				S/E No. 37		T	138,00	46,00	45,00	60,00	75,00	75,00
	S/E 39 Vicentina		R	S/E No. 39		T	138,00	46,00	60,00	80,00	100,00	100,00
				T1		T	138,00	46,00	37,00	48,00	-	48,00
				T2		T	138,00	46,00	60,00	80,00	100,00	100,00
	S/E 41 Selva Alegre		R	S/E No. 41		T	138,00	46,00	60,00	80,00	80,00	80,00
				S/E No. 41		T	138,00	46,00	60,00	80,00	100,00	100,00
	S/E 48 Mirador		R	S/E No. 48		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 49 Los Bancos		R	S/E No. 49		T	46,00	13,80	8,00	10,00	10,00	10,00
	S/E 53 Perez Guerrero		R	S/E No. 53		T	46,00	6,30	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 54 Papa-llacta		R	S/E No. 54		T	46,00	23,00	6,60	7,60	7,60	7,60
	S/E 55 Sangolquí		R	S/E No. 55		T	46,00	23,00	15,00	20,00	20,00	20,00
	S/E 57 Pomasqui		R	S/E No. 57		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
				S/E No. 57		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 58 El Quinche 138		R	S/E No. 58		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 59 Eugenio Espejo		R	S/E No. 59		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
				S/E No. 59		T	138,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
	S/E 90 Los Chillos		E	S/E No. 90		T	2,30	23,00	5,01	6,99	-	6,99
	S/E 92 Central Luluncoto		E	S/E No. 92		T	6,30	46,00	9,00	11,50	11,50	11,50
	S/E EQ37		R	S/E No. EQ37		T	46,00	23,00	20,00	27,00	33,00	33,00
Total E.E. Quito									**1.190,11**	**1.581,84**	**1.739,85**	**1.794,84**
E.E. Riobamba	Alao	13	R	ATA	20	A	69,00	44,00	6,56	6,56	6,56	6,56
				TGA01		T	44,20	2,40	3,28	3,28	3,28	3,28
				TGA02		T	44,20	2,40	3,28	3,28	3,28	3,28
				TGA03		T	69,00	2,40	3,28	3,28	3,28	3,28
				TGA04		T	69,00	2,40	3,28	3,28	3,28	3,28
				TSE13		T	69,00	13,80	2,50	3,13	3,13	3,13
	Alausi		R	TSE09		T	69,00	13,80	5,00	5,00	5,00	5,00
	Cajabamba		R	TSE07		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Chunchi		R	TSE10		T	69,00	13,80	5,00	-	-	5,00
	Guamote		R	TSE08		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Multitud		R	TSE14		T	69,00	13,80	10,00	12,50	12,50	12,50
	Nizag		E	TGN01		T	0,50	13,80	0,72	0,72	0,72	0,72
	Río Blanco		E	TGR01		T	6,00	13,80	3,33	3,33	3,33	3,33
	S/E Dos		R	TSE02		T	69,00	13,80	15,00	18,75	18,75	18,75
	S/E Tres		R	TSE03		T	69,00	13,80	15,00	18,50	18,50	18,50
	S/E Uno		R	T416		T	13,80	4,16	1,25	1,25	1,25	1,25
				TGT01		T	13,80	4,16	3,13	3,12	3,12	3,13
				TSE01		T	69,00	13,80	15,00	18,75	18,75	18,75
	San Juan		R	TSE6		T	69,00	13,80	1,00	-	-	1,00
	Tapi		R	TSE04		T	69,00	13,80	15,00	18,75	18,75	18,75
Total E.E. Riobamba									121,61	135,98	135,98	141,99
E.E. Sur	Cariamanga	19	R	T1	22	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Catacocha		R	T1		T	69,00	13,80	2,50	3,13	3,13	3,13
	Catamayo		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
				T2		T	69,00	13,80	10,00	10,00	10,00	10,00
	Celica		R	T1		T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Chaguarpamba		R	T1		T	69,00	13,80	0,80	0,80	0,80	0,80

D.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (9/9)

Empresa	Subestación			Transformador								
	Nombre	Cantidad	Tipo	Nombre	Cantidad	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
							Primario	Secundario	OA	FA	FOA	Máxima
E.E. Sur	Gonzanama	19	R	T1	22	T	69,00	13,80	2,50	2,50	2,50	2,50
	Macara		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Norte		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Obrapia		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,25	12,50	12,50
				T2		T	69,00	13,80	10,00	12,25	-	12,25
	Palanda		R	T1		T	69,00	22,00	2,50	3,13	3,13	3,13
	Pindal		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Playas		R	T1		T	69,00	13,80	0,80	0,80	0,80	0,80
	San Cayetano		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	10,00	10,00	10,00
				T2		T	69,00	23,00	5,00	6,25	6,25	6,25
	Saraguro		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25
	Sur		R	T1		T	69,00	13,80	10,00	12,50	-	12,50
	Velacruz		R	T1		T	69,00	13,80	0,80	0,80	0,80	0,80
	Vilcabamba		R	T1		T	69,00	13,80	5,00	6,25	-	6,25
Total E.E. Sur									**122,40**	**145,65**	**89,90**	**145,90**
Total general		**361**			**487**				**5.190,50**	**6.461,01**	**6.052,02**	**6.83 0,84**

ANEXO E

E.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS GENERADORAS

Empresa	Número de Líneas de Transmisión	Línea de Transmisión	Subestación de salida	Subestación de llegada	Voltaje (kV)	Número de circuitos	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Longitud (km)
CELEC-Electroguayas	4	L/T Pascuales - CT. Enrique García	-	Pascuales	69	1	106	0,39
		Santa Elena II - Santa Elena	S/E Santa Elena II 90.1 MW	Santa Elena	138	1	115	0,50
		TG-4 - S/E Gonzalo Zevallos	-	S/E Gonzalo Zevallos	69	1	60	0,78
		Santa Elena III - Santa Elena	S/E Santa Elena III 40 MW	Santa Elena	69	1	52	0,75
CELEC-Gensur	1	Villonaco-Loja	Subestación Villonaco	Loja	69	1	26	3,20
CELEC-Hidronación	2	Daule Peripa - Portoviejo	Daule Peripa	Portoviejo	138	2	120	90,40
		Daule Peripa - Quevedo	Daule Peripa	Quevedo	138	2	120	42,60
CELEC-Hidropaute	1	Mazar - Zhoray	CELEC EP Hidropaute Mazar	Zhoray	230	2	230	2,51
CELEC-Termogas Machala	1	Bajo Alto-San Idelfonso	Bajo Alto	San Idelfonso	138	1	277	12,35
Elecaustro	1	Ocaña	Ocaña	Cañar	69	2	72	41,00
Electroquil	5	Electroquil - Posorja	Electroquil	Posorja	138	1	113	13,10
		Electroquil - Chongón	Electroquil	Chongón	138	2	113	13,90
		Electroquil - Pascuales	Electroquil	Pascuales	138	1	113	13,10
		Electroquil - Estación Chongón	Electroquil	Chongón	69	1	70	17,50
		Electroquil - Holcim	Electroquil	Interior	69	1	70	2,80
EMAAP-Q	4	Sta. Rosa - El Carmen	Santa Rosa	El Carmen	138	2	65	30,00
		El Carmen - Recuperadora	El Carmen	Recuperadora	138	2	65	31,00
		Recuperadora - Booster 2	Recuperadora	Booster 2	138	1	65	19,00
		Booster 2 - Booster 1	Booster 2	Booster 1	138	1	65	5,00
Eolicsa	1	Parque Eólico - San Cristóbal	-	San Cristóbal	13,2	1	3	12,00
Generoca	1	Generoca - Patio de Maniobras HOLCIM	Generoca	Interior	69	1	72	0,30
Hidrosibimbe	1	Casa máquinas - S/E Ventanas	Ventanas	Casa Máquinas	69	1	38	14,00
Intervisa Trade	1	Intervisa - Esclusas	Intervisa	Esclusas	138	1	115	0,60
Termoguayas	1	Termoguayas - Trinitaria	Termoguayas	Trinitaria	230	1	150	5,70
Total	**24**						**2.295**	**372,48**

E.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Número de Líneas de Transmisión	Línea de Transmisión	Subestación de salida	Subestación de llegada	Voltaje (kV)	Número de circuitos	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Longitud (km)
Agip	2	Cpf-Villano A	Agip Oil - Cpf	Agip Oil - Villano A	34,5	1	-	44,00
		Villano A-Villano B	Agip Oil - Villano A	Agip Oil - Villano B	34,5	1	-	3,20
Agua y Gas de Sillunchi	2	Línea A	-	-	6,3	1	0,09	0,75
		Línea B	-	-	6,3	1	0,26	3,00
Ecoelectric	1	Ecoelectric-Milagro Norte	Sub Estación Ecoelectric 69 Kv	Subestación Milagro Norte	69	1	-	0,10
Ecoluz	2	Loreto-Papallacta	Loreto	Papallacta	22	1	-	5,66
		Papallacta-Pifo	Papallacta	Pifo	46	1	-	29,19
Ecudos	1	Ecudos-La Troncal	Ecudos Elevación	La Troncal	69	1	69,60	3,60
Enermax	1	Calope-Quevedo	Calope	Quevedo	69	1	70,00	29,70
Hidroabanico	1	Hidroabanico 1 - Hidroabanico 2	S/E Hidroabanico 1	S/E Hidroabanico 2	69	1	43,00	11,50
Hidroimbabura	1	Línea De Media Tensión, 13.2 Kv	-	-	13,2	1	-	0,20
Hidrosanbartolo	1	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Méndez	138	1	-	9,86
Petroamazonas	9	Atacapi-Secoya	Atacapi	Secoya	69	1	26,00	17,00
		Atacapi-Shushufindi	Atacapi	Shushufindi Central- Sur	69	1	26,00	27,00
		CPF-Sacha	(en blanco)	Sacha 69 kV.	69	1	26,00	37,00
		Culebra-Yuca	Culebra	Yuca 69 kV.	69	1	26,00	16,00
		Lago-Parahuacu	Lago Agrio 69 kV.	Parahuacu	69	1	26,00	20,00
		Parahuacu-Atacapi	Parahuacu	Atacapi	69	1	26,00	6,00
		Sacha-Culebra	Sacha 69 kV.	Culebra	69	1	26,00	20,00
		Shushufindi-Sacha	Shushufindi-Sacha- Atacapi	Sacha 69 kV.	69	1	26,00	41,00
		Ssfd Centra-Sur	Shushufindi Central- Sur	Shushufindi Sur	69	1	26,00	8,00
Repsol	12	NPF - POMPEYA	Npf	Pompeya	34,5	1	15,00	44,00
		NPF - TIVACUNO	Npf	Tivacuno	34,5	1	10,00	8,90
		NPF - CAPIRON	Npf	Capiron	34,5	1	10,00	5,70
		NPF - BOGI	Npf	Bogi	34,5	1	10,00	6,10
		NPF - SPF	Npf	Spf	34,5	1	20,00	53,90
		SPF - DAIMI 01	Spf	Daimi A - Daimi B	34,5	1	15,00	1,20
		SPF - WIP	Spf	WIP	34,5	2	10,00	1,40
		SPF - KM117 OSW	Spf	Iro 01 - Iro A	34,5	1	15,00	9,00
		SPF - KM117 PCR	Spf	Ginta A - Iro B	34,5	1	20,00	9,00
		SPF - GINTA B	Spf	Ginta B	34,5	1	20,00	13,50
		SPF - AMO A	Spf	Amo A	34,5	1	20,00	12,80
		SPF - AMO B	Spf	Amo B	34,5	1	20,00	6,00
San Carlos	1	San Carlos-Milagro	Central San Carlos	Milagro	69	1	43,27	0,85
Sipec	1	ELECTRICA MDC-PBHI	Subestación CPF	Paraiso 17	34,5	1	4,00	31,00
UCEM	2	LINEA TRANSMISION 22KV	Subestacion Planta Hidroelectrica	Subestacion Chimborazo 1	22	1	2,00	17,00
		LINEA TRANSMISION 69KV	San Juan	Subestacion Chimborazo 1	69	1	16,00	1,00
Vicunha	1	Vindoboma - Equinoccial	Vindobona	Vindobona	13,2	1	5,00	5,00
Total	**38**							**559,11**

