

IV

Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022



Aspectos de
sustentabilidad y
sostenibilidad social
y ambiental

REPÚBLICA DEL ECUADOR

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Rafael Correa Delgado
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Jorge Glas Espinel
Vicepresidente de la República del Ecuador

Rafael Poveda Bonilla
Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos

Esteban Albornoz Vintimilla
Ministro de Electricidad y Energía Renovable
Presidente del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Sergio Ruiz Giraldo
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Pabel Muñoz López
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Carlos Durán Noritz
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Diego Ormaza Andrade
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Andrés Chávez Peñaherrera
Director Ejecutivo del Consejo Nacional de Electricidad

Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022

La elaboración del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, está alineada con la Constitución de la República del Ecuador; lineamientos y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir; la Agenda Sectorial del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; y, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Adicionalmente, se sustenta en el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en sus artículos 12, 13 y 14, los cuales establecen:

Art. 12 *Criterios.*- El Plan Maestro de Electrificación será elaborado por el CONELEC tomando en consideración los lineamientos y políticas emitidas por el Presidente de la República a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Art. 13 *Consultas.*- Previa a la aprobación del Plan Maestro de Electrificación, el CONELEC convocará, a través de la prensa nacional, al menos a una audiencia pública, con la finalidad de analizar las opiniones que se presenten, conforme a las normas y procedimientos que dicte el Directorio del CONELEC.

Art. 14 *Duración y revisión.*- El Plan Maestro de Electrificación será elaborado con una proyección a diez (10) años y será revisado anualmente por el CONELEC a fin de mantenerlo actualizado.

Cumpliendo con lo antes mencionado, el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 009/13, de 21 de mayo de 2013, aprobó el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 en los aspectos técnicos y económicos; y, fue sometido a consideración de la ciudadanía en Audiencia Pública realizada en Cuenca el 21 de agosto de 2013.

Posteriormente con Resolución No. 041/13, de 10 de septiembre de 2013, el Directorio del CONELEC ratificó la aprobación del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, autorizándose su impresión y difusión.



Presentación

El Volumen IV, “Aspectos de Sustentabilidad y Sostenibilidad Social y Ambiental”, muestra ampliamente, la necesidad de que en la actualidad se implemente planes de eficiencia energética así como un sistema de gestión sustentable y de riesgos que integren los esfuerzos de los agentes del sector eléctrico en todas las etapas funcionales.

En el Capítulo 1, “Eficiencia Energética”, se muestra una visión general de este concepto; hoy en día, la definición más cercana que describe a la eficiencia energética es aquella que la describe como el consumo inteligente de la energía. Las fuentes de energía son finitas y la demanda es creciente, por lo tanto, su correcta utilización se presenta como una necesidad vista hacia el futuro.

La eficiencia energética es un concepto que se fortalece en el país. La propia Constitución de la República del Ecuador promueve el uso eficaz y eficiente de los recursos naturales, propendiendo la utilización de las energías no convencionales en el sector productivo.

A nivel de estructura institucional, el sector eléctrico ecuatoriano cuenta con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, y el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, como las instancias de nivel estratégico, para la emisión de políticas públicas que permitan una adecuada regulación y control de este ámbito, que incentiven el uso racional de la energía, a través de regulaciones y esquemas tarifarios con señales de eficiencia.

En el Capítulo 1, la eficiencia energética se concibe como la conjunción de acciones tendientes a consumir la menor cantidad posible de energía para realizar un proceso determinado (reducción); y como la renovación de la matriz energética promoviendo el uso de fuentes renovables (renovación); pero sin disminuir las prestaciones o la calidad final del producto, y con el menor impacto sobre el medio ambiente.

Este Capítulo, aborda el análisis del panorama actual del sistema energético y se plantean diferentes alternativas en busca de la eficiencia energética, a través de acciones, programas y estrategias, las cuales se constituyen en importantes herramientas de la política energética del Estado ecuatoriano.

La elaboración del Capítulo 2, “Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico”, comprende la definición de un conjunto de indicadores de sustentabilidad, procesamiento de la información recopilada, evaluación de la gestión socio-ambiental del sector eléctrico con base en los indicadores propuestos, diagnóstico de situación de los proyectos emblemáticos-estratégicos, implicaciones de la nueva matriz energética para el Ecuador, análisis del marco legal socioambiental, talleres de difusión y elaboración del capítulo.

El Capítulo 2, define indicadores que consideraron diversas iniciativas a nivel mundial como: Bellagio, GRI, y otras, las que permitieron que posteriormente se jerarquicen los indicadores a través de un proceso conjunto con agentes del sector eléctrico.



Además, el diagnóstico se orientó a determinar si el sector eléctrico ha operado bajo el paradigma del desarrollo sustentable, considerando que la explotación racional de los recursos naturales repercute positivamente sobre el total de la sociedad.

La información recopilada se orientó a obtener como producto principal la definición de una estrategia para el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano, basada en indicadores, y los análisis complementarios realizados como parte del estudio (casos de estudio, análisis legal - institucional, diagnóstico de proyectos emblemáticos).

La estrategia se conforma por varias medidas y sub-actividades, dirigidas a asegurar el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano, promoviendo el incremento en la generación a través de energías renovables, diversificación del uso de la energía eléctrica en la sociedad, reducción de la dependencia en la energía eléctrica importada, optimización de la gestión ambiental en las empresas generadoras, autogeneradoras, transmisora y distribuidoras.

Las estrategias planteadas hacen referencia a: Promover el cumplimiento del Plan de expansión de la Matriz Energética; cumplir y hacer cumplir la Legislación Ambiental Nacional; promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico; fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico; promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables; continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia; continuar con el plan de mejoramiento de la Transmisión y Distribución; dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad; establecer plan de reducción de contenido de azufre en combustibles; determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador.

En el Capítulo 3, “Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico”, se menciona como una política de Estado, enmarcada dentro de la Constitución de la República del Ecuador, se tiene a la gestión integral de los riesgos, entre los que se incluyen los asociados al

sector eléctrico, al manejo de las emergencias y los desastres, con la finalidad de cumplir con los objetivos establecidos en el Plan Nacional para el Buen Vivir, PNBV, 2013 - 2017.

Dentro de este marco, los agentes del sector eléctrico vienen desarrollando procesos y programas estratégicos de Gestión de Riesgos, lo cual coadyuva a garantizar el abastecimiento confiable, seguro y con calidad del servicio público de energía eléctrica.

En el Capítulo 3, se estructura un Plan Integral de Gestión de Riesgos para el sector eléctrico del Ecuador, en todas sus etapas funcionales, en el cual se consideraron aspectos: administrativos, técnicos, económico - financieros, socio - ambientales y de vulnerabilidad del sistema, tomando como referencia la evolución normativa respectiva.

A partir de una identificación integral y holística de los riesgos del sector eléctrico, se plantean planes de acción para la mitigación de los mismos.

A más de los capítulos citados, el volumen IV comprende anexos que complementan los criterios, planes y estrategias abordados en la elaboración del Plan Maestro de Electrificación.

El Anexo 1, “Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable”, como complemento al Plan de Expansión de la Generación, describe en forma sucinta el potencial de recursos energéticos que dispone el país para generación eléctrica. En una primera parte se expone el enorme potencial técnico y económico de generación hidroeléctrica, se presentan las centrales hidroeléctricas en operación, los proyectos futuros en fase de construcción y los proyectos que se encuentran en fase de estudios, incluidos los aprovechamientos en los ríos Zamora y Santiago. Se resume el inventario de proyectos hidroeléctricos disponibles para su desarrollo y los resultados de la preselección de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad.

Posteriormente se trata sobre el potencial de recursos geotérmicos del país, los proyectos geotérmicos futuros que se encuentra en estudios y los disponibles para su desarrollo. Se exponen aspectos relevantes



sobre los recursos solares para generación eléctrica, los proyectos de generación solar fotovoltaica en estudios y en ejecución. Adicionalmente, se trata sobre los recursos eólicos, con un resumen del Atlas Eólico publicado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en 2013, los recursos con biomasa y otras fuentes como la energía nuclear.

Finalmente, como complemento a todos los estudios antes expuestos, se presentan aspectos relevantes de uno de los proyectos hidroeléctricos de mejores características técnicas, económicas, sociales y ambientales: el proyecto hidroeléctrico Parambas, de 144,5 MW de capacidad; perteneciente a la vertiente del Pacífico, el mismo que se encuentra ubicado en el límite triprovincial: Esmeraldas, Carchi e Imbabura. Sus estudios de prefactibilidad confirman las bondades del proyecto.

El Anexo 2, “Integración Energética Regional”, muestra los aspectos relevantes sobre las actividades desarrolladas por el Ecuador en lo referente a la integración eléctrica con los países que forman parte de la Comunidad Andina; así como también, la participación del país en las iniciativas que se han generado para promover la consolidación de la integración eléctrica regional.

Asimismo, se detallan los avances y la evolución que ha sufrido la normativa supranacional para el intercambio de electricidad a nivel comunitario y su correspondencia con la visión política del sector eléctrico ecuatoriano sobre la integración eléctrica regional. En este contexto se pormenoriza el impacto que ha tenido la normativa interna, expedida por el CONELEC, en los intercambios de electricidad entre el Ecuador con Colombia y Perú.

Con base a lo expuesto, el Anexo se encuentra estructurado, con una visión detallada del significado que tiene la integración eléctrica para el Ecuador y su impacto; en tal sentido, se exponen los lineamientos más significativos de normativas que han expedido los diferentes países para lograr el intercambio de electricidad con Ecuador; así como también, un detalle de las características técnicas de la infraestructura de transmisión implementada por los tres países y las perspectivas de futuros reforzamientos de la red de transmisión del sector eléctrico ecuatoriano.

Tomando en cuenta que el Ecuador ha participado en las transacciones internacionales de electricidad desde el año 1999, se presenta la estadística de los volúmenes de energía transados y la valoración económica de éstos, puntualizándose los beneficios obtenidos por los intercambios de electricidad.

Finalmente, el documento presenta las barreras que han surgido para lograr la efectiva integración regional, señalándose además los principales lineamientos normativos que deben ser analizados para lograr la armonización de los marcos normativos para el desarrollo del comercio regional de electricidad.

En el Anexo 3, “Criterios de Expansión de la Generación”, se muestran los criterios de expansión de la planificación de la generación (CPEG), éstos se enmarcan en tres horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo, donde se realizarán diferentes acciones y gestiones para cumplir con el objetivo de garantizar un abastecimiento óptimo (seguridad y calidad) de la demanda eléctrica mediante el cumplimiento estricto de la infraestructura planificada.

El modelo matemático SDDP y los CPEG encontrarán un conjunto de soluciones sujetas a restricciones e incertidumbres tecnológicas e hidrológicas lo que significa que no siempre un escenario óptimo financieramente será el más adecuado. Estas soluciones permitirán tomar la decisión de elegir el plan idóneo y adoptarlo como un plan referencial para el largo plazo, debiendo ajustarse y corregirse en la planificación de corto plazo, reduciendo los riesgos asociados a las incertidumbres establecidas en el proceso de optimización en el mediano plazo.

Los resultados del PEG brindan a los entes de control y ejecución herramientas para tomar las decisiones adecuadas en cuanto a prioridad de inversiones futuras y visión acerca de los posibles déficits energéticos. Se genera información referencial para mantener el equilibrio en materia energética, así como también se establece un cronograma referencial para la búsqueda del financiamiento y recursos necesarios para la ejecución del plan de expansión de acuerdo a las políticas de Estado.







Contenido General

- Eficiencia Energética del Sector Eléctrico
- Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico
- Gestión Integral del Riesgo del Sector Eléctrico
- Anexos:
 - Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable
 - Integración Energética Regional
 - Metodología y Criterios para la Planificación de la Expansión de la Generación

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 1 | |
| Eficiencia Energética del Sector Eléctrico | 1 |
| Objetivo general | 1 |
| Objetivos específicos | 1 |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Antecedentes | 2 |
| 1.3. Situación Actual del Sector | 4 |
| 1.3.1 <i>Consumo del sector eléctrico</i> | 5 |
| 1.4. Institucionalidad de la Eficiencia Energética en Ecuador | 7 |
| 1.5. Aspectos Regulatorios | 7 |
| 1.6. Políticas Establecidas | 8 |
| 1.7. Plan de Eficiencia Energética para el Ecuador 2013 - 2022 | 9 |
| 1.7.1 <i>Sector residencial</i> | 9 |
| 1.7.2 <i>Sector comercial</i> | 16 |
| 1.7.3 <i>Sector industrial</i> | 18 |
| 1.7.4 <i>Alumbrado público general</i> | 21 |
| 1.7.5 <i>Sector transporte</i> | 23 |
| | |
| Capítulo 2 | |
| Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico | 27 |
| 2.1. Introducción y Antecedentes | 27 |
| 2.2. Las Garantías Socioambientales de la Constitución | 27 |
| 2.2.1 <i>El Buen Vivir o Sumak Kawsay</i> | 27 |
| 2.2.2 <i>Los derechos de la naturaleza</i> | 28 |
| 2.2.3 <i>Las comunidades locales ante la naturaleza y el ambiente</i> | 29 |
| 2.2.4 <i>Las políticas ambientales del sector eléctrico</i> | 29 |
| 2.2.5 <i>Convenios internacionales y políticas del sector eléctrico</i> | 30 |
| 2.2.6 <i>Las obligaciones socio ambientales en el sector eléctrico</i> | 31 |
| 2.3. Sustentabilidad en el Sector Energético | 31 |
| 2.3.1 <i>Sustentabilidad en el sector eléctrico ecuatoriano</i> | 32 |
| 2.4. Proyectos Emblemáticos | 32 |
| 2.4.1 <i>Diagnóstico socioambiental de proyectos estratégicos del sector eléctrico</i> | 33 |
| 2.4.2 <i>Revisión de los aspectos socio ambientales de los proyectos emblemáticos</i> | 36 |
| 2.4.3 <i>Evaluación de los criterios de sustentabilidad</i> | 42 |
| 2.5. Diagnóstico de la Gestión Socioambiental y de Sustentabilidad del Sector Eléctrico | 45 |
| 2.5.1 <i>Indicadores de sustentabilidad</i> | 45 |
| 2.5.2 <i>Metodología</i> | 46 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 2.5.3 | <i>Desarrollo de los criterios e indicadores de sustentabilidad</i> | 47 |
| 2.5.4 | <i>Indicadores de sustentabilidad del sector eléctrico ecuatoriano</i> | 48 |
| 2.5.5 | <i>Encuesta de desempeño de gestión</i> | 63 |
| 2.5.6 | <i>Gestión socioambiental de los regulados</i> | 63 |
| 2.6. | Desarrollo Sostenible y Responsabilidad Social Corporativa | 63 |
| 2.7. | El Rol de los Sistemas de Información Geográfica en la Sustentabilidad del Sector Eléctrico | 65 |
| 2.7.1 | <i>GEOPORTAL - Sistema de Información Geográfica del CONELEC</i> | 65 |
| 2.8. | Elaboración de la Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico | 66 |
| 2.8.1 | <i>Estrategia A: Promover el cumplimiento del cambio de la matriz energética</i> | 67 |
| 2.8.2 | <i>Estrategia B: Cumplir y hacer cumplir Legislación Ambiental Nacional</i> | 67 |
| 2.8.3 | <i>Estrategia C: Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico</i> | 68 |
| 2.8.4 | <i>Estrategia D: Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico</i> | 69 |
| 2.8.5 | <i>Estrategia E: Promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables</i> | 69 |
| 2.8.6 | <i>Estrategia F: Continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia</i> | 69 |
| 2.8.7 | <i>Estrategia G: Continuar con el plan de mejoramiento de la distribución</i> | 70 |
| 2.8.8 | <i>Estrategia H: Dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad</i> | 70 |
| 2.8.9 | <i>Estrategia I: Establecer plan de reducción de contenido de azufre en combustibles</i> | 71 |
| 2.8.10 | <i>Estrategia J: Determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador</i> | 71 |
| 2.9. | Lineamientos Estratégicos Adicionales | 75 |
| 2.9.1 | <i>Relaciones con el entorno socio ambiental</i> | 75 |
| 2.9.2 | <i>Fortalecimiento de las relaciones interinstitucionales</i> | 75 |
| 2.9.3 | <i>Uso Evaluación Ambiental Estratégica, EAEs</i> | 77 |
| 2.9.4 | <i>Planificación a largo plazo</i> | 77 |
| 2.9.5 | <i>Uso de evaluación de ciclo de vida</i> | 77 |
| Capítulo 3 | | |
| Gestión Integral del Riesgo del Sector Eléctrico | | 81 |
| 3.1. | Introducción | 81 |
| 3.2. | Antecedentes | 82 |
| 3.2.1 | <i>Marco legal</i> | 82 |
| 3.2.2 | <i>Evolución normativa</i> | 84 |
| 3.2.3 | <i>Glosario de términos</i> | 85 |
| 3.3. | Identificación de los Factores de Riesgo y Planes de Contingencia en el Sector Eléctrico Ecuatoriano | 86 |
| 3.3.1 | <i>Factores de riesgo debidos a casos fortuitos o de fuerza mayor</i> | 86 |
| 3.3.2 | <i>Plan de acción a los riesgos de contingencias debido a casos fortuitos o de fuerza mayor</i> | 97 |
| 3.3.3 | <i>Factores de riesgo debido a aspectos técnico - operativos</i> | 99 |
| 3.3.4 | <i>Riesgo social</i> | 106 |



| | |
|---|------------|
| Mapas de Riesgos del Sector Eléctrico | 117 |
| a) <i>Mapas de zonificación sísmica en el Ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución</i> | 117 |
| b) <i>Mapas de riesgos volcánicos en el Ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución</i> | 125 |
| c) <i>Mapas de riesgos por inundaciones en el Ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución</i> | 133 |
| d) <i>Mapas de riesgos por movimientos en masa en el Ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución</i> | 141 |
| e) <i>Mapa de riesgos a nivel nacional</i> | 149 |

Anexos

| | |
|---|------------|
| Anexo 1: Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable | 153 |
| 1. Introducción | 155 |
| 2. Potencial de Generación Hidroeléctrica en el Ecuador | 156 |
| 2.1. Recursos Hidroenergéticos | 156 |
| 2.1.1 <i>El potencial hidroeléctrico estimado</i> | 158 |
| 2.1.2 <i>Centrales hidroeléctricas en operación</i> | 163 |
| 2.1.3 <i>Proyectos en construcción</i> | 166 |
| 2.1.4 <i>Proyectos hidroeléctricos futuros en estudios</i> | 167 |
| 2.1.5 <i>Resumen del inventario de proyectos hidroeléctricos disponibles para su desarrollo</i> | 170 |
| 2.1.6 <i>Preselección de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad</i> | 176 |
| 2.2. Recursos Geotérmicos | 180 |
| 2.2.1 <i>Proyectos geotérmicos futuros en estudios</i> | 181 |
| 2.2.2 <i>Proyectos geotérmicos disponibles para su desarrollo</i> | 182 |
| 2.3. Recursos Solares para Generación Eléctrica | 184 |
| 2.3.1 <i>Atlas solar</i> | 184 |
| 2.3.2 <i>Proyectos solares</i> | 189 |
| 2.3.3 <i>Proyectos de generación solar con interés de empresas privadas</i> | 189 |
| 2.4. Recursos Eólicos | 196 |
| 2.4.1 <i>Centrales y proyectos de generación eólica</i> | 199 |
| 2.5. Recursos con Biomasa y Otras Fuentes | 201 |
| 2.5.1 <i>Potencial bioenergético</i> | 201 |
| 2.5.2 <i>Energía nuclear</i> | 202 |
| 2.6. Estudios Complementarios: Proyecto Hidroeléctrico Parambas (144,5 MW) | 202 |
| 2.6.1 <i>Introducción</i> | 202 |
| 2.6.2 <i>Consideraciones geológicas-geotécnicas y ambientales</i> | 203 |
| 2.6.3 <i>Planteamiento de alternativas de desarrollo del proyecto</i> | 203 |
| 2.6.4 <i>Prediseño de las alternativas para diferentes factores de instalación</i> | 204 |
| 2.6.5 <i>Prefactibilidad de la alternativa Parambas</i> | 205 |
| 2.6.6 <i>Evaluación del proyecto</i> | 211 |



| | |
|--|------------|
| Mapas de Centrales y Proyectos de Generación | 219 |
| Anexo 2: Integración Energética Regional | 229 |
| 1. Antecedentes | 231 |
| 1.1. Introducción | 231 |
| 1.2. Visión de la Integración Energética | 231 |
| 1.3. Políticas Energéticas en el Sector Eléctrico Ecuatoriano | 232 |
| 1.4. Evolución de la Normativa Supranacional para el Intercambio de Electricidad a Nivel Comunitario | 233 |
| 1.5. Impacto de la Normativa Supranacional en la Estructura y Funcionamiento de los Intercambios de Electricidad | 235 |
| 1.5.1 <i>Ecuador - Colombia</i> | 231 |
| 1.5.2 <i>Ecuador - Perú</i> | 239 |
| 2. Intercambio de Electricidad | 242 |
| 2.1. Características Técnicas de la Infraestructura Implementada | 243 |
| 2.1.1 <i>Interconexión Ecuador - Colombia</i> | 243 |
| 2.1.2 <i>Interconexión Ecuador - Perú</i> | 245 |
| 2.2. Estadística de los Volúmenes Transados de Energía | 246 |
| 2.3. Abastecimiento en Zonas Fronterizas y sus Características | 248 |
| 2.3.1 <i>Plan Ecuador</i> | 248 |
| 2.3.2 <i>Convenio entre el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para zonas no interconectadas, IPSE, y el Consejo Nacional de Electricidad</i> | 249 |
| 2.4. Perspectivas de Futuros Reforzamientos de la Red de Transmisión | 249 |
| 2.5. Estadística sobre la Valoración Económica de los Intercambios de Electricidad | 250 |
| 2.6. Beneficio Obtenido por el Intercambio de Electricidad para el Sector Eléctrico Ecuatoriano | 252 |
| 3. Mercado Regional de Energía | 253 |
| 3.1. Barreras para la Integración Regional y Posibles Soluciones | 253 |
| 3.2. Condiciones Necesarias | 253 |
| 3.2.1 <i>Permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia</i> | 255 |
| 3.2.2 <i>No discriminación y reciprocidad</i> | 255 |
| 3.2.3 <i>Respetar los contratos</i> | 255 |
| 3.2.4 <i>Despacho económico incluyendo la oferta y demanda que originan las transacciones regionales de electricidad</i> | 255 |
| 3.2.5 <i>Respetar la coordinación operativa y del servicio de transmisión regional</i> | 256 |
| 3.2.6 <i>Respetar los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden a nivel regional</i> | 256 |
| 3.2.7 <i>Acceso abierto a la transmisión</i> | 256 |



| | | |
|-------------------|---|------------|
| 3.2.8 | <i>Recursos para coordinación de la operación</i> | 256 |
| 3.2.9 | <i>Acceso abierto a la información</i> | 256 |
| 3.3. | Aspectos a ser Armonizados a Nivel Regional | 256 |
| 3.3.1 | <i>Agentes participantes en las transacciones internacionales de electricidad</i> | 257 |
| 3.3.2 | <i>Intercambio internacional de electricidad</i> | 257 |
| 3.3.3 | <i>Coordinación de la operación</i> | 259 |
| 3.3.4 | <i>Transporte por la interconexión internacional</i> | 259 |
| 3.3.5 | <i>Participación de Organismos</i> | 260 |
| 3.4. | Iniciativas para la Integración a Nivel Regional | 260 |
| 3.4.1 | <i>Corredor eléctrico andino: Proyecto de Integración Eléctrica Andina (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú)</i> | 261 |
| Anexo 3: | Metodología y Criterios para la Planificación de la Expansión de la Generación | 265 |
| Anexo 3 A: | Introducción a los Recursos Energéticos | 267 |
| 1.1. | Introducción a los Recursos Energéticos | 267 |
| 1.1.1 | <i>Producción de energía mediante recursos hídricos</i> | 269 |
| 1.1.2 | <i>Aprovechamiento de la energía solar</i> | 270 |
| 1.1.3 | <i>Recursos eólicos</i> | 272 |
| 1.1.4 | <i>Biomasa</i> | 274 |
| 1.1.5 | <i>Recursos geotérmicos</i> | 275 |
| 1.1.6 | <i>Utilización de combustibles fósiles</i> | 276 |
| 1.1.7 | <i>Otras fuentes energéticas</i> | 281 |
| 1.2. | Recursos Renovables Convencionales en el Ecuador | 285 |
| 1.2.1 | <i>Recursos hídricos</i> | 285 |
| 1.3. | Recursos Renovables No Convencionales en Ecuador | 287 |
| 1.3.1 | <i>Recursos solares disponibles en el país</i> | 287 |
| 1.3.2 | <i>Recursos eólicos actuales</i> | 288 |
| 1.3.3 | <i>Recursos de biomasa por crearse</i> | 290 |
| 1.3.4 | <i>Recursos geotérmicos</i> | 291 |
| 1.3.5 | <i>Energía del mar</i> | 292 |
| 1.4. | Recursos No Renovables en el Ecuador | 293 |
| 1.4.1 | <i>Combustibles líquidos</i> | 293 |
| 1.4.2 | <i>Gas natural</i> | 293 |
| 1.4.3 | <i>Coque</i> | 294 |
| Anexo 3 B: | Criterios de Expansión | 297 |
| 1.1. | Introducción | 297 |
| 1.2. | Metodología y Criterios para la Planificación de la Expansión de la Generación | 298 |
| 1.2.1 | <i>Proceso de planificación en el Ecuador</i> | 299 |
| 1.3. | Modelamiento del Sistema Eléctrico Ecuatoriano | 301 |
| 1.3.1 | <i>Datos requeridos</i> | 301 |
| 1.3.2 | <i>Estadística requerida</i> | 302 |

| | |
|--|------------|
| 1.4. Flujoograma del Proceso de Planificación de la Expansión de la Generación | 305 |
| 1.4.1 <i>Introducción al proceso de optimización de la planificación de generación</i> | 305 |
| 1.4.2 <i>Entradas del proceso</i> | 306 |
| 1.4.3 <i>Salidas del Proceso</i> | 308 |
| 1.4.4 <i>Proceso de optimización de la planificación</i> | 309 |
| 1.5. Incertidumbres | 311 |
| 1.5.1 <i>VARIABLES ELEGIDAS</i> | 311 |
| 1.6. Riesgos Asociados | 312 |
| 1.6.1 <i>Análisis de riesgos</i> | 312 |
| 1.7. Precios de las Diferentes Tecnologías de Generación en el País | 316 |
| 1.7.1 <i>Tecnologías de generación del país</i> | 316 |
| 1.7.2 <i>Unidades generadoras de referencia tecnológica y estimación de sus precios</i> | 318 |
| 1.7.3 <i>Tablas y valores asumidos</i> | 320 |
| 1.8. Riesgos y Escenarios de Sensibilidad | 320 |
| 1.8.1 <i>Definición de escenarios</i> | 321 |
| 1.8.2 <i>Datos para selección de supuestos</i> | 321 |
| 1.8.3 <i>Análisis de sensibilidad</i> | 323 |
| Anexo 3C: Estrategias de Expansión | 327 |
| 1.1. Introducción | 327 |
| 1.2. Expansión en el Corto Plazo | 328 |
| 1.3. Expansión en el Mediano Plazo | 329 |
| 1.3.1 <i>Verificación de cumplimiento de planes anteriores y ajustes operativos</i> | 329 |
| 1.4. Expansión en el Largo Plazo | 330 |
| 1.4.1 <i>Planificación de los recursos energéticos en el horizonte futuro</i> | 330 |
| 1.4.2 <i>Interdependencia de proyectos de generación y transmisión</i> | 331 |
| 1.5. Decisiones Globales de Expansión. Criterios de Autoabastecimiento: Reservas y Excedentes | 332 |
| 1.6. Hidrología y Complementariedad | 332 |
| 1.6.1 <i>Distribución de la generación futura</i> | 333 |
| 1.6.2 <i>Susceptibilidad del sistema hídrico ecuatoriano al cambio climático</i> | 336 |
| 1.6.3 <i>Estiajes y crecidas en el periodo de los últimos 10 años</i> | 337 |
| 1.7. Centrales de Generación Hidroeléctrica en Construcción | 339 |
| 1.8. Centrales de Generación Térmica en Construcción | 342 |
| Bibliografía | 343 |



ÍNDICE DE FIGURAS

| | | |
|----------------|---|-----|
| FIG. No. 1.1: | Consumo energético | 5 |
| FIG. No. 1.2: | Consumo de energía por empresa distribuidora y unidad de negocio | 5 |
| FIG. No. 1.3: | Energía por categoría de consumo (GWh) | 6 |
| FIG. No. 1.4: | Curvas de demanda típicas por grupo de consumo | 6 |
| FIG. No. 1.5: | Resultados al aplicar el esquema tarifario en el sector residencial | 8 |
| FIG. No. 1.6: | Usos finales de la energía | 9 |
| FIG. No. 1.7: | Consumo de energía y número de clientes residenciales | 10 |
| FIG. No. 1.8: | Clientes y consumos residenciales por rango de consumo | 10 |
| FIG. No. 1.9: | Funcionamiento de la domótica | 13 |
| FIG. No. 1.10: | Eficiencia de cocinas | 14 |
| FIG. No. 1.11: | Número de cocinas y saturación en la implementación | 15 |
| FIG. No. 1.12: | Consumo de energía y número de clientes comerciales | 16 |
| FIG. No. 1.13: | Clientes y consumos comerciales por rango de consumo | 17 |
| FIG. No. 1.14: | Consumo de energía y número de clientes industriales | 19 |
| FIG. No. 1.15: | Clientes y consumos industriales por rango de consumo | 19 |
| FIG. No. 1.16: | Metro de Quito y Tranvía de Cuenca | 24 |
| FIG. No. 2.1: | Procedimiento para evaluación de sustentabilidad | 34 |
| FIG. No. 2.2: | Factores de decisión para la selección de los indicadores de sustentabilidad del sector eléctrico | 48 |
| FIG. No. 2.3: | Sistema de información geográfica del sector eléctrico ecuatoriano (Geoportal) en el sitio web del CONELEC | 66 |
| FIG. No. 2.4: | Estructura organizacional del SNDGA | 76 |
| FIG. No. 3.1: | Gestión integral del riesgo del sector eléctrico | 81 |
| FIG. No. 3.2: | Mapa de zonificación sísmica en el Ecuador (infraestructura de distribución) | 87 |
| FIG. No. 3.3: | Resumen de los niveles de riesgo sísmico para las centrales de generación | 88 |
| FIG. No. 3.4: | Resumen de los niveles de riesgo sísmico para las subestaciones | 89 |
| FIG. No. 3.5: | Mapa de riesgos volcánicos en el Ecuador (infraestructura de generación) | 92 |
| FIG. No. 3.6: | Mapa de riesgo por inundación del Ecuador (infraestructura de transmisión) | 94 |
| FIG. No. 3.7: | Autonomía de abastecimiento de las principales centrales térmicas ante un desastre natural | 95 |
| FIG. No. 3.8: | Capacidad de almacenamiento en tanques principales | 95 |
| FIG. No. 3.9: | Mapa de riesgo por movimientos en masa en el Ecuador (infraestructura de distribución) | 97 |
| FIG. No. 3.10: | Estructura propuesta para el comité nacional de seguridad eléctrica del sector | 98 |
| FIG. No. 3.11: | Actividades que realiza el CONELEC, en coordinación con el promotor del proyecto, para el proceso de participación social | 115 |
| Anexo 1 | | |
| FIG. No. 1: | Sistemas hidrográficos y vertientes del Ecuador | 157 |
| FIG. No. 2: | Mapa de isoyetas del Ecuador | 158 |
| FIG. No. 3: | Límite de las cuencas hidrográficas según la metodología de Pfafstteer | 161 |
| FIG. No. 4: | Áreas de conservación: Patrimonio Natural del Estado, PANE, bosques protectores y patrimonio forestal | 162 |
| FIG. No. 5: | Proyectos geotérmicos y zonas geotermiales | 183 |
| FIG. No. 6: | Atlas solar, insolación difusa promedio | 186 |
| FIG. No. 7: | Atlas solar, insolación directa promedio | 187 |
| FIG. No. 8: | Atlas solar, insolación global promedio | 188 |
| FIG. No. 9: | Atlas eólico, potencial bruto del Ecuador | 196 |
| FIG. No. 10: | Atlas eólico, potencial factible a corto plazo del Ecuador | 198 |
| FIG. No. 11: | Implantación general del proyecto Parambas | 216 |



| | | |
|---------------------|--|------------|
| <i>Anexo 2</i> | | |
| <i>FIG. No. 1:</i> | <i>Marco para la realización de las TIE Colombia - Ecuador</i> | <i>239</i> |
| <i>FIG. No. 2:</i> | <i>Marco para la operatividad de los intercambios Perú - Ecuador</i> | <i>242</i> |
| <i>FIG. No. 3:</i> | <i>Interconexión Ecuador - Colombia</i> | <i>244</i> |
| <i>FIG. No. 4:</i> | <i>Interconexión Ecuador - Perú</i> | <i>245</i> |
| <i>FIG. No. 5:</i> | <i>Egresos por la importación de electricidad desde Colombia</i> | <i>250</i> |
| <i>FIG. No. 6:</i> | <i>Ingresos por la exportación de electricidad desde Ecuador</i> | <i>251</i> |
| <i>FIG. No. 7:</i> | <i>Pilares fundamentales de la integración</i> | <i>254</i> |
| | | |
| <i>Anexo 3 A</i> | | |
| <i>FIG. No. 1:</i> | <i>Recursos energéticos renovables disponibles en el planeta</i> | <i>273</i> |
| <i>FIG. No. 2:</i> | <i>Refinamiento del crudo y obtención de sus derivados</i> | <i>278</i> |
| <i>FIG. No. 3:</i> | <i>Playas de residuo de coque de petróleo</i> | <i>280</i> |
| <i>FIG. No. 4:</i> | <i>Mapa mundial de recursos marinos para generación eléctrica</i> | <i>282</i> |
| <i>FIG. No. 5:</i> | <i>Esquematación de una central nuclear</i> | <i>284</i> |
| <i>FIG. No. 6:</i> | <i>Distribución de recursos hídricos en el Ecuador</i> | <i>286</i> |
| <i>FIG. No. 7:</i> | <i>Distribución de recursos solares en el Ecuador</i> | <i>288</i> |
| <i>FIG. No. 8:</i> | <i>Distribución de recursos eólicos en el Ecuador</i> | <i>290</i> |
| <i>FIG. No. 9:</i> | <i>Distribución de fuentes de geotermia en el Ecuador</i> | <i>292</i> |
| <i>FIG. No. 10:</i> | <i>Avance de la RDP hasta mediados de 2012</i> | <i>295</i> |
| | | |
| <i>Anexo 3 B</i> | | |
| <i>FIG. No. 1:</i> | <i>Evolución de la capacidad instalada de generación hasta el 2012</i> | <i>303</i> |
| <i>FIG. No. 2:</i> | <i>Vertientes hidrológicas existentes en el Ecuador</i> | <i>304</i> |
| <i>FIG. No. 3:</i> | <i>Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación</i> | <i>305</i> |
| <i>FIG. No. 4:</i> | <i>Normalización de la curva de demanda</i> | <i>306</i> |
| <i>FIG. No. 5:</i> | <i>Interacción de los programas para el proceso de planificación de la expansión de la generación</i> | <i>309</i> |
| <i>FIG. No. 6:</i> | <i>Solución óptima matemática de la expansión 2013 - 2022</i> | <i>310</i> |
| <i>FIG. No. 7:</i> | <i>Cobertura de la demanda horaria en 2011, por las diferentes tecnologías de generación en el Ecuador</i> | <i>316</i> |
| <i>FIG. No. 8:</i> | <i>Curva de demanda para Ecuador</i> | <i>316</i> |
| <i>FIG. No. 9:</i> | <i>Distribución de tecnología de generación por horas de demanda</i> | <i>317</i> |
| <i>FIG. No. 10:</i> | <i>Curvas de costos totales de generación por tecnología</i> | <i>318</i> |
| <i>FIG. No. 11:</i> | <i>Tecnologías óptimas en función de horas de funcionamiento al 2012</i> | <i>319</i> |
| <i>FIG. No. 12:</i> | <i>Distribución probabilística Beta-Pert</i> | <i>322</i> |
| <i>FIG. No. 13:</i> | <i>Diagrama de flujo del modelo matemático utilizado</i> | <i>323</i> |
| <i>FIG. No. 14:</i> | <i>Niveles de reserva debido al retraso en proyectos de generación</i> | <i>324</i> |
| <i>FIG. No. 15:</i> | <i>Déficit por retraso en proyectos de generación</i> | <i>325</i> |
| <i>FIG. No. 16:</i> | <i>Impacto ocasionado por el retraso de proyectos en los costos variables del parque hidrotérmico</i> | <i>325</i> |
| <i>FIG. No. 17:</i> | <i>Proyectos con mayor sensibilidad en su ejecución</i> | <i>326</i> |
| | | |
| <i>Anexo 3 C</i> | | |
| <i>FIG. No. 1:</i> | <i>Horizontes de estrategias de expansión</i> | <i>328</i> |
| <i>FIG. No. 2:</i> | <i>Caudales medios mensuales Paute, embalse Amaluza, distintos períodos</i> | <i>337</i> |
| <i>FIG. No. 3:</i> | <i>Caudales medios mensuales Paute, embalse Amaluza, períodos decenales</i> | <i>337</i> |



ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|-----------------|---|----|
| TABLA No. 1.1: | <i>Fuentes de consumo de energía del Ecuador, año 2012</i> | 4 |
| TABLA No. 1.2: | <i>Cargos tarifarios vigentes para clientes industriales</i> | 7 |
| TABLA No. 1.3: | <i>Consumo promedio de un cliente residencial por región</i> | 10 |
| TABLA No. 1.4: | <i>Reducción del consumo residencial producto del plan RENOVA (MWh)</i> | 11 |
| TABLA No. 1.5: | <i>Comparación de tecnologías de iluminación</i> | 12 |
| TABLA No. 1.6: | <i>Consumo de GLP a nivel nacional por sectores, año 2011</i> | 14 |
| TABLA No. 1.7: | <i>Distribución de cocinas a nivel nacional</i> | 14 |
| TABLA No. 1.8: | <i>Demanda producto de la implementación del plan de cocción eficiente (MWh)</i> | 16 |
| TABLA No. 1.9: | <i>Consumo promedio de un cliente comercial por región</i> | 17 |
| TABLA No. 1.10: | <i>Consumo promedio de un cliente industrial por región</i> | 19 |
| TABLA No. 1.11: | <i>Reducción del consumo de la categoría industrial (MWh)</i> | 20 |
| TABLA No. 1.12: | <i>Reducción del consumo aplicando eficiencia en alumbrado público (MWh)</i> | 22 |
| TABLA No. 1.13: | <i>Consumo eléctrico por introducción de vehículos eléctricos (MWh)</i> | 23 |
| TABLA No. 1.14: | <i>Consumo del transporte público</i> | 24 |
| TABLA No. 1.15: | <i>Demanda del transporte público, periodo 2014 - 2022 (MWh)</i> | 24 |
| TABLA No. 2.1: | <i>Obligaciones socioambientales y derechos que debe garantizar el sector eléctrico</i> | 31 |
| TABLA No. 2.2: | <i>Proyectos emblemáticos de generación eléctrica</i> | 33 |
| TABLA No. 2.3: | <i>Aspectos socioambientales inherentes al tipo de generación</i> | 35 |
| TABLA No. 2.4: | <i>Criterios de sustentabilidad e impactos comunes de los proyectos emblemáticos</i> | 36 |
| TABLA No. 2.5: | <i>Características de los proyectos emblemáticos - proyectos hidroeléctricos</i> | 38 |
| TABLA No. 2.6: | <i>Características de los proyectos emblemáticos - proyecto eólico</i> | 41 |
| TABLA No. 2.7: | <i>Evaluación de criterios de sustentabilidad</i> | 43 |
| TABLA No. 2.8: | <i>Indicadores de sustentabilidad del sector eléctrico ecuatoriano</i> | 49 |
| TABLA No. 2.9: | <i>Indicadores de sustentabilidad desarrollados para el diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano</i> | 50 |
| TABLA No. 2.10: | <i>Distribución de la muestra seleccionada al 2010</i> | 51 |
| TABLA No. 2.11: | <i>Consumo de combustibles empleados en generación termoeléctrica por tipo de empresa al 2012</i> | 52 |
| TABLA No. 2.12: | <i>Consumo de energía para uso público al 2012</i> | 53 |
| TABLA No. 2.13: | <i>Cobertura del servicio eléctrico al 2012</i> | 55 |
| TABLA No. 2.14: | <i>Energía eléctrica generada e importada al 2012</i> | 56 |
| TABLA No. 2.15: | <i>Producción nacional de energía eléctrica por tipo de tecnología de generación al 2012</i> | 57 |
| TABLA No. 2.16: | <i>Clasificación de la generación de energía renovable por tipo de recurso empleado en 2012</i> | 57 |
| TABLA No. 2.17: | <i>Emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico ecuatoriano atribuibles a la generación termoeléctrica en 2012</i> | 58 |
| TABLA No. 2.18: | <i>Resumen de indicadores desarrollados para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico ecuatoriano</i> | 61 |
| TABLA No. 2.19: | <i>Ejemplos de acciones puestas en marcha por algunas entidades del sector eléctrico</i> | 64 |
| TABLA No. 2.20: | <i>Estrategias para la sustentabilidad del sector eléctrico</i> | 72 |
| TABLA No. 3.1: | <i>Nivel de riesgo sísmico</i> | 87 |
| TABLA No. 3.2: | <i>Resumen de centrales eléctricas con riesgo muy alto frente a la amenaza sísmica</i> | 88 |
| TABLA No. 3.3: | <i>Riesgos por sismicidad para las áreas de concesión de las empresas de distribución</i> | 89 |
| TABLA No. 3.4: | <i>Riesgo sísmico de los proyectos de generación</i> | 89 |
| TABLA No. 3.5: | <i>Riesgo ante Tsunamis en las áreas de concesión de las distribuidoras</i> | 90 |



| | | |
|-----------------|--|-----|
| TABLA No. 3.6: | <i>Riesgo ante amenazas volcánicas en las generadoras</i> | 91 |
| TABLA No. 3.7: | <i>Riesgo ante amenazas volcánicas en distribuidoras</i> | 91 |
| TABLA No. 3.8: | <i>Riesgo ante amenazas de inundación - generadoras</i> | 92 |
| TABLA No. 3.9: | <i>Riesgo ante amenazas de inundación - distribuidoras</i> | 93 |
| TABLA No. 3.10: | <i>Riesgo ante amenazas de deslizamiento - generadoras</i> | 96 |
| TABLA No. 3.11: | <i>Demandas consideradas en el análisis</i> | 99 |
| TABLA No. 3.12: | <i>Contingencias en elementos de transformación radiales</i> | 100 |
| TABLA No. 3.13: | <i>Contingencias en líneas de transmisión radiales</i> | 101 |
| TABLA No. 3.14: | <i>Contingencias de elementos de transformación que permiten formar islas eléctricas</i> | 102 |
| TABLA No. 3.15: | <i>Contingencias muy críticas</i> | 102 |
| TABLA No. 3.16: | <i>Contingencias críticas</i> | 103 |
| TABLA No. 3.17: | <i>Contingencias críticas con indisponibilidad de generación</i> | 104 |
| TABLA No. 3.18: | <i>Compensación capacitiva planteada</i> | 105 |
| TABLA No. 3.19: | <i>Caso Toachi - Pilatón</i> | 107 |
| TABLA No. 3.20: | <i>Caso Quijos - Baeza</i> | 107 |
| TABLA No. 3.21: | <i>Caso Manduriacu</i> | 109 |
| TABLA No. 3.22: | <i>Caso Delsitanisagua</i> | 109 |
| TABLA No. 3.23: | <i>Caso Villonaco</i> | 110 |
| TABLA No. 3.24: | <i>Caso Minas - San Francisco</i> | 111 |
| TABLA No. 3.25: | <i>Caso Coca Codo - Sinclair</i> | 112 |
| TABLA No. 3.26: | <i>Caso el Inga - Coca Codo</i> | 113 |
| TABLA No. 3.27: | <i>Caso Mazar Dudas</i> | 113 |
| TABLA No. 3.28: | <i>Caso Sopladora</i> | 114 |
| | | |
| <i>Anexo 1</i> | | |
| TABLA No. 1: | <i>Clasificación de las cuencas hidrográficas por su potencial específico</i> | 159 |
| TABLA No. 2: | <i>Potencial teórico, técnico y económico de las cuencas hidrográficas</i> | 159 |
| TABLA No. 3: | <i>Centrales hidroeléctricas en operación</i> | 163 |
| TABLA No. 4: | <i>Proyectos en construcción</i> | 166 |
| TABLA No. 5: | <i>Proyectos hidroeléctricos con estudios de factibilidad concluidos</i> | 167 |
| TABLA No. 6: | <i>Proyectos hidroeléctricos disponibles para ser desarrollados</i> | 171 |
| TABLA No. 7: | <i>Listado de proyectos hidroeléctricos disponibles en la SEREE del MEER</i> | 175 |
| TABLA No. 8: | <i>Resultados de los estudios de ocho de los proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad (a julio 2013)</i> | 179 |
| TABLA No. 9: | <i>Proyectos solares fotovoltaicos - potencia > 1 MW</i> | 190 |
| TABLA No. 10: | <i>Proyectos solares fotovoltaicos - potencia < 1 MW</i> | 191 |
| TABLA No. 11: | <i>Listado de proyectos de ERNC de más de 1 MW con título habilitante otorgado por el CONELEC</i> | 192 |
| TABLA No. 12: | <i>Listado de proyectos de menos de 1 MW con registro otorgado por el CONELEC</i> | 193 |
| TABLA No. 13: | <i>Provincia y localidad de sitios con potencial eólico</i> | 196 |
| TABLA No. 14: | <i>Comparación económico - financiera aprovechamientos proyecto Parambas</i> | 204 |
| TABLA No. 15: | <i>Estimación de la energía neta del proyecto hidroeléctrico Parambas</i> | 212 |
| TABLA No. 16: | <i>Presupuesto referencial de obra</i> | 213 |
| TABLA No. 17: | <i>Evaluación económica - financiera</i> | 214 |



Índice

| | | |
|----------------------|--|-----|
| <i>Anexo 2</i> | | |
| <i>TABLA No. 1:</i> | <i>Importación de electricidad desde Colombia</i> | 246 |
| <i>TABLA No. 2:</i> | <i>Exportación de electricidad desde Ecuador</i> | 247 |
| <i>TABLA No. 3:</i> | <i>Importación de electricidad desde Perú</i> | 247 |
| <i>TABLA No. 4:</i> | <i>Exportación de electricidad desde Ecuador</i> | 247 |
| <i>TABLA No. 5:</i> | <i>Comunidades de la frontera norte sin energía eléctrica</i> | 248 |
| <i>TABLA No. 6:</i> | <i>Egresos de la importación de electricidad desde Perú</i> | 251 |
| <i>TABLA No. 7:</i> | <i>Ingresos de la exportación de electricidad desde Ecuador</i> | 252 |
| <i>TABLA No. 8:</i> | <i>Descripción de las interconexiones analizadas</i> | 262 |
| <i>TABLA No. 9:</i> | <i>Transferencias totales entre países según escenario de interconexión, periodo 2014 - 2022 (GWh)</i> | 262 |
| <i>Anexo 3 A</i> | | |
| <i>TABLA No. 1:</i> | <i>Recursos eólicos disponibles</i> | 289 |
| <i>TABLA No. 2:</i> | <i>Estado actual de los proyectos eólicos</i> | 289 |
| <i>Anexo 3 B</i> | | |
| <i>TABLA No. 1:</i> | <i>Hipótesis consideradas para la proyección de la demanda (escenario de crecimiento medio)</i> | 300 |
| <i>TABLA No. 2:</i> | <i>Capacidad de generación instalada al 2012.</i> | 302 |
| <i>TABLA No. 3:</i> | <i>Datos de ingreso para los programas OPTGEN y SDDP</i> | 307 |
| <i>TABLA No. 4:</i> | <i>Retrasos en los proyectos contemplados en el PME</i> | 315 |
| <i>TABLA No. 5:</i> | <i>Características de las tecnologías de generación en el Ecuador</i> | 319 |
| <i>TABLA No. 6:</i> | <i>Orden en el despacho de generación del S.N.I. día de máxima demanda en 2011</i> | 320 |
| <i>TABLA No. 7:</i> | <i>Costos de operación por tipos de tecnología</i> | 321 |
| <i>TABLA No. 8:</i> | <i>Consideraciones de fechas para los proyectos hidroeléctricos candidatos</i> | 322 |
| <i>TABLA No. 9:</i> | <i>Resultados de la simulación de Montecarlo con Crystal Ball</i> | 324 |
| <i>Anexo 3 C</i> | | |
| <i>TABLA No. 1:</i> | <i>Proyectos hidroeléctricos del PEG, vertiente Amazonas</i> | 335 |
| <i>TABLA No. 2:</i> | <i>Proyectos hidroeléctricos del PEG, vertiente del Pacífico</i> | 335 |





ABREVIACIONES

| | |
|----------|--|
| ASIC | Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales |
| AT | Alta Tensión |
| AT_IND | Alta Tensión Industrial |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CAN | Comunidad Andina |
| CANREL | Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad |
| CatTar | Simplificación de “Categoría Tarifaria” |
| CCGT | Central de ciclo combinado |
| CEDENAR | Empresas Eléctricas Regional Norte de Ecuador y Centrales Eléctricas de Nariño |
| CEE | Costo Equivalente de Energía |
| CELEC EP | Corporación Eléctrica del Ecuador |
| CENACE | Centro Nacional de Control de Energía |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad de México |
| CIE | Corporación para la Investigación Energética |
| CITES | Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora |
| CND | Centro Nacional de Despacho |
| CONELC | Consejo Nacional de Electricidad |
| CREG | Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia |
| CSP | Sistemas térmicos solares concentrados |
| CSP | Energía Solar Concentrada |
| EEPG | Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil |
| EIAD | Estudio de Impacto Ambiental Definitivo |
| ERNC | Energía Renovable No Convencional |
| FERUM | Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal |
| GEF | Fondo Global para el Medioambiente |
| GEI | Gases de efecto Invernadero |
| GLP | Gas Licuado de Petróleo |
| GRI | Global Reporting Initiative |
| GTOR | Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores |
| IATA | Agencia Internacional de Transporte Aéreo |
| IPCC | Panel Intergubernamental para el Cambio Climático |
| IPSE | Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas para zonas no interconectadas |
| kUSD | Miles de Dólares de los Estados Unidos de América |
| MDL | Mecanismo de Desarrollo Limpio |
| MEER | Ministerio de Electricidad y Energía y Renovable |
| MT | Media Tensión |
| MT_IND | Media Tensión Industrial |
| MUSD | Millones de Dólares de los Estados Unidos de América |

| | |
|---------|---|
| OEI | Organización de Estados Iberoamericanos |
| OLADE | Organización Latinoamericana de Energía |
| OPTGEN | Optimización de la Generación |
| PAO | Plan Anual Operativo |
| PEG | Plan de Expansión de la Generación |
| PME | Plan Maestro de Electrificación |
| PNBV | Plan Nacional para el Buen Vivir |
| PONE | Precios de Oferta para cada Nodo Frontera para Exportación |
| RC | Rentas de Congestión |
| RDP-CEM | Refinería del Pacífico Eloy Alfaro |
| S.N.I. | Sistema Nacional Interconectado |
| SDDP | Programación Dinámica Dual Estocástica (Stochastic Dual Dynamic Programming) |
| SI | Sistema de Información |
| SIC | Sistema Eléctrico Interconectado Central , Chile |
| SIG | Sistema de Información Geográfica |
| SIG | Sistema de Información Geográfica |
| SIGDE | Sistema Integrado para mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica |
| SINEA | Sistema de Interconexión Eléctrica Andina |
| SING | Sistema Eléctrico Interconectado del Norte Grande, Chile |
| SISDAT | Sistematización de Datos del Sector Eléctrico |
| SNDGA | Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental |
| SNGR | Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos |
| SNT | Sistema Nacional de Transmisión |
| TIE | Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo |
| TTIk | Tiempo Total de Interrupción por kVA Instalado |
| UICN | Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza) |
| UNASUR | Unión de Naciones Suramericanas |
| USD | Dólares de los Estados Unidos de América |
| USD/kWh | Dólares por cada kilovatio hora |
| UTM | Universal Transversal de Mercator |
| V | Voltio - Medida de potencial eléctrico, voltaje |
| VERE | Valor Esperado de Racionamiento de Energía |
| VEREC | Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado |
| XM | Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. |



1

Eficiencia Energética del Sector Eléctrico



Objetivo general

Implementar políticas y programas enfocados al consumo eficiente de la energía, de tal manera que se puedan eliminar los consumos innecesarios o acceder a equipos más apropiados para reducir el costo de la energía, contribuyendo a la disminución del consumo energético, sin disminuir la satisfacción obtenida del servicio prestado.

Objetivos específicos

- Implementar las políticas y lineamientos establecidos en la Constitución, enmarcados en los objetivos del PNBV 2013 - 2017.
- Establecer los programas a implementarse en el período 2013 - 2022, enfocados a la eficiencia energética, cambio de la matriz energética y productiva.
- Analizar los esquemas tarifarios establecidos hasta la actualidad y los posibles requerimientos futuros.
- Promover programas que incentiven a los clientes a la utilización de sistemas energéticamente más eficientes.
- Identificar medidas para reducir los consumos energéticos y analizar la implementación de las mismas.

1.1. Introducción

Hoy en día, la definición que describe a la eficiencia energética es “el consumo inteligente de la energía”, es decir, atender una necesidad con la menor cantidad de energía. Las fuentes de energía son finitas y la demanda es creciente, por lo tanto, su correcta utilización se presenta como una necesidad vista hacia el futuro.

El presente capítulo identifica, de acuerdo al sector de consumo, las posibles medidas a implementar para optimizar el consumo de energía.

Los sectores en los cuales se debe enfocar la eficiencia energética es el sector comercial, industrial y transporte, ya que estos están íntimamente ligados al crecimiento productivo reflejado en el PIB y por ende se refleja en el indicador de intensidad energética.

Se debe promover la reducción de la intensidad energética, y eso se logra a través de optimizar la producción, es decir, obtener más productos con la misma cantidad de energía.

Se propone la implementación de programas de eficiencia enfocados a la utilización de nuevas tecnologías, las cuales permiten tener igual o mejores condiciones de servicio con una reducción del consumo.

El plan de cocción eficiente, se enmarca en los objetivos del cambio de la matriz energética, promoviendo la migración del consumo de GLP a electricidad; esto permitirá al Estado reducir las importaciones de GLP y el respectivo subsidio que implica, una vez que se cuente con energía que, en su gran mayoría, será de origen hidráulico.

El sector del transporte al representar el 57% de la matriz de consumo de energía, es un campo sumamente importante sobre el cual se debe trabajar, es clave impulsar la migración a tecnologías mucho más eficientes y sobre todo al uso del transporte público.

1.2. Antecedentes

En 1994, el INECCEL, con asesoría internacional, realizó un estudio previo a la Implantación de un Programa de Administración de la Demanda y Uso Eficiente de Energía Eléctrica, denominado AD&UREE. Los resultados de dicho estudio indicaron que se podría alcanzar en el 2010 un desplazamiento de 238 MW en la demanda y un ahorro de 422 GWh/año, con una inversión anual del 1 al 2 % de los ingresos anuales brutos de las empresas distribuidoras del país.

Las medidas de Uso Eficiente de Energía Eléctrica, UREE, que fueron identificadas como las de mayor beneficio, se indican a continuación:

1. Cambio de luminarias poco eficientes de usuarios y de alumbrado público.
2. Sustitución de refrigeradoras de tecnología obsoleta, por otras más eficientes, al final de la vida útil de las existentes.
3. Mejoras en la operación de los tanques para calentamiento de agua, uso de equipos similares más eficientes y calentadores solares.
4. Sustitución de equipos de aire acondicionado por otros más eficientes, al final de la vida útil de los existentes.
5. Motores eléctricos más eficientes con mejores controles.
6. Programa de auditorías energéticas especialmente en grandes industrias.

El CONELEC apoyó a la Dirección de Energías Alternativas del Ministerio de Energía y Minas, en proyectos que incluyeron acciones educativas y publicitarias para incentivar el uso eficiente de la electricidad y la utilización de focos fluorescentes compactos.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, las “Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética”, así también, identificó una serie de problemas para cuya solución se requiere de urgentes cambios en la matriz energética:

1. Ineficiencia en el uso de la energía,
2. Falta de manejo de la demanda,
3. Sector eléctrico con constantes riesgos de abastecimiento,
4. Caída en la producción petrolera,
5. Distorsión estructural entre demanda y capacidad de producción de productos petroleros,



6. Disminución o abandono de los esfuerzos de prospección de recursos energéticos primarios,
7. Inadecuado marco legal e institucional,
8. Ausencia de planificación energética,
9. Ausencia del Estado como rector y actor de la política energética.

Según el documento citado, el proceso de planificación de los cambios en la matriz energética nacional debe comenzar por la demanda de energía, que tradicionalmente ha sido considerada como una variable no manejable ni controlable, cuando en realidad es aquella que requiere ser controlada al constituir el comando que determina los requerimientos de toda la cadena energética precedente: la oferta, la infraestructura necesaria para el desarrollo y explotación de los recursos energéticos, las inversiones en todas las etapas de dicha cadena y las necesidades de importación de energía o sus posibilidades de exportación, y que por tal razón no solo que puede, sino que debe ser adecuadamente modulada.

A fin de controlar la demanda para los cambios que se proponen en la matriz energética, en el citado documento se proponen las siguientes estrategias para los principales sectores:

Sector residencial:

1. Aumentar la eficiencia energética en usos térmicos y eléctricos específicos.
2. Introducir energías renovables: paneles solares para calentamiento de agua.
3. Controlar el uso de electricidad para cocción para evitar un fuerte incremento de la demanda de potencia de punta, cuidando el precio relativo del GLP con respecto a la tarifa eléctrica.

Sector transporte:

1. Mejorar la eficiencia del transporte particular introduciendo vehículos híbridos.
2. Introducir el uso de los biocombustibles para los vehículos particulares.
3. Introducir el uso de GNC para vehículos de transporte público (taxis).
4. Introducir el uso de biodiesel en transporte pesado (camiones y camionetas).

Sector Industrial:

1. Mejorar la eficiencia energética tanto en usos térmicos y eléctricos.
2. Promover la eficiencia energética como un mecanismo para mejorar la ventaja competitiva.
3. Reducir el uso de derivados intermedios de petróleo como el diesel.

Sector comercial, público y de servicios:

1. Mejorar la eficiencia energética tanto en usos térmicos como eléctricos.
2. Introducir el uso de paneles solares para calentamiento de agua.



Por el lado de la oferta es necesario intensificar la prospección y desarrollo de los recursos energéticos nacionales, actualizando los inventarios y desarrollando proyectos de recursos renovables promoviendo una explotación racional y ambientalmente sustentable de los recursos no renovables.

Sobre esta base, el MEER ha venido tomando acción a través de algunas iniciativas entre las que se pueden citar:

1. La introducción masiva de focos ahorradores.
2. La determinación de ventajas impositivas para la importación de vehículos híbridos.
3. El desarrollo de proyectos de investigación para el futuro desarrollo de biocombustibles.
4. La introducción a manera experimental de cocinas de inducción para uso doméstico.
5. Estudios prototipo para el uso de nuevas tecnologías en el transporte urbano.

Estas acciones deben ser complementadas a través de proyectos que involucren acciones de educación de la población, y difusión sobre las ventajas del uso racional de la energía, para generar una cultura y un compromiso de la población con este objetivo.

1.3. Situación Actual del Sector

El sector eléctrico ecuatoriano, es considerado como estratégico debido a su influencia directa con el desarrollo productivo del país.

Los requerimientos energéticos en el Ecuador son abastecidos mayoritariamente por hidrocarburos fósiles, los que suplieron en el año 2012 el 79% de la demanda de energía, mientras que el 10% de la energía requerida fue abastecida por electricidad, un 6% de la energía requerida fue cubierta por no energéticos y un 5% fue cubierto por fuentes primarias (leña y productos de caña).

TABLA No. 1.1: FUENTES DE CONSUMO DE ENERGÍA DEL ECUADOR, 2012

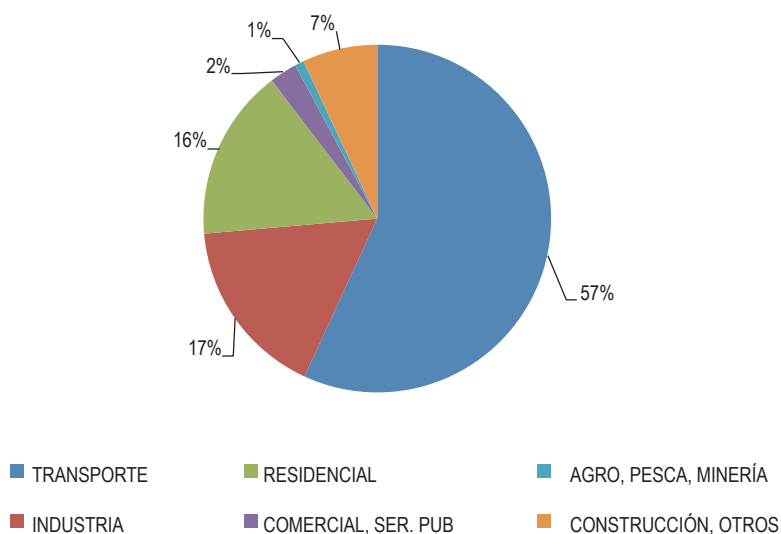
| FUENTES DE CONSUMO | kBep | % |
|-------------------------|---------------|------------|
| Electricidad | 8.578 | 10 |
| Hidrocarburos | 66.578 | 79 |
| No Energético | 4.865 | 6 |
| Combustibles Renovables | 3.928 | 5 |
| TOTAL | 83.950 | 100 |

Fuente: OLADE

A continuación se puede observar la figura que representa la participación de los sectores en el consumo energético total, es decir, tomando en cuenta electricidad y combustibles.



1. Eficiencia Energética del Sector Eléctrico



Fuente: OLADE

FIG. No. 1.1: CONSUMO ENERGÉTICO

El mayor consumo de energía, se encuentra concentrado en el sector transporte, con un 57% del consumo, seguido del consumo correspondiente al sector industrial con un 17%, el sector residencial tiene una participación del 16%, el comercial con una participación 2%, el sector correspondiente al agro, minería y pesca con una participación del 1% y finalmente el sector de la construcción con un 7%.

1.3.1 Consumo del sector eléctrico

Las empresas distribuidoras son las encargadas de distribuir y comercializar la energía, actualmente se cuenta con 11 empresas distribuidoras, incluida CNEL - EP, conformada por 10 unidades de negocio. A continuación se muestra el consumo de energía de las 10 empresas distribuidoras y las 10 unidades de negocio.

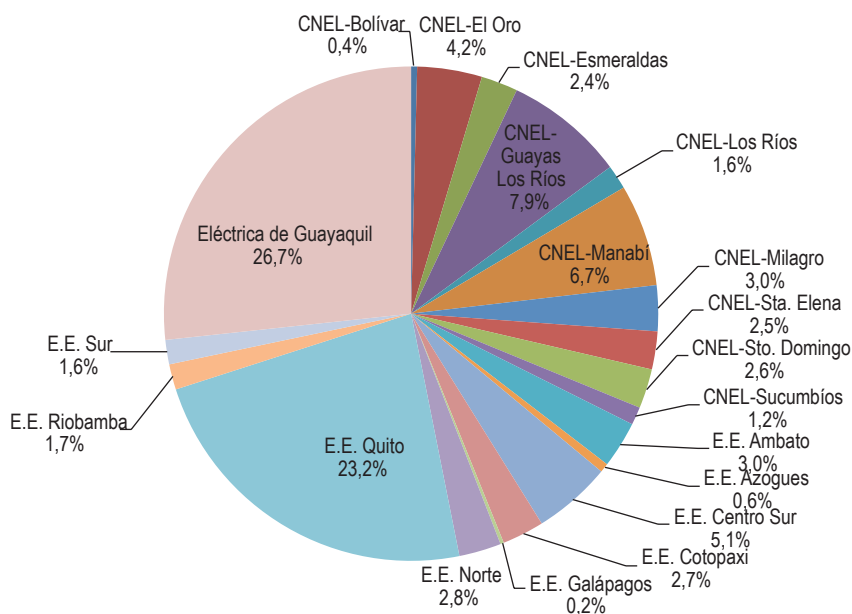


FIG. No. 1.2: CONSUMO DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA Y UNIDAD DE NEGOCIO

En la figura No. 1.2, se observa que el mayor consumo se encuentra en la E.E. Quito y en la E.E. Guayaquil, que representan el 50% del consumo nacional; el consumo correspondiente a CNEL - EP, representa el 32% del consumo nacional y el resto de empresas distribuidoras representan el 18%.

A nivel de consumo por unidad de área geográfica (km²), la E.E. de Guayaquil es la que tiene el mayor consumo a nivel nacional, con 3,09 GWh por km², mientras que la E.E. Quito presenta un consumo de 0,25 GWh por km².

El consumo total de energía por categoría de consumo, se la presenta en la siguiente figura, en la que se puede observar que la categoría residencial representa un 35%, la categoría industrial un 31%, la categoría comercial un 20%, el servicio de alumbrado público general un 5%, y finalmente se agrupa al consumo de los subsectores (asistencia social, bombeo de agua, entre otros), el mismo que obedece al 9% del consumo eléctrico nacional.

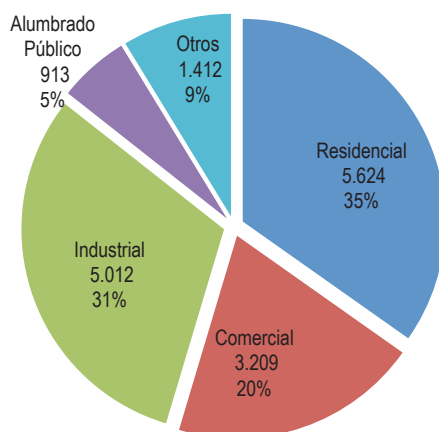


FIG. No. 1.3: ENERGÍA GWh POR CATEGORÍA DE CONSUMO

Se debe tener en cuenta el comportamiento de cada grupo de consumo, para poder determinar cuáles son los factores de responsabilidad sobre la demanda total.

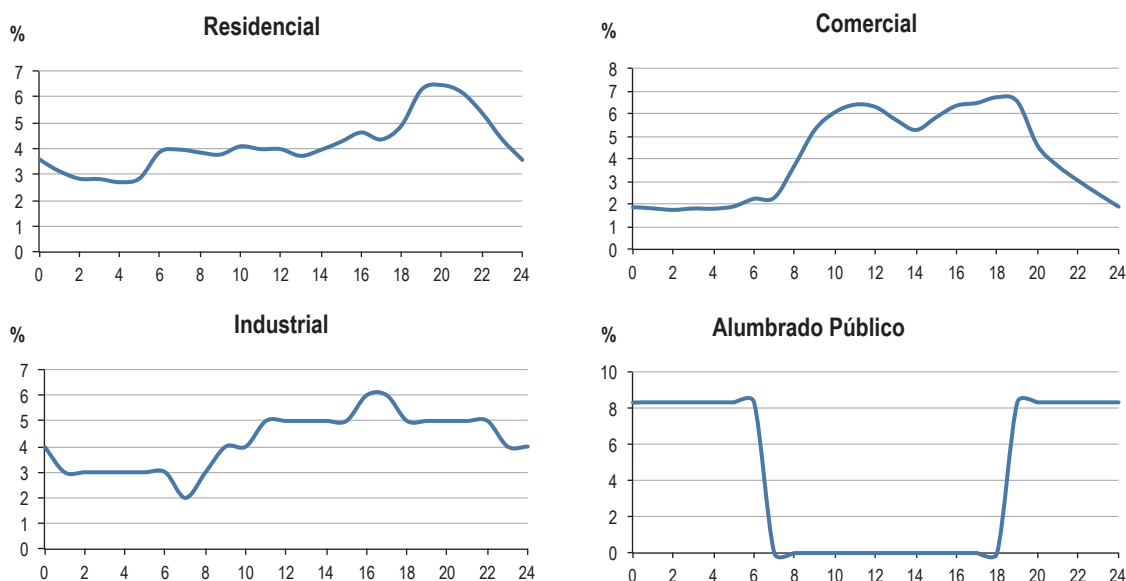


FIG. No. 1.4: CURVAS DE DEMANDA TÍPICAS POR GRUPO DE CONSUMO



1.4. Institucionalidad de la Eficiencia Energética en Ecuador

En 1994, el INECEL da las primeras acciones y directrices basadas en la implementación del Programa de Administración de la Demanda y Uso Eficiente de Energía Eléctrica, sin embargo, no se concentraron las acciones debido a su desaparición en el año 1998.

A partir de 2000, el Ministerio de Energía y Minas con el apoyo del CONELEC, implementa programas de acciones educativas y publicitarias impulsando el uso de focos fluorescentes compactos.

En 2007 se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, dentro del orgánico funcional del MEER, se cuenta con la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética; y a su vez dentro de esta Subsecretaría, se creó la Dirección Nacional de Eficiencia Energética, que es la dependencia directamente a cargo de esta función.

En 2012 se creó por Decreto Ejecutivo el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables - INER, como una instancia de apoyo científico - técnico al MEER, para el desarrollo de políticas y proyectos en el campo de la eficiencia energética, siendo de mucha trascendencia su misión de generadora de prototipos para la eficiencia. Reforzando la aplicación de nuevos proyectos para la educación y el fortalecimiento de capacidades de investigación e innovación de la Eficiencia Energética.

1.5. Aspectos Regulatorios

El CONELEC, dentro de las facultades que legalmente le han sido conferidas, mediante las Resoluciones No. 054/09 de 26 de mayo de 2009 y 072/09 de 6 de agosto de 2009, aprobó la tarifa para los consumidores industriales con registrador de demanda horaria para medio y alto voltaje, de acuerdo a los cargos tarifarios por energía, y la nueva fórmula de aplicación del factor de corrección al cargo por demanda de potencia presentados en el documento "Incentivos desde el punto de vista tarifario para que las industrias operen en horas de la noche"

TABLA No. 1.2: CARGOS TARIFARIOS VIGENTES PARA CLIENTES INDUSTRIALES

| | | EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN | | |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------------|-------|-------|
| | | LUNES A VIERNES | | |
| Nivel de Tensión | Cargos Tarifarios | CATEG | QUITO | ÚNICA |
| Media Tensión | Demanda (USD/kW) | 4,003 | 4,129 | 4,576 |
| | 08h00 hasta 18h00 (USD/kWh) | 0,052 | 0,058 | 0,061 |
| | 18h00 hasta 22h00 (USD/kWh) | 0,064 | 0,072 | 0,075 |
| | 22h00 hasta 08h00 (USD/kWh) | 0,038 | 0,042 | 0,044 |
| Alta Tensión | Demanda (USD/kW) | 3,930 | 4,053 | 4,400 |
| | 08h00 hasta 18h00 (USD/kWh) | 0,046 | 0,051 | 0,055 |
| | 18h00 hasta 22h00 (USD/kWh) | 0,057 | 0,063 | 0,068 |
| | 22h00 hasta 08h00 (USD/kWh) | 0,037 | 0,041 | 0,044 |
| | | SÁBADOS, DOMINGOS Y FERIADOS | | |
| Nivel de Tensión | Cargos Tarifarios | CATEG | QUITO | ÚNICA |
| Media Tensión | Demanda (USD/kW) | 4,003 | 4,129 | 4,576 |
| | 18h00 hasta 22h00 (USD/kWh) | 0,052 | 0,058 | 0,061 |
| | 22h00 hasta 18h00 (USD/kWh) | 0,038 | 0,042 | 0,044 |
| Alta Tensión | Demanda (USD/kW) | 3,930 | 4,053 | 4,400 |
| | 18h00 hasta 22h00 (USD/kWh) | 0,046 | 0,051 | 0,055 |
| | 22h00 hasta 18h00 (USD/kWh) | 0,037 | 0,041 | 0,044 |

Mediante Resolución No. 043/11 de 24 de junio de 2011, el CONELEC, aprobó el Esquema Tarifario con señales de eficiencia para el sector residencial, con el objetivo de lograr el uso adecuado de la energía eléctrica, a través de una nueva tarifa, para aquellos usuarios con altos consumos suntuarios y que venían recibiendo subsidio por parte del Estado. Se mantuvo el nivel tarifario a los usuarios cuyos consumos de energía eléctrica se encontraban dentro de límites razonables.

El esquema tarifario propuesto se enfocó a aquellos consumidores que se encuentran en el rango de consumo superior a 500 kWh/mes que, para todas las distribuidoras en promedio, representa el 1,75% de abonados, y de 12,49% del consumo de energía eléctrica, del total del sector residencial.

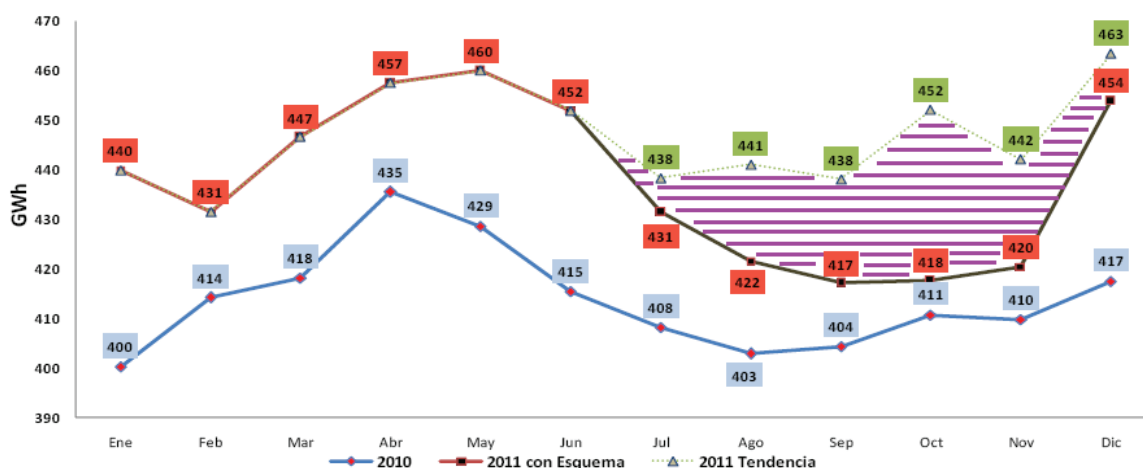


FIG. No. 1.5: RESULTADOS AL APLICAR EL ESQUEMA TARIFARIO EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Sobre la base de lo que se estimaba en el consumo del sector residencial, y la incidencia que tuvo la aplicación tarifaria a partir de julio hasta diciembre de 2011, se tiene un ahorro de 113 GWh.

Mediante la Regulación No. CONELEC 008/011 “Prestación del Servicio de Alumbrado Público General”, se norma las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitirán a las distribuidoras de energía eléctrica prestar el servicio de alumbrado público general con calidad, eficiencia y precio justo.

En marzo de 2012 el INEN adoptó oficialmente la norma ISO 50001 “Sistemas de Gestión de la Energía. Requisitos con Orientación Para su Uso”.

1.6. Políticas Establecidas

El gobierno nacional, cumpliendo con lo establecido en la Constitución de la República del Ecuador, en los artículos 313 y 413, ha asumido el compromiso de impulsar e implementar una serie de medidas tendientes a mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos con eficiencia.

El objetivo 11 del PNBV 2013 - 2017 “Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica”, establece la política de: “Reestructurar la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable”, bajo los siguientes lineamientos:

1. Incentivar el uso eficiente y el ahorro de energía, sin afectar la cobertura y calidad de sus productos y servicios.



2. Generar alternativas, fortalecer la planificación e implementar regulación al uso energético en el transporte, los hogares y las industrias, para modificar los patrones de consumo energético, con criterios de eficiencia y sustentabilidad.
3. Analizar la viabilidad de implementar un tren eléctrico de carga que genere eficiencia energética en el transporte de carga pesada y liviana en el país.
4. Analizar la viabilidad de desarrollar un auto eléctrico nacional para su utilización en el sector público.
5. Optimizar el uso de los recursos no renovables en la generación de energía eléctrica, a través del empleo de tecnologías eficientes.

1.7. Plan de Eficiencia Energética para el Ecuador 2013 - 2022

Basado en la experiencia adquirida de cada una de las investigaciones y proyectos pilotos implementados hasta la actualidad, surge el Plan de Eficiencia Energética para el Ecuador 2013 - 2022, el cual, busca cumplir con los objetivos planteados en el PNVB 2013 - 2017.

El plan se constituye por una línea de acción definida para cada sector de consumo, y definiendo metas para el cumplimiento en los próximos 10 años.

1.7.1 Sector residencial

El sector residencial, representó en 2012, el 35% de la demanda de energía, por lo cual, su incidencia como actor de la implementación de planes de eficiencia energética, es de un alto impacto en la demanda total.

Para focalizar las acciones a realizarse en este sector, se debe tener el conocimiento de los usos finales de la energía dentro del mismo.

Un estudio de usos finales realizado por el ex-INECEL en 1993 definió el consumo energético residencial de las regiones costa y sierra.

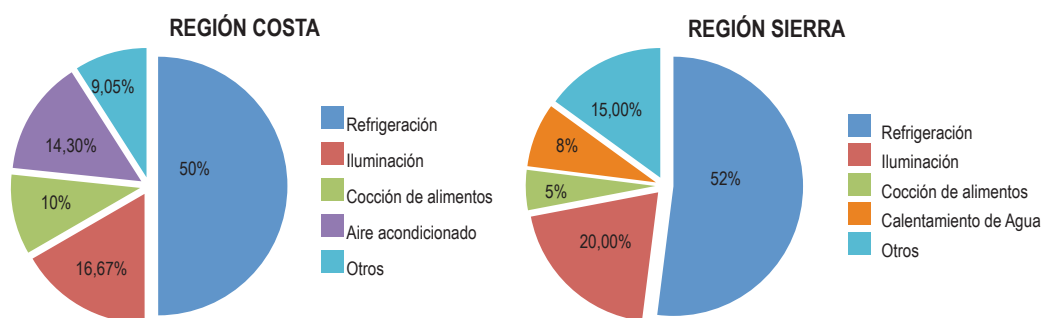


FIG. No. 1.6: USOS FINALES DE LA ENERGÍA

Para el periodo 2014 - 2015, el MEER tendrá estos valores actualizados, mediante estudios de consultorías de Usos Finales, que actualmente los viene ejecutando.

La distribución de clientes residenciales y consumos por región se lo puede analizar en la figura No. 1.7, en donde se puede apreciar, que aproximadamente el 51% de los clientes residenciales se encuentran en la región costa, lo cual representa el 56% del consumo de energía residencial.