E.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT (1/3)

Voltaje (kV)	Número de Líneas	Nombre de la L/T	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)	Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
					Limite Térmico	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (km)
138	41	Baños - Agoyán	A	2	165	ACSR Rook	636	Acero + OPGW	3/8"	5	1,90
		Baños - Puyo	R	1	90	ACSR Partridge	266.8	Acero	3/8"	99	45,80
		Chone - Severino	R	1	113,2	ACSR	397.5	H.S. 7hilos	3/8"	62	30,30
		Chongón - Posorja	R	1	113	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	180	71,82
		Chongón - Santa Elena	R	1	113	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	289	81,59
		Cuenca - Gualaceo	R	1	88,8	ACSR	266.8	Acero	3/8"	116	20,87
		Cuenca - Loja	R	2	100	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	300	134,20
		Daule Peripa - Chone	R	1	113,2	ACSR	397.5	H.S. 7hilos	3/8"	140	63,30
		Daule Peripa - Portoviejo	R	2	113,2	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	211	91,20
		Esclusas - Caraguay	A	2	148	ACSR	750	OPGW	13mm	51	5,40
		Gualaceo - Limón	R	1	88,8	ACSR	266,8	Acero	9.53	91	45,14
		Ibarra - Tulcán	R	1	115,5	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	176	74,50
		Jaramijó - Manta	R	1	110	ACSR Flicker	477	OPGW	13mm	17	5,38
		Jaramijó - Montecristi	R	1	138	ACAR	750	Acero	3/8"	7	8,20
		Limón - Méndez	R	1	88,8	ACSR	266,8	Acero	9.53	312	33,02
		Méndez - Macas	R	1	88,8	ACSR	266,8	Acero	9.53	208	51,39
		Milagro - Nueva Babahoyo	R	1	247	ACAR	1200	H.S. 7 Hilos	3/8"	2	41,07
		Milagro - San Idelfonso	A	2	113,5	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	507	112,80
		Molino - Cuenca	R	2	100	ACSR	397,5	H.S.7Hilos	3/8"	157	67,08
		Mulaló - Vicentina	R	1	112	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	140	74,00
		Pascuales - Chongón	R	2	113	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	58	24,20
		Pascuales - Salitral	R	2	126	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	56	17,40
		Policentro - Pascuales	R	2	126	ACSR	477	Acero + OPGW	3/8"	89	15,10
		Pomasqui - Ibarra	R	2	112	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	140	60,50
		Portoviejo - San Gregorio	R	1	110	ACSR	477	Acero	3/8"	13	7,16
		Pucará - Ambato	R	1	112	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	72	25,74
		Pucará - Mulaló	R	1	148	ACAR	750	H.S. 7hilos	3/8"	120	42,30
		Puyo - Tena	R	1	90	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	245	62,17
		Quevedo - Daule Peripa	R	2	113,2	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	116	43,20
		Quinindé - Esmeraldas	R	1	113,2	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	178	73,78
		Salitral - Trinitaria	A	2	190	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	67	11,00
		San Gregorio - Montecristi	R	1	110	ACSR	477	Acero	3/8"	73	26,26
		San Idelfonso - Machala	A	2	113,5	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	94	20,99
		San Idelfonso - Termo Gas Machala	R	1	296	ACSR	2 x 750	OPGW	13mm	66	11,20

E.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT (2/3)

Voltaje (kV)	Número de Líneas	Nombre de la L/T	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)	Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
					Limite Térmico	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (km)
138	41	Santo Domingo - Esmeraldas	R	2	113,2	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	402	154,80
		Santo Domingo - Quinindé	R	1	113,2	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	226	80,50
		Tena - Francisco de Orellana	R	1	90	ACAR	477	H.S. 7hilos	3/8"	464	139,00
		Totoras - Ambato	R	1	148	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	29	7,66
		Totoras - Baños	A	2	165	ACSR Rook	636	Acero + OPGW	3/8"	71	31,70
		Tulcán - Panamericana	R	1	115,5	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	14	15,50
		Vicentina - Guangopolo	R	1	112	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	18	7,00
Total 138										**5.681**	**1.936,12**
230	32	Chongón - Santa Elena	R	1	113	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	198	84,67
		Dos Cerritos - Pascuales	A	1	353	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	27	9,90
		El Inga - Pomasqui	R	2	494	ACAR	2 x 750	Acero + OPGW	3/8"	78	34,84
		Esclusas - Termoguayas	A	1	247	ACAR	750	OPGW	13mm	2	0,20
		Esclusas - Trinitaria	A	1	494	ACAR	2 x 750	OPGW	13mm	51	7,40
		Machala - Zorritos	R	2	332	ACAR	1200	Acero+OPGW	3/8"	131	103,19
		Milagro - Dos Cerritos	A	1	353	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	96	42,90
		Milagro - Esclusas	R	1	494	ACAR	2 x 750	OPGW	13mm	167	51,60
		Milagro - Machala	A	2	494	ACAR	2 x 750	OPGW	13mm	545	135,20
		Milagro - Pascuales	A	1	353	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	119	52,80
		Milagro -Zhoray	A	2	353	ACSR	1113	H.S.7Hilos	3/8"	277	120,70
		Molino - Pascuales	A	2	342	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	376	188,50
		Molino - Riobamba	A	1	342	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	297	157,32
		Molino - Totoras	A	1	342	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	296	200,20
		Nueva Prosperina - Trinitaria	A	1	353	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	71	19,30
		Pascuales - Esclusas	A	1	353	ACSR	1113	OPGW	13mm	146	35,60
		Pascuales - Nueva Prosperina	A	1	353	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	31	11,80
		Pomasqui - Jamondino 1	R	2	332	ACAR	1200	Acero + OPGW	3/8"	237	212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	R	2	332	ACAR	1200	Acero + OPGW	3/8"	256	214,00
		Quevedo - Baba	R	1	353	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	106	43,90
		Quevedo - Pascuales	A	2	353	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	345	145,30
		Quevedo - San Gregorio	R	2	353	ACSR	1200	Acero + OPGW	3/8"	240	113,48
		San Francisco - Totoras	R	2	332	ACSR Tern	1200	Acero + OPGW	3/8"	72	44,57
		Santa Rosa - El Inga	R	2	494	ACAR	2 x 750	Acero + OPGW	3/8"	84	32,16
		Santa Rosa - Pomasqui	R	2	332	ACAR	1200	H.S. 7hilos	3/8"	85	45,90
		Santa Rosa - Santo Domingo	A	2	342	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	173	78,34

E.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT (3/3)

Voltaje (kV)	Número de Líneas	Nombre de la L/T	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)	Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
					Limite Térmico	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (km)
230	32	Santo Domingo - Baba	R	1	353	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	150	60,70
		Santo Domingo - Quevedo	A	1	353	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	255	104,60
		Totoras - Rio-bamba	A	1	342	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	95	42,90
		Zhoray - Molino	A	2	353	ACSR	1113	H.S.7Hilos	3/8"	20	15,00
		Zhoray - Sinin-cay	R	1	332	ACAR	1200	OPGW	13mm	93	49,50
Total 230										**5.357**	**2.568,76**
Total	**73**									**11.038**	**4.504,88**

ANEXO F

F1. NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT (1/4)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Ambato	138	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03
		Min	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96	0,97	0,98	0,97	0,95	0,98	0,98	0,95
	69	Max	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,04	1,03	1,01	1,04
		Min	0,96	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,96
Babahoyo	138	Max	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,03	1,01	-	-	-	-	1,03
		Min	0,93	0,94	0,94	0,92	0,91	0,94	0,93	0,93	-	-	-	-	-
	69	Max	1,05	1,04	1,03	1,05	1,07	1,03	1,03	1,03	-	-	-	-	1,07
		Min	0,97	0,96	0,96	0,94	0,92	0,97	0,97	0,97	-	-	-	-	-
Baños	138	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,07
		Min	1,00	0,94	0,99	0,86	0,99	0,98	0,99	1,00	0,98	0,97	0,99	1,01	0,86
Caraguay	138	Max	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05
		Min	0,94	0,95	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	1,00	1,00	0,94
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,95	0,95	0,94	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,94
Chone	138	Max	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,02	1,02	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,04
		Min	0,94	0,94	0,94	0,90	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,90
	69	Max	1,03	1,05	1,07	1,09	1,06	1,03	1,03	1,05	1,03	1,04	1,03	1,03	1,09
		Min	0,94	0,95	0,94	0,90	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,90
Chongón	138	Max	-	-	-	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04
		Min	-	-	-	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,97
Cuenca	138	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,02	1,02
		Min	0,94	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,98	0,94	0,96	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,94
Dos Cerritos	230	Max	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,00	1,01	1,01	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,93	0,96	0,96	0,94	0,94	0,96	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,93
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,96	0,94	0,94	0,95	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,94
El Inga	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,03	1,03
		Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,97	0,98	0,97
	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,03	1,03	1,03
		Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96	0,98	0,96
Esclusas	230	Max	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,00	1,01	1,01	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,94	0,96	0,94	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,94
	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Min	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	0,98	1,00	1,00	0,98
Esmeraldas	138	Max	1,05	1,05	1,05	1,12	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,06	1,12
		Min	0,94	0,99	0,98	0,93	0,99	0,94	1,01	0,95	0,96	0,96	0,94	0,95	0,93
	69	Max	1,04	1,03	1,03	1,13	1,03	1,06	1,03	1,04	1,04	1,07	1,03	1,06	1,13
		Min	0,94	0,99	0,99	0,96	0,97	0,97	0,99	0,95	0,92	0,97	0,95	0,97	0,92
Gualaceo	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,03	1,03	1,03
		Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,98	0,95	0,98	0,95

F.1. NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT (2/4)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Ibarra	138	Max	1,04	1,06	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,06
		Min	0,96	0,94	0,93	0,98	0,97	0,97	0,95	0,98	0,96	0,96	0,97	0,98	0,93
	69	Max	1,03	1,06	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,02	1,06
		Min	0,96	0,95	0,93	0,93	0,97	0,97	0,94	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,93
	34	Max	1,03	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,02	1,02	1,05
		Min	0,94	0,94	0,94	0,97	0,96	0,89	0,94	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,89
Limón	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,04	1,05	1,05
		Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,93	0,98	1,00	0,93
Loja	138	Max	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04
		Min	0,94	0,94	0,94	0,95	0,93	0,94	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,93	0,93
	69	Max	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05	1,05
		Min	0,94	0,95	0,94	0,97	0,93	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	0,97	0,93
Macas	138	Max	-	-	-	-	-	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	-	-	1,04
		Min	-	-	-	-	-	1,00	1,01	0,94	0,99	1,01	-	-	-
Machala	230	Max	1,07	1,05	1,03	1,03	1,03	1,01	1,02	1,04	1,03	1,03	1,05	1,06	1,07
		Min	0,92	0,96	0,95	0,97	0,95	0,94	0,90	0,91	0,97	0,97	0,94	0,92	0,90
	138	Max	1,05	1,06	1,05	1,04	1,04	1,03	1,05	1,04	1,05	1,03	1,04	1,03	1,06
		Min	0,93	0,96	0,96	0,97	0,95	0,98	0,97	0,97	0,96	0,97	0,95	0,93	0,93
	69	Max	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05	1,03	1,04	1,02	1,03	1,06	1,06
		Min	0,94	0,96	0,95	0,96	0,95	0,98	0,96	0,96	0,96	0,97	0,95	0,92	0,92
Milagro	230	Max	1,02	1,03	1,01	1,01	1,00	1,01	0,99	1,00	1,00	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,94	0,93	0,93	0,95	0,93	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,98	0,93
	138	Max	1,06	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04	1,05	1,04	1,05	1,06	1,06
		Min	0,96	0,96	0,95	0,98	0,97	0,99	0,98	0,98	0,99	1,00	0,99	1,01	0,95
	69	Max	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
		Min	0,93	0,95	0,94	0,93	0,95	0,96	0,96	0,99	0,99	1,00	1,00	0,95	0,93
Molino	230	Max	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07
		Min	1,00	1,00	1,01	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	0,99
	138	Max	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
		Min	0,99	0,99	1,00	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	0,98
Montecristi	138	Max	1,03	1,03	1,04	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,04
		Min	0,94	0,95	0,95	0,94	0,96	0,96	0,97	0,98	0,97	0,96	0,98	0,95	0,94
	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,05
		Min	0,95	0,95	0,95	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,95
Mulaló	138	Max	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03
		Min	0,93	0,94	0,93	0,97	0,95	0,95	0,95	0,97	0,97	0,94	0,96	0,97	0,93
	69	Max	1,03	1,03	1,05	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05
		Min	0,96	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,95	0,97	0,97	0,94
Nueva Babahoyo	138	Max	-	-	-	1,02	1,03	1,01	1,03	1,01	1,02	1,01	1,02	1,02	1,03
		Min	-	-	-	0,95	0,94	0,95	0,87	0,94	0,94	0,96	0,95	0,96	0,87
	69	Max	-	-	-	1,04	1,05	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
		Min	-	-	-	0,91	0,95	0,97	0,94	0,87	0,91	0,98	0,97	0,97	0,87
Nueva Prosperina	230	Max	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,93	0,95	0,93	0,95	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,93
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03
		Min	0,95	0,94	0,94	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,94
Orellana	138	Max	1,01	1,06	1,04	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,06
		Min	0,93	0,87	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,87
	69	Max	1,05	1,05	0,99	1,04	1,03	1,03	1,05	1,04	1,04	1,06	1,03	1,06	1,06
		Min	0,93	0,92	0,93	0,97	0,89	0,98	0,98	0,96	0,98	0,90	0,94	0,97	0,89
Pascuales	230	Max	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,01	1,00	1,01	1,01	1,03	1,03	1,03	1,03

F.1. NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT (3/4)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Pascuales	230	Min	0,94	0,96	0,94	0,96	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,94
	138	Max	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,95	0,94	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,94
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03
		Min	0,94	0,94	0,96	0,98	0,97	0,98	0,98	0,93	0,98	0,98	0,98	0,98	0,93
Policentro	138	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
		Min	0,97	0,97	0,95	0,97	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,95
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,97	0,97	0,94	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,94
Pomasqui	230	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,97	0,96	0,98	0,97	0,94	0,97	0,93	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	0,93
	138	Max	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,06
		Min	0,98	0,95	0,99	0,99	0,97	0,98	0,95	0,99	0,98	0,98	0,98	1,00	0,95
Portoviejo	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,05
		Min	0,95	0,98	0,93	0,96	0,97	0,97	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,93
	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,06	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,06
		Min	0,95	0,97	0,93	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,93
Posorja	138	Max	1,03	1,03	1,05	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05
		Min	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,96
	69	Max	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,05
		Min	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,95	0,98	0,95
Pucará	138	Max	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06
		Min	0,98	0,99	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	1,00	1,00	0,97	0,99	0,99	0,97
Puyo	138	Max	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,06
		Min	0,93	0,95	0,93	0,97	0,90	0,98	0,99	0,99	0,96	0,95	0,98	1,00	0,90
	69	Max	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,05	1,03	1,03	1,05
		Min	0,94	0,93	0,94	0,97	0,93	0,97	0,98	0,98	0,95	0,95	0,98	0,95	0,93
Quevedo	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95
	138	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03
		Min	0,96	0,95	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,97	0,98	0,99	0,95
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03
		Min	0,96	0,95	0,95	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,95
Riobamba	230	Max	1,02	1,04	1,02	1,02	1,01	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,96	0,98	0,97	0,97	0,95	0,95	0,95	0,96	0,93	0,94	0,94	0,97	0,93
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04
		Min	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,92	0,98	0,97	0,98	0,92
Salitral	138	Max	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03
		Min	0,95	0,95	0,96	0,98	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,95
	69	Max	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,05
		Min	0,94	0,93	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	0,93
San Gregorio	230	Max	1,04	1,02	1,02	1,02	1,04	1,02	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,93	0,93	0,93	0,93	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96	0,93
	138	Max	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,04
		Min	0,94	0,94	0,94	0,96	0,97	0,97	0,98	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,94
San Idelfonso	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,06	1,05	-	-	-	-	1,06
		Min	0,99	0,96	0,96	0,98	0,95	0,99	0,99	0,98	-	-	-	-	-
Santa Elena	138	Max	1,06	1,05	1,06	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,06
		Min	0,96	0,97	0,97	0,95	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,95
	69	Max	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,95	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,95
Santa Rosa	230	Max	1,03	1,07	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,07
		Min	0,96	0,94	0,94	0,97	0,96	0,96	0,94	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,94
	138	Max	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,05	1,07
		Min	0,96	0,97	0,95	0,99	0,97	0,98	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,95
	46	Max	1,03	1,06	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
		Min	0,95	0,92	0,93	0,98	0,96	0,96	0,94	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,92

F.1. NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT (4/4)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Santo Domingo	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
		Min	0,97	0,95	0,97	0,96	0,98	0,96	0,96	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,95
	138	Max	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,03	1,03	1,03	1,05
		Min	0,97	0,98	0,97	0,99	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,97
	69	Max	1,04	1,03	1,03	1,02	1,04	1,03	1,02	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,95	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95
Sinincay	230	Max	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06
		Min	0,97	0,95	0,97	0,97	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	0,95
	69	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03
		Min	0,95	0,94	0,96	0,97	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,94
Tena	138	Max	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06
		Min	0,95	0,90	0,87	0,98	0,87	0,99	0,99	0,99	0,97	0,91	0,98	1,00	0,87
	69	Max	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,05
		Min	0,93	0,88	0,93	0,98	0,93	0,98	0,98	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,88
Totoras	230	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,97	0,99	0,97	0,97	0,96	0,95	0,96	0,97	0,93	0,94	0,96	0,98	0,93
	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,03	1,05
		Min	0,99	0,99	0,99	0,97	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,96	0,99	1,00	0,96
	69	Max	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04
		Min	0,98	0,98	0,95	0,97	0,99	0,97	0,99	0,99	0,95	0,96	0,98	0,99	0,95
Trinitaria	230	Max	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,06	1,03	1,03	1,06
		Min	0,96	0,96	0,94	0,95	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,98	0,97	0,97	0,94
	138	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03
		Min	0,97	0,98	0,97	0,98	0,96	0,98	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,96
	69	Max	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,03
		Min	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,97
Tulcán	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,04	1,04	1,05
		Min	0,95	0,97	0,93	0,97	0,97	0,97	0,95	0,98	0,98	0,95	0,97	0,97	0,93
	69	Max	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
		Min	0,95	0,97	0,93	0,97	0,96	0,97	0,94	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,93
Vicentina	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05
		Min	0,96	0,93	0,98	0,98	0,96	0,96	0,94	0,98	0,93	0,97	0,98	0,99	0,93
	46	Max	1,05	1,06	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,07	1,05	1,07
		Min	0,96	0,98	0,97	0,97	0,96	0,97	0,95	0,97	0,94	0,97	0,97	0,97	0,94
Zhoray	230	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Min	0,98	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	0,95