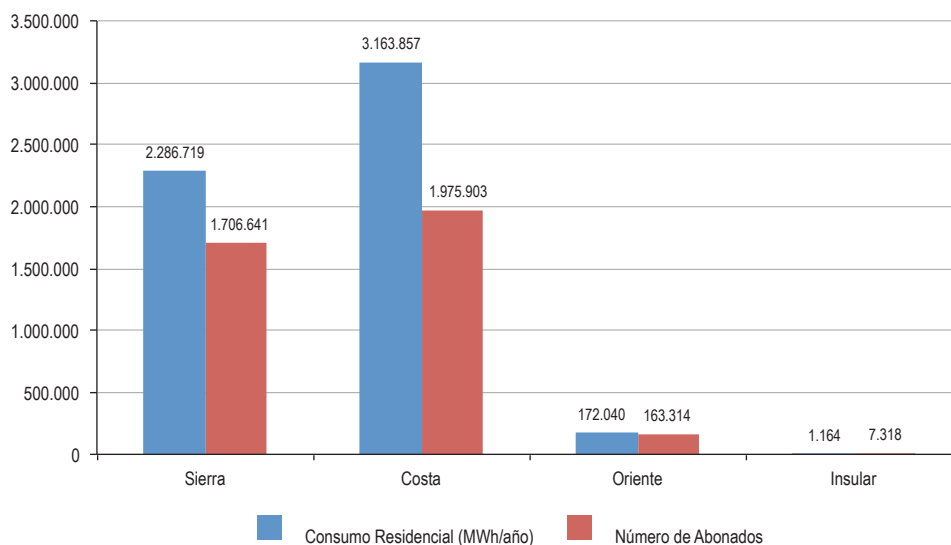


FIG. No. 1.7: CONSUMO DE ENERGÍA Y NÚMERO DE CLIENTES RESIDENCIALES

De los datos expuestos en la figura anterior, corresponden los consumos de 2012, se puede obtener el consumo promedio de un cliente tipo, de la región sierra, oriente, costa e insular.

TABLA No. 1.3: CONSUMO PROMEDIO DE UN CLIENTE RESIDENCIAL POR REGIÓN

| REGIÓN | CONSUMO PROMEDIO (kWh/año) |
|---------|----------------------------|
| Sierra | 1.340 |
| Oriente | 1.053 |
| Costa | 1.601 |
| Insular | 159 |

A nivel nacional, se puede segmentar el sector residencial por rangos de consumo, lo que nos permite verificar la población objetivo en la que se puede intervenir con los planes de eficiencia.

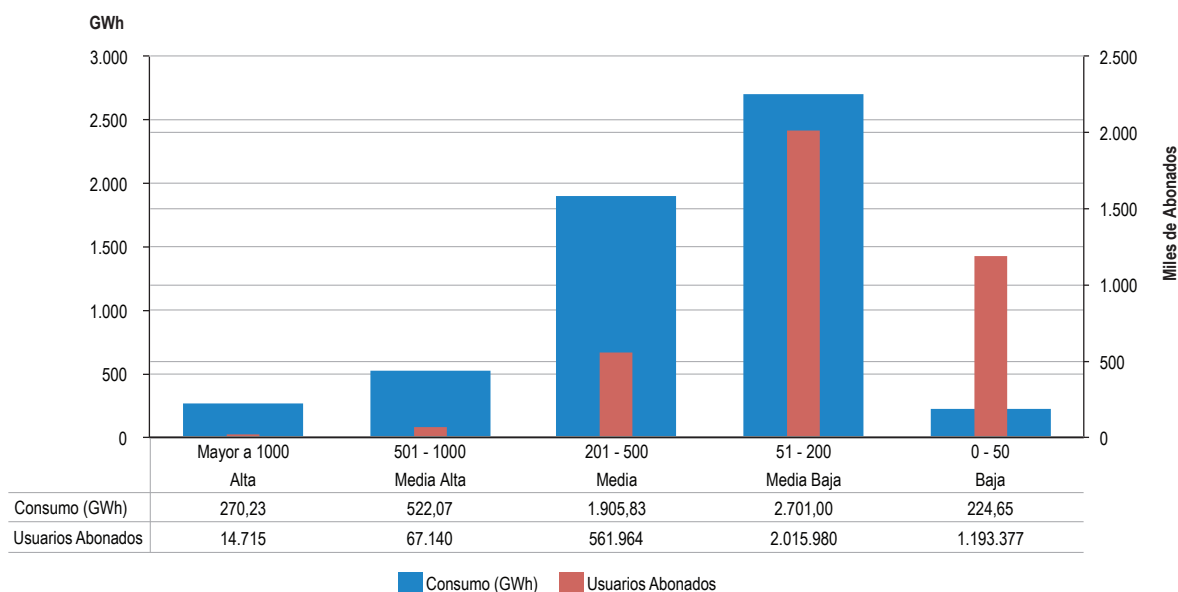


FIG. No. 1.8: CLIENTES Y CONSUMOS RESIDENCIALES POR RANGO DE CONSUMO



En la figura No. 1.8, se observa que los sectores con mayor consumo e impacto son la clase media y media baja, tomando en cuenta que aproximadamente el 52% de los clientes de la clase media baja son beneficiarios de la tarifa dignidad.

1.7.1.1 Programa para la renovación de equipos de consumo energético ineficiente

Plan RENOVA

En lo que compete al sector residencial, se tiene en ejecución el plan RENOVA, que contempla la sustitución de electrodomésticos ineficientes (de alto consumo energético) por equipos nuevos y eficientes de fabricación nacional.

El proyecto busca la sustitución de 330.000 refrigeradoras ineficientes en 5 años a nivel nacional. Hasta el 31 de diciembre de 2012 las Empresas Eléctricas de Distribución, receptaron un total de 14.271 solicitudes de posibles beneficiarios del proyecto, realizándose la sustitución de 7.628 refrigeradoras a nivel nacional.

Se estima para 2013 una reducción del consumo residencial de 47 GWh, hasta culminar con su implementación en 2016 en donde se tendrá una reducción del consumo residencial de 216 GWh.

TABLA No. 1.4: REDUCCIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL PRODUCTO DEL PLAN RENOVA (MWh)

| Empresa | CatTar | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|--------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| CNEL-Bolívar | BT_RES | -294 | -588 | -932 | -1.471 | -1.471 | -1.471 | -1.471 | -1.471 | -1.471 | -1.471 |
| CNEL-EI Oro | BT_RES | -3.045 | -6.792 | -12.023 | -16.395 | -16.395 | -16.395 | -16.395 | -16.395 | -16.395 | -16.395 |
| CNEL-Esmeraldas | BT_RES | -1.796 | -3.513 | -6.090 | -8.588 | -8.588 | -8.588 | -8.588 | -8.588 | -8.588 | -8.588 |
| CNEL-Guayas Los Ríos | BT_RES | -4.372 | -9.447 | -14.990 | -20.299 | -20.299 | -20.299 | -20.299 | -20.299 | -20.299 | -20.299 |
| CNEL-Los Ríos | BT_RES | -1.718 | -3.279 | -5.543 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 |
| CNEL-Manabí | BT_RES | -3.904 | -8.588 | -13.663 | -18.737 | -18.737 | -18.737 | -18.737 | -18.737 | -18.737 | -18.737 |
| CNEL-Milagro | BT_RES | -2.264 | -4.216 | -7.183 | -10.149 | -10.149 | -10.149 | -10.149 | -10.149 | -10.149 | -10.149 |
| CNEL-Sta. Elena | BT_RES | -1.718 | -3.279 | -5.543 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 | -7.807 |
| CNEL-Sto. Domingo | BT_RES | -2.654 | -4.997 | -8.510 | -11.711 | -11.711 | -11.711 | -11.711 | -11.711 | -11.711 | -11.711 |
| CNEL-Sucumbios | BT_RES | -859 | -1.640 | -2.576 | -3.904 | -3.904 | -3.904 | -3.904 | -3.904 | -3.904 | -3.904 |
| E.E. Ambato | BT_RES | -1.569 | -2.942 | -4.854 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 |
| E.E. Azogues | BT_RES | -245 | -441 | -686 | -981 | -981 | -981 | -981 | -981 | -981 | -981 |
| E.E. Centro Sur | BT_RES | -1.912 | -4.266 | -7.551 | -10.297 | -10.297 | -10.297 | -10.297 | -10.297 | -10.297 | -10.297 |
| E.E. Cotopaxi | BT_RES | -785 | -1.471 | -2.305 | -3.432 | -3.432 | -3.432 | -3.432 | -3.432 | -3.432 | -3.432 |
| E.E. Norte | BT_RES | -1.569 | -2.942 | -4.854 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 |
| E.E. Quito | BT_RES | -5.884 | -12.454 | -21.476 | -28.929 | -28.929 | -28.929 | -28.929 | -28.929 | -28.929 | -28.929 |
| E.E. Riobamba | BT_RES | -1.569 | -2.942 | -4.854 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 | -6.864 |
| E.E. Sur | BT_RES | -1.079 | -2.059 | -3.481 | -4.903 | -4.903 | -4.903 | -4.903 | -4.903 | -4.903 | -4.903 |
| Eléctrica de Guayaquil | BT_RES | -7.807 | -16.395 | -27.716 | -37.475 | -37.475 | -37.475 | -37.475 | -37.475 | -37.475 | -37.475 |
| E.E. Galápagos | BT_RES | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 | -2.342 |
| Total | | -47.384 | -94.593 | -157.171 | -215.820 | -215.820 | -215.820 | -215.820 | -215.820 | -215.820 | -215.820 |

Plan eficiencia en climatización

Este Plan va orientado a la aplicación del Reglamento Técnico Ecuatoriano RTE INEN 072 de "Eficiencia Energética para Acondicionadores de Aire sin Ductos", principalmente al etiquetado de los electrodomésticos y a la restricción de la comercialización de equipos ineficientes.



Uno de los problemas críticos en la región costa es la conexión clandestina de artefactos ineficientes en la temporada del invierno, lo que se refleja con un incremento sustancial en las pérdidas no técnicas de las empresas distribuidoras.

Una de las causas para la ocurrencia de este tipo de ilícito es que los artefactos son altamente ineficientes, por lo que conectarlo de forma correcta con la debida medición ocasiona facturaciones elevadas.

Por esta razón a partir del 2015, con las experiencias de la implementación del plan RENOVA, se implementará un programa similar con los equipos de aire acondicionado.


1.7.1.2 Iluminación eficiente

A través de Resoluciones del COMEX (Consejo de Comercio Exterior) se emitió el dictamen favorable para el diferimiento arancelario (0% ad valorem), de lámparas fluorescentes compactas (focos ahorradores) de rango A (alta eficiencia), según reglamento técnico ecuatoriano RTE 036 “Eficiencia energética. Lámparas fluorescentes compactas...”. Igualmente el diferimiento arancelario favorable (0% ad valorem), para tubos fluorescentes tipo T5 y T8, considerados de mayor eficiencia y cuyo mercado principal es el sector público y comercial.

Mediante Resolución COMEX, se aplicó la suspensión a partir de enero de 2010, a la importación de focos incandescentes de uso residencial, entre los rangos de 25 a 100 W, conscientes de que el principal uso de la energía en el sector residencial es la iluminación.

Como complemento a este tipo de medidas en el campo de la eficiencia energética se debe trabajar en iluminación eficiente con nuevas tecnologías como son las lámparas tipo led, que podrían reducir el consumo en un 50% en el ya obtenido con el programa de sustitución de focos ahorradores.

TABLA No. 1.5: COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ILUMINACIÓN



| Iluminación | Potencia | Eficiencia | Vida Útil |
|---------------|----------|------------|-----------|
| | W | lm/W | horas |
| Incandescente | 60 | 14 | 1.000 |
| CFL | 13 - 15 | 57 | 10.000 |
| LED | 5 - 7 | 70 | 50.000 |

1.7.1.3 Desarrollo de la domótica

La domótica controla y automatiza la gestión inteligente de la demanda de energéticos de manera eficiente. Mediante la implementación de sistemas domóticos, se puede realizar el control del funcionamiento de la iluminación, climatización, agua caliente sanitaria, electrodomésticos, seguridad, comunicación, entre otros.



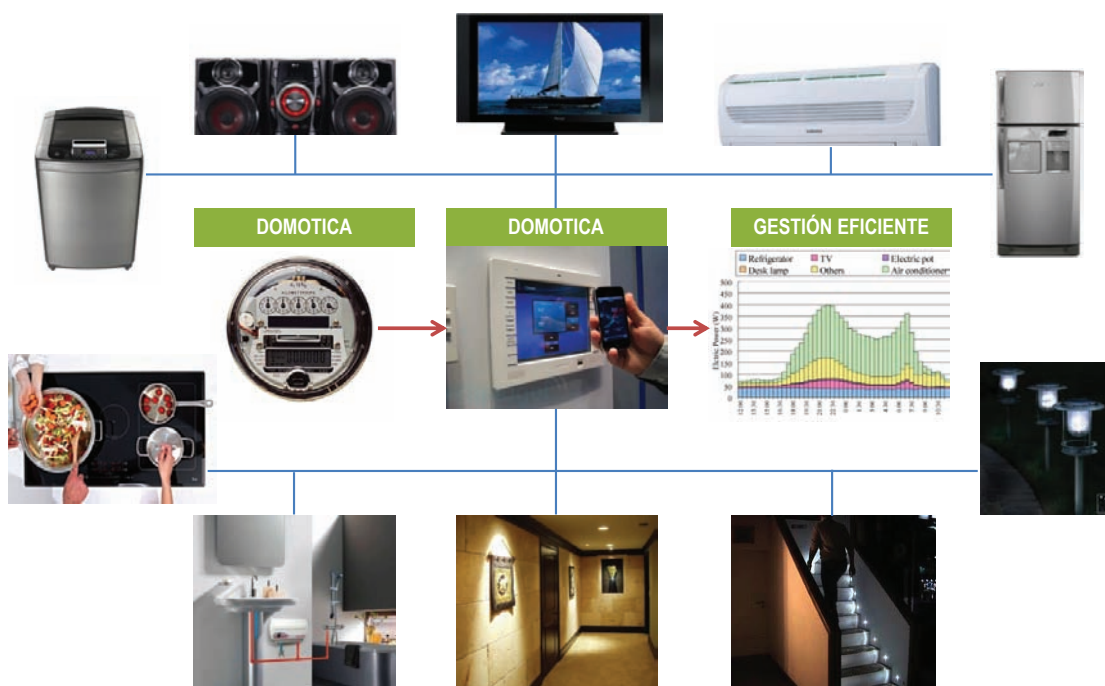


FIG. No. 1.9: FUNCIONAMIENTO DE LA DOMÓTICA

La población objetivo para la implementación de este tipo de proyectos, como se aprecia en la figura No. 1.9, es la población de clase media, media alta y alta.

A nivel de Estado se debe motivar el fomento de proveedores de este tipo de servicios, a través de incentivos arancelarios, debido a que gran parte de los equipos utilizados son de fabricación extranjera.

1.7.1.4 Plan de cocción eficiente

El Plan de Cocción Eficiente, consiste en la incorporación de 3,5 millones de cocinas eléctricas durante el período 2015 - 2017 y de 1,54 millones entre el 2018 y 2022.

Durante el período 2009 - 2011, el MEER firmó varios convenios de cooperación con la E.E. Regional del Norte, EMELNORTE, para realizar la evaluación del comportamiento de la red de distribución eléctrica antes y después de la incorporación de cocinas de inducción y definir los presupuestos de inversiones para su implementación.

Dado que la migración del consumo de Gas Licuado de Petróleo, GLP, a electricidad, como fuente energética principal para la cocción de alimentos, constituirá uno de los cambios relevantes en la Matriz Energética del país, es fundamental analizar y establecer, desde distintos ámbitos (oferta futura de generación, adaptación de las redes de transmisión y distribución, tecnologías de cocinas eléctricas, capacidad de producción y/o transporte masivo de cocinas, etc.), los mecanismos para una adecuada implementación de este proyecto de gran escala.

La migración hacia la cocción con energía eléctrica y en general el cambio de la matriz energética del país, se sustentan en un abastecimiento basado principalmente en fuentes renovables de generación. De ahí que, actualmente se encuentren en ejecución proyectos con aproximadamente 2.900 MW de oferta hidroeléctrica, entre los principales: Paute - Sopladora, Toachi - Pilaton, Manduriacu, Delsitanisagua, Quijos, Minas - San Francisco y Coca Codo Sinclair; y, alrededor de 300 MW en proyectos fotovoltaicos.

Según la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, en el 2011, el consumo de GLP del sector doméstico fue de 929.505 toneladas. Se asume que el 80%, 743.604 toneladas de GLP se destina para la cocción de alimentos.



TABLA No. 1.6: CONSUMO DE GLP A NIVEL NACIONAL POR SECTORES, AÑO 2011

| Sectores | Capacidades (Ton) | | | | | Total (Ton) | Porcentaje (%) |
|----------------|-------------------|--------------|---------------|--------------|------------|------------------|----------------|
| | Cil. 15 kg | Cil. 45 kg | Al granel | otras | Benef. | | |
| Agro Industria | 9 | - | 12.838 | - | - | 12.847 | 1,25 |
| Beneficencia | - | - | - | - | 110 | 110 | 0,01 |
| Comercial | 3.575 | 7.762 | 2.981 | - | - | 14.319 | 1,39 |
| Doméstico | 923.363 | 20 | 6.121 | - | - | 929.505 | 90,30 |
| Industrial | 3.095 | 1.683 | 54.991 | 3.040 | - | 62.810 | 6,10 |
| Vehicular | - | - | 9.795 | - | - | 9.795 | 0,95 |
| Total | 930.042 | 9.466 | 86.727 | 3.040 | 110 | 1.029.385 | 100,00 |

La eficiencia en la cocción de alimentos varía según el tipo de equipo, la fuente de energía, forma y condiciones de uso. La eficiencia de una cocina a GLP es aproximadamente $\eta_{GLP} = 39,87\%$ (para una potencia de entrada equivalente a 475W); y, la eficiencia de una cocina de inducción de uso doméstico tipo D es de 84%. La relación entre las eficiencias de las cocinas a electricidad y a GLP es: $\eta_{Elec}/\eta_{GLP} = 2.1$

EFICIENCIA 84%



EFICIENCIA 40%



FIG. No. 1.10: EFICIENCIA DE COCINAS

Para el primer año de implementación del plan, se estima la incorporación de 350 mil cocinas a nivel nacional, para el segundo año se tendrá incorporado en el sistema 1,4 millones de cocinas, hasta llegar a 3,5 millones de cocinas en 2017.

TABLA No. 1.7: DISTRIBUCIÓN DE COCINAS A NIVEL NACIONAL

| Empresa | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------------|------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| CNEL-Bolívar | 817 | 9.567 | 47.484 | 50.461 | 53.514 | 56.563 | 57.887 | 59.172 |
| CNEL-El Oro | 933 | 28.700 | 130.667 | 154.335 | 179.311 | 205.502 | 211.092 | 216.593 |
| CNEL-Esmeraldas | 700 | 16.450 | 108.383 | 115.913 | 123.873 | 132.168 | 136.606 | 141.037 |
| CNEL-Guayas Los Ríos | 700 | 41.067 | 272.067 | 292.192 | 313.448 | 335.687 | 348.255 | 360.740 |
| CNEL-Los Ríos | - | 6.067 | 95.667 | 99.789 | 104.074 | 108.335 | 112.087 | 115.762 |
| CNEL-Manabí | - | 9.567 | 263.900 | 286.129 | 309.289 | 333.539 | 343.841 | 354.108 |
| CNEL-Milagro | - | 7.933 | 114.916 | 122.313 | 130.038 | 138.160 | 142.323 | 146.429 |
| CNEL-Sta. Elena | 700 | 11.900 | 109.783 | 115.344 | 121.150 | 127.256 | 132.880 | 138.605 |



TABLA No. 1.7: DISTRIBUCIÓN DE COCINAS A NIVEL NACIONAL (cont.)

| Empresa | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| CNEL-Sto. Domingo | - | 14.333 | 135.783 | 146.762 | 158.407 | 170.309 | 176.854 | 183.385 |
| CNEL-Sucumbios | - | 6.067 | 81.667 | 85.079 | 88.480 | 91.967 | 96.998 | 102.204 |
| E.E. Ambato | 48.883 | 149.333 | 204.866 | 207.814 | 210.802 | 213.808 | 219.425 | 224.895 |
| E.E. Azogues | 5.133 | 17.400 | 26.267 | 27.114 | 28.016 | 28.929 | 29.240 | 29.516 |
| E.E. Centro Sur | 70.000 | 145.833 | 297.733 | 302.906 | 308.183 | 313.759 | 322.245 | 330.671 |
| E.E. Cotopaxi | 28.583 | 86.566 | 88.549 | 93.790 | 99.322 | 104.863 | 106.999 | 109.043 |
| E.E. Norte | 9.800 | 90.184 | 190.651 | 192.601 | 194.531 | 196.259 | 209.545 | 213.607 |
| E.E. Quito | 72.450 | 291.667 | 566.167 | 661.905 | 762.142 | 867.280 | 890.405 | 912.926 |
| E.E. Riobamba | 15.167 | 65.800 | 134.167 | 137.112 | 140.111 | 143.132 | 145.906 | 148.561 |
| E.E. Sur | 18.434 | 86.566 | 148.049 | 152.867 | 156.789 | 160.740 | 163.881 | 166.836 |
| Eléctrica de Guayaquil | 77.700 | 315.000 | 483.234 | 509.394 | 536.223 | 563.700 | 574.117 | 584.048 |
| E.E. Galápagos | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | 350.000 | 1.400.000 | 3.500.000 | 3.753.820 | 4.017.703 | 4.291.956 | 4.420.586 | 4.538.136 |

Se iniciará la implementación en aquellas empresas eléctricas cuyos índices de calidad son aceptables, mientras que en las empresas en donde se tienen problemas de calidad y confiabilidad, se implementarán desde el 2016.

Se propone no incluir a la E.E. Galápagos, por razones ambientales, debido a que la demanda de cocinas eléctricas aumentará el consumo de combustibles para generación termoeléctrica en el Archipiélago.

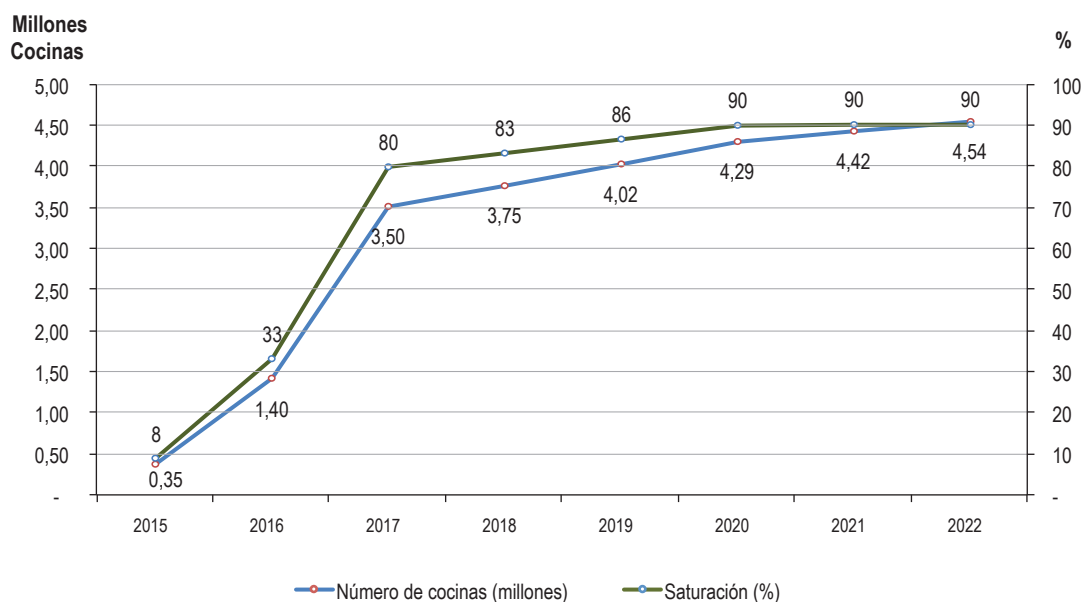


FIG. No. 1.11: NÚMERO DE COCINAS Y SATURACIÓN EN LA IMPLEMENTACIÓN

Producto de la implementación de este plan, para el primer año en el que incorpora el 8% de los clientes residenciales, se estima un incremento de la demanda en 420 GWh, el segundo año con una implementación del 33% de los clientes residenciales, la demanda de energía se incrementa 1.680 GWh y finalmente el tercer año con una implementación del 80% de los clientes residenciales, la demanda de energía se incrementa 4.200 GWh.



TABLA No. 1.8: DEMANDA PRODUCTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE COCCIÓN EFICIENTE (MWh)

| Empresas | CatTar | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|---------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| CNEL-Bolivar | BT_RES | 980 | 11.480 | 56.981 | 60.553 | 64.217 | 67.876 | 69.465 | 71.006 |
| CNEL-EI Oro | BT_RES | 1.120 | 34.440 | 156.800 | 185.202 | 215.173 | 246.602 | 253.310 | 259.911 |
| CNEL-Esmeraldas | BT_RES | 840 | 19.740 | 130.060 | 139.096 | 148.648 | 158.602 | 163.927 | 169.245 |
| CNEL-Guayas Los Ríos | BT_RES | 840 | 49.280 | 326.480 | 350.630 | 376.138 | 402.824 | 417.906 | 432.888 |
| CNEL-Los Ríos | BT_RES | - | 7.280 | 114.800 | 119.747 | 124.889 | 130.002 | 134.505 | 138.914 |
| CNEL-Manabí | BT_RES | - | 11.480 | 316.680 | 343.355 | 371.147 | 400.247 | 412.609 | 424.929 |
| CNEL-Milagro | BT_RES | - | 9.520 | 137.899 | 146.776 | 156.046 | 165.792 | 170.787 | 175.715 |
| CNEL-Sta. Elena | BT_RES | 840 | 14.280 | 131.740 | 138.413 | 145.380 | 152.707 | 159.456 | 166.326 |
| CNEL-Sto. Domingo | BT_RES | - | 17.200 | 162.940 | 176.114 | 190.088 | 204.371 | 212.225 | 220.061 |
| CNEL-Sucumbíos | BT_RES | - | 7.280 | 98.000 | 102.095 | 106.176 | 110.360 | 116.397 | 122.644 |
| E.E. Ambato | BT_RES | 58.660 | 179.200 | 245.839 | 249.377 | 252.962 | 256.570 | 263.311 | 269.874 |
| E.E. Azogues | BT_RES | 6.160 | 20.880 | 31.520 | 32.537 | 33.619 | 34.715 | 35.088 | 35.419 |
| E.E. Centro Sur | BT_RES | 84.000 | 175.000 | 357.280 | 363.487 | 369.820 | 376.511 | 386.694 | 396.805 |
| E.E. Cotopaxi | BT_RES | 34.300 | 103.879 | 106.259 | 112.548 | 119.186 | 125.836 | 128.399 | 130.852 |
| E.E. Norte | BT_RES | 11.760 | 108.221 | 228.781 | 231.121 | 233.437 | 235.511 | 251.454 | 256.329 |
| E.E. Quito | BT_RES | 86.940 | 350.000 | 679.400 | 794.286 | 914.570 | 1.040.736 | 1.068.486 | 1.095.511 |
| E.E. Riobamba | BT_RES | 18.200 | 78.960 | 161.000 | 164.534 | 168.133 | 171.758 | 175.087 | 178.273 |
| E.E. Sur | BT_RES | 22.121 | 103.879 | 177.659 | 183.440 | 188.147 | 192.888 | 196.658 | 200.203 |
| Eléctrica de Guayaquil | BT_RES | 93.240 | 378.000 | 579.881 | 611.273 | 643.468 | 676.440 | 688.940 | 700.858 |
| E.E. Galápagos | BT_RES | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | BT_RES | 420.000 | 1.680.000 | 4.200.000 | 4.504.584 | 4.821.244 | 5.150.347 | 5.304.703 | 5.445.763 |

1.7.2 Sector comercial

El sector comercial, representó en el año 2012 el 20% de la demanda de energía nacional, su evolución de crecimiento está íntimamente ligado al crecimiento económico del país.

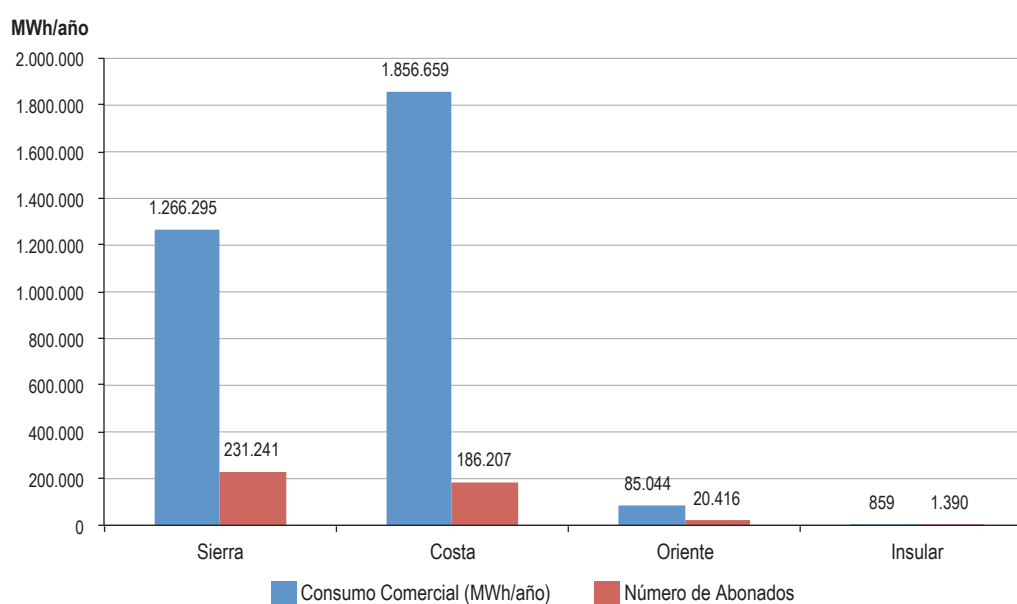


FIG. No. 1.12: CONSUMO DE ENERGÍA Y NÚMERO DE CLIENTES COMERCIALES



En lo que se refiere a la categoría comercial, durante el 2012, el mayor consumo se registró en la región costa con el 58% de consumo, seguido de la región sierra con un 39%, el oriente con 2,7% y la región insular con menos del 1% de la demanda nacional de esta categoría.

En la tabla No. 1.9 se muestra el consumo promedio de un cliente comercial, de acuerdo a la región que pertenece.

TABLA No. 1.9: CONSUMO PROMEDIO DE UN CLIENTE COMERCIAL POR REGIÓN

| REGIÓN | CONSUMO PROMEDIO (kWh/año) |
|---------|----------------------------|
| Sierra | 5.476 |
| Oriente | 4.166 |
| Costa | 9.971 |
| Insular | 618 |

En referencia a los segmentos de importancia comercial; se caracterizan como comercios muy pequeños a aquellos cuyos consumos llegan hasta 150 kWh/mes; pequeños cuyos consumos llegan hasta 500 kWh/mes; medianos con consumos de hasta 1.000 kWh/mes; grandes los que consumen hasta 2.000 kWh/mes; y muy grandes, aquellos que presentan consumos superiores a 2.000 kWh/mes. Cabe indicar que en esta clasificación no se toma en cuenta a los clientes comerciales con demanda.

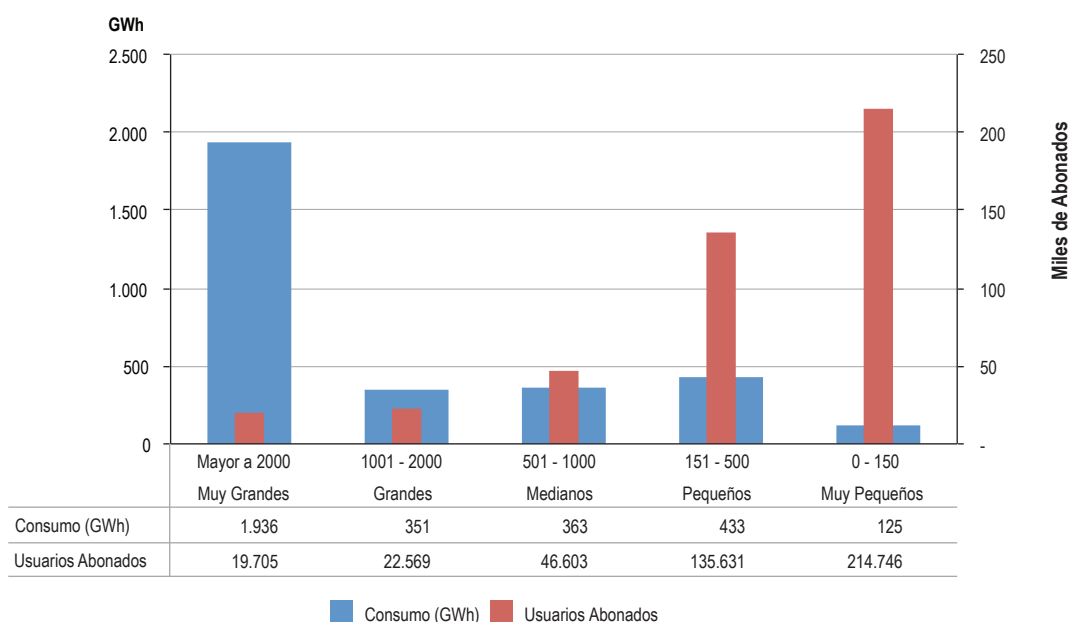


FIG. No. 1.13: CLIENTES Y CONSUMOS COMERCIALES POR RANGO DE CONSUMO

El mayor consumo de la categoría comercial, registrado en 2012, se presenta en los grandes clientes, con un 60% de la demanda nacional.

1.7.2.1 Plan de eficiencia en clientes comerciales

El plan de eficiencia en clientes comerciales está enfocado a optimizar el consumo a través de diferentes líneas de acción, tomando en cuenta que los principales usos finales de la energía dentro de esta categoría son: la refrigeración, la climatización y la iluminación.



Plan eficiencia en edificios públicos

Este plan está orientado a implementar medidas de eficiencia en edificios y dependencias públicas, para esto se iniciará con el programa en el área de servicio de la Empresa Eléctrica Quito S.A., la cual dispone de una unidad de proyectos especiales destinada a la realización de estudios y proyectos relacionados con la eficiencia energética.

A partir de 2013, se intervendrá en 58 instituciones públicas, en donde se estima obtener un ahorro del consumo de energía del 10%.

Para el período 2013 - 2022, se proyecta alcanzar una reducción promedio anual de 2,8 GWh en la demanda de la E.E. Quito S.A.

Plan eficiencia en refrigeración y climatización

Con las experiencias obtenidas del plan RENOVA, se analizará, a la conclusión del mismo, la diversificación del programa al sector comercial de la región costa. Promoviendo el cambio de frigoríficos y congeladores ineficientes al igual que los artefactos de climatización.

Además, durante el 2014 se analizará la viabilidad en lo que se refiere a dependencias públicas de la región costa, a que adopten como medida de eficiencia energética el tener los sistemas de climatización a una temperatura apropiada. En varios países se aplica restricción sobre la temperatura de climatización, sobre todo en el sector público. Esta temperatura límite oscila entre 16 y 24 °C.

Plan eficiencia en iluminación

Dentro del consumo del sector comercial, la iluminación representa entre el 35% y el 50% del consumo de energía, dependiendo del tipo de actividad económica con la que se vincule.

Las acciones orientadas a la eficiencia en la iluminación, deben promover la utilización de lámparas y luminarias eficientes, utilización de la luz diurna, entre otros.

El sector comercial es uno de los principales actores dentro de la migración a la tecnología led, ya que su variedad de contrastes de colores que se pueden obtener, resulta muy interesante al momento de hablar de publicidad.

Esquemas tarifarios

actualmente se dispone de las tarifas diferenciadas en dos bloques: de 07h00 hasta las 22h00 y desde 22h00 hasta las 07h00, para comerciales con demanda.

Incentivos

A partir del 2014, se debe analizar entre el sector eléctrico, el sector productivo y los municipios, la posibilidad de dar incentivos como reducción de impuestos prediales, tarifas preferentes a los clientes cuya edificación sea catalogada como tipo A (eficiente en su consumo energético). Para hacerse beneficiarios de este tipo de tarifa, los clientes comerciales cuyos consumos excedan los 2.000 kWh/mes, deberán presentar cada dos años una auditoría energética, que certifique que se han adoptado medidas para la optimización del consumo.

1.7.3 Sector industrial

El sector industrial, representó en 2012 el 31% de la demanda de energía nacional, su evolución de crecimiento está íntimamente ligado al crecimiento económico del país.



1. Eficiencia Energética del Sector Eléctrico

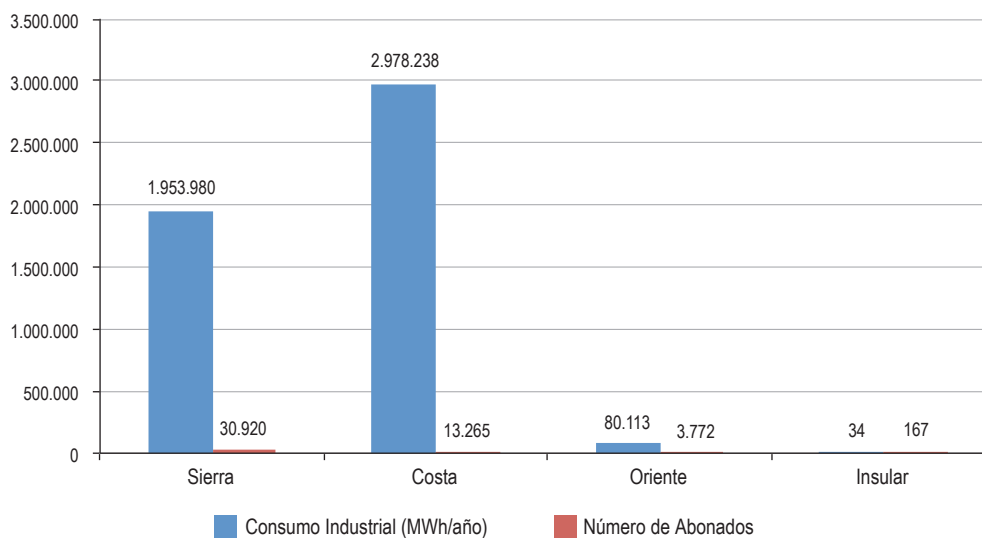


FIG. No. 1.14: CONSUMO DE ENERGÍA Y NÚMERO DE CLIENTES INDUSTRIALES

En lo que se refiere a la categoría industrial, durante el 2012, el mayor consumo se registró en la región costa con el 59%, seguido de la región sierra con un 39%, el oriente con 2% y la región insular con menos del 1% de la demanda nacional de esta categoría.

La tabla No. 1.10, muestra el consumo promedio de un cliente industrial, de acuerdo a la región que pertenece.

TABLA No. 1.10: CONSUMO PROMEDIO DE UN CLIENTE INDUSTRIAL POR REGIÓN

| REGIÓN | CONSUMO PROMEDIO (kWh/año) |
|---------|----------------------------|
| Sierra | 63.195 |
| Oriente | 21.239 |
| Costa | 224.518 |
| Insular | 203 |

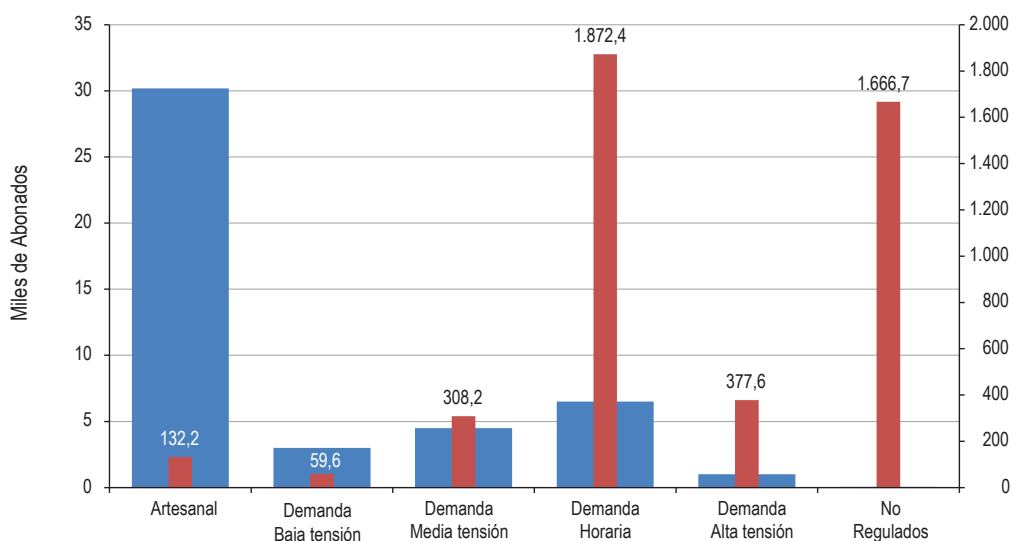


FIG. No. 1.15: CLIENTES Y CONSUMOS INDUSTRIALES POR RANGO DE CONSUMO

1.7.3.1 Plan de eficiencia en clientes industriales

El MEER conjuntamente con el MIPRO, para aumentar la eficiencia energética a todo nivel, y en particular en el sector industrial ecuatoriano, con miras a mejorar su competitividad y reducir las Emisiones de Efecto Invernadero, se encuentra implementando el Proyecto Eficiencia Energética en la Industria conjuntamente con la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI). Dicha propuesta fue aprobada por el Fondo Mundial del Medio Ambiente (FMAM) quien entregó fondos, en calidad de donación, para su financiamiento.