F.2. DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT (1/2)

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Ambato	AT1	43	27,01	20,91	21,44	15,12	15,77	15,77	25,41	23,72	25,08	21,45	29,28	24,33	29,28
	AT2	75	28,20	21,87	22,25	14,29	16,34	16,38	26,19	24,70	25,79	42,26	32,75	25,07	42,26
Babahoyo	ATQ	66,7	61,88	56,89	59,66	61,15	56,24	51,36	56,85	49,53	-	-	-	-	61,88
Caraguay	ATQ	225	126,45	125,58	132,73	121,72	129,27	121,81	123,89	113,43	121,95	122,37	145,64	130,16	145,64
Chone	ATQ	100	55,57	58,29	57,51	45,67	47,53	47,66	-	46,68	65,83	67,10	58,24	68,90	68,90
Cuenca	ATQ	99,9	63,08	65,44	61,81	62,36	65,84	68,71	63,94	68,54	72,02	75,64	78,31	80,67	80,67
Dos Cerritos	ATK	165	164,14	165,01	164,94	124,21	144,95	132,83	153,58	150,48	157,50	156,40	163,80	170,17	170,17
Esclusas	ATT	225	127,27	127,30	125,18	122,87	130,25	123,58	125,99	114,89	115,83	119,80	88,97	44,94	130,25
Esmeraldas	AA1	75	38,88	39,12	39,12	37,53	41,63	38,46	38,19	42,64	44,86	39,21	38,21	43,28	44,86
	AA2	75	37,17	38,11	36,92	38,73	42,52	38,26	37,98	47,28	64,86	40,08	39,02	44,59	64,86
Gualaceo	TRG	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,90	12,03	9,67	12,03
Ibarra	ATQ	66,7	36,65	37,58	37,82	36,03	38,62	40,10	39,07	41,83	43,69	43,91	43,06	57,53	57,53
	ATR	66,7	35,77	37,00	37,30	35,32	38,10	39,50	38,68	41,12	43,35	44,01	42,47	42,71	44,01
	T1	30	6,47	6,45	6,83	6,33	6,65	6,72	6,66	6,97	7,24	7,32	7,21	7,09	7,32
Limón	TRE	6,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,33	1,39	1,56	3,33
Loja	ATQ	66,7	59,22	57,07	58,47	54,15	59,98	32,96	32,70	48,19	34,59	35,99	35,93	30,81	59,98
Macas	TRQ	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,19	35,19
Machala	ATQ	99,9	84,38	108,60	86,13	61,91	86,60	85,06	84,54	103,44	81,26	82,89	97,51	100,21	108,60
	ATR	99,9	86,51	83,98	85,48	60,10	88,38	85,17	84,89	83,37	80,68	82,80	81,29	83,67	88,38
	TRK	166,5	65,60	69,92	68,98	59,74	100,13	68,25	66,35	74,06	97,99	78,55	66,87	68,58	100,13
Manta	ATQ	33,33	-	-	-	26,87	28,01	28,59	27,81	27,75	27,00	26,47	16,87	19,78	28,59
Méndez	TRE	6,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,68	2,77	2,69	2,77
Milagro	ATK	166,6	138,92	150,15	143,82	131,73	143,72	148,37	137,32	109,58	113,74	98,87	101,94	125,17	150,15
	ATU	225	143,34	142,93	71,00	70,42	100,00	79,21	135,87	158,96	107,99	90,78	122,38	178,85	178,85
Molino	AT1	375	326,61	198,67	229,42	229,14	245,29	243,44	255,39	252,62	248,17	308,30	242,80	228,27	326,61
	AT2	375	228,88	202,51	234,08	227,53	247,33	244,47	255,78	253,65	249,89	248,41	244,14	230,57	255,78
Montecristi	ATQ	100	61,08	68,22	75,71	74,23	80,94	78,99	78,82	72,96	69,98	72,86	71,50	81,61	81,61
Móvil Efacec 3	AMQ	60	-	-	-	-	-	-	24,98	24,70	26,23	26,26	26,37	27,00	27,00
Móvil Mitsubishi	AMQ	30	13,80	13,95	13,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,95
Mulaló	ATQ	60	46,97	48,03	46,95	46,21	48,96	46,42	46,24	47,62	49,23	49,86	49,45	49,63	49,86
Nueva Babahoyo	ATQ	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,41	31,46	30,80	31,46
	ATR	66,7	-	-	-	10,50	12,76	13,02	12,16	9,95	42,12	41,86	44,41	43,81	44,41
Nueva Prosperina	TRK	225	174,53	179,46	181,75	161,32	171,38	166,88	168,15	159,73	165,70	166,89	172,21	176,54	181,75
Orellana	ATQ	66,66	26,53	26.81	27,47	19,06	28,62	23,28	21,50	29,75	26,67	30,44	29,72	26,89	30,44

F.2. DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT (2/2)

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Pascuales	ATQ	200	120,35	55,36	61,89	66,65	92,86	60,05	73,23	57,39	68,39	55,37	58,71	62,18	120,35
	ATR	200	75,57	56,04	56,70	53,26	64,11	61,22	74,38	58,90	69,51	56,19	59,73	63,41	75,57
	ATT	375	190,19	211,26	242,43	203,79	228,13	225,83	244,91	225,13	191,26	181,86	110,83	144,45	244,91
	ATU	375	177,02	310,46	256,53	186,17	229,56	208,26	224,90	206,96	177,20	167,11	96,02	131,68	310,46
Policentro	ATQ	150	133,80	143,08	138,47	108,68	136,63	127,97	127,74	122,58	131,43	126,37	133,41	124,16	143,08
Pomasqui	ATT	300	-	-	-	131,82	141,88	139,37	134,87	138,77	130,86	119,06	120,34	129,68	141,88
	ATU	300	233,10	300,64	231,12	131,96	142,07	140,36	135,71	139,23	130,38	122,78	120,37	129,74	300,64
Portoviejo	AA1	75	53,94	61,33	63,13	61,47	63,84	63,94	63,10	62,92	62,85	57,87	59,42	59,70	63,94
	AA2	75	55,34	63,36	62,79	62,52	64,67	64,93	63,33	63,93	64,33	58,67	60,43	62,53	64,93
Posorja	ATQ	33,33	31,21	31,06	30,55	28,08	30,94	29,87	30,10	30,51	30,04	33,21	32,33	33,43	33,43
Puyo	ATQ	33,3	13,05	12,80	12,94	12,20	12,52	12,66	12,50	13,14	13,63	13,74	13,26	13,13	13,74
Quevedo	ATR	150	67,62	66,53	65,11	96,67	66,07	66,04	66,15	70,15	75,67	78,01	79,30	76,86	96,67
	ATT	166,6	139,50	106,01	117,42	130,55	82,97	89,11	79,49	99,42	80,03	99,86	92,94	87,37	139,50
Quinindé	ATQ	66,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,91	14,08	13,50	14,08
Riobamba	TRK	99,9	72,84	74,34	73,29	71,38	75,46	74,04	79,79	72,76	81,15	81,56	76,40	75,91	81,56
Salitral	ATQ	150	84,96	109,35	104,03	90,64	108,94	111,08	82,26	102,55	97,73	85,83	96,18	71,90	111,08
	ATR	150	85,08	109,81	105,19	111,14	109,09	111,02	82,69	102,88	98,17	85,84	96,45	72,66	111,14
San Gregorio	ATT	225	118,94	116,85	122,09	163,05	127,04	91,87	93,25	85,12	75,47	76,44	67,04	86,77	163,05
Santa Elena	ATQ	66,7	26,31	35,98	31,05	33,50	41,11	26,22	30,68	29,43	33,94	24,77	30,18	25,39	41,11
	ATR	66,7	30,08	41,36	34,66	38,13	33,72	29,48	34,13	40,44	26,27	27,10	32,55	26,32	41,36
Santa Rosa	ATT	375	219,72	212,93	220,52	193,53	216,95	217,09	209,36	316,49	235,07	236,38	212,72	189,19	316,49
	ATU	375	187,47	182,97	188,31	165,19	185,35	185,79	179,66	185,98	202,10	202,89	183,81	162,71	202,89
	TRN	75	51,52	51,65	52,14	50,31	53,23	59,32	54,67	58,26	64,48	64,03	60,11	63,43	64,48
	TRP	75	54,38	54,34	54,82	52,99	56,19	61,64	56,54	61,54	67,72	66,75	62,54	62,16	67,72
Santo Domingo	ATR	99,9	98,42	92,90	99,03	49,42	81,91	97,02	80,95	82,76	87,54	94,41	83,20	95,78	99,03
	ATT	166,7	-	-	-	54,40	57,95	82,44	41,54	50,05	90,04	116,96	69,75	75,32	116,96
	ATU	166,6	92,14	46,25	70,37	58,40	62,41	87,75	69,18	65,60	78,49	73,59	120,38	80,96	120,38
Sinincay	TRK	165,5	54,03	60,13	52,76	43,57	51,19	56,51	43,66	42,24	51,35	80,90	66,06	54,40	80,90
Tena	TRQ	33,3	11,62	11,84	10,77	10,38	10,62	10,82	10,60	10,97	11,42	11,02	11,23	11,07	11,84
Totoras	ATQ	99,9	71,02	62,86	73,08	72,20	73,03	77,21	71,83	64,59	67,95	78,61	69,48	68,63	78,61
	ATT	112	110,58	100,31	104,87	100,13	105,27	120,69	124,50	93,90	95,37	121,13	89,52	97,17	124,50
Trinitaria	ATQ	150	99,27	97,18	98,63	93,83	96,53	96,03	92,14	79,28	80,64	101,42	84,51	69,55	101,42
	ATT	225	72,08	90,23	130,36	98,86	86,15	108,07	96,09	98,00	92,95	112,66	92,25	84,50	130,36
Tulcán	ATQ	33,3	17,46	15,31	18,01	14,12	14,78	17,28	14,98	15,75	18,46	17,57	16,83	17,52	18,46