El proyecto demanda una inversión total de USD 4.750.000, de los cuales USD 2.140.000 serán financiados con recursos del presupuesto institucional del MEER; USD 975.000 con la cooperación técnica no reembolsable del FMAM y la ONUDI, y USD 1.635.000 restantes, serán un aporte del sector privado ecuatoriano. Los avances a diciembre de 2012 del proyecto son los siguientes:

En marzo de 2012 el INEN adoptó oficialmente la norma ISO 50001 “Sistemas de Gestión de la Energía. Requisitos con Orientación Para su Uso”.

Se desarrollaron 2 talleres de concienciación y sensibilización sobre la importancia de la eficiencia energética en las industrias dirigidos a 95 gerentes y directores.

Se desarrollaron 3 talleres de formación con conceptos básicos sobre la norma ISO 50001 con la participación de 178 profesionales técnicos.

Se inició la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía en 22 industrias de las provincias de Pichincha, Guayas, Azuay, Cotopaxi y Loja.

Aplicación de la Norma ISO 50001 - Sistemas de Gestión Energética

Un aspecto importante para la eficiencia energética es que el Ecuador adopte un estándar nacional de gestión de la energía, compatible con la norma ISO 50001. Este estándar debe ser adoptado por las empresas distribuidoras.

La Certificación de Sistemas de Gestión Energética dentro de las organizaciones del sector eléctrico en el Ecuador, es una útil herramienta que contribuye a mejorar la eficiencia energética de forma sistemática, apostando por la mejora continua.

La ISO 50001 crea capacidades para la implementación del estándar de gestión de energía y la optimización de sistemas; eleva la conciencia de la industria sobre sus beneficios y la disponibilidad de servicios para la implementación del estándar y de optimización de sistemas.

TABLA No. 1.11: REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE LA CATEGORÍA INDUSTRIAL (MWh)

| Empresa | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| CNEL-Bolívar | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-EI Oro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-Esmeraldas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-Guayas Los Ríos | -9.181 | -18.363 | -36.725 | -36.725 | -36.725 | -36.987 | -36.998 | -37.006 | -37.006 |
| CNEL-Los Ríos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-Manabí | -4.238 | -8.475 | -16.950 | -16.950 | -16.950 | -17.071 | -17.076 | -17.080 | -17.080 |
| CNEL-Milagro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-Sta. Elena | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-Sto. Domingo | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CNEL-Sucumbios | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E.E. Ambato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |



TABLA No. 1.11: REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE LA CATEGORÍA INDUSTRIAL (MWh) (cont.)

| Empresa | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| E.E. Azogues | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E.E. Centro Sur | -4.944 | -9.888 | -19.775 | -19.775 | -19.775 | -19.916 | -19.922 | -19.926 | -19.926 |
| E.E. Cotopaxi | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E.E. Norte | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E.E. Quito | -21.188 | -42.375 | -84.750 | -84.750 | -84.750 | -85.355 | -85.381 | -85.399 | -85.399 |
| E.E. Riobamba | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E.E. Sur | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Eléctrica de Guayaquil | -31.075 | -62.150 | -124.300 | -124.300 | -124.300 | -125.187 | -125.225 | -125.252 | -125.252 |
| E.E. Galápagos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | -70.625 | -141.250 | -282.500 | -282.500 | -282.500 | -284.515 | -284.603 | -284.663 | -284.663 |

1.7.4 Alumbrado público general

El alumbrado público general, representó en 2012, el 5% de la demanda nacional.

Actualmente la planificación en el Alumbrado Público General debe poseer condiciones básicas como el procurar eficiencia en el consumo energético, reducir el impacto ambiental y obtener un aceptable retorno de la inversión, mejorando la percepción de la seguridad y confort visual de la población.

Entre los beneficios a considerar en el Plan de Alumbrado Público General, están:

1. *Sociales*: Crear y mantener ambientes seguros, permitiendo condiciones de habitabilidad y tranquilidad en la noche, proporcionando condiciones sociales favorables para el desarrollo de la comunidad;
2. *Mejoras en el tránsito vehicular y de personas*: Representa un beneficio importante en la seguridad y movilidad del tráfico, evitando pérdidas de vidas humanas y materiales;
3. *Económicos*: Con la iluminación eficiente, se consigue la reducción del consumo de energía y demanda eléctrica, produciendo beneficios financieros inmediatos y postergando inversiones en centrales de generación; y,
4. *Técnicos*: El uso de equipos de nueva tecnología en el alumbrado público, debe proyectar al uso eficiente de energía que permita el ahorro en costos de mantenimiento.

El concepto de eficiencia en la iluminación pública, se manejará en función de utilizar la energía necesaria minimizando sus pérdidas.

Bajo éste concepto se propone como acciones:

1. El remplazo de luminarias simples por doble nivel de potencia.
2. Implementación de nuevas tecnologías.
3. Telegestión para el alumbrado público.

Remplazo de luminarias simples por doble nivel de potencia

El reemplazo de luminarias simples por las de doble nivel de potencia, se lo realiza en luminarias de Sodio de 250 W y 400 W, que se encuentran instaladas en calles y avenidas principales de los centros urbanos de las ciudades, en donde el flujo vehicular se reduce en horas de la noche (en especial en horas de la madrugada), y se requiere un nivel menor de iluminación, durante ese período de tiempo, sin que esto afecte la seguridad de los usuarios.



Implementación de nuevas tecnologías

La implementación de tecnologías como las luminarias de inducción y led, son esenciales en el campo de la eficiencia energética, ya que se debe realizar análisis de acuerdo a las características fotométricas, ambientales, entre otros, que tecnología se adapta mejor al ambiente.

Telegestión para el alumbrado público

Mediante el SIGDE, se han iniciado los respectivos análisis para que los sistemas de distribución cuenten con smart grids, dentro de este contexto se enmarca la telegestión e interoperatividad del alumbrado público.

El objetivo principal es convertir al sistema de alumbrado público en una infraestructura inteligente, capaz de integrar y gestionar todos los servicios disponibles, reduciendo costos y minimizando el número de luminarias indisponibles.

Entre las principales ventajas de la telegestión del alumbrado público tenemos:

1. Ahorro en el consumo energético de hasta 45%.
2. Proporciona toda la información sobre las instalaciones y equipos, permitiendo planificar la operación y mantenimiento.
3. Asegura el funcionamiento permanente de las luminarias con calidad de servicio.
4. Permite la programación de operatividad en tiempo real.

TABLA No. 1.12: REDUCCIÓN DEL CONSUMO APLICANDO EFICIENCIA EN ALUMBRADO PÚBLICO (MWh)

| Empresa | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| CNEL-Bolívar | -1.134 | -1.318 | -1.502 | -1.686 | -1.686 | -1.686 | -1.686 | -1.686 | -1.686 | -1.686 |
| CNEL-EI Oro | -1.809 | -2.974 | -4.139 | -5.304 | -5.304 | -5.304 | -5.304 | -5.304 | -5.304 | -5.304 |
| CNEL-Esmeraldas | -3.403 | -3.894 | -4.384 | -4.875 | -4.875 | -4.875 | -4.875 | -4.875 | -4.875 | -4.875 |
| CNEL-Guayas Los Rios | -3.526 | -4.446 | -5.366 | -6.285 | -6.285 | -6.285 | -6.285 | -6.285 | -6.285 | -6.285 |
| CNEL-Los Ríos | -1.901 | -2.177 | -2.453 | -2.729 | -2.729 | -2.729 | -2.729 | -2.729 | -2.729 | -2.729 |
| CNEL-Manabí | -7.297 | -9.014 | -10.731 | -12.448 | -12.448 | -12.448 | -12.448 | -12.448 | -12.448 | -12.448 |
| CNEL-Milagro | -1.318 | -1.901 | -2.483 | -3.066 | -3.066 | -3.066 | -3.066 | -3.066 | -3.066 | -3.066 |
| CNEL-Sta. Elena | -2.729 | -3.250 | -3.771 | -4.292 | -4.292 | -4.292 | -4.292 | -4.292 | -4.292 | -4.292 |
| CNEL-Sto. Domingo | -2.300 | -2.913 | -3.526 | -4.139 | -4.139 | -4.139 | -4.139 | -4.139 | -4.139 | -4.139 |
| CNEL-Sucumbios | -1.318 | -1.656 | -1.993 | -2.330 | -2.330 | -2.330 | -2.330 | -2.330 | -2.330 | -2.330 |
| E.E. Ambato | -950 | -1.901 | -2.851 | -3.802 | -3.802 | -3.802 | -3.802 | -3.802 | -3.802 | -3.802 |
| E.E. Azogues | -184 | -368 | -552 | -736 | -736 | -736 | -736 | -736 | -736 | -736 |
| E.E. Centro Sur | -1.441 | -2.882 | -4.323 | -5.764 | -5.764 | -5.764 | -5.764 | -5.764 | -5.764 | -5.764 |
| E.E. Cotopaxi | -521 | -1.042 | -1.564 | -2.085 | -2.085 | -2.085 | -2.085 | -2.085 | -2.085 | -2.085 |
| E.E. Norte | -1.104 | -2.208 | -3.311 | -4.415 | -4.415 | -4.415 | -4.415 | -4.415 | -4.415 | -4.415 |
| E.E. Quito | -3.679 | -7.358 | -11.038 | -14.717 | -14.717 | -14.717 | -14.717 | -14.717 | -14.717 | -14.717 |
| E.E. Riobamba | -460 | -920 | -1.380 | -1.840 | -1.840 | -1.840 | -1.840 | -1.840 | -1.840 | -1.840 |
| E.E. Sur | -736 | -1.472 | -2.208 | -2.943 | -2.943 | -2.943 | -2.943 | -2.943 | -2.943 | -2.943 |
| Eléctrica de Guayaquil | -2.483 | -4.967 | -7.450 | -9.934 | -9.934 | -9.934 | -9.934 | -9.934 | -9.934 | -9.934 |
| E.E. Galápagos | -31 | -61 | -92 | -123 | -123 | -123 | -123 | -123 | -123 | -123 |
| Total | -38.325 | -56.721 | -75.117 | -93.513 | -93.513 | -93.513 | -93.513 | -93.513 | -93.513 | -93.513 |



1.7.5 Sector transporte

En lo referente a transporte, en atención a los lineamientos establecidos para el cumplimiento del objetivo 11 del PNBV, se tiene previsto la incorporación de transporte eléctrico liviano y la incorporación del transporte público eléctrico.

1.7.5.1 Introducción de transporte eléctrico liviano

Se prevé la incorporación de 1.000 vehículos eléctricos por año entre el 2015 y 2016, generando un incremento en el consumo eléctrico con el siguiente impacto por distribuidora.

TABLA No. 1.13: CONSUMO ELÉCTRICO POR INTRODUCCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (MWh)

| Empresa | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CNEL-Bolívar | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 |
| CNEL-El Oro | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 |
| CNEL-Esmeraldas | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 |
| CNEL-Guayas Los Ríos | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 |
| CNEL-Los Ríos | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| CNEL-Manabí | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 | 213 |
| CNEL-Milagro | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 |
| CNEL-Sta. Elena | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| CNEL-Sto. Domingo | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 |
| CNEL-Sucumbíos | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| E.E. Ambato | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 |
| E.E. Azogues | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| E.E. Centro Sur | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 |
| E.E. Cotopaxi | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 |
| E.E. Norte | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 |
| E.E. Quito | 645 | 645 | 645 | 645 | 645 | 645 | 645 | 645 |
| E.E. Riobamba | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 |
| E.E. Sur | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 |
| Eléctrica de Guayaquil | 426 | 426 | 426 | 426 | 426 | 426 | 426 | 426 |
| E.E. Galápagos | | | | | | | | |
| Total | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 |

Para el caso de la Empresa Eléctrica Galápagos, se debe hacer un análisis de oferta - demanda, para optimizar costos operativos y ambientales, debido a que la demanda actual se abastece por generación térmica con combustibles fósiles. Actualmente se está trabajando por el cambio de la matriz energética de las islas a tecnologías renovables no convencionales.

1.7.5.2 Transporte público

En lo referente al transporte público, se tienen dos proyectos con avance significativo que son: Metro de Quito y Tranvía de Cuenca, los cuales cuentan con estudios que justifican su incorporación en la proyección de demanda en el corto plazo.



FIG. No. 1.16: METRO DE QUITO Y TRANVÍA DE CUENCA

TABLA No. 1.14: CONSUMO DEL TRANSPORTE PÚBLICO

| Cliente | Actividad | Nivel de tensión de conexión | Empresa distribuidora | Año de ingreso | Demanda | | |
|--------------------|------------|------------------------------|------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------------|
| | | | | | Potencia (MW) | Energía (MWh) | Factor de Carga (%) |
| Metro de Quito | Transporte | AT | E.E. Quito | 2014 | 71 | 105.000 | 16 |
| Tranvía de Cuenca | Transporte | AT | E.E. Centro Sur | 2014 | 9 | 53.079 | 42 |
| Transporte Público | Transporte | MT | CNEL - El Oro | 2019 | 5 | 23.230 | 53 |
| Transporte Público | Transporte | MT | CNEL - Esmeraldas | 2015 | 15 | 51.690 | 39 |
| Transporte Público | Transporte | MT | CNEL - Manabí | 2017 | 10 | 34.460 | 39 |
| Transporte Público | Transporte | MT | CNEL - Sucumbíos | 2016 | 5 | 17.230 | 39 |
| Transporte Público | Transporte | MT | Eléctrica de Guayaquil | 2018 | 10 | 34.460 | 39 |
| Transporte Público | Transporte | MT | E.E. Norte | 2015 | 5 | 17.230 | 39 |
| Transporte Público | Transporte | MT | E.E. Quito | 2015 | 10 | 34.460 | 39 |

TABLA No. 1.15: DEMANDA DE TRANSPORTE PÚBLICO

| Empresas | CatTar | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------|--------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| CNEL - El Oro | MT_IND | | | | | | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 18.230 |
| CNEL - Esmeraldas | MT_IND | | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 51.690 | 51.690 |
| E.E. Centro Sur | AT_IND | 35.411 | 35.627 | 35.849 | 35.849 | 35.849 | 35.849 | 53.079 | 53.079 | 53.079 |
| CNEL - Manabí | MT_IND | | | | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 |
| CNEL - Sucumbíos | MT_IND | | | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 |
| Eléctrica de Guayaquil | MT_IND | | | | | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 |
| E.E. Norte | MT_IND | | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 | 17.230 |
| E.E. Quito | AT_IND | 19.710 | 19.710 | 105.000 | 105.000 | 105.000 | 105.000 | 105.000 | 105.000 | 105.000 |
| E.E. Quito | MT_IND | | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 | 34.460 |
| Total | | 55.121 | 141.487 | 244.229 | 278.689 | 313.149 | 330.379 | 347.609 | 364.839 | 365.839 |



2

Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico



Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico

2

2.1. Introducción y Antecedentes

El Plan Maestro de Electrificación, PME 2013 - 2022, considera los aspectos técnicos y legales que permitan evitar o minimizar los impactos socio ambientales de las instalaciones y operaciones eléctricas que se planifican desarrollar a futuro.

La actual Constitución de la República del Ecuador, CRE, publicada mediante Registro Oficial No. 449, de 20 de octubre de 2008, establece a la preservación del ambiente como una de las prioridades del Estado. Así, la Constitución dispone que el Estado promueva en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. Además, que la soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.

El presente capítulo, comprende el diagnóstico de la situación actual y una serie de acciones propositivas para lograr la sustentabilidad del sector eléctrico del Ecuador, en términos de la matriz energética planteada con horizonte al 2022. Esto incluye el desarrollo de indicadores que permitan medir el progreso hacia el desarrollo sustentable del sector y sus integrantes.

2.2. Las Garantías Socio Ambientales de la Constitución

El marco jurídico que se incluye en la “Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico”, se fundamenta en la identificación y análisis de las siguientes disposiciones constitucionales y normas legales a las que el sector eléctrico tiene la obligación de observar, ejecutar o garantizar su cumplimiento:

La Constitución de la República del Ecuador, CRE (2008), de carácter garantista que definió al país como “un estado constitucional de derechos y justicia”, con un sistema de gobierno descentralizado, en el que los recursos naturales no renovables constituyen un patrimonio “inalienable, irrenunciable e imprescriptible.”¹ Noción articuladora de las garantías que el tipo de estado que genera la Constitución vigente se compromete a respetar, son los denominados derechos del buen vivir. Estos derechos, son el conjunto mínimo de compromisos que el estado debe cumplir y de los que particulares tienen la certeza de ser beneficiarios, a fin de tener una vida social e individual digna. Entre los derechos del buen vivir se encuentran el agua y la alimentación, el ambiente sano, la educación, la comunicación, la salud, entre otros².

2.2.1. El Buen Vivir o Sumak Kawsay

La noción del “buen vivir” o “sumak kawsay”, genera varios deberes al estado, a fin de asegurar que la población disfrute de un estilo de vida digno. Estos deberes, son los siguientes:

- Agua y alimentación,

1 Ver: Art. 1 - CRE

2 Ver: CRE, Título II, Capítulo Segundo



- Ambiente sano,
- Comunicación e información,
- Cultura y ciencia,
- Educación,
- Hábitat y vivienda,
- Salud,
- Trabajo y seguridad social³.

De manera complementaria y a fin de asegurar que se respeten los derechos y garantías socio ambientales, la Constitución reconoce los siguientes principios ambientales:

- El estado garantizará un modelo sustentable de desarrollo, ambientalmente equilibrado y respetuoso de la diversidad cultural, que conserve la biodiversidad y la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas, y asegure la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras.
- Las políticas de gestión ambiental se aplicarán de manera transversal y serán de obligatorio cumplimiento por parte del estado en todos sus niveles y por todas las personas naturales o jurídicas en el territorio nacional.
- El estado garantizará la participación activa y permanente de las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades afectadas, en la planificación, ejecución y control de toda actividad que genere impactos ambientales. En caso de duda sobre el alcance de las disposiciones legales en materia ambiental, éstas se aplicarán en el sentido favorable a la protección de la naturaleza.⁴

Esta base conceptual en la que se asienta la Constitución ecuatoriana, es importante para comprender por qué las actividades de desarrollo y la construcción de obras de infraestructura, como es el caso de las de carácter eléctrico, deben ajustarse al marco normativo correspondiente.

2.2.2 Los derechos de la naturaleza

El respeto a la naturaleza (Art. 71-CRE), es parte de las garantías constitucionales de protección integral a “su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos”; así como el derecho a la restauración que será “independiente de la obligación que tienen el estado y las personas naturales o jurídicas de indemnizar a los individuos y colectivos que dependen de los sistemas naturales afectados.”⁵

Para evitar incurrir en violaciones al derecho de la naturaleza, el estado aplicará “medidas de precaución y restricción para las actividades que puedan conducir a la extinción de especies, la destrucción de ecosistemas o la alteración permanente de los ciclos naturales.”⁶

En caso de daños ambientales, se genera una responsabilidad objetiva, es decir, independiente de cualquier elemento de culpabilidad de parte del causante del daño; y, además de las sanciones que correspondan por el

3 Ver: “Los Derechos del Buen Vivir”, Título Segundo, Capítulo Segundo, de la Constitución.

4 Ver: Art. 395-CRE

5 Ver: Art. 72-CRE

6 Ver: Art. 73-CRE



daño ocasionado, existe también la obligación de restaurar integralmente los ecosistemas e indemnizar a las personas y comunidades afectadas (Art. 396-CRE). En los casos de daño ambiental se generan obligaciones civiles y administrativas.

Otra manera de ejercer medidas que promuevan el respeto a los derechos de la naturaleza y a evitar ocasionar daños al ambiente por parte de las actividades socioeconómicas, es la calidad especial que se asigna a las acciones legales para perseguir y sancionar por daños ambientales, las mismas a las que la Constitución les da la categoría de imprescriptibles (396-CRE).

Finalmente, el ejercicio integral de la tutela estatal sobre el ambiente y la corresponsabilidad de la ciudadanía en su preservación, se articulará a través de un sistema nacional descentralizado de gestión ambiental, que tendrá a su cargo la defensoría del ambiente y la naturaleza (399-CRE). La corresponsabilidad ciudadana implica, entre otras formas, el ejercicio de la acción popular para denunciar a quienes violen esta garantía, sin perjuicio de la responsabilidad civil y penal por denunciar la violación a las normas sobre protección del ambiente (LGA-41).

2.2.3 Las comunidades locales ante la naturaleza y el ambiente

Por regla general, las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades tienen el derecho para beneficiarse del ambiente y de las riquezas naturales que les permitan su buen vivir (74-CRE). Asimismo, existe un conjunto de garantías a favor de los pueblos indígenas y afroecuatorianos, articulados en lo que se denominan derechos colectivos (CRE-57), que tienen relación con la territorialidad, los recursos naturales renovables y la biodiversidad.

A más de los derechos citados, las comunidades locales, tienen igualmente otros derechos de carácter procedimental, tendientes a verificar que las actividades de desarrollo no les ocasionen impactos significativos o que éstos sean manejados. Así, se ha establecido que las decisiones estatales que puedan afectar al ambiente deberán ser consultadas a la comunidad, “a la cual se informará amplia y oportunamente” (398-CRE). De esta manera, se busca conocer la opinión de las comunidades locales respecto de las obras y actividades que se planifiquen en sus tierras o en las áreas de influencia de éstas.

De la obligación citada, se ha generado un sistema legal y administrativo específico, en distintos ámbitos de la gestión pública, que se relacionan con la consulta previa. Éste es un derecho que la CRE reconoce en favor de grupos vulnerables y comunidades locales, cuando existan medidas administrativas o legislativas que puedan afectar sus derechos (Ver Arts. 45, inciso 2do-CRE; 57, numerales 7 y 17-CRE; 398-CRE).

La Ley de Gestión Ambiental, establece el derecho a participar en consultas, audiencias públicas (LGA-28); y, el derecho a la información oportuna y suficiente sobre cualquier actividad que pueda producir impactos ambientales (LGA-29); tratándose de uno de los derechos y obligaciones relevantes en materia ambiental.

2.2.4 Las políticas ambientales del sector eléctrico

Las políticas de electrificación son dictadas por el Presidente de la República, a través del Ministerio del ramo (RLRSE-5A). El elemento central de la política ambiental, es la recuperación y conservación de la naturaleza y la mantención de un ambiente sano y sustentable que garantice a las personas y colectividades el acceso equitativo, permanente y de calidad al agua, aire y suelo, y a los beneficios de los recursos del subsuelo y del patrimonio natural (276-CRE). Esta noción de respeto a la naturaleza, que es parte de los objetivos del régimen de desarrollo que establece la Constitución, permean los dos instrumentos centrales a través de los que se expresa la política del sector eléctrico, que son, el Plan Nacional de Desarrollo⁷ y el Plan Maestro de Electrificación.

7 El Plan Nacional de Desarrollo –según la Constitución– “es el instrumento al que se sujetarán las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del estado; y la inversión y la asignación de recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado Central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores”. (280-CRE)



El Plan Nacional de Desarrollo - Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, ha planteado la expansión del sector energético del país, calificándolo como un programa estratégico. Este desarrollo energético, se realizará a partir de la generación hidroeléctrica “que permita reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica y un fortalecimiento de la red de transmisión y subtransmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad” (PNBV⁸).

Ante la excesiva dependencia a los combustibles fósiles, el PNBV adicionalmente propone el fortalecimiento en el país del uso de energías renovables no convencionales, como son: solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz; teniendo como objetivo establecer la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

Por otro lado, el PME busca la optimización del sector eléctrico del país, impulsando una serie de acciones y procedimientos orientados hacia la eficiencia energética, con el fin de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica y propiciar el desarrollo de nuevas capacidades de generación basadas en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales (RLRSE - 11).

En concordancia con las políticas citadas, el organismo rector del sector eléctrico, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, tiene la misión de promover las energías renovables y es el responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

2.2.5 Convenios internacionales y políticas del sector eléctrico

Los convenios internacionales que de manera directa atañen al sector eléctrico del Ecuador, son aquellos que se han suscrito en el contexto de los esfuerzos internacionales por controlar y revertir el cambio climático. El instrumento central de estos esfuerzos es la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, CMNUCC, cuyo objetivo fue el lograr una estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera en un nivel tal que permita que las poblaciones humanas y los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático.

Posiblemente el más conocido de los instrumentos internacionales, es el Protocolo de Kyoto, un acuerdo vinculante en el que se han establecido los compromisos nacionales para la reducción de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono). La noción básica del Protocolo de Kyoto, es que los países industrializados reduzcan su índice general de emisiones, en un promedio de 5,2% con respecto a sus niveles de 1990. Para este fin, se promueve la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía, de tecnologías de secuestro del dióxido de carbono y de tecnologías que sean ecológicamente racionales (CMNUCC-2, núm. IV).

De manera paralela, el Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan el ozono, PMSAO, está orientado a proteger la capa de ozono, reduciendo la producción y el consumo de las sustancias responsables del agotamiento de la capa de ozono.

En ambos casos, las políticas nacionales han recogido esas preocupaciones, siendo una de ellas, la paulatina sustitución de las fuentes de energía basadas en la quema de combustibles, por la generación hidráulica. Precisamente el Plan Nacional de Desarrollo - Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, califica de estratégico a la expansión del sector eléctrico a partir de la generación hidroeléctrica, que permitirá reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica.

Los acuerdos y decisiones de carácter internacional que se han citado, tienen una correlación con las políticas nacionales del sector eléctrico, que básicamente promueven la creación de nuevas fuentes energéticas, la expansión del sector y las interconexiones internacionales.

8 Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, pág. 97.

2.2.6 Las obligaciones socio ambientales en el sector eléctrico

Todos los agentes del sector eléctrico tienen la obligación de cumplir con las normas constitucionales, legales y administrativas relativas al ambiente (LRSE-3; LRSE-14, LRSE-16). Esta obligación incluye aquellas normas asociadas, que tienen como fin precautelar los derechos de las comunidades, las poblaciones locales y la ciudadanía en general.

De acuerdo con el RLRSE, para la “prevención, control, mitigación y compensación de impactos ambientales negativos y para potenciar los positivos”, las actividades del sector eléctrico, deberán sujetarse a lo establecido en el reglamento específico de la materia (RLRSE-DG-Primera), esto es, el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas. Sin embargo, existen también otras normas que deben cumplirse con tal finalidad. Las obligaciones de prevención y reparación ambiental, en este sector, deben sujetarse a todo el universo legal relativo a la protección de los derechos socio ambientales.

En la tabla No. 2.1, se muestran las obligaciones socio ambientales que tienen los agentes del sector eléctrico y los derechos que dichas obligaciones deben garantizar.

TABLA No. 2.1: OBLIGACIONES SOCIOAMBIENTALES Y DERECHOS QUE DEBE GARANTIZAR EL SECTOR ELÉCTRICO

| OBLIGACIONES | DERECHOS |
|--|---|
| 1. Elaboración de un EIA. | <ul style="list-style-type: none"> • Buen vivir. • Agua y alimentación. • Ambiente sano. |
| 2. Obtención de la licencia ambiental. | |
| 3. Respetar los derechos de la naturaleza. | |
| 4. Consulta a comunidades locales. | |
| 5. Principio precautorio. | |
| 6. Reparación integral en caso de daños. | |

2.3. Sustentabilidad en el Sector Energético

“Desarrollo Sustentable” es definido por la Comisión de Brundtland (1987) como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. La energía es clave para mejorar las condiciones sociales y económicas de una nación, y es indispensable para la generación de riqueza de un país. Sin embargo, a pesar de su importancia para el desarrollo, la energía es sólo un medio para un fin. El fin es la buena salud, altos niveles de calidad de vida, una economía sostenible y un medio ambiente limpio. Ninguna forma de energía, carbón, eólica, solar, nuclear, ni ninguna otra es buena o mala en sí misma y cada una es valiosa en la medida de su capacidad de entregar este fin.⁹ Esta idea expresa la interdependencia entre las personas y el mundo circundante.

Bajo el contexto definido, “Energía Sustentable” puede expresarse como la energía, cuya producción o consumo, tiene un mínimo impacto negativo sobre la salud humana y el funcionamiento de los sistemas ecológicos, incluidos el medio ambiente, y que se pueda suministrar continuamente.

Finalmente, en base a lo mencionado, los Principios de Bellagio se constituyen como el instrumento para medir y evaluar el desarrollo, incorporando más allá de indicadores económicos y capturando un sentido más completo de los derechos humanos y el bienestar ecológico.

⁹ INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies, p 1.



2.3.1 Sustentabilidad en el sector eléctrico ecuatoriano

De acuerdo al cambio de la matriz energética, propuesto por el Plan Nacional para el Buen Vivir, se plantean los siguientes aspectos:

- a) *Aumento de la participación de energías renovables en la producción nacional;*
- b) *Reducción de la importación de los derivados de petróleo;*
- c) *Cambiar el perfil actual de exportaciones de derivados de petróleo a productos de mayor valor agregado;*
- d) *Mayor eficacia y eficiencia del sector de transporte;*
- e) *Reducción de las pérdidas de transformación y distribución de la energía; y,*
- f) *Uso eficiente de la energía (consumo energético eficiente y responsable).*

Este Plan también contempla la soberanía energética con el desarrollo de las capacidades productivas que permitan el autoabastecimiento energético; en particular, de electricidad.

Estos planteamientos a largo plazo, se enfocan hacia un desarrollo sustentable del sector energético del Ecuador, incluyendo al sector eléctrico en sus fases de generación, transmisión y distribución.

En el sector eléctrico, el desarrollo sustentable se orienta a que los agentes, minimicen el impacto sobre el medio ambiente. Las centrales eléctricas se encuentran entre los mayores consumidores de combustibles fósiles en el mundo, la combustión de fósiles y otras formas de generación de electricidad dan lugar a efectos generalizados como la lluvia ácida, afectando la salud humana si no se gestiona adecuadamente.

Esto lleva a considerar estrategias tales como la instalación de sistemas de control de la contaminación, el desarrollo y la utilización de métodos de generación de energía basados en energías renovables, como: eólica, biomasa, hidroeléctrica y solar. En el Ecuador el desarrollo energético sostenible debe contemplar el aumento de la eficiencia de la producción y uso de energía, la optimización del consumo, y el fortalecimiento de la participación de tecnologías basadas en energías renovables, así como la disminución gradual de las operaciones de generación que utilizan combustibles fósiles.

2.4. Proyectos Emblemáticos

La Constitución de la República del Ecuador, en su Capítulo Quinto - Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas, Art. 313, establece: *“los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social”*. La energía en todas sus formas está considerada como un sector estratégico.

El Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, considera un total de nueve (9) proyectos de generación eléctrica categorizados como emblemáticos - estratégicos; se trata de ocho proyectos hidroeléctricos y un proyecto eólico, cuyas denominaciones, capacidad instalada y energía media anual, se muestran en la tabla No. 2.2.



TABLA No. 2.2: PROYECTOS EMBLEMÁTICOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

| No. | NOMBRE | CAPACIDAD (MW) | ENERGÍA MEDIA (GWh/año) |
|-----|---|----------------|-------------------------|
| 1. | Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair | 1.500 | 8.743 |
| 2. | Proyecto Hidroeléctrico Quijos | 50 | 353 |
| 3. | Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu | 60 | 349 |
| 4. | Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón | 253 | 1.190 |
| 5. | Proyecto Hidroeléctrico Sopladora | 487 | 2.800 |
| 6. | Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas | 20,82 | 125 |
| 7. | Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco | 270 | 1.290 |
| 8. | Proyecto Eólico Villonaco | 16,5 | 64 |
| 9. | Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua | 115 | 904 |

Los proyectos en mención, han sido sometidos en su debido momento a los estudios y evaluaciones ambientales, tal que se garantice que los mismos sean desarrollados en cumplimiento con los criterios de la normativa ambiental vigente, previniendo daños al entorno social y ambiental. El presente análisis tiene el propósito de realizar una verificación sistemática de la sustentabilidad de los proyectos emblemáticos, los mismos que constituyen la base para cambiar la matriz energética nacional hacia un esquema sustentable.

2.4.1 Diagnóstico socio ambiental de proyectos estratégicos del sector eléctrico

Se ha considerado que el análisis de los proyectos emblemáticos debe realizarse bajo un marco de evaluación que abarque al conjunto, más no independientemente. En la revisión de la literatura técnica por lo general no se dispone de metodologías que permitan analizar conjuntamente la sustentabilidad de un sector; sin embargo, existen iniciativas que se han venido desarrollando para realizar análisis a nivel de la administración pública, o bien, de planes y programas de desarrollo.

En la figura No. 2.1, se muestran las diferentes etapas del análisis de desarrollo sustentable aplicado para los proyectos emblemáticos; cada etapa comprende una evaluación sistematizada, estableciéndose causas y efectos, hasta llegar a presentar los resultados de la investigación.



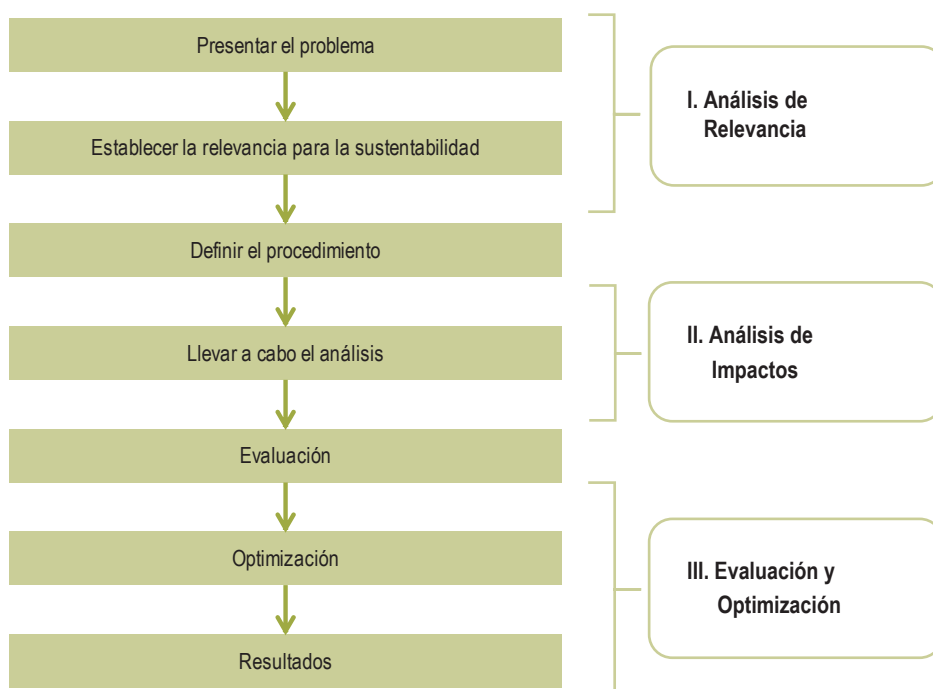


FIG. No. 2.1: PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE SUSTENTABILIDAD¹⁰

El diagnóstico de sustentabilidad de los proyectos emblemáticos, se basa en una revisión de la información secundaria disponible para dichos proyectos, en particular de los estudios ambientales que en su momento se realizaron para dar paso a la implantación y operación de las obras.

Cabe indicar que a la fecha de elaboración de este documento, ocho de los nueve proyectos se encuentran en fase de construcción, por lo que no es viable realizar una verificación directa (*in situ*) de variables relacionadas con sustentabilidad. No obstante, buena parte de dichas variables están documentadas en las evaluaciones y análisis de los respectivos Estudios de Impacto Ambiental.

Dado que el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en el país constituye la base para el cambio de la matriz energética hacia energías renovables, se ha realizado una revisión del documento base de la Comisión Mundial de Represas, el cual incluye aspectos ambientales y sociales relevantes a la sustentabilidad de la construcción y operación de represas. El reporte de la Comisión describe un marco innovador para el planeamiento de proyectos energéticos y de uso de agua, enfocado a proteger al ambiente y a la gente afectada por el represamiento de agua, asegurando que los beneficios de las represas sean distribuidos con más equidad.

Los aspectos socio ambientales son identificados para los dos tipos de tecnologías consideradas en los proyectos emblemáticos, estas son, generación hidroeléctrica y generación eólica (Ver tabla No. 2.3).

Los principales impactos comunes de los tipos de proyectos analizados (8 hidroeléctricos y 1 eólico) son prácticamente inevitables pues las características de los proyectos así lo determinan. En la tabla No. 2.4 se recopilan dichos impactos, y se establece si existe una relación con los criterios de sustentabilidad propuestos para el análisis.