F.3. CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES (1/2)

Subestación	Transformador	Cargabilidad (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ambato	AT1	62,81	48,63	49,86	35,16	36,68	36,66	59,09	55,17	58,33	49,88	68,10	56,58
	AT2	37,60	29,15	29,66	19,06	21,79	21,84	34,92	32,94	34,39	56,35	43,66	33,42
Babahoyo	ATQ	92,77	85,29	89,44	91,68	84,31	77,00	85,23	74,25	-	-	-	-
Caraguay	ATQ	56,20	55,82	58,99	54,10	57,45	54,14	55,06	50,41	54,20	54,39	64,73	57,85
Chone	ATQ	55,57	58,29	57,51	45,67	47,53	47,66	-	46,68	65,83	67,10	58,24	68,90
Cuenca	ATQ	63,14	65,51	61,88	62,42	65,91	68,77	64,00	68,61	72,09	75,71	78,39	80,75
Dos Cerritos	ATK	99,48	100,01	99,96	75,28	87,85	80,50	93,08	91,20	95,45	94,79	99,27	103,13
Esclusas	ATT	56,56	56,58	55,63	54,61	57,89	54,92	56,00	51,06	51,48	53,24	39,54	19,97
Esmeraldas	AA1	51,84	52,16	52,16	50,05	55,50	51,28	50,92	56,85	59,82	52,28	50,95	57,71
	AA2	49,56	50,81	49,23	51,63	56,69	51,02	50,64	63,03	86,48	53,44	52,03	59,45
Gualaceo	TRG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61,87	75,19	60,43
Ibarra	ATQ	54,95	56,35	56,70	54,01	57,91	60,11	58,57	62,71	65,51	65,84	64,57	86,25
	ATR	53,63	55,47	55,92	52,95	57,13	59,23	57,99	61,65	64,99	65,98	63,68	64,04
	T1	21,57	21,50	22,76	21,08	22,17	22,41	22,21	23,23	24,13	24,40	24,02	23,63
Limón	TRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,97	20,81	23,39
Loja	ATQ	88,79	85,57	87,66	81,18	89,93	49,41	49,03	72,24	51,85	53,96	53,87	46,19
Macas	TRQ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81,84
Machala	ATQ	84,46	108,71	86,21	61,97	86,68	85,14	84,62	103,54	81,34	82,97	97,61	100,31
	ATR	86,60	84,06	85,56	60,16	88,46	85,26	84,97	83,45	80,77	82,89	81,37	83,75
	TRK	39,40	41,99	41,43	35,88	60,14	40,99	39,85	44,48	58,85	47,18	40,16	41,19
Manta	ATQ	-	-	-	80,62	84,05	85,79	83,43	83,27	81,01	79,41	50,61	59,33
Méndez	TRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,19	41,61	40,40
Milagro	ATK	83,39	90,13	86,32	79,07	86,27	89,06	82,42	65,77	68,27	59,34	61,19	75,13
	ATU	63,71	63,52	31,56	31,30	44,44	35,21	60,39	70,65	48,00	40,35	54,39	79,49
Molino	AT1	87,10	52,98	61,18	61,10	65,41	64,92	68,10	67,37	66,18	82,21	64,75	60,87
	AT2	61,03	54,00	62,42	60,68	65,96	65,19	68,21	67,64	66,64	66,24	65,10	61,49
Montecristi	ATQ	61,08	68,22	75,71	74,23	80,94	78,99	78,82	72,96	69,98	72,86	71,50	81,61
Móvil Efacec 2	AMQ	73,73	70,17	44,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Móvil Efacec 3	AMQ	-	-	-	-	-	-	41,63	41,17	43,72	43,77	43,95	45,00
Móvil Mitsubishi	AMQ	46,00	46,49	44,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mulaló	ATQ	78,28	80,04	78,24	77,01	81,59	77,37	77,07	79,36	82,05	83,10	82,42	82,72
Nueva Babahoyo	ATQ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,02	52,43	51,33
	ATR	-	-	-	15,74	19,13	19,52	18,23	14,92	63,16	62,76	66,58	65,69
Nueva Prosperina	TRK	77,57	79,76	80,78	71,70	76,17	74,17	74,73	70,99	73,65	74,17	76,54	78,46
Orellana	ATQ	39,80	40,22	41,21	28,59	42,93	34,92	32,25	44,63	40,02	45,66	44,58	40,34

F.3. CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES (2/2)

Subestación	Transformador	Cargabilidad (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Pascuales	ATQ	60,18	27,68	30,95	33,32	46,43	30,03	36,61	28,69	34,20	27,69	29,36	31,09
	ATR	37,79	28,02	28,35	26,63	32,05	30,61	37,19	29,45	34,75	28,10	29,87	31,70
	ATT	50,72	56,33	64,65	54,34	60,84	60,22	65,31	60,03	51,00	48,50	29,55	38,52
	ATU	47,21	82,79	68,41	49,65	61,22	55,54	59,97	55,19	47,25	44,56	25,60	35,11
Policentro	ATQ	89,20	95,39	92,32	72,45	91,08	85,32	85,16	81,72	87,62	84,25	88,94	82,77
Pomasqui	ATT	-	-	-	43,94	47,29	46,46	44,96	46,26	43,62	39,69	40,11	43,23
	ATU	77,70	100,21	77,04	43,99	47,36	46,79	45,24	46,41	43,46	40,93	40,12	43,25
Portoviejo	AA1	71,92	81,78	84,18	81,96	85,12	85,26	84,14	83,89	83,80	77,15	79,23	79,61
	AA2	73,79	84,49	83,72	83,36	86,23	86,57	84,44	85,24	85,78	78,23	80,57	83,37
Posorja	ATQ	93,64	93,19	91,66	84,26	92,82	89,61	90,30	91,55	90,13	99,63	97,01	100,31
Puyo	ATQ	39,19	38,44	38,87	36,63	37,61	38,03	37,54	39,46	40,92	41,25	39,83	39,43
Quevedo	ATR	45,08	44,35	43,41	64,45	44,04	44,03	44,10	46,77	50,44	52,01	52,87	51,24
	ATT	83,73	63,63	70,48	78,36	49,80	53,49	47,71	59,68	48,04	59,94	55,78	52,44
Quinindé	ATQ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,88	21,15	20,27
Riobamba	TRK	72,91	74,41	73,36	71,45	75,54	74,11	79,87	72,83	81,23	81,64	76,47	75,98
Salitral	ATQ	56,64	72,90	69,35	60,43	72,63	74,05	54,84	68,37	65,15	57,22	64,12	47,93
	ATR	56,72	73,21	70,13	74,09	72,73	74,02	55,13	68,58	65,45	57,22	64,30	48,44
San Gregorio	ATT	52,86	51,94	54,26	72,47	56,46	40,83	41,44	37,83	33,54	33,97	29,80	38,56
Santa Elena	ATQ	39,45	53,94	46,55	50,23	61,64	39,31	45,99	44,12	50,89	37,13	45,24	38,06
	ATR	45,10	62,02	51,96	57,16	50,55	44,20	51,16	60,63	39,39	40,63	48,80	39,46
Santa Rosa	ATT	58,59	56,78	58,81	51,61	57,85	57,89	55,83	84,40	62,69	63,03	56,73	50,45
	ATU	49,99	48,79	50,22	44,05	49,43	49,54	47,91	49,59	53,89	54,10	49,02	43,39
	TRN	68,69	68,86	69,52	67,07	70,98	79,09	72,89	77,68	85,98	85,37	80,15	84,58
	TRP	72,51	72,46	73,09	70,65	74,92	82,18	75,38	82,05	90,29	89,01	83,39	82,88
Santo Domingo	ATR	98,52	92,99	99,13	49,47	81,99	97,11	81,03	82,84	87,62	94,51	83,28	95,88
	ATT	-	-	-	32,63	34,76	49,45	24,92	30,02	54,01	70,16	41,84	45,19
	ATU	55,31	27,76	42,24	35,05	37,46	52,67	41,52	39,38	47,11	44,17	72,26	48,60
Sinincay	TRK	32,65	36,33	31,88	26,32	30,93	34,15	26,38	25,52	31,02	48,89	39,92	32,87
Tena	TRQ	34,89	35,56	32,36	31,19	31,88	32,50	31,83	32,93	34,29	33,11	33,73	33,25
Totoras	ATQ	71,09	62,92	73,16	72,28	73,10	77,29	71,90	64,65	68,02	78,69	69,55	68,70
	ATT	98,73	89,56	93,63	89,40	93,99	107,76	111,16	83,84	85,15	108,15	79,93	86,76
Trinitaria	ATQ	66,18	64,78	65,75	62,55	64,35	64,02	61,43	52,85	53,76	67,61	56,34	46,37
	ATT	32,04	40,10	57,94	43,94	38,29	48,03	42,71	43,56	41,31	50,07	41,00	37,55
Tulcán	ATQ	52,43	45,96	54,09	42,40	44,39	51,89	45,00	47,30	55,42	52,77	50,55	52,60

F.4. CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV (1/2)