¹⁰ Basado en el marco metodológico para la evaluación de desarrollo sustentable publicado por la Oficina Federal para el Desarrollo de Espacios de Suiza (ARE), 2004



TABLA No. 2.3: ASPECTOS SOCIOAMBIENTALES INHERENTES AL TIPO DE GENERACIÓN

| TIPO DE TECNOLOGÍA | ASPECTO SOCIO AMBIENTAL | DESCRIPCIÓN |
|---------------------------|--|--|
| Generación Hidroeléctrica | Transformación física de ríos | Represas modifican características físicas de los ríos, especialmente su caudal. Con repercusiones a nivel social y biótico. |
| | Impactos de los ecosistemas ribereños | Contaminación del agua, deforestación, usos consuntivos y alteración de cauces naturales. Dependerá del grado de intervención de los cuerpos hídricos y complejidad del ecosistema afectado. |
| | Consecuencias sociales | Implantación de embalses pueden ocasionar inundación y cambios drásticos de los cuerpos hídricos afectados. Entre las consecuencias directas e indirectas de estos cambios están la necesidad de desplazamientos físicos o económicos y reasentamientos de las comunidades, limitación del acceso a recursos naturales, entre otros. |
| | Seguridad operacional | Presencia de represa representa potencial riesgo al público y a la propiedad en caso de falla. |
| | Sedimentación | Altas tasas de sedimentación afectan el desempeño y economía del proyecto, especialmente en embalses pequeños. |
| Generación Eólica | Impacto visual | En función del tamaño de cada aerogenerador, número de unidades en el parque y distancia mínima entre unidades. La magnitud del impacto depende del entorno en el cual se implanta el parque eólico, y la presencia de comunidades asentadas en las inmediaciones del área de implantación del proyecto. |
| | Ruido | Ruido de origen mecánico y aerodinámico durante operación de turbinas. El ruido aerodinámico producido puede abarcar cuatro tipos: <ul style="list-style-type: none"> • Ruido de baja frecuencia, • Ruido impulsivo de baja frecuencia, • Ruido tonal; y, • Ruido continuo de banda ancha. Dependiendo de su magnitud y frecuencia, y en especial de la presencia de receptores sensibles, el ruido es capaz de ocasionar diferentes tipos de daños, que pueden ir desde una molestia psicológica hasta una afectación física del órgano auditivo de los receptores. |
| | Mortalidad, daño y molestia de especies | Parques eólicos localizados en tierra firme (onshore), poseen el potencial de afectar a aves, produciéndose daño e inclusive muerte debido a las potenciales colisiones durante el vuelo. El problema será significativo en la medida que el parque eólico se implante en la ruta de vuelo de determinadas especies, condiciones meteorológicas, entre otras. En el caso de aerogeneradores instalados en el mar (offshore), se reportan los mismos impactos para las aves en la etapa de operación. |
| | Parpadeo de sombra y destello de las aspas | Afectación está dirigida hacia las comunidades que habitan en las proximidades de los parques eólicos. La presencia de las torres provoca un efecto de sombra sobre viviendas localizadas en el lado opuesto a la incidencia de la luz solar; que sumado al movimiento rotatorio de las aspas puede en determinados casos ocasionar una continua variación de la sombra (parpadeo), originando una situación molesta para las viviendas e individuos afectados. Otro impacto asociado con aspectos de iluminación, es producido también por el movimiento rotatorio de las aspas, y radica en el destello que pueden producir las aspas dependiendo de la incidencia y orientación del sol, este puede resultar molesto para las comunidades localizadas en la periferia del proyecto eólico. |
| | Alteración del hábitat | Impactos producidos sobre el hábitat terrestre o marino es discreto debido a que su huella (<i>footprint</i>), es decir el área ocupada por este tipo de tecnología, es pequeña. En el caso de proyectos <i>onshore</i> se producirá una alteración del hábitat de las especies terrestres debido a la presencia de la infraestructura de los aerogeneradores, así como a la potencial implantación de caminos de acceso y líneas de transmisión. Para proyectos <i>offshore</i> existirá afectación durante la implantación de las bases de las torres en el lecho marino, produciéndose una remoción de este último con la potencial pérdida de especies acuáticas; a esto debe añadirse la implantación de líneas de transmisión submarinas. |
| | Calidad de agua | Instalación de las bases de las torres, implantación de líneas de transmisión y caminos de acceso, puede generar condiciones adversas para la erosión del suelo, favoreciendo el arrastre de partículas hacia cuerpos de agua superficiales. |



TABLA No. 2.4: CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD E IMPACTOS COMUNES DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS

| IMPACTOS COMUNES DE LOS PROYECTOS | PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS | | | | | PROYECTOS EÓLICOS | | | | | |
|---|---|-------------------------------------|--|--|---------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|------------------|
| | TRANSFORMACIÓN FÍSICA DE CUERPOS HÍDRICOS | ALTERACIÓN DE ECOSISTEMAS RIBERENOS | CONSECUENCIAS SOCIALES POR REPRESAMIENTO DE AGUA | PELIGROS LATENTES POR LA PRESENCIA DE REPRESAS | SEDIMENTACIÓN | IMPACTO VISUAL | RUIDO EN LA ETAPA DE OPERACIÓN | MORTALIDAD O DAÑO DE ESPECIES (AVES) | PROBLEMAS DE ILUMINACIÓN (SOMBRA Y DESTELLO) | ALTERACIÓN DEL HÁBITAT PARA LA FAUNA | CALIDAD DEL AGUA |
| Áreas de importancia natural, biodiversidad | | | | | | | | | | | |
| Recursos renovables | | | | | | | | | | | |
| Recursos no renovables | | | | | | | | | | | |
| Agua, suelo, aire, clima | | | | | | | | | | | |
| Riesgos y desastres ambientales | | | | | | | | | | | |
| Ingresos, empleo | | | | | | | | | | | |
| Capital productivo | | | | | | | | | | | |
| Competencia, innovación | | | | | | | | | | | |
| Mecanismos de mercado | | | | | | | | | | | |
| Obligaciones del sector público | | | | | | | | | | | |
| Salud, seguridad | | | | | | | | | | | |
| Educación, identidad | | | | | | | | | | | |
| Cultura, valores | | | | | | | | | | | |
| Seguridad legal, equidad | | | | | | | | | | | |
| Solidaridad | | | | | | | | | | | |

■ Indica la existencia de una relación entre el impacto ambiental o social, y el criterio de sustentabilidad.

2.4.2 Revisión de los aspectos socio ambientales de los proyectos emblemáticos

De la tabla No. 2.4 se observa que existe una mayor relación entre los impactos socio ambientales comunes de los proyectos hidroeléctricos y los criterios de sustentabilidad a analizarse, en comparación con el proyecto eólico. Esto implícitamente determina que los proyectos eólicos presentan mejoras características para el desarrollo sustentable. No obstante, la ausencia de una relación de los impactos y criterios de sustentabilidad (para ambos tipos de proyecto) es también un indicador del grado de complejidad de la información requerida para el análisis, por lo que es previsible que se deba descartar estos criterios en la evaluación por falta de información.



Los proyectos emblemáticos entre sí, difieren en cuanto a su magnitud, área a intervenir, características operacionales, condiciones climáticas, entre otras, pero además existen potenciales diferencias en cuanto al contenido y metodología con la cual se han realizado los Estudios de Impacto Ambiental, EIAs.

En concordancia con estas condicionantes, la revisión de los EIAs de los proyectos emblemáticos estuvo dirigida a establecer características específicas capaces de afectar negativamente la sustentabilidad de los proyectos, en función de las tres dimensiones de la evaluación (ambiental, económica y social) y de los criterios de sustentabilidad empleados. Así, de los EIAs se han seleccionado y extraído seis (6) características de los proyectos que se describen a continuación:

- 1. Superficie afectada (proyectos con embalse):** Esta característica refleja la extensión en hectáreas del embalse proyectado, con lo cual se podrá inferir el potencial de afectación a los diferentes componentes del entorno, incluyendo a las comunidades que serán desplazadas, las áreas que serán inundadas (con la consecuente pérdida de flora, fauna, suelos, entre otros).
- 2. Longitud intervenida (proyectos con captación a filo de agua):** Esta característica refleja la longitud en km que se verán afectados en un cuerpo hídrico. Permite inferir el potencial de afectación a ecosistemas y poblaciones localizadas en las riberas de los cuerpos hídricos.
- 3. Riqueza biológica de la zona intervenida:** A través de esta característica, se establece si el área afectada por el proyecto hidroeléctrico aloja algún tipo de recurso biótico (flora y fauna) de características únicas, y que por lo tanto la pérdida del mismo puede considerarse irreparable. En este caso se ha analizado el número de especies bióticas, consideradas en peligro de extinción según las diversas listas internacionales publicadas para este tipo de análisis.
- 4. Valor cultural de la zona intervenida:** En lo que respecta al valor cultural de una determinada zona, se ha prestado atención a la presencia de recursos arqueológicos en los sitios de intervención de los proyectos. Dado que no es común encontrar comunidades ancestrales en estas áreas, se ha omitido este aspecto del análisis. En este caso se reporta si existe o no el recurso en el área de estudio.
- 5. Número de desplazados:** Constituye un indicador del número estimado de personas que deben ser reasentadas con motivo de la implantación de los proyectos emblemáticos; implica la expropiación de terrenos.
- 6. Impactos socio ambientales negativos considerados como significativos:** Se ha prestado atención a las valoraciones de impactos ambientales reportadas en los respectivos estudios de impacto ambiental de los proyectos emblemáticos, en especial aquellos impactos que no se pueden mitigar o que no se pueden revertir, pues dicha irreversibilidad se contrapone directamente con la preservación de los recursos para las generaciones futuras. Dado que la metodología de evaluación difiere de un estudio a otro, se ha procedido a listar los principales impactos ambientales determinados para cada proyecto emblemático.

En las tablas No. 2.5 y No. 2.6 se muestran las características seleccionadas, según la información disponible en los respectivos estudios de impacto ambiental.



TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

| PROYECTO | POTENCIA INSTALADA ⁽¹⁾ | SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE) | LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA) | RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS | | VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA | NÚMERO DE DESPLAZADOS ⁽⁴⁾ | IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS |
|--|-----------------------------------|---|---|---|---|---------------------------------------|--------------------------------------|--|
| | (MW) | (ha) | (km) | ESPECIE | CATEGORÍA ⁽²⁾ | | | |
| Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair | 1.500 | 114,84 | 59 | <p><i>Geissanthus chaluayacu</i> <i>Aburria aburri</i> <i>Ara militaris</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Panthera onca</i> <i>Puma concolor</i> <i>Lontra longicaudis</i> <i>Tremarctos ornatus</i> <i>Tapirus terrestris</i> <i>Lagotrix lagotricha</i> <i>Pristimantis maritae</i> <i>Pristimantis prolatus</i> <i>Lepidoblepharis festae</i> <i>Potamites strangulatus</i> <i>Riama orcesi</i></p> | <p>UICN (VU) UICN (NT) UICN (VU) CITES (I) UICN (NT) UICN (NT) CITES (I) UICN (VU) UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT) UICN (EN) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (EN)</p> | Si | 19 | <ul style="list-style-type: none"> - Impactos a los recursos naturales por la explotación de materiales de préstamo. - Impactos al suelo y a la flora por la disposición de escombros de la obra. - Generación de desechos sólidos y líquidos, producidos por las obras y actividades de pre-ingeniería como el uso de cam-pamentos. - Impactos a la flora y fauna por la limpieza y desbroce de las áreas a ser inundadas. - Impactos a la sociedad, y al entorno natural por el represa-miento de agua. |
| Proyecto Hidroeléctrico Quijos Baeza | 100 | 0 | ≈13 | <p><i>Burmeistera cylindrocapa</i> <i>Siphocampylus affinis</i> <i>Miconia breviflora</i> <i>Pleurothallis truncata</i> <i>Puma concolor</i> <i>Tadarida brasiliensis</i> <i>Marmosops impavidus</i></p> | <p>UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT)</p> | Si | N.D. | <ul style="list-style-type: none"> - El correspondiente estudio concluye que la actividad no genera impactos críticos sobre los componentes físicos, bióticos, socioeconómicos y culturales; ninguna de las obras produce impactos irremediables. |
| Proyecto Hidroeléctrico Manduacu | 81,8 | 63,4 | 0 | <p><i>Alophylus dodsonii</i> <i>Blakea involvens</i> <i>Croton pavonis</i> <i>Gustavia aff. dodsonii</i> <i>Herrania balaensis</i> <i>Pleurothium giganthum</i> <i>Sorocea sarcocarpa</i> <i>Aiphanes aff. chiribogensis</i> <i>Chlorospatha aff. ilensis</i> <i>Miconia explicata</i> <i>Erythrina megistophylla</i> <i>Guzmania jaramilloi</i> <i>Heisteria asplundii</i></p> | <p>UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (VU) UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT)</p> | Si | 37 | <ul style="list-style-type: none"> - Alteración del valor de la tierra. Expectativa local. - Inundación de áreas de cultivo de especies nativas y exóti-cas. - Aislamiento de poblaciones. - Impactos a la fauna acuática y terrestre, debido al movimiento de tierra, desbosque e inundación. - Manejo y almacenamiento de agua contaminada (aguas resi-duales del D.M. de Quito). - Alto potencial de eutrofización. |

TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS (cont.)

| PROYECTO | POTENCIA INSTALADA ⁽¹⁾ | SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE) | LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA) | RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS | | VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA | NÚMERO DE DESPLAZADOS ⁽⁴⁾ | IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS |
|--|-----------------------------------|---|---|--|---|---------------------------------------|--------------------------------------|---|
| | (MW) | (ha) | (km) | ESPECIE | CATEGORÍA ⁽²⁾ | (SÍ/NO) | | |
| Proyecto Hidroeléctrico Mandujacu | | | | <p><i>Bactris setulosa</i> <i>Zamia roezlii</i> <i>Lontra longicaudis</i> <i>Rhinophylla alethina</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Pachyramphus spodiurus</i> <i>Leucopternis plumbea</i> <i>Capito squamatus</i> <i>Prisimantis eugeniae</i> <i>Hyloxalus awa</i> <i>Prisimantis latidiscus</i> 14 especies de escarabajos peliberos</p> | <p>UICN (NT) UICN (NT) CITES (I) UICN (NT) CITES (I) UICN (EN) UICN (NT) UICN (NT) UICN (EN) UICN (VU) UICN (VU) UICN (EN)</p> | | | |
| Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón | 253 | 48 | ≈22 | <p><i>Lontra longicaudis</i> <i>Sturnira bidens</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Cebus albifrons</i> <i>Aburria aburri</i> <i>Campephilus gayaquilensis</i> <i>Hyloxalus toachi</i> <i>Hyloxalus awa</i> <i>Prisimantis calcarulatus</i></p> | <p>CITES (I) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) En Peligro⁽⁴⁾ Vulnerable⁽⁴⁾ Vulnerable⁽⁴⁾</p> | Sí | 36 | <ul style="list-style-type: none"> - Impacto sobre el agua por efectos del cambio del régimen, autodepuración, eutrofización, estratificación térmica, y descargas. - Cambio en la estructura del suelo. - Impactos sobre el suelo por efectos de desestabilización de laderas y márgenes, sismicidad inducida en el área del embalse. - Afectación de Áreas Naturales Protegidas. - Pérdida de la cobertura vegetal. - Pérdida de hábitat para especies de fauna. - Disturbio de hábitat para especies acuáticas por la modificación del régimen de escurrimiento superficial y subterráneo y cambios en la calidad de agua. - Modificación de sitios de importancia cultural y social. - Alteración de los niveles de ruido y partículas en aire ambiente. - Generación de desechos sólidos peligrosos y no peligrosos. - Contaminación por derrames de combustibles y lubricantes. - Cambios en el microclima, contaminación por efecto de emanación de gases en el embalse. - Afectación a posibles hallazgos arqueológicos. |

TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS (cont.)

| PROYECTO | POTENCIA INSTALADA ⁽¹⁾ | SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE) | LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA) | RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS | | VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA | NÚMERO DE DESPLAZADOS ⁽⁴⁾ | IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS |
|---|-----------------------------------|---|---|---|---|---------------------------------------|--------------------------------------|--|
| | (MW) | (ha) | (km) | ESPECIE | CATEGORÍA ⁽²⁾ | (S/NO) | | |
| Proyecto Hidroeléctrico Sopladora | 400 | 0 | ≈ 10 | <i>Inga extra-nodis</i> <i>Ageratina dendroides</i> <i>Coussapoa jatun-sachensis</i> <i>Platyrrhinus infuscus</i> <i>Sturnira magna</i> <i>Leopardus tigrinus</i> <i>Tremarctos ornatus</i> <i>Lontra longicaudis</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Prisimantis bromeliaceus</i> <i>Gastrotheca pseustes</i> | Vulnerable ⁽⁶⁾ Vulnerable ⁽⁶⁾ Vulnerable ⁽⁶⁾ UICN(NT) UICN(NT) UICN(VU) UICN(VU) CITES (I) CITES (I) UICN(VU) UICN(EN) | Sí | 22 | - Desbroce y limpieza del terreno. - Alteración y Remoción de la cubierta vegetal. - Movimiento de tierras y conformación de vías. - Modificación de cauces de ríos y quebradas. - Sitios para acopio final de material de desecho. - Patio de maniobras para equipo de construcción. - Talleres para mantenimiento de equipos de construcción. - Explosiones. - Fallos de funcionamiento. |
| Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas | 20,79 | 0 | 14 | <i>Thibaudia joergensenii</i> <i>Juglans neotropica</i> <i>Cedrela montana</i> <i>Calceolaria adenanthaera</i> <i>Racinaea sinuosa</i> | UICN (EN) UICN (EN) UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT) | No | 44 | - Impactos generalizados al suelo, a la atmósfera y a la fauna debido a la implantación de las obras, así como a la disposición de residuos producidos en la construcción. |
| Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco | 275,9 | n.d. | ≈ 15 | <i>Lycalopex culpaeus</i> <i>Leopardus pardalis</i> | UICN (NT) CITES (I) | No | 10 | - Molestias temporales a la población; problemas focalizados y puntuales. - Cola de inundación tras la presa Minas-San Francisco, que afecta a la población del mismo nombre. La inundación afectará a 10 familias, y a las propiedades de éstas. |
| Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua | 116 | n.d. | 9,3 | 2 especies amenazadas | n.d. | Sí | N.D. | - El impacto total del proyecto sobre el área de estudio, de acuerdo a la metodología presentada, será no significativo, en vista que los mayores impactos se producirán sobre un tramo del río Zamora, se mantendrá el caudal ecológico estimado y la mayor parte del área donde se implantará el proyecto corresponde a pastos y cultivos, solamente con unos pocos remanentes de vegetación natural. |

TABLA No. 2.6: CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTO EÓLICO

| PROYECTO | POTENCIA (MW) | INSTALADA ⁽¹⁾ | ÁREA A INTERVENIRSE POR LAS OBRAS PRINCIPALES | NÚMERO DE AEROGENERADORES | RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS | | VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA | NÚMERO DE DESPLAZADOS ⁽⁴⁾ | IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS |
|------------------------------|------------------|---|--|---|--|----|---|--|--|
| | (has) | (km) | ESPECIE | CATEGORÍA ⁽²⁾ | (SÍ/NO) | | | | |
| Proyecto Eólico Villonaco | 20 | 26,1 (long. 2.900 m x ancho 90 m) | 12 | <i>Penelope barbata</i> <i>Saltator Nigriceps</i> <i>Falco Peregrinus</i> | Vulnerable ⁽³⁾ Vulnerable ⁽³⁾ Vulnerable ⁽³⁾ | No | N.D. | <ul style="list-style-type: none"> - Impactos al entorno biótico y abiótico por el movimiento de tierras para construcción de estructuras y apertura de vías. - Impactos múltiples sobre la fauna, debido a desbroce y actividades de construcción. - Impacto visual, principalmente por la colocación de los aerogeneradores. - Ruido por la operación de los aerogeneradores. - Interferencias con sistemas de comunicación que utilizan ondas electromagnéticas. | |

Fuente: Estudios de Impacto Ambiental de los Proyectos Emblemáticos, actualizados al 2012, CONELEC.

Notas:

(1). Capacidad reportada en el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental.

(2). CITES (I): Especies que se encuentran en el Apéndice I de CITES (The Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora); el Apéndice I de CITES contiene un listado de las especies en peligro de extinción. UICN (EN): Especies consideradas "En Peligro" según el listado de la UICN (Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza). UICN (VU): Especies consideradas "Vulnerables" según el listado de la UICN. Cabe indicar que los apéndices de CITES y las listas de la UICN contienen otras categorías en menor riesgo; la tabla solo muestra aquellas especies que tienen un potencial riesgo de extinción.

(3). Categoría no reportada según las listas internacionales CITES o UICN.

(4). Datos estimados en base a los Estudios de Impacto Ambiental. Número de dueños de terrenos.

2.4.3 Evaluación de los criterios de sustentabilidad

Con el propósito de estandarizar el procedimiento, la metodología propuesta por la ARE¹¹ emplea por un lado los quince (15) criterios de evaluación, y un conjunto de aspectos que reflejan el grado de afectación a la sustentabilidad para cada uno de los criterios. De esta forma, se obtiene una matriz de doble entrada, con la que se sistematiza el análisis. Para realizar la evaluación, los aspectos de sustentabilidad han sido considerados en la forma siguiente:

Impacto sobre el criterio.- Se refiere al impacto provocado sobre el criterio en cuestión. Puede ser negativo (-) o positivo (+); variando desde fuerte (---/+++) hasta débil (-/+).

Tendencia actual del criterio.- Sin importar el tipo de proyecto en análisis, muestra si la tendencia con respecto al criterio es positiva (+), estable (®), o negativa (-). Es decir, si la situación actual mejora, se mantiene, o empeora.

Problema existente.- Sin importar los impactos del proyecto, muestra si la situación ya es crítica con respecto al criterio (Sí/No).

Irreversibilidad.- Se refiere a la irreversibilidad de los impactos negativos sobre el criterio, esto es, el proyecto tendrá efectos negativos irreversibles o que solamente se podrían revertir con dificultad (Sí/No).

Traspaso a generaciones futuras.- Los impactos negativos de un proyecto no serán sufridos por las generaciones presentes, pero serán transmitidos a las generaciones futuras (Sí/No).

Riesgos e incertidumbres.- El proyecto es concebido con grandes incertidumbres o riesgos con respecto al criterio en análisis (Sí/No). Esto es, el proyecto tiene incertidumbres por la falta de conocimiento de las consecuencias, eventos futuros que son difíciles de calcular, o eventos con baja probabilidad de ocurrencia pero con graves consecuencias.

Requerimientos mínimos.- Se refiere a la existencia de límites máximos o mínimos permisibles, relevantes a la sustentabilidad, y que no deben ser excedidos (Sí/No).

Potencial de optimización.- Se refiere a que existe forma de optimizar un proyecto con respecto a impactos negativos sobre el criterio (Sí/No). Esto puede incluir modificaciones o extensiones del proyecto.

Impactos espaciales.- Se refiere al perímetro de un proyecto, que puede variar en cuanto a espacio (Local/ Amplio).

En base a la evaluación cualitativa de los aspectos antes indicados, se establece una valoración en escala de -3 a +3, donde dicha escala representa la afectación del proyecto (positiva o negativa) sobre cada criterio de sustentabilidad. Bajo estos principios de análisis, se presenta en la tabla No. 2.7, la sistematización de evaluación de los criterios de sustentabilidad empleados.

11 Oficina Federal para el Desarrollo de Espacios de Suiza.



TABLA No. 2.7: EVALUACIÓN DE CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD

| DIMENSIÓN | CRITERIO | IMPACTO SOBRE EL CRITERIO | TENDENCIA ACTUAL DEL CRITERIO | PROBLEMA EXISTENTE | IRREVERSIBILIDAD DE IMPACTOS NEGATIVOS | TRASPASO A GENERACIONES FUTURAS | RIESGOS E INCERTIDUMBRES | REQUERIMIENTOS MÍNIMOS | POTENCIAL DE OPTIMIZACIÓN | IMPACTOS DE ESPACIO | EVALUACIÓN | INTERPRETACIÓN |
|-----------|--|---------------------------|-------------------------------|--------------------|--|---------------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------|------------|--|
| Ambiental | 1. Áreas de importancia natural, biodiversidad | --- | ⊕ | No | Sí | Sí | No | No | No | Amplio | -3 | Impactos negativos del proyecto sobre el criterio evaluado, con tendencia estable, pero irreversible y con traspaso de consecuencias a generaciones futuras. Se valora con la mínima puntuación: -3. |
| | 2. Recursos renovables | -- | - | No | No | No | Sí | Sí | Sí | Amplio | -1 | Impactos negativos, con tendencia negativa, pero reversible y sin traspaso a las generaciones futuras. Se reduce la severidad de la valoración a -1 (en lugar de -2). |
| | 3. Recursos no renovables | +++ | | Sí | No | No | No | No | Sí | Amplio | +2 | Impactos positivos, que se presentan en un escenario positivo. Sin embargo no repercutirá en las generaciones futuras. Se reduce a +2. |
| | 4. Agua, suelo, aire, clima | -- | ⊕ | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | Amplio | -3 | Impactos negativos, con tendencia estable, pero con posibles consecuencias sobre las generaciones futuras e irreversibilidad. Se valora con -3 (en lugar de -2). |
| | 5. Riesgos y desastres ambientales | --- | ⊕ | Sí | Sí | Sí | Sí | No | Sí | Amplio | -3 | Impactos negativos, irreversibles, con consecuencias sobre generaciones futuras. Se mantiene la valoración en -3. |
| Económica | 1. Ingresos, empleo | ++ | ⊕ | Sí | No | No | No | No | Sí | Local | +1 | Impactos positivos, sobre una condición estable. No trasciende a generaciones futuras y es reversible. Se reduce a +1 (en lugar de +2). |
| | 2. Capital productivo | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro. |
| | 3. Competencia, innovación | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro. |
| | 4. Mecanismos de mercado | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro. |
| | 5. Obligaciones del sector público | -- | - | Sí | No | Sí | Sí | No | Sí | Amplio | -3 | Impactos negativos, en condiciones negativas, capaz de afectar a generaciones futuras, y con amplio alcance. Se valora como -3. |



TABLA No. 2.7: EVALUACIÓN DE CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD (cont.)

| DIMENSIÓN | CRITERIO | IMPACTO SOBRE EL CRITERIO | TENDENCIA ACTUAL DEL CRITERIO | PROBLEMA EXISTENTE | IRREVERSIBILIDAD DE IMPACTOS NEGATIVOS | TRASPASO A GENERACIONES FUTURAS | RIESGOS E INCERTIDUMBRES | REQUERIMIENTOS MÍNIMOS | POTENCIAL DE OPTIMIZACIÓN | IMPACTOS DE ESPACIO | EVALUACIÓN | INTERPRETACIÓN |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|-------------------------------|--------------------|--|---------------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------|------------|---|
| Social | 1. Salud, seguridad | + | - | Sí | Sí | No | Sí | Sí | Sí | Amplio | +2 | Impactos positivos sobre el criterio, bajo condiciones positivas, contribuyendo a reducir un problema existente. Amplio alcance. Se valora como +2. |
| | 2. Educación, identidad | ++ | - | No | No | No | No | No | Sí | Local | +2 | Impactos positivos sobre el criterio, bajo condiciones positivas, sin trascendencia en generaciones futuras. Se mantiene la valoración. |
| | 3. Cultura, valores | -- | - | No | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | Local | -3 | Impactos negativos, bajo condiciones positivas, con traspaso a generaciones futuras e irreversibilidad. Se valora como -3. |
| | 4. Seguridad legal, equidad | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro. |
| | 5. Solidaridad | + | ⊕ | No | No | No | Sí | No | Sí | Local | +1 | Impactos positivos bajo una tendencia estable, pero reversibles. Se valora en +1. |

En la dimensión de responsabilidad social, los proyectos emblemáticos han sido evaluados positivamente, por cuanto se ha verificado de sus respectivos estudios de impacto ambiental que éstos contarán con programas de responsabilidad social, que permitirán manejar aspectos como salud, educación y demás variables que provean bienestar social a los afectados por los proyectos. Solamente el impacto cultural ha recibido una valoración negativa, pues como se conoce, las zonas a intervenir poseen potencial arqueológico.

Desde el punto de vista del desarrollo sustentable del sector eléctrico, se observa que el costo ambiental de la implantación de los proyectos emblemáticos es alto, por cuanto se alterarán las condiciones naturales del entorno, y afectando a especies florísticas y faunísticas. Las evaluaciones y caracterizaciones de las áreas de implantación de los proyectos, dadas en los respectivos Estudios de Impacto Ambiental, muestran una alta biodiversidad pero principalmente la presencia de especímenes considerados en las listas internacionales de categorización de especies amenazadas o en peligro de extinción, como UICN y CITES.

Un aspecto positivo es que los proyectos hidroeléctricos están diseñados con embalses relativamente pequeños, o están configurados con sistemas de captación a filo de agua o a filo de represa, lo cual limita o reduce los impactos sociales de su implantación.

El empleo de tecnología hidráulica para la generación de energía eléctrica implica además otros impactos positivos para el entorno. La reducción del consumo de combustibles fósiles conlleva una reducción en las emisiones de gases de combustión que afectan negativamente al entorno, incluyendo gases de efecto invernadero, sustancias cancerígenas, entre otros; así, los proyectos hidroeléctricos contribuirán a la preservación del recurso aire para su libre disponibilidad a través de las generaciones. Sin embargo, el aspecto ambiental positivo más relevante para el desarrollo sustentable del sector eléctrico, es que los proyectos emblemáticos estratégicos se basan en el uso de energía limpia y renovable, reduciendo al mismo tiempo el uso de recursos no renovables.

2.5. Diagnóstico de la Gestión Socio Ambiental y de Sustentabilidad del Sector Eléctrico

2.5.1 Indicadores de sustentabilidad

Todos los aspectos previamente expuestos constituyen una justificación para la identificación de un conjunto de indicadores que faciliten la tarea de seguimiento y evaluación de las tendencias de los principales aspectos asociados al sector eléctrico del país y su progreso hacia la sustentabilidad. Adicionalmente, los indicadores podrían ser usados para evaluar las políticas y programas energéticos actualmente en vigencia y proporcionar una guía para la dirección de estrategias futuras. Por lo tanto, el desarrollo de un conjunto de indicadores es esencial para la evaluación del sector eléctrico y sus impactos en la equidad social, economía y la sostenibilidad ambiental.

El planteamiento metodológico para el desarrollo de la estrategia se basa en un diagnóstico global del sector, elaborado en función de información disponible y que ha sido recopilada a través del tiempo por instituciones reconocidas a nivel nacional. Tomando como base dicha información, se generan los indicadores de gestión correspondientes a tres campos fundamentales: ambiental, social y económico.

El desarrollo de los criterios e indicadores de sustentabilidad está basado en un modelo de doble enfoque; por un lado el enfoque está dirigido hacia aspectos ligados al producto (en este caso la energía eléctrica) y por otro, hacia aspectos ligados a la organización (en este caso, las empresas generadoras, transmisora y distribuidoras).

Los criterios relacionados con el producto son generalmente de tipo ambiental, mientras que los criterios relacionados con la organización son tanto de tipo ambiental, como social, económico e integrado.

2.5.2 Metodología

El esquema de trabajo sigue los Principios de Bellagio, estos principios se desarrollaron como respuesta a la necesidad de corporaciones, ONGs, comunidades, naciones y organismos internacionales, de evaluar su desempeño en términos de sustentabilidad. Los principios se plantearon para que sirvan como lineamientos para procesos de evaluación de sustentabilidad, incluyendo la selección y diseño de indicadores, su interpretación y la comunicación de resultados.

Dada la naturaleza del sector eléctrico que incluye esencialmente todos los tipos de organizaciones para quienes están orientados estos principios, su uso en este trabajo es adecuado.

Los principios forman parte fundamental de la metodología a emplearse para elaborar los indicadores de gestión socio ambiental del sector eléctrico y la Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico.

2.5.2.1 Principios de Bellagio

Los Principios de Bellagio, diez (10) en total, involucran cuatro aspectos para evaluar el progreso hacia el desarrollo sustentable. El Principio 1 se refiere al punto de partida de cualquier evaluación, es decir, la definición de una visión de desarrollo sustentable y objetivos claros que provean una definición práctica en términos de la visión de manera que sea útil para la unidad de toma de decisión de interés, en este caso, el CONELEC y los involucrados del sector.

Los Principios 2 al 5 tratan con el contenido de cualquier evaluación y la necesidad de combinar adecuadamente la visión de sistema como un todo con el enfoque práctico sobre los aspectos de prioridad actual.

Los Principios del 6 al 8 tienen que ver con aspectos clave del proceso de evaluación mientras que los Principios 9 y 10 tratan con la necesidad de establecer una capacidad continua para la evaluación.

2.5.2.2 Definición de los Principios de Bellagio

A continuación se procede a describir cada uno de los Principios de *Bellagio*, los mismos que a su vez contienen lineamientos específicos para su interpretación y aplicación.

Principio 1. Visión y objetivos

La evaluación de progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Ser guiada por una visión clara de desarrollo sustentable y de objetivos que definan esta visión.

Principio 2. Perspectiva holística

La evaluación del progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Incluir la revisión de todo el sistema así como de sus partes.
- Considerar el bienestar de los subsistemas sociales, ecológicos y económicos, sus estados, así como también las tasas y direcciones de cambio de esos estados, de sus partes y la interacción de las mismas.
- Considerar tanto las consecuencias positivas como negativas de las actividades humanas, de forma tal que se reflejen los costos y beneficios para los sistemas humanos y ecológicos, en términos monetarios y no-monetarios.



Principio 3. Elementos esenciales

La evaluación del progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Considerar equidad y disparidad dentro de la población actual y entre las generaciones presentes y futuras, tratando con aquellas preocupaciones tales como: uso de recursos, sobre-consumo y pobreza, derechos humanos, y acceso a servicios, según sea apropiado.
- Considerar las condiciones ecológicas de las que depende la vida.
- Considerar el desarrollo económico y otras actividades fuera del mercado que contribuyen al bienestar humano/social.

Principio 4. Alcance apropiado

La evaluación del progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Adoptar un horizonte de tiempo lo suficientemente largo para capturar tanto las escalas temporales humanas y de los ecosistemas, como aquellas decisiones actuales y de corto plazo.
- Definir un espacio de análisis lo suficientemente amplio para incluir no solo los impactos locales, sino también los impactos de largo alcance espacial sobre las personas y los ecosistemas.
- Tomar como punto de partida las condiciones históricas y presentes para anticipar condiciones futuras (hacia donde se quiere ir, hacia donde se podría ir).

Principio 5. Enfoque práctico

La evaluación de progreso hacia el desarrollo sustentable debe basarse en:

- Un conjunto explícito de categorías o un marco estructurador, que ligue la visión y objetivos a indicadores y criterios de evaluación.
- Un número limitado de aspectos claves para analizar.
- Un número limitado de indicadores o combinaciones de indicadores que provean señales claras de progreso.
- Estandarización de las mediciones siempre que sea posible, para permitir comparaciones.
- Comparación de los valores de los indicadores respecto a metas, valores de referencia, rangos, límites, o dirección de tendencias, según sea apropiado.

2.5.3 Desarrollo de los criterios e indicadores de sustentabilidad

Para el desarrollo de los indicadores, además de los lineamientos de Bellagio se tomaron en cuenta los principios rectores ambientales establecidos en la Constitución de la República del Ecuador vigentes desde 2008, los que se tienen que alinear la visión y gestión de sustentabilidad del sector eléctrico (Plan Nacional para el Buen Vivir). Otras iniciativas fueron también analizadas, considerando su relación y aplicabilidad al área energética, así como su concordancia con los principios planteados del *sumak kawsay*:

- Global Reporting Initiative (GRI).
- International Standard Organization (ISO), Standard ISO 26000 - Social Responsibility.
- United Nations Global Compact.
- El proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe (OLADE-CEPAL-GTZ, 1997).
- *Sustainability in the electric utility sector y Powering a sustainable future - An agenda for concerted action* desarrollados por el Consejo Mundial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD por sus siglas del inglés *World Business Council for Sustainable Development*).
- Comisión Mundial sobre Represas (*World Commission on Dams*) del Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente - PNUMA.

Para determinar los indicadores se realiza una selección en función del cumplimiento de criterios como: relevancia, factibilidad, capacidad de ser medido y discriminación.

Los factores de decisión para la selección de los indicadores, se clasifican en factores y sub-factores de decisión, en la figura No. 2.2 se muestra su esquema jerárquico.

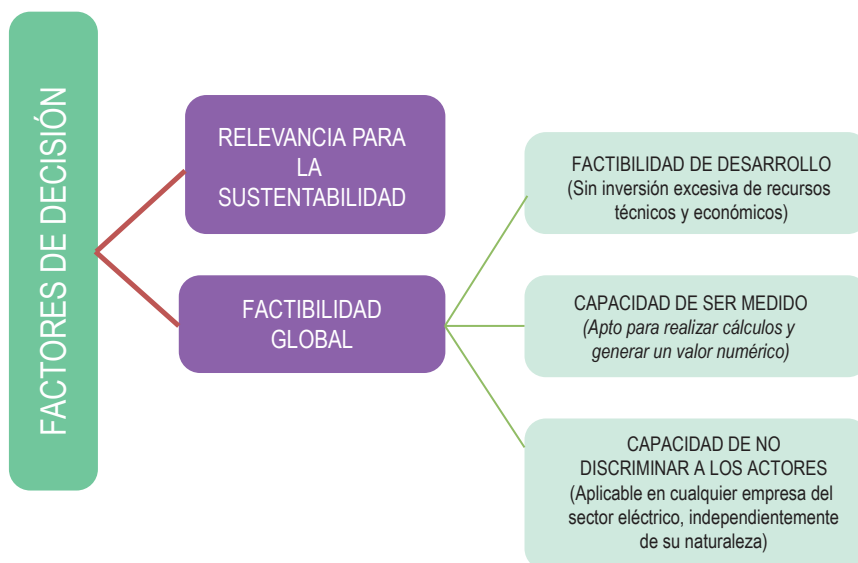


FIG. No. 2.2: FACTORES DE DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.5.4 Indicadores de sustentabilidad del sector eléctrico ecuatoriano

En base a la calificación ponderada de los indicadores con la participación de los representantes del sector eléctrico ecuatoriano, se procedió a la jerarquización de los mismos en función de la mayor calificación obtenida, proponiéndose un total de 18 indicadores para la evaluación de sustentabilidad del sector eléctrico (Ver tabla No. 2.8).



TABLA No. 2.8: INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

| CRITERIO | INDICADOR |
|------------------------------|--|
| Integridad Económica | 1. Costo de producción de la energía eléctrica. |
| Integridad Ambiental | 2. Evaluación de cumplimiento a la legislación ambiental nacional. |
| Integridad Ambiental | 3. Consumo de combustibles. |
| Integridad Económica | 4. Eficiencia de la producción de energía. |
| Integridad Social | 5. Interrupción del suministro de energía eléctrica. |
| Integridad Social | 6. Consumo de energía por usuarios. |
| Integridad Económica | 7. Eficiencia de la transmisión de energía. |
| Integridad Social | 8. Cobertura del servicio de energía eléctrica. |
| Integridad Ambiental | 9. Generación de desechos peligrosos. |
| Gestión del Sector Eléctrico | 10. Soberanía en energía eléctrica. |
| Gestión del Sector Eléctrico | 11. Capacidad/confiabilidad para generar, transmitir y distribuir energía a largo plazo. |
| Integridad Ambiental | 12. Generación de energía a partir de fuentes renovables. |
| Integridad Ambiental | 13. Consumo de agua y caudal permitido. |
| Gestión del Sector Eléctrico | 14. Afectados por proyectos eléctricos. |
| Integridad Ambiental | 15. Vertidos líquidos de origen doméstico e industrial. |
| Integridad Social | 16. Actividades de responsabilidad social. |
| Integridad Ambiental | 17. Emisiones de gases de efecto invernadero. |
| Integridad Ambiental | 18. Emisiones de contaminantes comunes del aire. |

Los indicadores 4, 9, 11, 13, 14, 15, 16, si bien son considerados valiosos para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico, pero al momento, no forman parte de los registros periódicos que llevan a cabo los sectores de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

Finalmente, en la tabla No. 2.9 se muestra el listado de los indicadores de sustentabilidad, que en base a la información disponible han sido desarrollados. Sobre estos indicadores desarrollados, se evalúa la gestión socio ambiental del sector eléctrico, con el objetivo de establecer el grado actual de sustentabilidad del sector, desde los enfoques económico, ambiental y social. Esta evaluación se ha desarrollado tomando como base el 2010 para el indicador 2, el resto de indicadores toman como base el 2012; procurando de esta forma estandarizar la información.



TABLA No. 2.9: INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

| CRITERIO | INDICADOR |
|------------------------------|--|
| Integridad Económica | 1. Costo de producción de la energía eléctrica. |
| Integridad Ambiental | 2. Evaluación de cumplimiento a la legislación ambiental nacional. |
| Integridad Ambiental | 3. Consumo de combustibles. |
| Integridad Social | 4. Interrupción del suministro de energía eléctrica. |
| Integridad Social | 5. Consumo de energía por usuarios. |
| Integridad Económica | 6. Eficiencia de la transmisión y distribución de energía. |
| Integridad Social | 7. Cobertura del servicio de energía eléctrica. |
| Gestión del Sector Eléctrico | 8. Soberanía en energía eléctrica. |
| Integridad Ambiental | 9. Generación de energía a partir de fuentes renovables. |
| Integridad Ambiental | 10. Emisiones de gases de efecto invernadero. |
| Integridad Ambiental | 11. Emisiones de contaminantes comunes del aire. |

2.5.4.1 Indicador 1 - Costo de producción de la energía eléctrica

La evolución en el tiempo de los costos de producción de energía en sus distintas etapas, constituye uno de los aspectos relevantes en el plan de expansión de generación del sector eléctrico y de la visión del Plan Nacional para el Buen Vivir, por lo tanto, está directamente relacionado con la consecución de la soberanía y sustentabilidad de este sector.

Para realizar un diagnóstico, es necesario se definan los factores que afectan a las diferentes etapas del proceso de producción de energía. Cabe recalcar que los precios facturados no representan el costo real o tarifa objetivo pues existen subsidios directos e indirectos que se han implementado como parte de las políticas de estado.

Adicionalmente, el contraste de los costos reales de producción con los subsidios y precios finales tarifados al usuario, permite evaluar el impacto de las políticas de estado en los aspectos económico, social y ambiental del sector eléctrico.

Es así que para la generación termoeléctrica se utiliza combustible subsidiado, lo que se traduce en costos de generación más bajos a costa de las arcas fiscales, estos subsidios a combustibles originan efectos ambientales negativos en el largo plazo.

El mayor componente en los costos de producción de energía corresponde a la generación (60%), seguido de la distribución (34%), y finalmente la transmisión (con una participación del 6%). Esta alta dependencia de los procesos de generación, sumada a las políticas de subsidios energéticos y al incremento de uso de combustibles en los últimos años debido al crecimiento de la demanda de energía (provocada en parte por el propio subsidio), ha ejercido enormes presiones sobre el presupuesto del estado debido al incremento de asignaciones a estos rubros, a más de no promover el ahorro energético o uso de energías renovables, aumentado la amplitud de los impactos ambientales relacionados especialmente con el uso de derivados del petróleo.



2.5.4.2 Indicador 2 - Evaluación de cumplimiento a la Legislación Ambiental Nacional

De acuerdo al GRI, el nivel de cumplimiento a la legislación ambiental, de un regulado, indica la capacidad para asegurar que las operaciones se ajusten a ciertos parámetros de desempeño. En algunas circunstancias el incumplimiento puede dar lugar a obligaciones de mitigación o remediación ambiental.

En vista de la necesidad de establecer una muestra representativa que permita determinar el cumplimiento del sector eléctrico con la normativa ambiental nacional, como método de evaluación de su desempeño, se consideró la técnica de muestreo aleatorio simple, seleccionándose 29 establecimientos.

Fue necesario considerar la cantidad de regulados por categoría de operación y aporte a la Matriz Energética, para establecer porcentajes de participación y asignar el número de regulados a evaluar en cada categoría. La cantidad de regulados a evaluar, se determinó por *Muestreo Estratificado, con afijación proporcional*.

Finalmente, del tamaño de muestra obtenido (29 regulados), y considerando los porcentajes por categoría y capacidad instalada, se tiene que el número de regulados a evaluarse por tipo, es según se muestra en la tabla No. 2.10.

TABLA No. 2.10: DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA SELECCIONADA AL 2010

| CATEGORÍA | | NÚMERO DE EMPRESAS SELECCIONADAS POR CATEGORÍA | |
|------------------------------|----------------|--|----|
| Autogeneradora | Termoeléctrica | 7 | 11 |
| | Hidráulica | 4 | |
| Distribuidora con Generación | Termoeléctrica | 4 | 6 |
| | Hidráulica | 1 | |
| | Distribuidora | 1 | |
| Generadora | Termoeléctrica | 4 | 12 |
| | Hidráulica | 8 | |
| Total | | 29 | |

Los niveles de incumplimientos ambientales están desglosados en: No conformidades Mayores (NC+) y No Conformidades Menores (NC-).

El aspecto con mayor índice de incumplimientos a la normativa ambiental catalogados como mayores (No conformidades mayores) es el manejo de efluentes con el 34% de los reportes, seguido por el manejo de productos químicos e hidrocarburos (17%), manejo de combustibles (17%) y manejo de desechos peligrosos (17%). Las empresas muestreadas, de las categorías turbovapor bagazo, turbogas y distribuidora, no evidencian incumplimientos catalogados como mayores a la normativa ambiental.

El aspecto con más índice de incumplimientos a la normativa ambiental catalogados como menores (No conformidades menores) es el manejo de productos químicos e hidrocarburos con el 20% de los reportes, seguido por manejo de combustibles (18%), manejo de efluentes (14%) y manejo de desechos peligrosos (12%).

Se identifica que los aspectos de gestión ambiental críticos para el sector eléctrico, en este indicador, son: el manejo de combustibles, manejo de efluentes y manejo de productos químicos e hidrocarburos.

2.5.4.3 Indicador 3 - Consumo de combustible

En el sector de producción de energía eléctrica los combustibles fósiles pueden constituir el principal insumo para sus actividades operativas, especialmente cuando se trata de producción termoeléctrica. Así, el manejo de combustibles en una empresa dedicada a la generación termoeléctrica constituirá un aspecto de gran interés,



pues además de las repercusiones ambientales y sociales de la operación de fuentes fijas de combustión, el uso eficiente de los combustibles repercutirá en la economía y la sustentabilidad de las operaciones de una empresa.

Los combustibles fósiles constituyen un recurso natural no renovable, por lo cual, el uso de los mismos podría verse restringido en el mediano y largo plazo. Esto implica que la sustentabilidad del sector, desde el punto de vista operativo, depende de la disponibilidad de combustibles fósiles para la generación y de la composición de la matriz energética nacional, esto es, la dependencia del sector eléctrico en los combustibles fósiles.

En la tabla No. 2.11 se muestran los datos de consumo de combustible por tipo de empresa para el 2012; se consideran ocho (8) tipos diferentes de combustibles, entre los que se incluye al bagazo de caña de azúcar, un biocombustible usado en la generación de energía eléctrica.

TABLA No. 2.11: CONSUMO DE COMBUSTIBLES EMPLEADOS EN GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA POR TIPO DE EMPRESA AL 2012

| TIPO DE COMBUSTIBLE | UNIDADES | CONSUMO DE COMBUSTIBLE | | | Total |
|---------------------|------------------------------|------------------------|---------------|----------------|--------|
| | | GENERADORA | DISTRIBUIDORA | AUTOGENERADORA | |
| Fuel oil | 10 ⁶ galones | 251,83 | 25,42 | - | 277,25 |
| Diesel 2 | 10 ⁶ galones | 50,66 | 18,99 | 68,69 | 138,34 |
| Nafta | 10 ⁶ galones | 0,09 | - | - | 0,09 |
| Gas natural | 10 ⁶ pies cúbicos | 14,00 | - | 9,24 | 23,23 |
| Residuo | 10 ⁶ galones | 56,78 | - | 13,85 | 70,63 |
| Crudo | 10 ⁶ galones | - | - | 67,16 | 67,16 |
| LPG | 10 ⁶ galones | - | - | 6,30 | 6,30 |
| Bagazo de caña | 10 ³ toneladas | - | - | 1,12 | 1,12 |

Para proveer un diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico tomando como base el citado indicador, es necesario revisar la evolución de su valor a través del tiempo.

El país en general, hasta el año de evaluación (2012), incrementándose, ha mantenido el consumo de combustibles para la generación termoeléctrica, lo cual denota una marcada dependencia del sector en los combustibles.

La abundancia/ausencia de precipitaciones pluviales para la operación de unidades hidroeléctricas, así como el ingreso de nuevas unidades de generación termoeléctrica, son factores capaces de incidir en el consumo de combustibles.

Con respecto a este último factor, es de interés conocer los tipos de combustibles que son empleados en el sector eléctrico ecuatoriano, más aún cuando se desea llevar a cabo una evaluación socio ambiental del indicador, puesto que el uso de cada tipo de combustible tiene un efecto específico sobre la sociedad y el medio ambiente.

Desde 1999, uno de los combustibles más importantes para la operación del sector termoeléctrico es el fuel oil, tornándose cada vez más relevante el uso de diésel; además, en los últimos 5 años, combustibles como el crudo y el residuo son cada vez más utilizados para la generación termoeléctrica. En los estudios realizados, se evidencia que a través del tiempo no ha existido una sustitución de las tecnologías de generación eléctrica basadas en el uso de combustibles.

De lo indicado, para asegurar la sustentabilidad del sector eléctrico, es necesario incorporar tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, en concordancia con lo establecido en la Estrategia de Cambio de la Matriz Energética del Plan Nacional para el Buen Vivir.



2.5.4.3 Indicador 4 - Interrupción del suministro de energía eléctrica

este indicador muestra la fiabilidad del suministro eléctrico y la capacidad de las empresas distribuidoras reguladas, para restaurar la energía en forma oportuna.

Para este indicador se consideraron los datos reportados por las empresas distribuidoras, frecuencia media y duración total de las interrupciones eléctricas generadas. Este indicador está relacionado directamente con la calidad de servicio eléctrico suministrado al consumidor final y se lo describe como "Calidad de servicio técnico".

2.5.4.5 Indicador 5 - Consumo de energía por usuarios

es conocido que la energía eléctrica provee un mejoramiento en la calidad de vida a sus usuarios; así, el nivel de consumo de energía constituye un reflejo de las repercusiones positivas que pudiere tener el servicio de energía eléctrica en la sociedad. Pero al mismo tiempo, un alto consumo puede reflejar un uso desmedido de energía eléctrica o su desperdicio.

La importancia del indicador radica en que se puede medir el uso energético en una sociedad, reflejando al mismo tiempo factores que inciden en el uso del recurso, tales como, nivel de ingresos económicos, costos de la energía, tecnologías empleadas, cultura en el uso energético, políticas dirigidas hacia la minimización del consumo, entre otros. En la tabla No. 2.12 se muestra para el 2012 el consumo energético en el uso público, por tipo de usuario.

TABLA No. 2.12: CONSUMO DE ENERGÍA PARA USO PÚBLICO AL 2012

| TIPO DE USUARIO | CONSUMO (GWh) |
|-------------------|---------------|
| Residencial | 5.624 |
| Comercial | 3.209 |
| Industrial | 5.012 |
| Alumbrado Público | 913 |
| Otros | 1.412 |
| Total | 16.170 |

En este caso, se entiende como energía eléctrica para uso público, aquella que se produce para ponerla a disposición de los clientes finales, a través de los distintos sistemas de distribución; en tanto que la energía de servicio no público, es aquella que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus consumos propios y que no se puede poner a disposición de los clientes finales.

En lo que respecta al conglomerado social que es objeto del análisis, el mismo está comprendido por la sociedad ecuatoriana en general, esto es, el total de la población. El VII Censo de Población y VI de Vivienda realizado en el 2010 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, INEC, establece que la población total de Ecuador es 15.012.228 habitantes, contando con 3.899.914 viviendas; y, la estimación de estas variables para el 2012 fue de 15.520.973 habitantes y 4.080.785 viviendas.

De acuerdo con lo indicado previamente, el consumo de energía por usuarios refleja aspectos sociales y económicos de un país; de ahí su importancia para evaluar el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano.

Sin embargo, un indicador debe ser evaluado según su cambio en el tiempo, o con respecto a estándares de referencia que permitan establecer si las condiciones encontradas son aceptables.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD, en su primer informe sobre desarrollo humano, estableció un mecanismo para medir el bienestar de la sociedad: el Índice de Desarrollo Humano (IDH).



El Índice de Desarrollo Humano, IDH, es una medida resumen del desarrollo humano, que refleja los logros medios de un país en tres dimensiones básicas de desarrollo humano: una vida larga y saludable (salud), acceso al conocimiento (educación) y un nivel de vida digno (ingresos).

Acorde con el Departamento de Energía de Estados Unidos, US DOE¹², existe una relación significativa entre el consumo de electricidad y el Índice de Desarrollo Humano (IDH), siendo de especial interés el nivel de 4.000 kWh/hab; básicamente todos los países con un consumo superior a 4.000 kWh/hab tienen un IDH mayor a 0,9; siendo este un valor obtenido solo en países industrializados.

Al 2012, el Ecuador tiene un consumo de energía per cápita de 1.042 kWh/hab, con tendencia creciente. Tomando en consideración la relación existente entre el IDH y los niveles de consumo reportados por el US DOE, es entonces deseable que Ecuador se equipare al menos con los países más desarrollados de América Latina en cuanto a dicho consumo, esto es, que el consumo per cápita crezca.

De lo expuesto se puede indicar que el consumo de energía eléctrica por usuario en Ecuador, evoluciona en la dirección deseada para alcanzar el desarrollo sustentable; esto es, satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad, mejorando su calidad de vida.

Sin embargo, queda una amplia brecha para llegar a niveles comparables con los países industrializados; en el caso de Ecuador no cabe analizar consumo excesivo o desperdicio de energía eléctrica, pues los niveles de consumo per cápita son relativamente bajos. Desde el punto de vista de la sustentabilidad, las estrategias de desarrollo sustentable enfocadas en el consumo de energía eléctrica por usuario, deben dirigirse a incrementar el consumo de forma eficiente, en tanto su relación sea proporcional con el aumento de la calidad de vida.

2.5.4.6 Indicador 6 - Eficiencia de la transmisión y distribución de energía

La eficiencia de la transmisión de energía, se mide por el porcentaje de pérdidas de energía producidas en los sistemas de transmisión y distribución de la red eléctrica, mientras menos pérdidas, más eficiente será el sistema.

El origen técnico de estas pérdidas responde a las características de operatividad, de la infraestructura instalada en los sistemas de distribución y transmisión. En tanto que las pérdidas no técnicas son aquellas originadas por las conexiones clandestinas e ilegales, realizadas por los usuarios del sistema eléctrico.

Las pérdidas de energía eléctrica por transmisión y distribución, clasificadas a su vez en técnicas y no técnicas, han tenido un comportamiento diferenciado en este periodo de análisis, de lo que se concluye:

- Las pérdidas por transmisión se han mantenido casi estables, alrededor de los 400 GWh hasta el 2006, pese al incremento de energía entregada al sistema, teniendo para este año su proporción más baja (2,88% de la energía entregada), para posteriormente incrementar hasta el 2009 con 643,92 GWh equivalente al 3,75% de la energía entregada, es decir, el índice más alto del periodo. Finalmente para el 2012, la tendencia disminuye con un 3,93% de pérdidas.
- Las pérdidas técnicas por distribución tienen un crecimiento sostenido hasta 2009, estabilizándose para el 2010. En relación a la energía disponible para el sistema de distribución, las pérdidas decaen para el 2012 a 8,55%.
- Las pérdidas no técnicas de energía por distribución, esto es, pérdidas por robo o conexiones clandestinas, demuestran un crecimiento sostenido hasta el 2006, proporcional al crecimiento de energía disponible, manteniéndose un porcentaje de pérdidas de alrededor del 12,7% de la energía disponible en el sistema. Desde 2007 hasta el 2012, las pérdidas se reducen considerablemente tanto en valor absoluto como en proporción a la energía entregada, logrando índices del 5,08% de pérdidas, en relación al total de energía disponible para distribución.

12 US DOE, Pasternak A.D., Global Energy Futures and Human Development: A Framework for Analysis, 2000.



Estos valores, indican que el sector está logrando avances en la reducción de pérdidas de energía y aumentando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución. Los mayores avances se han realizado en la prevención y reducción de pérdidas no técnicas de los sistemas de distribución.

2.5.4.7 Indicador 7 - Cobertura del servicio de energía eléctrica

el principal producto del sector eléctrico ecuatoriano, con el cual las empresas de dicho sector llegan hasta la sociedad en general, es la energía eléctrica; por lo tanto, la operación sustentable del sector eléctrico dependerá de que la energía que se produce sea aprovechada en beneficio de toda la comunidad, y en esto se encuentra inmersa la cobertura del servicio por parte de las empresas distribuidoras.

TABLA No. 2.13: COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO AL 2012

| COBERTURA 2012 | | | | |
|----------------------|------------------|------------------------|-------------------|---------------|
| PROVINCIA | CLIENTES | VIVIENDAS CON SERVICIO | VIVIENDAS TOTALES | COBERTURA (%) |
| AZUAY | 194.758 | 196.794 | 200.861 | 97,97 |
| BOLÍVAR | 45.301 | 45.774 | 51.039 | 89,68 |
| CAÑAR | 60.835 | 61.471 | 63.395 | 96,96 |
| CARCHI | 44.329 | 44.792 | 45.825 | 97,74 |
| CHIMBORAZO | 120.897 | 122.161 | 130.828 | 93,37 |
| COTOPAXI | 100.622 | 101.674 | 110.007 | 92,42 |
| EL ORO | 165.938 | 167.672 | 171.277 | 97,89 |
| ESMERALDAS | 126.184 | 127.503 | 141.082 | 90,37 |
| GALÁPAGOS | 7.729 | 7.810 | 7.840 | 99,61 |
| GUAYAS | 974.809 | 984.997 | 1.026.520 | 95,95 |
| IMBABURA | 104.858 | 105.954 | 108.454 | 97,69 |
| LOJA | 115.233 | 116.437 | 121.257 | 96,02 |
| LOS RÍOS | 199.017 | 201.097 | 215.527 | 93,30 |
| MANABÍ | 330.495 | 333.949 | 362.968 | 92,00 |
| MORONA SANTIAGO | 28.210 | 28.505 | 36.393 | 78,32 |
| NAPO | 22.180 | 22.412 | 24.703 | 90,72 |
| ORELLANA | 32.324 | 32.662 | 37.731 | 86,56 |
| PASTAZA | 18.281 | 18.472 | 21.833 | 84,60 |
| PICHINCHA | 775.122 | 783.223 | 787.357 | 99,47 |
| SANTA ELENA | 72.542 | 73.300 | 81.730 | 89,68 |
| SANTO DOMINGO | 99.598 | 100.639 | 103.950 | 96,81 |
| SUCUMBÍOS | 41.124 | 41.554 | 47.369 | 87,72 |
| TUNGURAHUA | 144.275 | 145.783 | 150.098 | 97,12 |
| ZAMORA CHINCHIPE | 21.195 | 21.417 | 23.907 | 89,58 |
| ZONAS NO DELIMITADAS | 7.320 | 7.396 | 8.837 | 83,69 |
| Nacional | 3.853.176 | 3.893.448 | 4.080.788 | 95,41 |

Para desarrollar un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano en base a la cobertura del servicio de energía eléctrica, se debe recurrir a cifras previas que muestren la evolución del indicador a través del tiempo.

El nivel de cobertura eléctrica al 2012, calculado es 95,41%, implica una amplia cobertura del servicio a nivel nacional; desde el punto de vista de la sustentabilidad, se puede inferir que el suministro de energía eléctrica es capaz de mejorar la calidad de vida y satisfacer las necesidades energéticas de la gran mayoría de los ecuatorianos, existiendo una tendencia creciente de la cobertura del servicio, y por ende un desarrollo sustentable del sector.

De lo indicado se puede concluir que Ecuador goza de altos niveles de cobertura del servicio de energía eléctrica, niveles que son compatibles con los rangos reportados en la región. En este caso la sustentabilidad del sector eléctrico ecuatoriano, asociada con la satisfacción de las necesidades energéticas de la sociedad, se encuentra en niveles que reflejan las condiciones en las que se desenvuelven los países de la región.

2.5.4.8 Indicador 8 - Soberanía energética eléctrica

La soberanía energética es la capacidad de abastecerse de energía eléctrica por medios propios, sin depender de terceros, es decir, es la autosuficiencia para proveer energía eléctrica sin depender de las importaciones. La soberanía energética es parte de los preceptos estipulados en la Constitución de la República del Ecuador, y en el Plan Nacional para el Buen Vivir.

El presente diagnóstico evalúa la información disponible al 2012 para el cálculo del indicador. Su valor está asociado a las importaciones energéticas; por ello, se empleará la información referente a las importaciones de electricidad, en conjunto con la energía eléctrica disponible en el país, esto a fin de obtener una relación en cuanto a la representatividad de las importaciones eléctricas sobre las necesidades energéticas del país.

TABLA No. 2.14: ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA E IMPORTADA AL 2012

| ORIGEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA | ENERGÍA BRUTA (GWh) |
|--------------------------------|---------------------|
| Producción Nacional Bruta | 22.848 |
| Importación desde Colombia | 236 |
| Importación desde Perú | 0 |
| Energía Bruta Total | 23.084 |

En lo que respecta a la soberanía energética se ha establecido que el 98,97% de la energía es generada al interior del país y un 1,03% de la energía eléctrica total, proviene de importaciones desde Colombia. La cifra por sí sola muestra una dependencia relativamente baja en lo que a importaciones respecta, por lo que puede inferirse que el sector eléctrico se desarrolla en concordancia con lo deseado para la sustentabilidad del sector, esto es, dependiendo de la generación eléctrica local.

Dado que la producción de energía eléctrica se incrementó considerablemente para el periodo evaluado, se resalta el hecho de que el porcentaje decreciente de las importaciones está relacionado con el incremento de la generación eléctrica local. Lo indicado, constituye un aspecto favorable para la soberanía o autarquía en energía eléctrica.

2.5.4.9 Indicador 9 - Generación de energía a partir de fuentes renovables

El uso de energías renovables en el sector eléctrico ecuatoriano constituye un medio de minimizar emisiones, no solo de gases de efecto invernadero, sino también de contaminantes comunes del aire. La reducción de los efectos contaminantes de las tecnologías de generación eléctrica, repercutirá positivamente en el entorno, haciendo que las prácticas dirigidas hacia la producción de electricidad sean sustentables.



Por otra parte, dentro de las estrategias propuestas en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013 se plantea el cambio de la matriz energética empleando la introducción de energías renovables; este aspecto se encuentra directamente relacionado con los planes de desarrollo del sector eléctrico, pues constituye el camino a seguir para alcanzar el desarrollo sustentable del sector.

Para propósitos prácticos del desarrollo del indicador se extrae la información del balance energético en la tabla No. 2.15.

TABLA No. 2.15: PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN AL 2012

| ORIGEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA | TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN | ENERGÍA PRODUCIDA | |
|--|----------------------------------|-------------------|------------------|
| | | (GWh) | (GWh) |
| Producción a Partir de Fuentes de Energía Renovable | Hidráulica | 12.237,72 | |
| | Eólica | 2,40 | 12.536,80 |
| | Solar | 0,33 | |
| | Térmica Turbovapor | 296,35 | |
| Producción a Partir de Fuentes de Energía No Renovable | Térmica MCI | 5.481,45 | |
| | Térmica Turbogas | 2.337,05 | 10.310,92 |
| | Térmica Turbovapor | 2.492,42 | |
| Total Producción Nacional | | | 22.847,72 |

Con la información disponible es viable además establecer la forma en que se desagrega la generación de energía eléctrica, según el tipo de recurso renovable empleado. Los valores obtenidos son mostrados en la tabla No. 2.16:

TABLA No. 2.16: CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE POR TIPO DE RECURSO EMPLEADO EN 2012

| ORIGEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA | TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN | ENERGÍA PRODUCIDA | |
|---|----------------------------------|-------------------|----------------|
| | | (GWh) | Porcentaje (%) |
| Producción a Partir de Fuentes de Energía Renovable | Hidráulica | 12.237,72 | 53,56 |
| | Eólica | 2,40 | 0,01 |
| | Solar | 0,33 | 0,0014 |
| | Térmica Turbovapor | 296,35 | 1,30 |

El valor obtenido al 2012 para el indicador “Generación de Energía a Partir de Fuentes Renovables” 54,87%, muestra con claridad que la generación eléctrica en Ecuador tiene una participación importante de generación no renovable. La generación hidroeléctrica representa para todo el periodo analizado la mayor proporción de la energía generada, existiendo dependencia de la disponibilidad de los recursos hídricos, sin que haya existido mayor desarrollo de las fuentes de origen fotovoltaico y eólico.

El desarrollo sustentable del sector, para el caso analizado, está asociado a incrementar y diversificar el uso de fuentes energéticas renovables, considerando que existe el potencial riesgo de que los combustibles de origen fósil no estén disponibles para las generaciones futuras, o que su uso sea limitado.



2.5.4.10 Indicador 10 - Emisiones de gases de efecto invernadero

La Iniciativa de Reporte Global, GRI, con respecto a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), cita directamente a éstos como la principal causa del cambio climático.

Al respecto existe un amplio marco regulatorio internacional que apunta hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, cuyos principios están gobernados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (*United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC).

Ecuador forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, habiendo además suscrito el Protocolo de Kyoto; según estos compromisos adquiridos internacionalmente, Ecuador no tiene la obligatoriedad de reducir sus emisiones de GEI (pues no está incluido en el Anexo I de la UNFCCC), sin embargo puede beneficiarse de proyectos de reducción certificada de emisiones de carbono. La razón por la cual los países en desarrollo como Ecuador no están obligados a reducir sus emisiones de GEI, es que las medidas a aplicarse podrían comprometer negativamente su desarrollo económico y social.

Las emisiones de gases de efecto invernadero, deben expresarse en función de su potencial de calentamiento global; para esto se considera el potencial equivalente relativo al dióxido de carbono (potencial 1), que para los gases metano y óxido nitroso, corresponde a 21 y 310, respectivamente. Los resultados obtenidos son mostrados en la tabla No. 2.17.

TABLA No. 2.17: EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO ATRIBUIBLES A LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN 2012

| GASES DE EFECTO INVERNADERO | TOTAL | | |
|---|--------------------|---------------------|-------------------------------------|
| | 10 ³ kg | TEQ CO ₂ | 10 ³ TEQ CO ₂ |
| Dióxido de Carbono (CO ₂) | 7.059.456,57 | 7.059.456,57 | 7.059,46 |
| Metano (CH ₄) | 228,09 | 4.789,96 | 4,79 |
| Óxido Nitroso (N ₂ O) | 45,62 | 1.4141,78 | 14,14 |
| Total en Miles de Toneladas Equivalentes de CO ₂ | | | 7.078,39 |

De acuerdo al Informe sobre Desarrollo Humano del PNUD¹³, el cambio climático no solo incide en la temperatura, sino también en las precipitaciones, el nivel del mar y los desastres naturales; las consecuencias del calentamiento global no necesariamente afectarán a todos por igual, puesto que los países con temperaturas más bajas podrán sobrellevar de mejor manera este incremento, en comparación con los países tropicales donde un leve cambio puede causar graves repercusiones en la disponibilidad de agua y la productividad agrícola.

El informe del PNUD indica además que, si bien no se trata de pruebas concluyentes, coinciden con los datos que demuestran que donde crece el Índice de Desarrollo Humano (IDH) —o al menos su componente de ingresos— también hay un incremento en las futuras emisiones de gases de efecto invernadero.

De lo expuesto, un diagnóstico basado en las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por la generación termoeléctrica en el país, no necesariamente debe evaluar como un aspecto negativo el crecimiento de las emisiones; sin embargo, el seguimiento del indicador a través del tiempo servirá para establecer tendencias en cuanto a las emisiones de GEI del sector.

Para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero por tipo de combustible, se emplean los factores de emisión para dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), y óxido nitroso (N₂O), publicados por la Agencia de

13 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Informe sobre Desarrollo Humano 2011-Sostenibilidad y equidad: Un mejor futuro para todos, 2011.



Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (US EPA) a través del Centro de Factores de Emisión de Gases de Efecto invernadero (GHC Emission Factors Hub).

Se observa que ha existido crecimiento en los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero a través de los doce años de datos mostrados, donde el consumo de fuel oil, diésel 2, contribuye con la mayor proporción en dichas emisiones.

Si bien, Ecuador como país en vías de desarrollo no está necesariamente obligado a reducir sus emisiones de GEI, es deseable contribuir al objetivo global de mitigar el cambio climático, por lo que el seguimiento del presente índice de sustentabilidad debería buscar una estabilización de los niveles de emisiones de GEI. Esto mediante la introducción de tecnologías de generación limpias, como aquellas basadas en el uso de energía hidráulica, eólica y solar.

2.5.4.11 Indicador 11 - Emisiones de contaminantes comunes del aire

Los contaminantes del aire tienen efectos adversos sobre los hábitats, la salud de humanos y animales, degradación de bosques, así como también generan problemas de salud pública, por lo que han sido motivo para el desarrollo de regulaciones locales e internacionales para controlar las emisiones al aire. El desempeño de una organización con respecto a sus emisiones puede incidir en las relaciones con comunidades afectadas y trabajadores, y la habilidad de mantener o expandir las operaciones.

Ecuador cuenta al menos con tres normas para la conservación del recurso aire, estas son:

- Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión,
- Norma de Emisiones al Aire desde Centrales Termoeléctricas,
- Norma de Calidad del Aire Ambiente o Nivel de Inmisión.

El Anexo 3 del Título IV del Libro VI: De La Calidad Ambiental, del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente - TULSMA¹⁴, establece los límites permisibles de emisiones al aire desde diferentes actividades. La norma provee los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las emisiones al aire que se verifiquen desde procesos de combustión en fuentes fijas. Se provee también de herramientas de gestión destinadas a promover el cumplimiento con los valores de calidad de aire ambiente establecidos en la normativa pertinente.

Para el desarrollo del indicador se han empleado los factores de emisión publicados por la US EPA en el documento "AP 42, Fifth Edition, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources". El citado documento es una de las principales y más importantes referencias para el desarrollo de inventarios de emisiones en diversos países alrededor del mundo.

Una vez disponibles los consumos de combustible y los factores de emisión, se procede a realizar los cálculos respectivos de las tasas de emisión para los cuatro contaminantes comunes del aire seleccionados (dióxido de nitrógeno NO₂, dióxido de azufre SO₂, monóxido de carbono CO y material particulado).

Para evaluar el indicador se distinguieron cuatro tipos principales de tecnologías:

- Térmica MCI (Motor de Combustión Interna),
- Térmica Turbovapor,
- Térmica Turbovapor Bagazo,
- Térmica Turbogás.

14 D.E. 3399 R.O. 725, Diciembre 16, 2002 & D.E. 3516 R.O. Edición Especial No 2, Marzo 31, 2003.



La razón para distinguir el tipo de tecnología, es que las emisiones difieren según el tipo de fuente fija de combustión empleada para la generación termoeléctrica. En el caso de la generación con bagazo de caña de azúcar, se decidió separar la tecnología con respecto a la generación a turbovapor, tanto por la razón antes indicada, como por el hecho de que el bagazo se considera una fuente de energía renovable (biomasa).

Todas las tecnologías y combustibles (excepto turbogas con bagazo), aportan en menor o mayor grado a las emisiones de dióxido de azufre (SO_2) en el sector, siendo las unidades turbovapor operadas con fuel oil las más relevantes con emisiones en el rango de 22.000 toneladas; las unidades operadas con motor de combustión interna (MCI) y las unidades con turbogas generan emisiones de dióxido de azufre en el mismo orden de magnitud, en el rango de 5.000 toneladas.

En el caso de las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) la mayor proporción se debe a la operación de motores de combustión interna (MCI) especialmente cuando son operados con diésel 2 generando en este caso emisiones en el rango de 5.000 toneladas; luego se encuentran las emisiones provenientes de turbinas a gas (turbogas), también operadas mayoritariamente con diésel 2.

En lo que respecta a emisiones de monóxido de carbono (CO) se observa que dichas emisiones son generadas mayoritariamente por la generación con motores de combustión interna, empleándose diésel 2, pero también otros tipos de combustibles menos refinados como fuel oil, crudo y residuo.

Las unidades de motor de combustión interna (MCI) aportan niveles de partículas similares a la generación con turbovapor. Estas emisiones se encuentran en el rango de 1.200 toneladas para unidades de motor de combustión interna y de 600 toneladas para unidades de turbovapor.

Las unidades operadas con combustibles limpios, como gas natural, gas licuado de petróleo, y bagazo de caña de azúcar, aportan cantidades mínimas de emisiones de contaminantes comunes al aire, siendo en el caso del bagazo poco significativas. Esta característica si bien implica que los combustibles son por sí mismo menos contaminantes, debe indicarse que también son escasas las fuentes que operan con tales combustibles.

El análisis muestra entonces que las emisiones de contaminantes comunes al aire, provienen mayoritariamente del uso de combustibles poco refinados como fuel oil, residuo y crudo.

Se puede inferir que existen emisiones de otros compuestos contaminantes asociados a la impureza del combustible, que son contaminantes importantes del entorno como: metales pesados, compuestos orgánicos volátiles, hidrocarburos no quemados, entre otros.

Esto es, las emisiones del sector termoeléctrico según su combustible de origen, estarían generando una mayor contaminación del entorno con respecto al uso de combustibles relativamente limpios. Por lo tanto, se estaría comprometiendo la calidad del recurso aire para las generaciones futuras, y con ello la sustentabilidad del sector.

Para el caso del SO_2 , si bien el análisis efectuado en base a factores de emisión representa una estimación razonable de estas emisiones, las mismas no son representativas del contenido de azufre de los combustibles que se emplean en el Ecuador para la generación termoeléctrica.

La tabla No. 2.18 muestra un resumen de los resultados de los indicadores desarrollados para el diagnóstico socioambiental del sector eléctrico. En esta tabla se observan los valores para los diferentes criterios evaluados en base a los indicadores, el periodo base para el diagnóstico fue el 2012, a excepción del indicador No. 2, en el cual se utiliza información del 2010.



TABLA No. 2.18: RESUMEN DE INDICADORES DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO SOCIO AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

| INDICADOR | CRITERIO | DESCRIPCIÓN | VALOR ACTUAL | REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR |
|---|------------------------------|--|--|---|
| 1. Costo de producción de la energía eléctrica | Integridad Económica | Mide los costos y participación porcentual de las etapas de Generación, Transmisión y Distribución en el costo del servicio eléctrico. | 8,10 cUSD/kWh @2002-2012 | - CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. |
| 2. Evaluación de cumplimiento a la legislación ambiental nacional | Integridad Ambiental | Número de no conformidades mayores y menores según aspecto, reportados en la Matriz de Obligaciones del CONELEC. | NC(+): 53 @2010* NC(-): 153 @2010* | - Auditorías Ambientales de Cumplimiento Anuales (muestra de 29 de un total de 56 empresas reguladas). - Matriz de Obligaciones Ambientales del CONELEC. |
| 3. Consumo de combustibles | Integridad Ambiental | Evalúa la intensidad del uso de combustibles en el sector eléctrico para la producción de energía eléctrica, en empresas generadoras, auto-generadoras, y distribuidoras. | 2.597.731,42 TEP @2012 | - CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. - OLADE - SIEN, Guía M5 - Metodología de Conversión de Unidades, Octubre de 2004. |
| 4. Interrupción del suministro de energía eléctrica | Integridad Social | Frecuencia y duración de interrupciones eléctricas. | FMik: 17,23 veces @2012 TTIk: 17,40 h @2012 | - Regulación No. CONELEC - 004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. - Registros anuales de las interrupciones eléctricas, entregados por los Distribuidores regulados. |
| 5. Consumo de energía por usuarios | Integridad Social | Establece el consumo eléctrico de los usuarios del sistema eléctrico del país, per cápita, o bien en función del número total de habitantes. | 1 041 kWh/hab. @2012 | - CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011. - INEC, VII Censo de Población y VI de Vivienda. |
| 6. Eficiencia de la transmisión de energía | Integridad Social | Porcentaje de pérdidas totales de energía por transmisión y distribución. | 17,31% @2012 | - Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano-Año 2012. |
| 7. Cobertura del servicio de energía eléctrica | Integridad Social | Determina la relación entre el número de viviendas con servicio eléctrico en las áreas con concesión de distribución, con respecto al número total de viviendas en dichas áreas. | 95,41 % @2012 | - Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. |
| 8. Soberanía en energía eléctrica | Gestión del Sector Eléctrico | Energía neta independiente de la importación en proporción a la demanda total. | 97,30 % @2012 | - Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. |
| 9. Generación de energía a partir de fuentes renovables | Integridad Ambiental | Determina cuánto de la energía eléctrica producida en el país, proviene de la utilización de recursos naturales renovables. | 54,30 % @2012 | - Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. - US EPA, GHG Emission Factors Hub, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories. - http://www.epa.gov/climateleadership/guidance/ghg-emissions.html |

TABLA No. 2.18: RESUMEN DE INDICADORES DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO SOCIO AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (cont.)

| INDICADOR | CRITERIO | DESCRIPCIÓN | VALOR ACTUAL | REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR |
|---|----------------------|---|---|---|
| 10. Emisiones de gases de efecto invernadero | Integridad ambiental | Determina las emisiones de gases de efecto invernadero, atribuibles a la generación termoeléctrica de energía, en base al uso de combustibles. | 7 078,39 miles ton CO ₂ @2012 | <ul style="list-style-type: none"> - Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. - US EPA, GHG Emission Factors Hub, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories. - http://www.epa.gov/climateleadership/guidance/ghg-emissions.html |
| 11. Emisiones de contaminantes comunes del aire | Integridad ambiental | Mide la cantidad, en toneladas, de cuatro contaminantes comunes del aire: dióxido de azufre (SO ₂), óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), y material particulado filtrable, que se emiten anualmente al entorno a partir de la operación de unidades de generación termoeléctrica. | Total 48 845,04 ton SO ₂ 37 665,37 ton NOx 7 249,73 ton CO 2 144,79 ton MP 1 785,15 ton@2012 | <ul style="list-style-type: none"> - CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2012. - US EPA, AP - 42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors - AP42. Secciones 1.3, 1.4, 1.5, 1.8, 3.1, 3.2, 3.4. |

* El indicador 2 está cuantificado en base a una muestra de 29 de un total de 56 empresas reguladas.

2.5.5 Encuesta de desempeño de gestión

Como parte del diagnóstico, se realizó una encuesta en la que se recaba la percepción de actores claves sobre el desempeño del CONELEC como entidad de regulación y control. Los resultados de la encuesta permitieron evaluar la interacción de las empresas eléctricas con la entidad reguladora y su desempeño ambiental, con el fin de desarrollar un conjunto de recomendaciones que permitan promover el desempeño socioambiental de las empresas y el CONELEC.

De las encuestas que se realizaron en el 2012, 55 fueron completadas, siendo el 80% de los encuestados empresas reguladas por el CONELEC entre generadoras, autogeneradoras, transmisora y distribuidoras. El 20% de los encuestados son consultores ambientales, autoridades ambientales o de control y entidades públicas vinculadas al sector eléctrico.

2.5.6 Gestión socio ambiental de los regulados

Se observa que de los 44 agentes consultados, la mayoría cumple con los requisitos socio ambientales exigidos por el regulador y la legislación ambiental, tales como estudios ambientales, licencias y auditorias de cumplimiento. Se consultó si las empresas disponen de una unidad dedicada al manejo de los asuntos socio ambientales. El 65% de los encuestados indicaron tenerla, el 20% indicaron que no y un 15% en blanco.

Cabe resaltar el avance de las empresas eléctricas hacia la implementación de sistemas de gestión socio ambientales, siendo el hecho de que cuenten con una UGA señal de este avance. Otro aspecto que se evalúa en la gestión socio ambiental de las empresas eléctricas es la implementación de sistemas de gestión con estándares internacionales en cuanto al medio ambiente, se observa que en promedio el 68% de las empresas encuestadas no poseen algunos de los sistemas de gestión, un 18% está en proceso de implementar uno o varios de los sistemas y un 12% ya tienen implementados sistemas de gestión.

Finalmente, se consultó sobre la asignación del presupuesto de la empresa para actividades de gestión ambiental y social. Del total de empresas eléctricas consultadas, el 71% indicaron que se asignan recursos para actividad de gestión social y ambiental, un 27% asigna recursos a actividades ambientales y un 2% a actividades sociales.

Sobre las principales razones por las que no se han dedicado mayores recursos, tanto humanos como económicos, a la gestión socio ambiental de la empresa, estas reportaron por orden de importancia, que la principal es que no se justificaría tal inversión por los pocos beneficios que se obtendrían de ello; la segunda es que resultaría muy costoso para la empresa y por último que las exigencias realizadas por el Regulador, ya se cumplieron.

2.6. Desarrollo Sostenible y Responsabilidad Social Corporativa

Desarrollo sostenible y responsabilidad social corporativa son dos nociones que están íntimamente relacionadas en todos los ámbitos del mundo empresarial. En el caso del sector eléctrico, su trascendencia está relacionada con el crecimiento del mismo, el cual debe estar orientado hacia el desarrollo sostenible. El desarrollo apropiado del sector eléctrico es clave para el avance tanto económico como social. Además, es clave el aprovechamiento sostenible de los recursos, como garantía para el futuro del sector. Por tanto, el sector eléctrico debe tener un comportamiento responsable y llevar a cabo buenas prácticas de gestión.