Nombre de la L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Baños - Agoyán	C1	165,0	50,35	49,90	49,57	46,79	47,83	47,83	47,65	48,56	49,03	47,97	47,81	47,92
Baños - Agoyán	C2	165,0	50,38	49,91	48,99	46,65	47,75	47,69	47,60	48,38	48,91	47,80	47,66	47,78
Baños - Puyo	C1	90,0	45,89	45,51	49,38	42,26	52,51	44,70	47,97	57,49	59,31	52,55	44,78	51,23
Chongón - Posorja	C1	113,0	29,20	28,11	26,46	25,80	28,28	27,29	27,62	27,97	27,48	30,27	29,63	30,51
Chongón 1 - Santa Elena	C1	113,0	22,91	-	25,07	31,96	25,37	23,15	46,22	50,27	46,52	36,21	55,39	40,82
Conocoto - Vicentina	C1	112,0	65,18	56,18	51,88	-	55,46	59,48	50,33	44,45	60,07	65,35	54,68	57,91
Cuenca - Gualaceo	C1	88,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87,25	85,54
Cuenca - Loja	C1	100,0	30,36	29,62	30,64	30,68	31,19	29,14	29,08	30,19	30,59	30,67	-	-
Cuenca - Loja	C2	100,0	30,40	29,71	30,04	28,10	40,64	28,87	29,24	30,51	31,02	30,75	31,90	35,46
Daule Peripa - Chone	C1	113,2	48,51	50,49	50,24	41,57	43,51	44,37	42,48	44,43	60,35	61,60	53,07	64,49
Daule Peripa - Portoviejo	C1	113,2	48,66	39,46	40,44	41,58	41,57	41,62	40,66	35,44	24,83	41,60	24,99	41,00
Daule Peripa - Portoviejo	C2	113,2	48,83	39,42	40,32	42,11	35,44	42,42	52,94	36,40	25,63	36,32	25,86	38,00
Esclusas - Caraguay	C1	148,0	43,36	43,02	45,37	41,86	44,30	41,74	42,41	39,06	42,09	41,87	49,98	44,67
Esclusas - Caraguay	C2	148,0	43,31	43,75	44,79	41,22	43,67	41,18	41,82	38,41	41,49	49,58	49,45	44,00
Esmeraldas - Quinindé	C1	113,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79,80
Gualaceo - Limón	C1	88,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91,39	90,46
Ibarra - Tulcán	C1	115,5	15,06	12,66	26,35	12,73	13,26	15,30	13,58	14,23	16,36	15,54	15,10	15,61
Jaramijó - Manta	C1	110,0	-	-	-	-	-	26,80	26,31	25,75	25,06	13,55	15,34	15,18
Jaramijó - Montecristi	C1	138,0	63,22	40,00	43,21	43,91	56,38	41,45	71,99	72,51	72,81	72,61	72,52	73,13
Limón - Méndez	C1	88,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92,27	92,25
Méndez - Macas	C1	88,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42,51	38,80
Milagro - Babahoyo	C1	113,5	67,17	76,78	64,76	67,65	65,08	60,16	55,80	56,01	67,32	66,36	71,01	70,68
Milagro - San Idelfonso	C1	113,5	75,02	65,19	38,06	32,67	36,60	42,25	67,72	78,82	40,21	52,40	68,10	61,02
Milagro - San Idelfonso	C2	113,5	75,30	64,50	37,91	32,72	36,75	42,28	67,62	78,79	40,21	52,46	75,73	60,98
Molino - Cuenca	C1	100,0	50,87	51,94	50,38	52,13	50,05	55,80	50,97	41,72	41,35	79,86	58,10	41,82
Molino - Cuenca	C2	100,0	50,97	52,41	50,96	68,54	50,23	56,08	51,25	42,00	41,75	80,54	58,59	41,89
Montecristi - San Gregorio	C1	110,0	80,91	85,86	86,68	51,06	53,87	51,20	46,82	86,96	79,88	85,76	89,13	91,50
Mulalo - Vicentina	C1	112,0	68,41	70,24	57,02	57,76	70,26	69,45	75,11	82,89	82,27	69,79	69,28	65,80
Pascuales - Chongón	C1	113,0	62,20	73,97	72,05	65,15	64,69	60,94	61,65	80,12	76,21	83,54	72,06	88,58
Pascuales - Chongón	C2	113,0	62,20	73,97	73,96	64,91	64,68	61,16	61,68	80,20	76,32	83,68	72,10	88,74
Pascuales - Salitral1	C1	126,0	55,86	52,07	77,84	63,28	66,11	78,86	65,43	61,52	54,61	53,57	59,57	53,80
Pascuales - Salitral1	C2	126,0	55,99	52,23	77,43	63,29	66,25	79,44	65,73	61,85	55,08	53,87	59,52	54,09
Policentro - Pascuales1	C1	126,0	67,29	65,89	67,61	55,14	66,30	61,46	63,63	60,41	65,61	65,11	69,11	64,76
Policentro - Pascuales1	C2	126,0	86,42	70,23	72,02	55,26	69,18	63,96	68,88	84,99	68,10	64,97	68,86	65,34
Pomasqui - Ibarra	C1	112,0	41,09	61,40	46,07	38,99	47,88	47,57	47,38	48,69	53,63	54,08	53.72	51,98

F.4. CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV (2/2)

Nombre de la L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Pomaqui - Ibarra	C2	112,0	40,80	41,36	42,02	39,42	42,58	43,67	43,67	44,29	46,93	47,51	46,19	46,06
Portoviejo - San Gregorio	C1	110,0	77,68	63,78	73,94	44,90	50,03	48,09	47,79	52,44	51,02	48,90	49,47	47,67
Pucará - Ambato	C1	112,0	74,73	72,60	76,57	71,72	81,87	81,41	81,41	71,15	74,20	79,43	76,27	74,58
Pucará - Mulalo	C1	148,0	81,45	82,42	73,60	67,26	80,21	77,89	78,94	76,76	75,57	79,32	80,56	72,41
Puyo - Tena	C1	90,0	30,90	34,46	33,83	30,61	42,86	27,41	33,70	42,84	43,23	36,23	31,72	36,79
Quevedo - Daule Peripa	C1	113,2	47,49	28,63	32,43	42,69	43,69	46,92	43,39	52,99	29,47	81,80	49,17	49,15
Quevedo - Daule Peripa	C2	113,2	47,51	28,30	32,45	42,52	43,45	46,71	43,24	52,91	29,12	54,86	80,60	48,95
Salitral - Trinitaria	C1	190	26,76	28,55	26,69	27,35	32,62	29,78	23,42	25,96	27,14	27,46	26,75	20,37
Salitral - Trinitaria	C2	190,0	27,49	28,31	24,98	27,54	32,42	30,12	23,65	26,42	27,36	27,83	27,12	20,23
San Idelfonso - Machala	C1	113,5	76,95	90,10	90,44	68,62	76,79	75,51	75,60	73,73	-	81,25	72,46	74,72
San Idelfonso - Machala	C2	113,5	78,46	78,46	90,44	68,41	76,79	75,27	74,73	73,88	-	84,81	72,48	76,55
San Idelfonso - Termo Gas Machala	C1	296,0	82,36	80,76	81,71	73,78	82,25	83,92	82,38	83,54	-	84,95	79,29	66,29
Santa Rosa - Conocoto	C1	112,0	81,26	71,43	67,03	-	72,17	71,20	64,87	62,51	75,83	88,19	76,64	78,29
Sto Domingo-Quinindé	C1	113,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73,75
Sto. Domingo - Esmeraldas	C1	113,2	90,11	80,08	62,51	45,74	52,47	52,15	83,43	62,72	31,61	26,45	49,53	73,75
Sto. Domingo - Esmeraldas	C2	113,2	71,91	86,31	73,51	44,06	50,56	50,49	53,82	61,64	-	-	-	-
Tena - Francisco de Orellana	C1	90,0	25,28	28,54	26,22	70,64	38,26	20,44	23,14	35,20	31,14	30,96	29,90	26,09
Totoras - Ambato	C1	148,0	77,14	73,51	77,97	69,41	78,46	80,10	83,46	74,11	77,22	84,79	81,63	80,99
Totoras - Baños	C1	165,0	48,48	48,57	49,04	45,21	47,25	47,24	46,47	48,33	47,16	49,50	48,36	49,81
Totoras - Baños	C2	165,0	28,28	28,56	28,55	45,70	51,37	51,95	47,19	50,36	48,10	59,76	51,17	60,72
Tulcán - Panamericana	C1	115,5	0,97	0,97	27,95	0,97	0,99	0,97	0,97	0,99	0,97	0,97	13,42	0,99
Vicentina - Guangopolo	C1	112,0	48,99	54,85	54,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vicentina - Pomasqui	C1	112,0	30,99	31,03	26,48	22,87	26,52	27,42	28,42	30,68	42,43	26,40	26,94	31,26
Vicentina - Pomasqui	C2	112,0	32,56	32,24	27,85	23,13	26,80	28,23	28,85	31,14	28,77	26,75	27,74	31,82

F.5. CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV (1/2)

Nombre de la L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Chongón 2 - Santa Elena	C1	113,0	22,91	-	25,07	31,97	25,66	23,04	36,52	31,89	40,17	36,85	51,06	32,19
Dos Cerritos - Pascuales	C1	353,0	33,86	34,96	38,65	30,32	48,12	27,19	34,99	37,34	34,73	25,94	28,95	31,06
El Inga - Pomasqui	C1	494,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,95
El Inga - Pomasqui	C2	494,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,99
Esclusas - Trinitaria	C1	494,0	21,10	20,32	28,66	21,86	21,89	26,26	24,73	18,95	28,44	32,26	31,42	28,18
Esclusas-Termoguayas	C1	247,0	49,11	52,14	50,48	46,82	48,22	47,77	46,09	47,45	46,94	48,49	45,72	46,56
Milagro - Dos Cerritos	C1	353,0	61,54	68,34	61,12	49,80	70,03	58,84	67,92	61,62	58,37	45,53	35,84	30,60
Milagro - Machala	C1	494,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,27
Milagro - Machala	C2	494,0	-	-	-	12,52	18,85	9,43	19,35	9,34	18,45	15,47	8,41	4,75
Milagro - Pascuales	C1	353,0	73,28	53,73	47,90	45,63	67,82	53,59	64,37	56,98	54,67	40,10	28,62	22,93
Milagro-Zhoray	C1	353,0	62,88	64,26	61,42	64,93	80,58	67,02	66,84	62,68	60,13	61,02	56,58	54,95
Milagro-Zhoray	C2	353,0	62,88	64,12	61,37	64,94	80,61	67,05	76,96	62,54	60,10	60,88	56,59	54,93
Molino - Pascuales	C1	342,0	68,27	68,30	64,70	66,68	71,21	72,42	72,70	70,57	66,22	59,12	54,87	52,65
Molino - Pascuales	C2	342,0	67,58	67,70	64,24	66,15	70,62	71,74	72,09	69,88	65,58	60,69	54,23	52,36
Molino - Riobamba	C1	342,0	66,19	53,64	54,86	44,50	62,58	73,85	68,63	58,10	73,03	83,90	87,71	63,35
Molino - Totoras	C1	342,0	60,46	50,08	51,87	42,78	58,02	69,59	64,72	54,65	67,41	77,51	66,34	59,07
Nueva Prosperina - Trinitaria	C1	353,0	23,39	28,48	31,78	16,40	19,36	20,53	22,32	24,77	37,59	32,97	29,77	27,65
Pascuales- Nueva Prosperina	C1	353,0	50,09	51,06	57,46	47,82	53,33	58,25	56,18	53,33	53,84	35,78	28,82	22,96
Pomasqui - Jamondino 1	C1	332,0	31,05	32,61	35,17	26,52	31,17	22,49	24,56	28,11	24,97	24,90	15,83	23,49
Pomasqui - Jamondino 1	C2	332,0	30,55	32,70	34,96	26,67	31,39	22,60	24,63	28,14	25,30	32,12	18,73	23,21
Pomasqui-Jamondino 2	C1	332,0	30,37	32,31	34,96	26,44	30,03	27,78	24,47	28,01	25,32	32,35	18,98	23,15
Pomasqui-Jamondino 2	C2	332,0	30,72	32,21	34,74	26,52	31,32	27,36	24,58	27,99	25,03	32,41	19,16	23,43
Quevedo - Baba	C1	353,0	-	-	-	-	-	33,52	22,89	27,30	64,18	81,52	67,79	37,47
Quevedo - Pascuales	C1	353,0	29,24	29,14	26,61	25,77	28,37	26,87	27,59	28,95	34,78	40,41	44,26	33,15
Quevedo - Pascuales	C2	353,0	29,16	29,03	32,42	25,76	26,19	26,64	27,33	30,41	34,52	40,10	44,88	32,83
Quevedo - San Gregorio	C1	353,0	32,93	32,34	33,65	47,29	35,56	24,91	25,37	23,02	20,32	18,52	15,30	24,26
Santa Rosa - El Inga	C1	494,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,92
Santa Rosa - El Inga	C2	494,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,93
Sta. Rosa - Pomasqui	C1	332,0	35,84	37,59	39,38	28,28	41,00	38,29	40,45	43,06	35,96	43,04	38,69	39,50
Sta. Rosa - Pomasqui	C2	332,0	35,77	37,70	38,13	28,66	41,06	38,03	40,29	43,04	35,88	42,86	38,75	39,60
Sta. Rosa - Sto Domingo	C1	342,0	36,91	25,56	26,77	28,30	34,82	51,16	34,32	37,41	31,05	41,71	45,25	41,63
Sta. Rosa - Sto Domingo	C2	342,0	36,44	25,32	26,51	28,21	34,59	36,70	34,46	31,82	31,13	41,54	45,25	41,50
Sta. Rosa - Totoras	C1	342,0	66,90	66,71	60,17	55,74	65,06	67,22	70,97	70,72	72,19	72,32	75,90	66,82
Sta. Rosa - Totoras	C2	342,0	67,94	68,46	61,55	55,39	87,80	66,80	70,40	70,46	71,73	71,98	74,92	66,45
Sto Domingo - Baba	C1	353,0	-	-	-	-	-	37,79	26,41	33,76	62,63	78,67	66,03	44,07
Sto Domingo - Quevedo	C1	353,0	29,77	29,46	28,60	6,29	24,14	33,41	23,04	30,27	43,53	45,62	45,74	40,36

F.5. CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV (2/2)

Nombre de la L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Totoras - Riobamba	C1	342,0	44,62	41,91	43,83	35,93	45,76	55,77	53,95	45,98	51,64	74,17	74,58	46,94
Zhoray - Molino	C1	353,0	51,41	50,38	49,31	59,52	73,56	52,83	55,22	57,20	52,08	48,13	42,73	45,31
Zhoray - Molino	C2	353,0	51,44	51,77	48,93	59,54	73,47	52,90	55,20	70,53	52,00	47,96	42,73	45,33
Zhoray - Sinincay	C1	332,0	16,49	20,76	16,15	13,12	15,34	17,08	13,64	12,98	15,49	24,06	19,97	16,58

F.6. DEMANDA MÁXIMA DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (1/2)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CNEL - Bolívar	Potencia Máxima (MW)	16,71	17,33	17,00	17,11	17,20	17,35	16,95	17,47	17,92	18,04	18,28	19,14	210,52
	Valor Fijo (kUSD)	32,59	33,80	33,15	33,36	33,54	33,84	33,05	34,07	34,95	35,18	35,65	37,33	410,51
CNEL - El Oro	Potencia Máxima (MW)	156,77	159,88	165,25	164,93	169,51	162,92	165,85	154,81	160,81	158,56	161,08	165,28	1.945,65
	Valor Fijo (kUSD)	305,70	311,77	322,23	321,62	330,54	317,70	323,41	301,89	313,58	309,20	314,10	322,29	3.794,01
CNEL - Esmeraldas	Potencia Máxima (MW)	88,67	88,80	86,62	91,92	92,97	89,85	87,54	96,95	87,36	89,20	88,78	92,73	1.081,37
	Valor Fijo (kUSD)	172,90	173,16	168,90	179,24	181,29	175,20	170,70	189,05	170,35	173,93	173,12	180,82	2.108,68
CNEL - Guayaquil	Potencia Máxima (MW)	898,47	903,08	927,37	915,76	922,99	890,91	876,11	841,63	845,38	888,58	930,85	924,20	10.765,34
	Valor Fijo (kUSD)	1.752,02	1.761,00	1.808,37	1.785,73	1.799,83	1.737,28	1.708,42	1.641,19	1.648,49	1.732,74	1.815,15	1.802,19	20.992,41
CNEL - Guayas Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	301,65	305,48	303,99	298,26	306,53	302,05	312,22	302,69	316,88	315,96	318,52	334,05	3.718,28
	Valor Fijo (kUSD)	588,21	595,69	592,78	581,61	597,74	589,00	608,83	590,24	617,91	616,12	621,12	651,39	7.250,64
CNEL - Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	69,27	69,05	69,43	70,55	74,23	73,24	69,03	68,30	81,45	81,90	75,16	77,00	878,61
	Valor Fijo (kUSD)	135,09	134,65	135,39	137,58	144,75	142,82	134,60	133,18	158,82	159,71	146,57	150,14	1.713,29
CNEL- Manabí	Potencia Máxima (MW)	264,22	275,27	275,61	278,32	277,66	279,01	270,01	265,16	266,92	266,12	273,48	277,85	3.269,61
	Valor Fijo (kUSD)	515,22	536,77	537,43	542,72	541,44	544,07	526,51	517,06	520,50	518,94	533,28	541,80	6.375,74
CNEL - Milagro	Potencia Máxima (MW)	100,40	101,15	103,19	101,64	107,02	105,38	103,86	105,41	105,31	103,59	106,13	110,49	1.253,56
	Valor Fijo (kUSD)	195,78	197,23	201,23	198,19	208,70	205,49	202,52	205,55	205,36	202,01	206,95	215,45	2.444,45
CNEL-Sta. Elena	Potencia Máxima (MW)	105,88	116,72	107,70	107,64	99,35	98,88	96,19	97,93	94,97	102,87	97,54	108,66	1.234,33
	Valor Fijo (kUSD)	206,47	227,61	210,02	209,90	193,73	192,83	187,57	190,96	185,19	200,59	190,19	211,89	2.406,94
CNEL - Sto. Domingo	Potencia Máxima (MW)	89,89	90,16	89,12	89,77	91,40	92,37	92,51	94,27	95,15	94,29	95,04	94,43	1.108,40
	Valor Fijo (kUSD)	175,29	175,80	173,79	175,06	178,22	180,12	180,39	183,82	185,54	183,87	185,32	184,15	2.161,38
CNEL - Sucumbíos	Potencia Máxima (MW)	54,05	57,37	55,76	55,57	53,86	54,63	53,71	56,41	60,81	60,29	57,81	55,82	676,09
	Valor Fijo (kUSD)	105,40	111,87	108,73	108,37	105,02	106,53	104,74	110,00	118,57	117,57	112,73	108,85	1.318,38
Coazucar	Potencia Máxima (MW)	1,92	1,00	0,91	0,89	0,87	1,62	2,38	0,06	3,19	2,74	1,89	1,95	19,41
	Valor Fijo (kUSD)	3,74	1,94	1,77	1,73	1,69	3,15	4,63	0,12	6,23	5,35	3,68	3,81	37,85
E.E. Ambato	Potencia Máxima (MW)	109,74	110,34	111,70	112,45	113,23	113,03	111,92	112,78	114,75	115,63	116,76	117,54	1.359,86
	Valor Fijo (kUSD)	214,00	215,16	217,82	219,27	220,79	220,41	218,25	219,91	223,76	225,49	227,68	229,20	2.651,73