Esta sección describe algunas de las maneras en que agentes del sector eléctrico han integrado el concepto de desarrollo sustentable dentro de sus operaciones regulares.

En la tabla No. 2.19 se destacan algunas de las acciones orientadas al desarrollo sustentable que están siendo adoptadas por ciertas entidades pertenecientes al sector eléctrico. Estos ejemplos no abarcan todos los esfuerzos posibles que las entidades individuales deben realizar para alcanzar objetivos similares.



TABLA No. 2. 19: EJEMPLOS DE ACCIONES PUESTAS EN MARCHA POR ALGUNAS ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| RECONOCIMIENTOS | |
|--|--|
| PREMIO ECOEFICIENCIA | PUNTO VERDE |
| <p>Otorgado por la Municipalidad de Guayaquil a Electroquil S.A (2011) en reconocimiento por sus esfuerzos de preservar y conservar el medio ambiente, políticas de responsabilidad social corporativa y parámetros de excelencia ambiental con que desarrolla sus actividades como por ejemplo: administración de la calidad ambiental del entorno, políticas empresariales para el desarrollo sostenible, conciencia y capacitación del personal, recursos excepto energía, eficiencia en energía, manejo de residuos, equipos, instalaciones y bienestar ocupacional.</p> | <p>Reconocimiento entregado por el Ministerio de Ambiente (MAE) a la Gestión Interna en Producción Más Limpia, aplicación continua de estrategias ambientales preventivas e integradas en los procesos y productos, con el fin de reducir los riesgos para las personas y el ambiente.</p> <p>Otorgado a la Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos-SAICS Planta de Cogeneración (2010) por fomentar un sistema institucional que insta al sector productivo, académico y público a formar centros de producción y consumo sustentable, producción más limpia, transferencia de tecnología, política de reciclaje y reutilización de desechos.</p> |
| INICIATIVAS | |
| RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL | RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL |
| <p>Se destaca a la Empresa Eléctrica Quito S.A por el manejo de los impactos en la sociedad, de sus productos, servicios y operaciones, desde las perspectivas: ambiental, sector productivo y seguridad ciudadana.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de un plan de uso eficiente de energía, así como el programa de cambio de luminarias en alumbrado público para reducir el consumo de energía, sustituyendo luminarias de vapor de mercurio por sodio, e instalando luminarias de doble nivel de potencia, con ahorros económicos importantes teniendo como resultado, la reducción de la contaminación lumínica y el desecho de sustancias tóxicas, como el vapor de mercurio. • Gestión y ejecución de proyectos de generación hidráulica, sin embalses y de bajo impacto ambiental, tales como: Quijos (50 MW), Baeza (50 MW), HidroVictoria (10 MW), El Batán (3 MW), e Hidromundo (32 MW). • Sistema SCADA: Sistema automático de control remoto de desconexiones de redes de distribución y subtransmisión por fallas. • Apoyo al FONAG (Fondo para la Protección de Agua, conservación, protección y rehabilitación de las cuencas hídricas). | <p>Proyecto Multipropósito BABA</p> <p>En el proyecto se aplica un Programa Integrado de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente (SSTMA) cuyo objetivo es apoyar y asegurar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Una postura proactiva y diferenciada de los Integrantes con respecto a la seguridad y salud en el trabajo y al ambiente en el ámbito de los contratos. • Mantenimiento de áreas revegetadas. • El plan de reforestación. • Un adecuado manejo de desechos y residuos peligrosos. • El sub-programa de rescate de flora y fauna. • El programa tres pilares de la salud. • Las brigadas médicas comunitarias. • El programa huertos familiares. |



2.7. El Rol de los Sistemas de Información Geográfica en la Sustentabilidad del Sector Eléctrico

Los Sistemas de Información Geográficos, SIG, constituyen una herramienta innovadora para manipular la información espacial georeferenciada en las organizaciones. Su uso y aplicación se ha incrementado intensivamente a partir de la década de los noventa, por lo que el uso de una metodología para su diseño e implantación se ha tornado indispensable para llevar a cabo su desarrollo exitoso, y obtener un SIG eficaz y sinérgico.

Los Sistemas de Información Geográficos se los debe englobar en todos los aspectos considerándolo como “Información de naturaleza diversa sobre un determinado territorio, almacenada en un conjunto de bases de datos tanto gráficas como alfanuméricas, cuya relación con el territorio se realiza a través de un sistema de referencia geográfico y se gestiona a través de uno o varios programas informáticos específicos; el conjunto es soportado por un sistema de computadores y por un personal especializado; su objetivo es la obtención, gestión y análisis de los datos a través de una serie de procedimientos que concluyen con la obtención de resultados a un problema planteado sobre un determinado territorio”¹⁵.

Los SIG al ser implementados en una organización generan un impacto potencial que condiciona las actividades humanas, al cambiar los procedimientos tradicionales de procesar información geográfica, a nuevos procedimientos automatizados que persiguen optimizar el flujo organizacional mediante la eficacia en la toma de decisiones y el análisis espacial (Montilva, 1994).

2.7.1 GEOPORTAL - Sistema de Información Geográfica del CONELEC

El CONELEC en su página web (www.conelec.gob.ec), cuenta con un GEOPORTAL del sector eléctrico, que facilita el ingreso, actualización, consulta y visualización georeferenciada de la infraestructura eléctrica a nivel nacional. El geoportal se encuentra desarrollado en Flex Adobe, con ArcGIS Server como servidor de mapas, además se integra con información estadística de modo que se puedan identificar tendencias, posibles riesgos, problemas y a comprender la relación espacial entre éstos y los proyectos en construcción, facilitando la toma de decisiones y asignación de recursos en el manejo de estos proyectos a las autoridades responsables.

15 Aronoff, Stan. **GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS: A MANAGEMENT PERSPECTIVE**. WDL Publications. Ottawa, Canada. 1989.





FIG. No. 2.3: SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (GEOPORTAL) EN EL SITIO WEB DEL CONELEC

La creación del geoportal responde a las necesidades de buscar un enfoque cuantitativo e integral en la identificación y análisis de cuestiones socio ambientales, además del fortalecimiento de una información base para el desarrollo apropiado de estrategias y planes de acción en el sector eléctrico. Por ejemplo, la distribución espacial del consumo de electricidad, los potenciales eólicos, geotérmicos, hídricos, así como las ubicaciones de las centrales de generación de energía son factores de influencia crítica en el diseño de los sistemas de redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. Dada la independencia que mantiene la base de datos sociodemográfica en un SIG, además de la realización de análisis descriptivos de las capas de información, es posible establecer modelos predictivos que impulsen el desarrollo de planes de respuesta más eficientes.

Los Sistemas de Información Geográfica, SIG, en el CONELEC han permitido mejorar los procesos de análisis espacial de los datos.

2.8. Elaboración de la Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico

La elaboración de las estrategias está orientada a establecer lineamientos para enrumbar o verificar el rumbo del sector eléctrico hacia el desarrollo sustentable. El desarrollo sustentable es un concepto muy amplio, y por tanto para operativizarlo se definen objetivos y metas para los indicadores seleccionados. Las estrategias están orientadas a la consecución de los objetivos y metas. Las estrategias diseñadas además estarán articuladas con los resultados de la Encuesta de Gestión.

2.8.1 Estrategia A: Promover el cumplimiento del cambio de la matriz energética

El Ecuador posee 11 sistemas hidrográficos (de los 31 existentes) con un potencial teórico de 73.390 MW. Luego de estudios de factibilidad económica, se estima una potencia aprovechable de 21.520 MW, 90% en la vertiente amazónica y 10% en la vertiente del Pacífico. La política energética relacionada con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en las vertientes hidrográficas hacia el Pacífico y Amazonas busca un equipamiento de centrales de generación repartidas equilibradamente en función del potencial existente en éstas para aprovechar la cuasi-complementariedad hidrológica que existe entre las dos vertientes hidrográficas, reduciendo el riesgo de desabastecimiento en los meses de enero a marzo de cada año.

El incremento de la generación hidráulica resultará en un importante cambio en la matriz de generación de electricidad. Actualmente se utiliza una combinación de generación hidráulica con termoeléctrica con participaciones similares. A partir del 2017 la generación será predominantemente hidráulica. Es algo que se considera positivo, pues la generación hidráulica tiene aparentemente un mejor desempeño ambiental que la generación térmica (sobre todo en cuanto a cambio climático), sumado a que se requeriría una menor importación de derivados usados en generación térmica.

Sin embargo, aparecen otros aspectos de consideración como por ejemplo la vulnerabilidad del sistema, pues se confía primordialmente en una sola tecnología que depende de la hidrología. Es importante tomar en cuenta que el cambio climático puede tener efecto en la hidrología. La expansión hidráulica debe tener como contraparte la mantención de reservas de capacidad de producción basadas en otras tecnologías. En un futuro además se deberán diseñar planes de adaptación al cambio climático para el sector eléctrico.

Un cambio tan significativo en un sistema como el de la generación eléctrica debiera ser analizado con una perspectiva de ciclo de vida. En particular es necesario utilizar una metodología de evaluación de ciclo de vida consecucional, para evaluar el impacto de este cambio no solo en el desempeño ambiental del sistema eléctrico del Ecuador sino su efecto en otros sistemas relacionados, como por ejemplo, el uso de combustibles fósiles en otros sectores dentro y fuera del país.

A pesar de la vulnerabilidad del sistema al ser dependiente mayoritariamente de una sola tecnología, es importante tomar en cuenta que la demanda de electricidad está creciendo y que la energía hidroeléctrica es una energía renovable, generada mediante tecnología madura, de relativamente baja emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes. Por este motivo, es de suprema importancia el aprovechamiento sustentable del recurso hidráulico disponible del país y por esto la verificación del avance y cumplimiento de plazos de obras asociadas a proyectos hidroeléctricos son acciones clave para la sustentabilidad del sector.

2.8.2 Estrategia B: Cumplir y hacer cumplir la Legislación Ambiental Nacional

En el marco de la dimensión ambiental del desarrollo sustentable, un requerimiento mínimo para el sector eléctrico es el cumplimiento de la legislación ambiental nacional. Es así que se debe exigir que los Planes de Manejo Ambiental, PMA establecidos en cada EIA o AAC cuenten con medidas para cumplir la legislación a la brevedad posible.

El cumplimiento de la legislación y los PMA es obligatorio sin embargo, no necesariamente ocurre. Es importante tener en cuenta que cuando la gestión ambiental no es internalizada en las actividades de las empresas el cumplimiento de un PMA podría percibirse como una actividad paralela no necesaria. Una alternativa para integrar la gestión ambiental a las actividades de una empresa es la implementación de un sistema de gestión ambiental, SGA. Es así que a más de las acciones normales legales que el regulador pueda tomar para exigir el cumplimiento de la legislación, podría promover la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental.

2.8.3 Estrategia C: Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico

Un sistema de gestión ambiental, SGA, es una parte del sistema de gestión general que incluye la estructura organizacional, responsabilidades, prácticas, procedimientos, procesos y recursos para la determinación e implementación de los objetivos de una organización respecto al tema ambiental. Elementos comunes de un SGA son la identificación de impactos ambientales y obligaciones legales, el desarrollo de un plan de manejo y mejora, la asignación de responsabilidades y el monitoreo de desempeño (Kolk, 2000). Un SGA demanda la implementación de políticas ambientales, las que incluyen cumplir con las regulaciones y obligaciones. Es así que, una compañía que se encuentra implementando un sistema de gestión ambiental si no está cumpliendo la legislación ambiental debería planificar actividades para alcanzar el cumplimiento.

Un SGA usualmente tiene su fundamento en el modelo de gestión de la calidad de Deming (Kolk, 2000). Las compañías pueden optar por desarrollar sistemas de gestión integrados que pudiesen incluir además: calidad y/o seguridad y salud ocupacional. La implementación de sistemas de gestión integrados por parte de los regulados le permitiría consolidar y fortalecer la gestión socio ambiental como parte integral de su funcionamiento. Una de las principales ventajas de estos esquemas es que la asignación de recursos para estas actividades sería planificada y monitoreada adecuadamente. Estos últimos aspectos son aspectos clave, tal como se lo revela la encuesta de desempeño de la gestión, los regulados perciben que las principales causas para el no cumplimiento son un presupuesto insuficiente y falta de apoyo/compromiso de la autoridad del regulado.

Existen estándares internacionales bajo los que una firma puede certificar su SGA. Una de las más universalmente utilizadas es la norma ISO 14001. La encuesta de desempeño de la gestión también consultó el estado de implementación de los Sistemas de Gestión ISO 9000, ISO 14000, OHSAS 18000 e ISO 26000. La implementación de un sistema de gestión en un aspecto (por ejemplo, calidad) resulta en ventajas para la subsecuente implementación de un SGA.

Asociado también a esta estrategia, se recomienda a los regulados, la producción regular de reportes de sustentabilidad. El reporte de sustentabilidad es un reporte organizacional que provee información sobre el desempeño económico, ambiental, social y de gobernanza. El desarrollo de este tipo de reporte ayuda a medir el desempeño, definir metas y gestionar el cambio y por tanto se lo puede percibir como complemento adecuado para el SGA. Además, este reporte es clave para la comunicación de los impactos positivos y negativos, y las mejoras. Para producir un reporte de sustentabilidad regularmente, las compañías deben tener un programa de colección de datos, comunicación y respuestas. El reporte de sustentabilidad es un paso vital hacia una economía global sustentable (Global Reporting Initiative, n.d.).

La promoción de la implementación de SGA podría contar con un estímulo adicional. Podría diseñarse un premio exclusivo al sector eléctrico orientado a estimular la gestión y el desempeño socio ambiental. Se deberá diseñar un esquema de premiación de acuerdo al tipo de regulado: generadoras, transmisoras y distribuidoras. Adicionalmente en reconocimiento a las distintos retos ambientales asociados a los diferentes tipos de generación, se podría diversificar los premios de generación de acuerdo a 3 tipos de generación: térmica, hidráulica, y renovables no hidráulicas.

Una acción adicional asociada a esta estrategia es impulsar el diálogo entre regulados, para esto se debe establecer una plataforma de diálogo sobre sustentabilidad y gestión ambiental en el sector eléctrico. Esto puede ayudar a diferentes empresas a aprender de la experiencia de otros actores y encontrar soluciones adecuadas a problemas repetidos.

2.8.4 Estrategia D: Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico

El cumplimiento de la Legislación Ambiental Nacional debe ser entendido como un requerimiento mínimo para la sustentabilidad. Es importante que los actores del sector eléctrico a todo nivel comprendan la importancia de



minimizar los impactos ambientales y sociales asociados a las actividades humanas. Esto no solo tiene como fin el cumplimiento de la Legislación sino también, crear una conciencia ambiental a todo nivel. Se espera que una estrategia de este tipo tenga influencia en la concientización sobre la importancia del uso de recurso renovables y la reducción de la generación térmica creando mayor aceptación y capacidad de desarrollo de medidas que apunten en esta dirección. Es por esto que se deben desarrollar programas de educación ambiental en el sector eléctrico.

2.8.5 Estrategia E: Promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables

La generación a partir de fuentes renovables no hidráulica es vista como la mejor alternativa para diversificar la matriz energética (Castro, 2011). En particular esta estrategia tiene que ver con realizar las acciones necesarias para llevar a cabo proyectos eólicos, geotérmicos, solares, mareomotrices, y de biomasa.

Es importante recalcar que en el país existen zonas de alto potencial eólico gracias a la existencia de la Cordillera de los Andes y su cercanía al Océano Pacífico.

En cuanto al recurso solar, el CONELEC publicó en el 2008, el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica” que incluye la cuantificación del potencial solar disponible y sus posibilidades de generación eléctrica. Mediante programas como Euro-Solar y el fondo FERUM, se ha impulsado el aprovechamiento solar para generación de energía eléctrica en zonas rurales alejadas de las redes de distribución.

En el Ecuador ya se han instalado algunas centrales térmicas a biomasa, principalmente en base a la utilización del bagazo de caña en el sector privado. Los recursos de biomasa del Ecuador son muy variados y deben estudiarse detalladamente en cuanto a producción de bioenergía.

Aparte del potencial, la principal barrera para la implementación de proyectos de energía renovables no hidráulica son los costos. La regulación No. CONELEC 004/11 busca incentivar la difusión de estas tecnologías estableciendo un precio preferencial para la energía generada mediante éstas. Es de notar que aun sin esta regulación algunas tecnologías aparentemente ya son competitivas en el medio ecuatoriano, como: combustión combinada de biomasa, gasificación de biomasa para electricidad y calor, y geotérmica con plantas de vapor flash y ciclo binario (Castro, 2011).

2.8.6 Estrategia F: Continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia

El aumento de la eficiencia energética es en general algo visto muy positivamente por gran parte del público educado (Smil, 2003). La eficiencia se puede mejorar a nivel de: generación, transmisión y consumo. En resumen, lo que se trata es de incrementar la relación de salida (servicio energético) a la entrada (recurso o vector energético).

A nivel de generación, principalmente las alternativas para aumentar la eficiencia son de carácter tecnológico. En cuanto a transmisión existen medidas tecnológicas sin embargo también existen pérdidas no técnicas. En cuanto a consumo, las medidas son principalmente tecnológicas.

En cuanto a potencial de incremento de eficiencia, existe el potencial teórico, este tiene que ver con las características fundamentales del sistema y está muy asociado a las leyes de la termodinámica. Existe además el potencial técnico, que tiene que ver con la eficiencia asociada a la mejor tecnología disponible en un momento en específico y por tanto solo depende del costo de la tecnología. Finalmente existe también el potencial económico, que tiene que ver no solo con el costo de la tecnología sino también con la tasa de interés y el precio presente y futuro de la energía.

Idealmente la eficiencia debería llegar por lo menos al potencial económico sin embargo no necesariamente ocurre así pues existen barreras. En general, las barreras para la eficiencia energética pueden agruparse en

siete: 1) incentivos mal ubicados, 2) falta de acceso al financiamiento, 3) defectos en estructuras de mercados, 4) precios mal definidos por regulaciones, 5) heterogeneidad de consumidores, 6) falta de información o información imperfecta, y 7) inseparabilidad de características (Golove y Eto, 1996).

A pesar de no tener un diagnóstico basado en evidencias es probable que en el Ecuador a nivel de usuarios residenciales algunas barreras que pueden estar afectando a la eficiencia energética son: incentivos mal ubicados, falta de acceso al financiamiento y fallas asociadas a información. Cabe resaltar que el Estado ecuatoriano está de cierta medida evitando el problema de falta de acceso al financiamiento y dificultades de uso de información mediante programas de provisión de tecnologías eficientes.

Es claro que además se necesita conocer detalladamente la matriz de consumo de energía en el Ecuador. Se debe conocer niveles y partición de consumo de energía para todos los sectores y niveles de ingreso de la sociedad. Esto permitirá diseñar las medidas costo eficientes acompañadas de programas de demostración de beneficios de la implementación de medidas de eficiencia energética a todo nivel.

Finalmente, es importante que en la planificación de programas de eficiencia energética se consideren acciones para evitar el efecto rebote (“Rebound effect”). Cuando la eficiencia energética mejora, existe una reducción en el costo de la energía para los consumidores. Existe el riesgo de que el costo reducido resulte en altos consumos de energía. Es importante notar que el consumo de energía por usuario (Indicador 5) en el Ecuador está aún muy por debajo del nivel que aparentemente un país con un IDH alto requeriría. Es por esto que existiría aun espacio para incrementos de eficiencia sin considerar necesariamente que pudiese aparecer el efecto rebote de una manera que se pueda considerar negativa, esto es que existiese desperdicio de energía.

2.8.7 Estrategia G: Continuar con el plan de mejoramiento de la distribución

Después de analizar los problemas que afronta la distribución de energía eléctrica, se ha propuesto un conjunto de acciones orientadas a conducir sistemáticamente un proceso de mejoramiento de la distribución, enfocados a 4 áreas: gestión, mejora, reducción de pérdidas y electrificación rural.

Entre los grupos de acciones asociados a las 4 áreas, se plantea: el Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE, que está enfocado a la mejora de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución; el Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD), orientado a la ampliación de las redes de distribución para mejorar calidad, cobertura; el Plan de Reducción de Pérdidas, enfocado a reducir las pérdidas a nivel nacional; y el Fondo de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal que tiene como objetivo expandir la cobertura de electrificación rural y el desarrollo humano y social de los beneficiados.

2.8.8 Estrategia H: Dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad

El acceso a la energía tiene dos aspectos el acceso físico y el acceso económico. La pobreza es una realidad en países en vías de desarrollo como Ecuador. El patrón de consumo de energía de los pobres agrava su pobreza. Las conexiones entre pobreza y energía tienen doble sentido, es decir, a medida que la pobreza disminuye la población tiene más acceso a la energía y así mejorar su calidad de vida.

El alivio de la pobreza depende del acceso a servicios energéticos que sean económicamente asequibles, confiables y de buena calidad. Por tanto, una estrategia de erradicación de la pobreza debe incluir como parte central el acceso económico a los servicios básicos, como por ejemplo, la electricidad.

Las acciones asociadas a mejorar el acceso físico (cobertura y potencia instalada) son parte de otras estrategias (A, E, G). En cuanto a la mejora del acceso económico existen al menos dos aspectos:



- Costo de la electricidad para los usuarios (Tarifa).
- El nivel de ingreso de los sectores más vulnerables de la sociedad.

Con relación al costo de la electricidad, el Gobierno Nacional ha impulsado el subsidio denominado “Tarifa de la Dignidad”, beneficiando a 2 millones de ecuatorianos aproximadamente.

2.8.9 Estrategia I: Establecer plan de reducción de contenido de azufre en combustibles

El dióxido de azufre (SO_2) es un contaminante atmosférico primario. Este puede causar daños a la salud humana, en particular diferentes afectaciones al sistema respiratorio. Además, puede causar daños a la vegetación, resultando en crecimiento reducido y muerte en casos extremos. Es uno de los contribuidores a la producción de lluvia ácida.

Es necesario sistematizar la información en cuanto al contenido de azufre de los combustibles utilizados en el Ecuador para la generación de energía. Se deberá analizar la posibilidad de que esto sea un requerimiento de reporte en auditorías ambientales de cumplimiento para el sector generador termoeléctrico del país o analizar la factibilidad de adquirir esta información desde el proveedor, es decir esta estrategia requeriría cooperación con PETROECUADOR.

Una vez determinados los contenidos de azufre en combustibles utilizados en la generación eléctrica en el Ecuador, se verificará la necesidad de reducción del contenido de azufre. Finalmente, de requerirse deberá diseñarse un plan técnico de reducción de contenido de azufre.

Es de notar que el proyecto Refinería del Pacífico Ecuatoriano (RDP) tendrá importancia para esta estrategia. Esta refinería contará con la más alta tecnología para la producción de: gasolina, diésel, gas licuado de petróleo, Jet fuel, benceno, xileno, coque, polipropileno, azufre.

2.8.10 Estrategia J: Determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador

Para la cuantificación del indicador “Emisión de Contaminantes Comunes del Aire” se llevó a cabo una evaluación empleando los factores de emisión publicados por la US EPA y el consumo de combustible para el periodo de evaluación. El motivo determinante fue la disponibilidad de las fuentes de información a nivel del sector eléctrico; las normas ambientales establecen la obligatoriedad de medición de emisiones solo para ciertos tipos de fuentes y para ciertas sustancias contaminantes, de manera que no todas las fuentes fijas que operan en el sector son objeto de medición. Es así que los reportes de monitoreo de emisiones al aire, en el estado actual de disponibilidad, no fueron apropiados para valorar el indicador.

Con la finalidad de evaluar este indicador se consideró el uso de factores de emisión generales. Sin embargo, se debe analizar la posibilidad de realizar un inventario detallado de emisiones desde el sector eléctrico.

La tabla No. 2.20 presenta a manera de resumen las estrategias desarrolladas con los indicadores afectados, e incluyen las acciones o medidas que deben tomarse para alcanzar los objetivos establecidos en el Plan Maestro de Electrificación. Las estrategias se enfocan en la necesidad de una mayor integración de los conceptos de energías sustentables y desarrollo sostenible, tomando como base las directrices y objetivos expresados en el Plan Nacional de Desarrollo (Plan Nacional para el Buen Vivir).

TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO

| ESTRATEGIA | ACCIONES | CRITERIOS | INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS | OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL PARA EL BUEN VIVIR ASOCIADOS |
|--|--|--|--|--|
| A. Promover el cumplimiento del plan de expansión de la matriz energética. | <p>A.1 Verificar el avance y cumplimiento de plazos para implementación de proyectos hidroeléctricos.</p> <p>A.2 Estudiar la producción de electricidad en Ecuador con una perspectiva de ciclo de vida. Estudio debe ser de carácter atribucional y consecucional.</p> <p>A.3 En coordinación con instituciones de predicción climática, estudiar escenarios de afectación a patrones hidrológicos por cambio climático que pudieran afectar a proyectos hidroeléctricos existentes y futuros, con el objetivo de diseñar planes de adaptación.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> <p>Integridad Social</p> <p>Gestión del Sector Eléctrico</p> | <p>1, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11</p> | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |
| B. Cumplir y hacer cumplir la legislación ambiental nacional. | <p>B.1 Tomar todas las acciones legales en el marco legislativo para exigir cumplimiento de Legislación Ambiental.</p> <p>B.2 Fortalecer la Dirección de Gestión Ambiental de la Coordinación Nacional de Regulación del CONELEC.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> | <p>2, 11</p> | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |
| C. Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico. | <p>c.1 Promocionar las ventajas de implementar un sistema de gestión ambiental.</p> <p>c.2 Recomendar la producción periódica de reportes de sustentabilidad.</p> <p>c.3 Diseñar y establecer un esquema de premiación a la gestión ambiental en el sector eléctrico.</p> <p>c.4 Impulsar el diálogo entre regulados.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> | <p>2, 3, 10, 11</p> | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |
| D. Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico. | <p>d.1 Establecer un contenido mínimo requerido y requerimientos de evaluación en los programas de educación para el sector eléctrico.</p> <p>D.2 Establecer plazos para realización de programas de educación.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> | <p>2, 3, 9, 10, 11</p> | <p>Objetivo 2: Mejorar las capacidades y potencialidades de la ciudadanía.</p> <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |

TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO (cont.)

| ESTRATEGIA | ACCIONES | CRITERIOS | INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS | OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL PARA EL BUEN VIVIR ASOCIADOS |
|---|---|--|--|---|
| E. Promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables. | <p>E.1 Elaborar mapeo general del recurso edico en el territorio ecuatoriano.</p> <p>E.2 Conocer a fondo el potencial de producción de bioenergía.</p> <p>E.3 Conocer a fondo el potencial de generación mareomotriz.</p> <p>E.4 Concretar los estudios de prefactibilidad y factibilidad de proyectos de generación geotérmica.</p> <p>E.5 Concretar los estudios de prefactibilidad y factibilidad de proyectos de generación eólica.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> <p>Integridad Social</p> <p>Gestión del Sector Eléctrico</p> | 1, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11 | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |
| F. Continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia. | <p>f.1 Apoyar programas de eficiencia energética a todo nivel.</p> <p>F.2 Sistematizar seguimiento de efectividad de programas de eficiencia energética ya implementados.</p> <p>F.3 Apoyar las iniciativas de los centros de investigación en eficiencia energética.</p> <p>F.4 Concretar estudio de matriz de consumo en cada sector y nivel de ingreso de la sociedad.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> <p>Integridad Social</p> <p>Integridad Económica</p> | 2, 3, 6, 10, 11 | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |
| G. Continuar con el plan de mejoramiento de la transmisión/distribución. | <p>g.1 Llevar a cabo efectivamente la implementación del Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica.</p> <p>G.2 Llevar a cabo efectivamente Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución.</p> <p>G.3 Llevar a cabo efectivamente el Plan de Reducción de Pérdidas.</p> <p>G.4 Seguimiento a cumplimiento de planes asociados al Fondo de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal.</p> | <p>Integridad Social</p> <p>Integridad Económica</p> | 1, 4, 5, 6, 7 | Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población. |
| H. Dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad. | <p>h.1 Sistematización de seguimiento a efectividad de programa "Tarifa de la Dignidad".</p> <p>H.2 Conocer a fondo el vínculo entre: pobreza, el "Bono de desarrollo humano" y el acceso a la energía.</p> <p>H.3 Apoyo a políticas que viabilicen el crecimiento económico y el incremento de los ingresos de la población.</p> | <p>Integridad Social</p> | 4 | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.</p> <p>Objetivo 11: Establecer un sistema económico social, solidario y sostenible.</p> |

TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO (cont.)

| ESTRATEGIA | ACCIONES | CRITERIOS | INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS | OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL PARA EL BUEN VIVIR ASOCIADOS |
|--|--|-----------------------------|--|---|
| <p>I. Establecer plan de reducción de contenido de azufre en combustibles.</p> | <p>I.1 Sistematizar la colección de información acerca de contenido de azufre utilizados en la generación termoeléctrica (Requerimiento en AAC o colección de datos directos de PETROECUADOR). I.2 Verificar la necesidad de reducir contenido de azufre en combustibles utilizados en la generación termoeléctrica. I.3 Diseñar el plan técnico de reducción de contenido de azufre en combustibles (en coordinación con PETROECUADOR). I.4 Verificar los contenidos de Azufre esperados en combustibles para generación termoeléctrica que serán producidos en la Refinería del Pacífico.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> | <p>11</p> | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población. Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |
| <p>J. Determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador.</p> | <p>J.1 Analizar la posibilidad de generación de factores de emisión a partir de información primaria o mixta primaria-secundaria para todo el sistema de generación termoeléctrica del Ecuador.</p> | <p>Integridad Ambiental</p> | <p>11</p> | <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población. Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.</p> |

2.9. Lineamientos Estratégicos Adicionales

Las estrategias adicionales son desarrolladas teniendo como objetivo la mejora de los valores de los indicadores cuantificados en el diagnóstico, que son lineamientos generales que complementan el marco establecido por aquellas estrategias definidas anteriormente, y su objetivo está orientado a contribuir en el desarrollo sistemático de la sustentabilidad del sector eléctrico.

2.9.1 Relaciones con el entorno socio ambiental

Se debe fomentar el desarrollo de una buena relación entre los regulados y su entorno social, así como también entre los regulados, el resto de entidades técnicas y las autoridades de control ambiental. Los regulados deben procurar el soporte para la industria local y brindar oportunidades de trabajo y desarrollo en todas las áreas para los habitantes de zonas cercanas. Acciones específicas pueden incluir el auspicio de programas de educación ambiental en comunidades cercanas. Los regulados pueden auspiciar programas de conservación, de esta forma se pasa del enfoque reactivo de cumplimiento de legislación a un enfoque proactivo de hacer más de lo que las regulaciones requieren. Es importante que los programas de conservación sean llevados a cabo en cooperación con comunidades locales y gobiernos locales de tal forma que este que a la vez sirvan para promover la conciencia ambiental local. Este tipo de programas de auspicio y cooperación también debe considerar otros aspectos como el cultural como auspicio a museos y programa de conservación de tradiciones. El empoderamiento de las comunidades locales es un aspecto que siempre debe ser considerado en todo programa de auspicio a la comunidad.

Del mismo modo, se deben fomentar acuerdos de cooperación, así como las participaciones en foros de intercambio de experiencias, consulta abierta y debates entre los diferentes componentes del sector regulado buscando de manera conjunta oportunidades de optimización en la gestión de recursos y procesos permanentes de retroalimentación.

2.9.2 Fortalecimiento de las relaciones interinstitucionales

En coordinación con otras instituciones del Estado se debe articular las acciones de las diversas instituciones que tienen incidencia directa o indirecta con el sector eléctrico. Esto es algo que claramente ya se está cumpliendo pues el Plan Maestro de Electrificación está alineado con las metas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir. Para esto, es importante definir quienes conforman las Entidades de Control Ambiental dentro de la estructura del Régimen Institucional del Sector Eléctrico en el Ecuador, es aquí donde entra el *Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental*, SNDGA.

El *Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental*, representa como “un mecanismo de coordinación sectorial, interacción y cooperación entre los distintos ámbitos, sistemas y subsistemas de manejo ambiental y de gestión de recursos naturales, subordinado a las disposiciones técnicas de la autoridad ambiental”¹⁶, ejercida a nivel nacional por el Ministerio del Ambiente, MAE, que actuará como la “instancia rectora, coordinadora y reguladora del *Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental*”¹⁷. Finalmente, para completar el marco institucional ambiental del país, se encuentran las entidades reguladoras ambientales por recurso natural, las reguladoras ambientales sectoriales; y, los gobiernos seccionales¹⁸.

Los componentes o subsistemas de gestión del SNDGA han sido identificados en los siguientes grupos institucionales:

1. Reguladores ambientales por recurso natural;

16 Ver artículos 5 y 10 de la Ley de Gestión Ambiental

17 Ver artículo 8 de la Ley de Gestión Ambiental

18 Ver artículo 47 de Reglamento Libro VI (De la Calidad Ambiental) del Texto Único de la Legislación Ambiental Secundaria, TULS/MAE.

2. Reguladores ambientales sectoriales; y,
3. Municipalidades y/o Consejos Provinciales¹⁹.

Las entidades “*reguladoras ambientales por recurso natural*”, son aquellas dependencias públicas creadas con el fin de administrar o gestionar un determinado recurso natural (Ejemplo: SENAGUA). Las entidades “*reguladoras ambientales sectoriales*”, en cambio, son aquellas que reglan y controlan ambientalmente las actividades del organismo institucional del que dependen (CONELEC). El tercer estamento del SNDGA está conformado por los gobiernos seccionales (municipios y consejos provinciales) organismos autónomos, con competencias territoriales, sectoriales, ambientales, entre otras, en las áreas urbanas y rurales de los cantones y provincias del país.

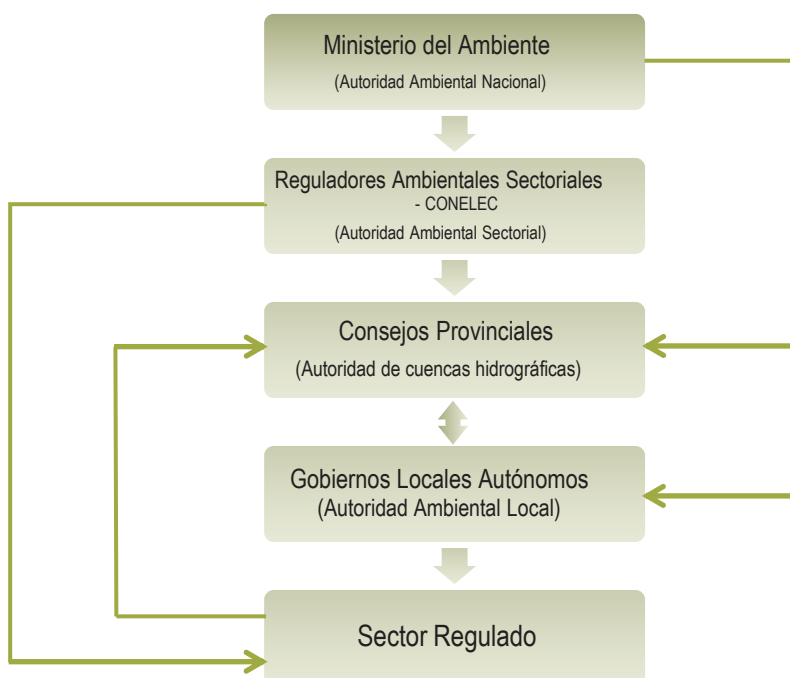


FIG. No. 2.4: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SNDGA

En función del análisis del marco legal actual sobre el cual se regula al sector eléctrico, se pueden proponer la emisión de nuevos procedimientos regulatorios que cubran los siguientes aspectos:

1. Diseñar e implementar procesos de recopilación de datos en los diferentes constituyentes del sector de forma que se facilite la revisión y selección de indicadores de sustentabilidad.
2. Identificación y manejo integral de pasivos ambientales en el sector eléctrico.
3. Dejar de percibir al Estado como único responsable del desarrollo y pasar a una visión de responsabilidad social conjunta.
4. Priorizar la planificación integral en lugar de la sectorial.
5. Fomentar los compromisos con otros Ministerios para fortalecer la estructura gubernamental transversal.

¹⁹ Ver artículo 47 de Reglamento Libro VI (De la Calidad Ambiental) del Texto Único de la Legislación Secundaria, del MAE, TULS/MAE.



6. Promover una comunicación bidireccional entre los diferentes actores que se relacionan con el sector eléctrico como un mecanismo para garantizar la participación efectiva de los mismos.

2.9.3 Uso Evaluación Ambiental Estratégica, EAEs

Una herramienta que puede incorporarse es la ejecución de Evaluaciones Ambientales Estratégicas como instrumento clave dentro de la planificación del sector eléctrico, ya que esta es por naturaleza una forma de evaluación general. Este instrumento permite comprender y evaluar la gama completa de posibles riesgos e impactos socio ambientales asociados con las actividades eléctricas. El sector eléctrico posee características que validan la necesidad de la aplicación de EAEs, en especial debido al rol que tiene en la economía nacional, además de los aspectos socio ambientales asociados con el suministro y uso de energía eléctrica.

2.9.4 Planificación a largo plazo

Los objetivos y metas para desarrollo sustentable no necesariamente están asociados a los periodos presupuestarios. Las metas de desarrollo sustentable deben considerar plazos realistas y generaciones futuras (caso de la meta para el indicador 5). La planificación energética en general debe considerar el fin de la era petrolera y la adaptación al cambio climático, pues este pudiese tener influencia en la hidrología del país (entre otros).

2.9.5 Uso de evaluación de ciclo de vida

Es importante tener en cuenta que hoy en día existen muchas herramientas para medir sustentabilidad. El presente documento ha utilizado indicadores de sustentabilidad que son muy útiles para definir metas de desempeño. Es importante resaltar que se debería elaborar un estudio enfocado al producto del sector eléctrico, el vector energético electricidad.

3

Gestión Integral del Riesgo del Sector Eléctrico



3.1. Introducción

La Constitución de la República y el Plan Nacional para el Buen Vivir, PNBV, promueven el mejoramiento y la ampliación de la cobertura del sistema eléctrico, garantizando el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales. Para llevar a efecto este objetivo, se requiere que, dentro del Plan Maestro de Electrificación, exista un análisis de la Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico, considerando aspectos: administrativos, técnicos, económico-financieros, socio-ambientales y la vulnerabilidad del sistema.

En este capítulo se presentan los resultados del estudio de la Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico Ecuatoriano realizado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, durante el segundo semestre de 2012; análisis que tiene el carácter de integral y considera los aspectos: administrativos, técnicos, económico-financieros, las contingencias debidas a casos fortuitos por fuerza mayor así como la vulnerabilidad eléctrica del sistema, desde el punto de vista de la tensión y frecuencia, en régimen de falla.

En cuanto al alcance de este capítulo, éste contiene tres secciones:

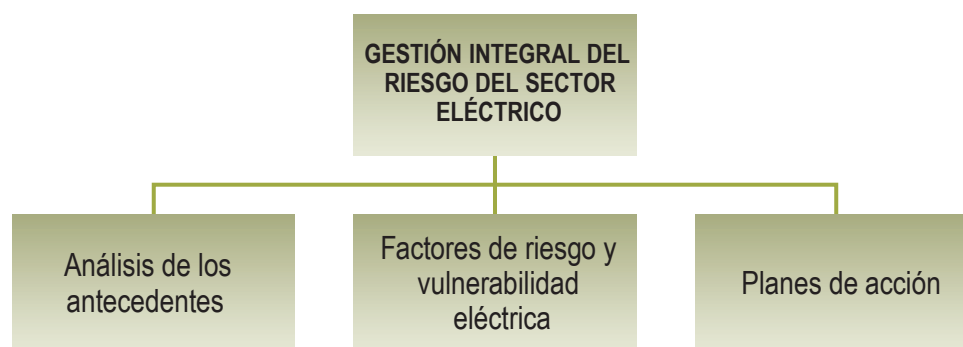


FIG. No. 3.1: GESTIÓN INTEGRAL DEL RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO

- Análisis de los antecedentes: en esta sección se muestra el marco legal (normativa nacional) para la realización de la gestión integral del riesgo en el sector eléctrico, así como la evolución normativa relacionada con la gestión de riesgo en el Ecuador.
- Identificación de los factores de riesgo y la vulnerabilidad eléctrica: se consideran los aspectos técnico - operativos, económico - financieros y los aspectos relacionados con las contingencias debidas a casos fortuitos de fuerza mayor.
- Planes de acción para la Gestión del Riesgo en el Sector Eléctrico, diseñados a partir de los riesgos previamente identificados.