F.6. DEMANDA MÁXIMA DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (2/2)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
E.E. Azogues	Potencia Máxima (MW)	17,85	18,10	17,88	18,11	18,27	18,22	18,20	18,11	18,62	18,65	18,42	14,84	215,28
	Valor Fijo (kUSD)	34,81	35,30	34,86	35,32	35,63	35,53	35,49	35,31	36,31	36,37	35,92	28,94	419,79
E.E. Centro Sur	Potencia Máxima (MW)	175,24	176,69	176,90	178,12	179,64	179,10	176,77	175,08	181,90	181,22	182,59	181,12	2.144,38
	Valor Fijo (kUSD)	341,72	344,54	344,96	347,34	350,30	349,24	344,70	341,41	354,71	353,37	356,06	353,19	4.181,54
E.E. Cotopaxi	Potencia Máxima (MW)	74,81	77,75	78,11	78,89	78,22	77,06	79,42	67,42	70,03	77,93	77,65	77,60	914,88
	Valor Fijo (kUSD)	145,87	151,61	152,32	153,83	152,52	150,26	154,87	131,47	136,56	151,96	151,41	151,33	1.784,02
E.E. Norte	Potencia Máxima (MW)	95,31	96,50	96,69	98,57	98,71	98,20	97,00	96,82	101,41	102,49	101,94	102,12	1.185,77
	Valor Fijo (kUSD)	185,86	188,18	188,55	192,21	192,48	191,49	189,16	188,80	197,75	199,86	198,77	199,14	2.312,26
E.E. Quito	Potencia Máxima (MW)	777,19	674,78	678,61	678,67	684,04	683,02	687,53	672,14	692,68	698,42	700,64	669,67	8.297,39
	Valor Fijo (kUSD)	1.474,10	1.315,83	1.323,29	1.323,40	1.333,88	1.331,89	1.340,68	1.310,68	1.350,73	1.361,91	1.366,25	1.305,86	16.138,49
E.E. Riobamba	Potencia Máxima (MW)	66,66	67,20	66,08	68,05	68,58	67,72	66,34	66,25	69,26	69,06	64,74	67,98	807,93
	Valor Fijo (kUSD)	130,00	131,04	128,86	132,70	133,74	132,06	129,36	129,19	135,05	134,66	126,25	132,57	1.575,46
E.E. Sur	Potencia Máxima (MW)	61,60	61,08	61,21	61,52	62,41	61,81	62,28	62,70	64,10	63,64	63,84	63,82	750,03
	Valor Fijo (kUSD)	120,12	119,11	119,35	119,95	121,71	120,54	121,45	122,26	125,00	124,10	124,49	124,46	1.462,55
Ecoelectric	Potencia Máxima (MW)	2,61	-	-	-	-	7,77	7,66	8,37	6,62	5,97	9,64	10,81	59,44
	Valor Fijo (kUSD)	5,08	-	-	-	-	15,15	14,94	16,32	12,91	11,63	18,79	21,08	115,91
Ecoluz	Potencia Máxima (MW)	0,36	0,37	0,37	0,37	0,36	0,39	0,36	0,38	0,38	0,35	0,35	0,37	4,42
	Valor Fijo (kUSD)	0,71	0,73	0,73	0,72	0,71	0,76	0,70	0,74	0,74	0,69	0,68	0,72	8,62
EMAAP-Q	Potencia Máxima (MW)	4,62	4,31	4,25	4,19	4,31	4,54	4,64	4,65	4,76	4,66	4,59	4,56	54,09
	Valor Fijo (kUSD)	9,01	8,41	8,29	8,18	8,41	8,85	9,04	9,07	9,28	9,08	8,95	8,90	105,47
Enermax	Potencia Máxima (MW)	7,32	16,32	16,89	16,78	16,75	16,54	7,62	7,44	7,51	7,48	7,63	8,04	136,33
	Valor Fijo (kUSD)	14,28	31,83	32,94	32,73	32,66	32,25	14,87	14,50	14,64	14,59	14,89	15,67	265,84
Hidroabanico	Potencia Máxima (MW)	44,30	44,88	45,21	45,04	45,29	44,91	44,73	44,30	44,66	44,76	44,36	44,74	537,19
	Valor Fijo (kUSD)	86,38	87,52	88,17	87,82	88,32	87,58	87,23	86,38	87,09	87,29	86,50	87,25	1.047,52
Hidrosanbartolo	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	2,67	2,60	2,59	2,61	13,12	13,50	37,08
	Valor Fijo (kUSD)	-	-	-	-	-	-	5,20	5,06	5,05	5,09	25,59	26,32	72,30
Otros Sistemas	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Valor Fijo (kUSD)	0,33	0,12	0,08	0,15	33,94	24,49	50,70	18,76	13,44	9,95	3,18	15,42	170,56
Perú	Potencia Máxima (MW)	24,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,69
	Valor Fijo (kUSD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Carlos	Potencia Máxima (MW)	6,02	-	-	-	-	2,58	8,42	0,62	0,50	0,01	-	5,04	23,19
	Valor Fijo (kUSD)	11,75	-	-	-	-	5,03	16,42	1,20	0,98	0,02	-	9,82	45,22
Total Potencia Máxima (MW)		**3.616,23**	**3.533,62**	**3.555,87**	**3.553,11**	**3.583,41**	**3.543,11**	**3.521,92**	**3.440,73**	**3.515,91**	**3.575,03**	**3.630,81**	**3.643,36**	**42.713,10**
Total Valor Fijo (kUSD)		**6.962,42**	**6.890,67**	**6.934,03**	**6.928,71**	**7.021,59**	**6.933,56**	**6.918,44**	**6.728,18**	**6.869,47**	**6.981,27**	**7.083,25**	**7.119,97**	**83.371,55**

Ab

Iglesia San Francisco - Quito, Provincia de Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo

Paisaje - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

Créditos

Coordinación General:
Byron Betancourt Estrella, ARCONEL
Ana Villacís Larco, ARCONEL

Dirección:
Marisol Díaz Espinoza, ARCONEL

Autores:
Alexandra Maldonado Vizcaíno, ARCONEL
Andrés Chiles Puma, ARCONEL
Mauricio Soria Colina, ARCONEL
Santiago Escobar Guanoluisa, ARCONEL

Elaboración de Mapas:
Ana López Proaño, ARCONEL
Sara Dávila Rodríguez, ARCONEL

Revisores:
David Delgado Noboa, MICSE

Adrián Moreno Díaz, MEER

Claudia Moya Díaz, ARCONEL
Diego Chávez Saavedra, ARCONEL
Diego Salinas Herrera, ARCONEL
Donina Castelo Rueda, ARCONEL
Emilio Calle García, ARCONEL
Gina Moreta Sevillano, ARCONEL
Iván Sánchez Loor, ARCONEL
Leonardo Moncada Cuenca, ARCONEL
Magda Giler Mendoza, ARCONEL
Nicole Almeida Jarrín, ARCONEL
Rodney Salgado Torres, ARCONEL
Santiago Flores Gómez, ARCONEL
Teresa León Larrea, ARCONEL

Agentes del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Fotografías:
Agentes del Sector Eléctrico Ecuatoriano
Marisol Díaz Espinoza, ARCONEL
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)
Ministerio del Ambiente (MAE)
Fundación Natura
The Nature Conservancy (TNC)

Diseño y Diagramación:
Alexander Molina Cadena
Sofía Andrade Torres

Auspicio:
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE)

Impresión:
Publiasesores
Quito-Ecuador, septiembre de 2016

ISBN: 978-9942-07-946-6

Citar este documento como:
ARCONEL. septiembre, 2016. Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015

Todos los derechos reservados.

Reserva Biológica Limoncocha - Shushufindi, provincia de Sucumbios
Autor: Ministerio de Turismo

Volcán Chimborazo - Provincia de Chimborazo
Autor: Ministerio de Turismo

Río Napo - Provincia de Napo
Autor: Ministerio de Turismo

Puerto Ayora - Isla Santa Cruz, provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

Volcán Cayambe - Provincia de Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo

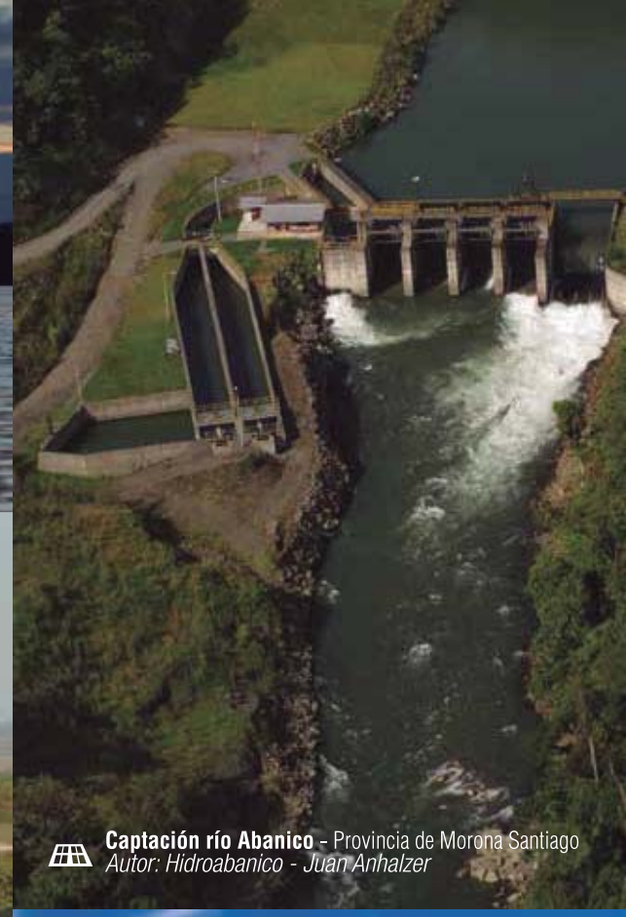
Playa Punta Barandua - Provincia de Santa Elena
Autor: Ministerio de Turismo

Parque solar - Guayaquil, provincia del Guayas
Autor: Altgenotec

Amazonía - Provincia de Sucumbíos
Autor: Ministerio de Turismo

Climbing Tour - Provincia de Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

Río Aguarico - Provincia de Sucumbíos
Autor: Ministerio de Turismo



Captación río Abanico - Provincia de Morona Santiago
Autor: Hidroabanico - Juan Anhalzer

Bahía de Caráquez - Sucre, provincia de Manabí
Autor: Ministerio de Turismo

Isla Isabela - Provincia de Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo

Ruinas de Ingapirca - Provincia de Cañar
Autor: Ministerio de Turismo

Paisaje Yasuní - Aguarico, provincia de Orellana
Autor: Ministerio de Turismo

Ministerio Coordinador
de **Sectores Estratégicos**

Ministerio
de **Electricidad**
y Energía Renovable

Agencia de
Regulación y **Control**
de Electricidad

Quito: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av de los Shyris. PBX (593-2) 226 8746 *Fax (593-2) 226 8737
Babahoyo: 10 de Agosto entre Rocafuerte y Eloy Alfaro. *Telfs.: (593-5) 273 6845 / 273 7076
Cuenca: Florencia Astudillo y Alonso Cordero, Edificio Cámara de Industria, 4to piso, Oficina 401 *Telfs.: (593-7) 281 7770 / 288 1568
Guayaquil: Av. Guillermo Rolando Pareja 561, Urbanización La Garzota 1era etapa, Edificio D-Bronce, Planta Baja *Telfs: (593-4) 223 5007 / 223 1118
Manta: Campamento de la Refinería del Pacífico, Sector El Aromo, Villa I1

www.**regulacionelectrica**.gob.ec

ISBN 978-9942-07-946-6