3.2. Antecedentes

Por su ubicación geográfica y características físicas, el Ecuador está expuesto a diversos fenómenos naturales¹, entre los que se encuentran sismos, inundaciones, erupciones volcánicas, tsunamis, deslizamientos de suelo, aluviones, sequías y el fenómeno de El Niño. Los principales centros urbanos del país se encuentran precisamente en las zonas con alta probabilidad de ocurrencia de los fenómenos mencionados.

En los últimos años, los desastres desencadenados por fenómenos naturales han ocasionado un sinnúmero de afectados y cuantiosas pérdidas económicas, incluyendo las afectaciones a la infraestructura eléctrica del país. El fenómeno del cambio climático, sobre todo en aquello relacionado con las modificaciones en la frecuencia e intensidad de las lluvias y los estiajes, puede incrementar la incidencia, la magnitud y el efecto de los desastres asociados con fenómenos naturales en el futuro. Existen deficiencias en la aplicación de los planes de contingencia del país para afrontar este tipo de eventos, debido a que la gestión descentralizada del riesgo cuenta con una institucionalidad todavía en desarrollo y fortalecimiento.

De otra parte, el país se ha visto afectado también por eventos de orden tecnológico: contaminación del agua, aire y suelo, pérdida de la biodiversidad, deforestación, asentamientos urbanos (falta de ordenamiento territorial), inadecuado manejo de los recursos renovables y no renovables, entre otros. El gradual desplazamiento hacia la prevención y la mitigación no niega la necesidad de una mayor planificación financiera para hacer frente a estos problemas estructurales del manejo de riesgos.

Hoy en día, en el Ecuador una política de Estado es la gestión integral de los riesgos y el manejo de las emergencias y los desastres, con la finalidad de cumplir con el objetivo del buen vivir de la población, asegurando los logros del desarrollo y el bienestar social en el largo plazo. A continuación se muestra el marco legal (normativa nacional) para la realización de la gestión integral del riesgo en el país, específicamente en el sector eléctrico, así como la evolución normativa relacionada con la gestión de riesgo.

3.2.1 Marco legal

La Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 449, de 20 de octubre de 2008, incluye en su Título VII - Régimen del Buen Vivir², aspectos relacionados con la Gestión del Riesgo, los mismos que se muestran a continuación:

Art. 389.- *“El Estado protegerá a las personas, las colectividades y la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad”.*

El sistema nacional descentralizado de gestión de riesgo está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional. El Estado ejercerá la rectoría a través del organismo técnico establecido en la ley. Tendrá como funciones principales, entre otras:

- Identificar los riesgos existentes y potenciales, internos y externos que afecten al territorio ecuatoriano.
- Generar, democratizar el acceso y difundir información suficiente y oportuna para gestionar adecuadamente el riesgo.
- Asegurar que todas las instituciones públicas y privadas incorporen obligatoriamente, y en forma

1 El Ecuador, por estar dentro del “Cinturón de Fuego del Pacífico”, es uno de los países con más alta concentración de volcanes activos en el mundo, ocupando el sexto lugar en exposiciones a amenazas naturales con un 14 % de área expuesta y 24 % de población expuesta.

2 Capítulo Primero- Inclusión y Equidad, sección novena- Gestión de Riesgo.



transversal, la gestión de riesgo en su planificación y gestión.

- Fortalecer en la ciudadanía y en las entidades públicas y privadas capacidades para identificar los riesgos inherentes a sus respectivos ámbitos de acción, informar sobre ellos, e incorporar acciones tendientes a reducirlos.
- Articular las instituciones para que coordinen acciones a fin de prevenir y mitigar los riesgos, así como para enfrentarlos, recuperar y mejorar las condiciones anteriores a la ocurrencia de una emergencia o desastre.
- Realizar y coordinar las acciones necesarias para reducir vulnerabilidades y prevenir, mitigar, atender y recuperar eventuales efectos negativos derivados de desastres o emergencias en el territorio nacional.
- Garantizar financiamiento suficiente y oportuno para el funcionamiento del sistema, y coordinar la cooperación internacional dirigida a la gestión del riesgo.

Art. 390.- Los riesgos se gestionarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sean insuficientes, las instancias de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindarán el apoyo necesario con respeto a su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad.”

En otras secciones de la Constitución³ también se aborda el tema de la Gestión de Riesgos, tal como se muestra a continuación:

Art. 35, indica como derechos de las personas a recibir atención prioritaria quienes se encuentren en situación de riesgo, las víctimas de desastres naturales o antropogénicos.

En el **Art. 38**, numeral 6, se indica que el Estado tomará medidas de atención preferentes en casos de desastres y todo tipo de emergencias.

En el **Art. 164**, se indica que se podrá decretar el estado de excepción en caso de calamidad pública o desastre natural.

En el **Art. 261**, numeral 8, se cita que el Estado central tendrá competencias exclusivas sobre el manejo de desastres naturales.

El **Art. 281**, numeral 12, indica la obligación del Estado de dotar de alimentos a las poblaciones víctimas de desastres naturales o antrópicos que pongan en riesgo el acceso a la alimentación.

En el **Art. 375**, numeral 3, se menciona que el Estado elaborará, implementará y evaluará políticas, planes y programas de hábitat y de acceso universal a la vivienda, a partir de los principios de universalidad, equidad e interculturalidad, con enfoque en la gestión de riesgos.

Por otro lado, en el **Art. 397**, numeral 5, se cita que el Estado se compromete a establecer un sistema nacional de prevención, gestión de riesgos y desastres naturales, basado en los principios de inmediatez, eficiencia, precaución, responsabilidad y solidaridad.

Finalmente, el **Art. 414** precisa que el Estado adoptará medidas adecuadas y transversales para la mitigación del cambio climático, mediante la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero, de la deforestación y de la contaminación atmosférica; tomará medidas para la conservación de los bosques y la vegetación, y protegerá a la población en riesgo.

3 TÍTULO II - DERECHOS, Capítulo tercero - Derechos de las personas y grupos de atención prioritaria



Nótese que la Constitución Política del Ecuador se establece en el marco adecuado para la gestión integral del riesgo en el país.

3.2.2 Evolución normativa

La normativa existente en el país con referencia a la gestión de riesgos es muy amplia y ha sido producida desde hace algunos años por diferentes instituciones estatales y en diferentes campos; dando como resultado un marco adecuado para la ejecución de los planes de mitigación, tanto en el área estructural y no estructural.

El Instituto Geográfico Militar, IGM; el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, INAMHI, el antiguo INERHI (hoy Secretaría Nacional del Agua, SENAGUA), el Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN, entre otras instituciones estatales, han venido recopilando desde hace muchos años información estadística relacionada con los riesgos naturales y antrópicos; pero con ciertas limitantes para su difusión pública oportuna, generando así problemas de coordinación que impiden la aplicación de la normativa vigente y el desarrollo de los planes de contingencia. Incluso, en el contexto internacional, el Ecuador adoptó el marco de acción de Hyogo⁴, como un instrumento para la reducción del riesgo y de desastres, sin que se hayan creado todavía las condiciones operativas para ponerlo en práctica.

Nuevos avances se han dado con la incorporación del paradigma de la Gestión de Riesgos en la Constitución Política del Ecuador, posibilitando que se establezca este paradigma como una política del Estado. En este mismo sentido se destaca la creación de la Secretaría Técnica de Gestión de Riesgos, SNGR, por Decreto Ejecutivo Número 1046-A de abril de 2008, y su reorganización como una unidad desconcentrada y descentralizada⁵.

El PNBV tiene como aspecto fundamental la relación entre las políticas de desarrollo y la gestión de riesgos, con el objetivo de conseguir:

- La adaptación al cambio climático y la reducción del riesgo de desastres.
- La participación ciudadana en la planificación como un factor de reducción del riesgo en el sector urbano.

El Estado ha creado varias estrategias como:

- La SNGR, una institución que impulsa y refuerza las coordinaciones provinciales descentralizadas para la gestión del riesgo.
- La provincia es la escala administrativa adecuada por la cual se empezará la construcción del sistema descentralizado de gestión de los riesgos.

Es una política estatal⁶ impulsada por la SNGR que la coordinación provincial de riesgos trabaje con los cantones y que las Direcciones Provinciales tengan como mínimo tres áreas de acción:

- Área Técnica: se encarga de la identificación de las vulnerabilidades y los riesgos potenciales; establece qué hacer al respecto a partir de un plan de intervención de corto, mediano y largo plazo. Esta área cuenta con una red de universidades y de equipos operativos multidisciplinarios provenientes de centros especializados que se constituyen según las amenazas (inundaciones, sísmicas, vulcanológicas, antrópicas) y que tienen el objetivo de facilitar el acceso ciudadano a la información espacial para la gestión de riesgos, tanto con fines de prevención como de monitoreo.

4 Marco de acción Hyogo para el periodo 2005 - 2012: aumento de la resiliencia de las naciones y las comunidades ante los desastres. Informe de la Conferencia Mundial sobre la Reducción de los Desastres.

5 Decreto Ejecutivo número 42, de septiembre de 2009

6 Artículos 389 y 390 de la Constitución de la República.



- Área de Educación: área de apoyo técnico en lo referente a la capacitación y difusión.
- Área de Respuesta: estructurada para la reacción inmediata.

Debido al desarrollo incipiente del paradigma estatal de la gestión de riesgo, con una institucionalidad que está en proceso de alcanzar el suficiente grado de madurez para lograr la descentralización de esta gestión, todavía no existe en el país una aplicación homogénea del sistema de riesgos. En efecto, aún persiste el manejo centralizado de la gestión de riesgos en las grandes ciudades y se trabaja remotamente en la aplicación de controles y la obtención de resultados de cada sector.

Si bien la información que se tiene en el país en cuanto a los factores de riesgo es amplia, e incluso suficiente para alcanzar la identificación de vulnerabilidades naturales y antrópicas, estos datos no han sido socializados adecuadamente, lo cual hace que se generen problemas para la aplicación práctica de los planes de acción.

En términos de *benchmarking*, aunque el marco legal para la gestión de riesgos en el Ecuador está en condiciones muy adelantadas con respecto a otros países de Latinoamérica, las normas aún no han sido socializadas y aplicadas efectivamente. Los municipios en cada provincia deben ser concientizados en cuanto al manejo de esta información; y capacitados por la SNGR en el desarrollo de los planes de acción para la mitigación de riesgos naturales y antrópicos.

3.2.3 Glosario de términos

En la literatura técnica, se puede encontrar con bastante frecuencia la siguiente expresión:

RIESGO = AMENAZA x VULNERABILIDAD

Con el objeto de tener un mejor entendimiento se transcribe el glosario de términos, tomados del documento "Propuesta de Estrategia Nacional para la Reducción de Riesgos y Desastres", publicado por la Secretaría Técnica de Gestión de Riesgos y la Defensa Civil del Ecuador, del Ministerio Coordinador de Seguridad Interna y Externa y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER:

- Alerta: Estado declarado con el fin de tomar decisiones específicas, debido a la probable ocurrencia de un evento adverso.
- Amenaza: Factor externo de riesgo, asociado con la posible manifestación de un fenómeno de origen natural, socio natural o antrópico en un espacio y tiempo determinado.
- Desastre: Impacto de un fenómeno de origen natural, socio natural o antrópico que causa alteraciones intensas, graves y extendidas en las condiciones normales de funcionamiento del país, región, zona, o comunidad afectada, que excede su capacidad de respuesta.
- Desastre Antrópico: Se trata de las amenazas directamente atribuibles a la acción humana sobre los elementos de la naturaleza (aire, agua y tierra) y sobre la población, que ponen en grave peligro la integridad física y la calidad de vida de las comunidades.
- Emergencia: Evento adverso en el cual la comunidad responde con sus propios recursos.
- Evento Adverso: Cualquier situación capaz de desencadenar efectos no deseados.
- Gestión de Riesgos: Proceso que implica un conjunto de actividades planificadas que se realizan, con el fin de reducir o eliminar los riesgos o hacer frente a una situación de emergencia o desastre en caso de que éstos se presenten.

- Mitigación: Medidas y actividades de intervención dirigidas a reducir el riesgo.
- Preparación: Conjunto de medidas y actividades que organizan y facilitan oportunamente la respuesta en una emergencia o desastre.
- Prevención: Medidas y acciones dispuestas con anticipación que buscan evitar riesgos en torno a amenazas y vulnerabilidades.
- Reconstrucción: Es el proceso de recuperación a mediano y largo plazo, del daño físico, social y económico, a un nivel de desarrollo igual o superior al existente antes del desastre.
- Rehabilitación: Restablecer a corto plazo las condiciones normales de vida, mediante la reparación de los servicios vitales indispensables.
- Resiliencia: Capacidad de un sistema, comunidad o sociedad potencialmente expuestas a amenazas a adaptarse, resistiendo o cambiando con el fin de alcanzar y mantener un nivel aceptable en su funcionamiento y estructura.
- Respuesta: Ejecutar las acciones previstas en la etapa de preparación y/ o reacción inmediata para la atención oportuna de la población.
- Riesgo: Es la probabilidad de ocurrencia de un evento adverso con consecuencias económicas, sociales o ambientales en un sitio particular y en un tiempo de exposición determinado.
- Vulnerabilidad: Factor interno de riesgo, de un elemento o grupo de elementos expuestos a una amenaza.

3.3. Identificación de los Factores de Riesgo y Planes de Contingencia en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

En esta sección se consideran los factores que pueden poner en riesgo la operación normal del sistema eléctrico de potencia; además, los aspectos técnico - operativos, económico - financieros, amenazas socio-naturales, amenazas tecnológicas, riesgo por conflictos sociales, riesgos por conductas humanas negligentes y los relacionados con las contingencias debidas a casos fortuitos o de fuerza mayor.

3.3.1 Factores de riesgo debidos a casos fortuitos o de fuerza mayor

Los riesgos naturales que potencialmente pueden perjudicar la normal operación del sistema incluyen los terremotos, tsunamis, erupciones volcánicas, inundaciones y deslizamientos de tierras. Cada uno de estos factores afecta al sistema eléctrico de una forma diferente. En general, un terremoto en el territorio nacional, pondría en una situación de vulnerabilidad las instalaciones del sistema por un largo periodo de tiempo.

Se ha considerado necesario analizar detalladamente cada una de las amenazas indicadas anteriormente para las etapas de generación, distribución y transmisión.

a) Amenaza de sismo

El Ecuador, al estar ubicado en el llamado Cinturón de Fuego del Pacífico, es considerado uno de los países con mayor riesgo sísmico a nivel de la región andina. El peligro sísmico es potencialmente el que más perjuicios puede causar en el país y por ende al sector eléctrico.

Para determinar los niveles de amenaza sísmica en las instalaciones del Sector Eléctrico, se tomó como referencia la zonificación sísmica descrita en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC 11) puesta en vigencia en diciembre de 2011, la misma que contiene seis zonas, según lo que se observa en la tabla No. 3.1., la zonificación



ha sido definida a partir de la aceleración máxima efectiva en roca esperada para el sismo de diseño. La aceleración se expresa como fracción de la aceleración de la gravedad; es decir, corresponde a una situación potencial.

TABLA No. 3.1: NIVEL DE RIESGO SÍSMICO

| Zona | Ao | Nivel de riesgo |
|------|----------|-----------------|
| I | 0,15 g | Muy Bajo |
| II | 0,25 g | Bajo |
| III | 0,30 g | Bajo Medio |
| IV | 0,35 g | Medio |
| V | 0,40 g | Alto |
| VI | > 0,50 g | Muy Alto |

Las instalaciones eléctricas que se encuentran en la franja del perfil costanero, fundamentalmente en las provincias de Esmeraldas y Manabí; así como en la sierra central (Tungurahua, Chimborazo) y en el norte del país, son las más expuestas a los sismos. Cabe recordar que en estas zonas se han producido los terremotos de mayor intensidad en épocas pasadas.

En la figura No. 3.2, se presenta el mapa sísmico del Ecuador de la infraestructura de distribución, en el anexo a), se muestra mayor detalle de los mapas de zonificación sísmica para la infraestructura de generación, transmisión y distribución.

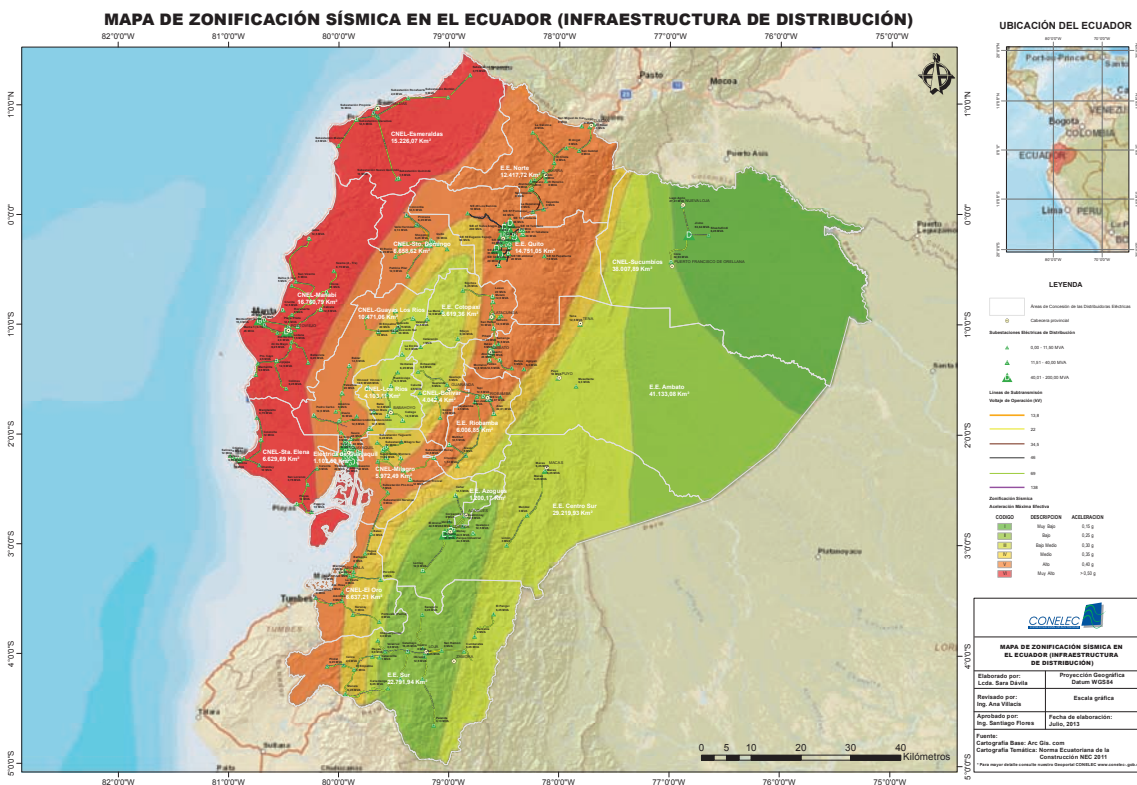


FIG. No. 3.2: MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)

El estudio del riesgo sísmico, y sus efectos en el sector eléctrico ecuatoriano, se resume en la figura No. 3.3; en donde se muestran los diferentes niveles de riesgo con sus respectivos porcentajes con respecto a la capacidad de potencia instalada en el país.

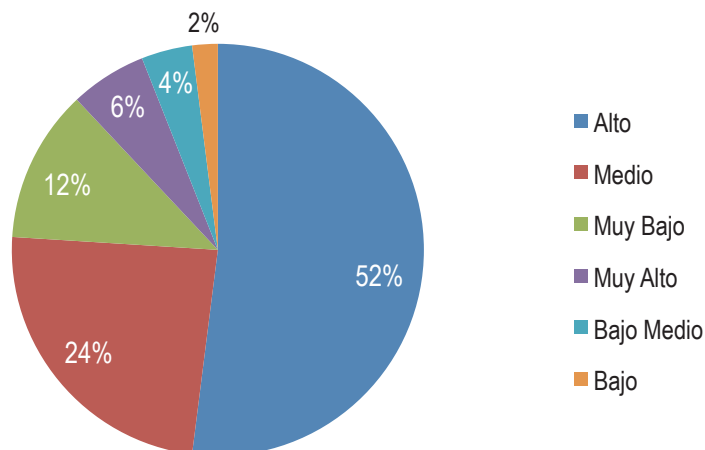


FIG. No. 3.3: RESUMEN DE LOS NIVELES DE RIESGO SÍSMICO PARA LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Dentro del nivel de riesgo considerado como Muy Alto, se encuentran siete centrales de generación, las mismas que se muestran en la tabla No. 3.2.

TABLA No. 3.2: RESUMEN DE CENTRALES ELÉCTRICAS CON RIESGO MUY ALTO FRENTE A LA AMENAZA SÍSMICA

| NOMBRE CENTRAL | EMPRESA | PROVINCIA | POTENCIA NOMINAL (MW) | NIVEL DE RIESGO |
|-----------------|----------|-------------|-----------------------|-----------------|
| Santa Elena II | CELEC EP | Santa Elena | 90,1 | Muy Alto |
| La Propicia | CELEC EP | Esmeraldas | 10,5 | Muy Alto |
| Manta II | CELEC EP | Manabí | 20,4 | Muy Alto |
| Miraflores | CELEC EP | Manabí | 73,4 | Muy Alto |
| Esmeraldas | CELEC EP | Esmeraldas | 132,5 | Muy Alto |
| Santa Elena I | CELEC EP | Santa Elena | 40 | Muy Alto |
| Santa Elena III | CELEC EP | Santa Elena | 40 | Muy Alto |

De la misma manera, en la figura No. 3.4 se indica el resumen de los niveles de riesgo sísmico para las subestaciones de transmisión. Los porcentajes que se muestran son respecto a la cantidad de subestaciones a nivel nacional.

En la tabla No. 3.3 se presentan los resultados de las empresas de distribución con un nivel de riesgo Alto o Muy Alto en cuanto a las amenazas sísmicas.

Con relación a los proyectos de generación eléctrica, se puede indicar que tres de ellos se encuentran dentro de la zona de Riesgo Sísmico Alto (0,4g), el principal, el proyecto Coca Codo Sinclair, tal como se ilustra en la tabla No. 3.4.



3. Gestión Integral del Riesgo del Sector Eléctrico

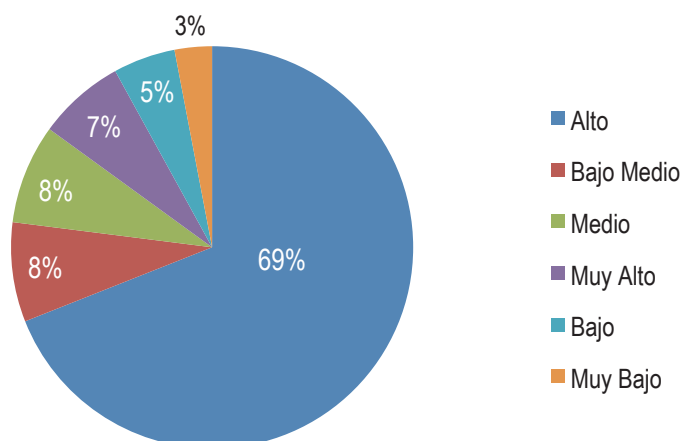


FIG. No. 3.4: RESUMEN DE LOS NIVELES DE RIESGO SÍSMICO PARA LAS SUBESTACIONES

TABLA No. 3.3: RIESGOS POR SISMICIDAD PARA LAS ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

| EMPRESA | ÁREA DE CONCESIÓN (km ²) | NIVEL DE RIESGO |
|------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| CNEL - Santa Elena | 6.630 | Muy Alto |
| CNEL - Santo Domingo | 6.659 | Muy alto |
| CNEL - Manabí | 16.761 | Muy alto |
| CNEL - Esmeraldas | 15.226 | Muy alto |
| Eléctrica de Guayaquil | 1.104 | Alto |
| CNEL - Milagro | 5.972 | Alto |
| E.E. Riobamba | 6.007 | Alto |
| CNEL - El Oro | 6.637 | Alto |
| E.E. Quito | 14.751 | Alto |
| E.E. Cotopaxi | 5.619 | Alto |
| E.E. Norte | 12.418 | Alto |
| E.E. Ambato | 41.133 | Alto |
| CNEL - Guayas Los Ríos | 10.471 | Alto |

TABLA No. 3.4: RIESGO SÍSMICO DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

| PROYECTO | POTENCIA (MW) | NIVEL DE RIESGO |
|--------------------|---------------|-----------------|
| Coca Codo Sinclair | 1.500 | Alto |
| Manduriacu | 62,5 | Alto |
| Quijos | 50 | Alto |
| Toachi Pilatón | 253 | Medio |
| Sopladora | 487 | Bajo Medio |



b) Amenaza de tsunami o maremoto

Los tsunamis son directamente ligados a los sismos en las zonas costeras. Para la valoración del peligro de tsunami se utilizó también la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC 11). Para este tipo de evento se asignaron dos casos:

- Las instalaciones eléctricas que se encuentran en el perfil costanero continental y en las Islas Galápagos fueron clasificadas en la categoría de instalaciones con mayor peligro de maremoto.
- Las instalaciones que no se encuentran a lo largo del litoral tienen un peligro de daños por maremoto nulo.

Las instalaciones eléctricas que se encuentran en la franja costera, que va desde la provincia de Esmeraldas hasta la provincia de Santa Elena, inclusive la parte occidental de la provincia del Guayas, son las más expuestas a los tsunamis, de acuerdo con lo que se muestra en la tabla No. 3.5.

TABLA No. 3.5: RIESGO ANTE TSUNAMIS EN LAS ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS

| EMPRESA | ÁREA DE CONCESIÓN (km ²) | NIVEL DE RIESGO |
|--------------------|---|-----------------|
| CNEL - Santa Elena | 6.630 | Muy alto |
| CNEL - Manabí | 16.761 | Muy alto |
| CNEL - Esmeraldas | 15.226 | Muy alto |
| E.E. Galápagos | 8.427 | Muy alto |

En la provincia de Esmeraldas se encuentra la principal infraestructura eléctrica expuesta a tsunamis, resaltándose el caso de la central térmica Esmeraldas (con 132,5 MW de potencia nominal), la misma que está ubicada en una zona que ya se vio afectada por un maremoto en 1906.

Ante la presencia de un sismo interplaca tipo *Thrust*, el cual generará un tsunami con olas entre dos y cinco metros de altura, éste arrasará con las estructuras eléctricas que se encuentran a su paso, entre ellas, la mayoría las instalaciones del área de concesión de CNEL - Esmeraldas.

La mayor parte de las instalaciones de CNEL Regional Manabí y CNEL Regional Santa Elena también se verían afectadas por tsunamis. En Manabí, las afectaciones se darían en toda la provincia, con excepción de los cantones Pichincha y Olmedo. En Chone la afectación llegaría al 30 % de las instalaciones, en Santa Ana al 50% y en Paján al 15 %.

c) Amenaza volcánica

El nivel de amenaza volcánica es clasificado en función de los flujos piroclásticos y por la caída de ceniza.

Las instalaciones eléctricas con mayor peligro volcánico son aquellas que se encuentran ubicadas en las provincias de la sierra centro y norte, y la provincia de Napo. En la tabla No. 3.6 se muestran los resultados.



TABLA No. 3.6: RIESGO ANTE AMENAZAS VOLCÁNICAS EN LAS GENERADORAS

| NOMBRE CENTRAL | PROVINCIA | POTENCIA NOMINAL (MW) | AMENAZA VOLCÁNICA | |
|----------------|------------|-----------------------|--------------------|-----------------|
| | | | FLUJO PIROCLÁSTICO | CAÍDA DE CENIZA |
| Agoyán | Tungurahua | 160 | Alto | Alto |
| San Francisco | Tungurahua | 230 | Alto | Alto |
| Chimbo | Bolívar | 1,66 | Alto | Bajo |
| Ambi | Imbabura | 8 | Alto | Bajo |
| Cumbayá | Pichincha | 40 | Alto | Bajo |
| G. Hernández | Pichincha | 34,32 | Alto | Bajo |
| Guangopolo | Pichincha | 20,92 | Alto | Bajo |
| Los Chillos | Pichincha | 1,76 | Alto | Alto |
| Nayón | Pichincha | 29,7 | Alto | Bajo |
| Alao | Chimborazo | 10,4 | Alto | Bajo |
| Páramo | Napo | 3,36 | Alto | Alto |

Las empresas de distribución ubicadas en la sierra centro y norte (E.E. Quito, E.E. Cotopaxi, E.E. Ambato, E.E. Riobamba, E.E. Norte, CNEL - Regional Bolívar) tendrían riesgo de afectación sea por flujos de lodos o por caída de ceniza a consecuencia de la erupción de alguno de los 11 volcanes activos que se encuentran en el país. De igual forma, Galápagos se vería afectada en toda el área de la provincia. Los resultados se muestran en la tabla No. 3.7.

TABLA No. 3.7: RIESGO ANTE AMENAZAS VOLCÁNICAS EN DISTRIBUIDORAS

| EMPRESA | ÁREA DE CONCESIÓN (km ²) | NIVEL DE RIESGO | |
|------------------|--------------------------------------|-----------------|-----------------|
| | | FLUJO DE LODOS | CAÍDA DE CENIZA |
| E.E. Riobamba | 6.007 | Si | Si |
| E.E. Quito | 14.751 | Si | Si |
| E.E. Cotopaxi | 5.619 | Si | Si |
| CNEL - Sucumbíos | 38.008 | Si | Si |
| E.E. Norte | 12.418 | Si | Si |
| E.E. Ambato | 41.133 | Si | Si |
| CNEL - Bolívar | 4.042 | Si | Si |
| E.E. Galápagos | 8.427 | Si | Si |

En la figura. No. 3.5 se muestra el mapa de riesgos volcánicos en el Ecuador, lo relacionado con la infraestructura de generación. En el anexo b), se visualizan los mapas de riesgos volcánicos en el Ecuador, considerando la infraestructura de generación, transmisión y distribución.



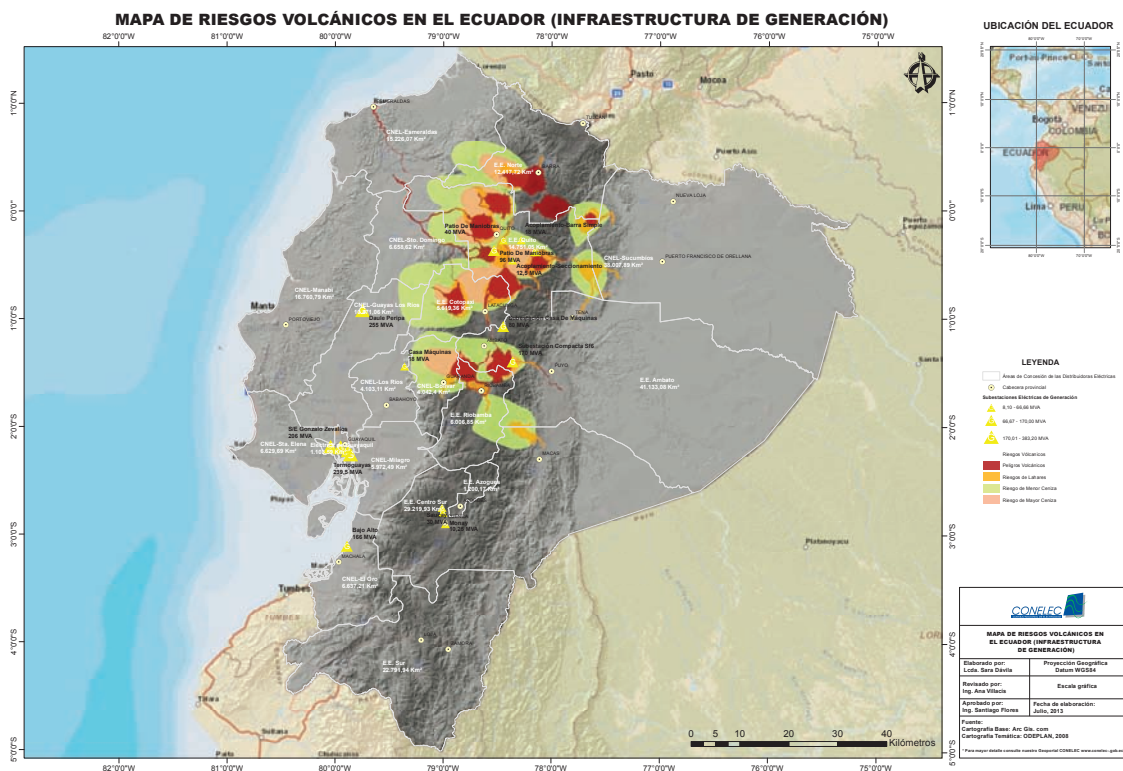


FIG. No. 3.5: MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)

d) Amenaza de inundación

En lo que se refiere a la amenaza de inundación, las instalaciones del sector eléctrico fueron clasificadas en 4 categorías:

1. Zonas inundadas permanentemente (manglares o pantanos).
2. Zonas inundadas temporalmente (épocas lluviosas).
3. Zonas propensas a inundaciones por desbordamiento de ríos o fuertes precipitaciones (Fenómeno de El Niño).
4. Zonas no afectadas.

Las instalaciones que se encuentran ubicadas en cualquiera de las tres primeras categorías, se las calificó con nivel de Riesgo Alto.

TABLA No. 3.8: RIESGO ANTE AMENAZAS DE INUNDACIÓN - GENERADORAS

| NOMBRE CENTRAL | PROVINCIA | POTENCIA NOMINAL (MW) | RIESGO DE INUNDACIÓN |
|-----------------|-----------|-----------------------|----------------------|
| Trinitaria | Guayas | 133 | Alto |
| Machala I | El Oro | 140 | Alto |
| Machala II | El Oro | 68,4 | Alto |
| Puná Nueva | Guayas | 3,37 | Alto |
| Termoguayas | Guayas | 150 | Alto |
| Álvaro Tinajero | Guayas | 94,8 | Alto |

Los grados de amenaza más altos están en las instalaciones que se encuentran en las provincias de la Costa, seguidos de las instalaciones ubicadas a lo largo de los ríos orientales (Pastaza y Napo).

Seis centrales térmicas tienen el riesgo potencial de ser afectadas como consecuencia de una inundación, por cuanto se encuentran ubicadas en zonas rellenadas donde antes eran manglares y pantanos. La totalidad de potencia nominal afectada es del 10,30% de la potencia total instalada en el SNI del Ecuador. Los resultados se muestran en la tabla No. 3.8.

Las centrales de generación que se verían afectadas por inundaciones temporales en período lluvioso serían cinco: Enrique García, Gonzalo Zevallos (gas y vapor), Aníbal Santos (gas y vapor) cuya potencia nominal equivale al 7,24% de la potencia total instalada en el SNI del Ecuador y se encuentran básicamente en la provincia del Guayas. Las centrales que podrían tener afectación de inundación por desbordamiento de ríos corresponden principalmente a las empresas auto generadoras ubicadas en la región oriental cuya potencia nominal equivale al 8,15% del total.

Las empresas de distribución de la sierra (E. E. Norte, E.E. Quito, E.E. Cotopaxi, E.E. Ambato, E. E. Riobamba, E.E. Azogues, entre otras) no tienen riesgo de afectación por inundaciones, no así la CNEL - Milagro que tiene mayor afectación a las inundaciones por tener zonas permanentemente inundables, por desbordamientos de ríos o por inundación temporal en épocas lluviosas, tal como se muestra en la tabla No. 3.9.

TABLA No. 3.9: RIESGO ANTE AMENAZAS DE INUNDACIÓN - DISTRIBUIDORAS

| EMPRESA | ÁREA DE CONCESIÓN (km ²) | RIESGOS HIDRO METEOROLÓGICOS | | |
|---------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| | | INUNDACIÓN | | |
| | | PERMANENTE (MANGLARES Y PANTANOS) | TEMPORAL (CADA ÉPOCA LLUVIOSA) | DESBORDAMIENTO DE RÍOS |
| EP Eléctrica de Guayaquil | 1.104 | Si | No | Si |
| CNEL Milagro | 5.972 | Si | Si | Si |
| CNEL Sta. Elena | 6.630 | Si | No | Si |
| CNEL El Oro | 6.637 | Si | No | Si |
| CNEL Sucumbíos | 38.008 | Si | No | Si |
| CNEL Los Ríos | 4.103 | No | Si | Si |
| CNEL Manabí | 16.761 | Si | No | Si |
| CNEL Guayas Los Ríos | 10.471 | No | Si | Si |
| CNEL Esmeraldas | 15.226 | Si | No | Si |

En la figura No. 3.6 se muestra el mapa de riesgos por inundación en el Ecuador, en la infraestructura de transmisión, en el anexo c), se muestran los mapas de riesgos por inundación en el país, en la infraestructura de generación, transmisión y distribución.



FIG. No. 3.6: MAPA DE RIESGO POR INUNDACIÓN DEL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)

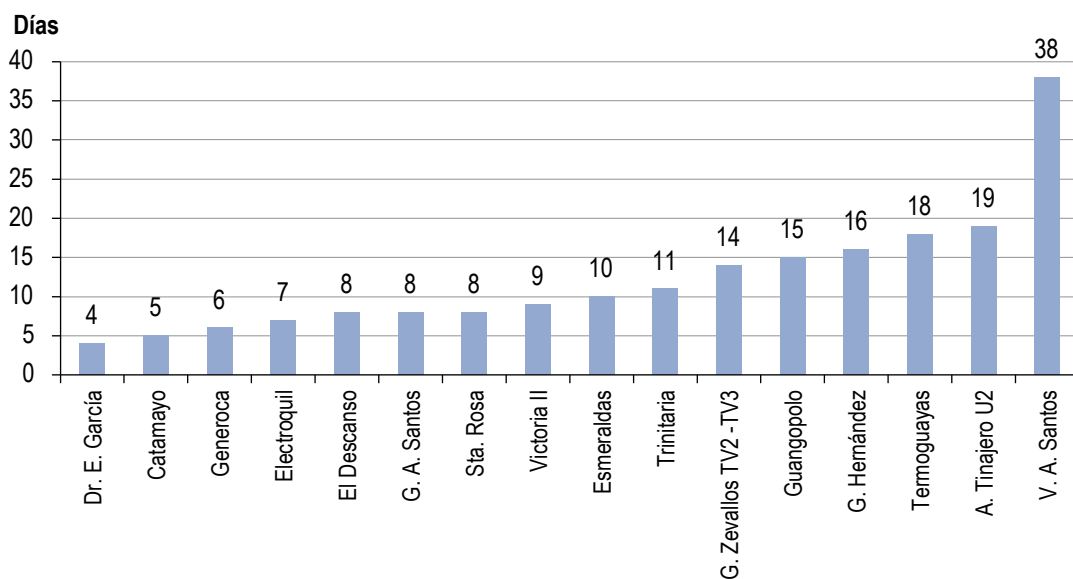
Riesgo ante inundaciones por el Fenómeno de El Niño

Existen instalaciones en el SNI que pueden verse afectadas por inundaciones provocadas por el fenómeno climático de El Niño; específicamente, las centrales de generación térmica ubicadas en la costa pueden verse restringidas en cuanto a la provisión de combustible, por las dificultades de acceso a los puertos de aprovisionamiento.

Ante este tipo de riesgo se deben considerar todas las acciones de preparación y prevención necesarias, tales como mejorar la capacidad de almacenamiento del combustible.

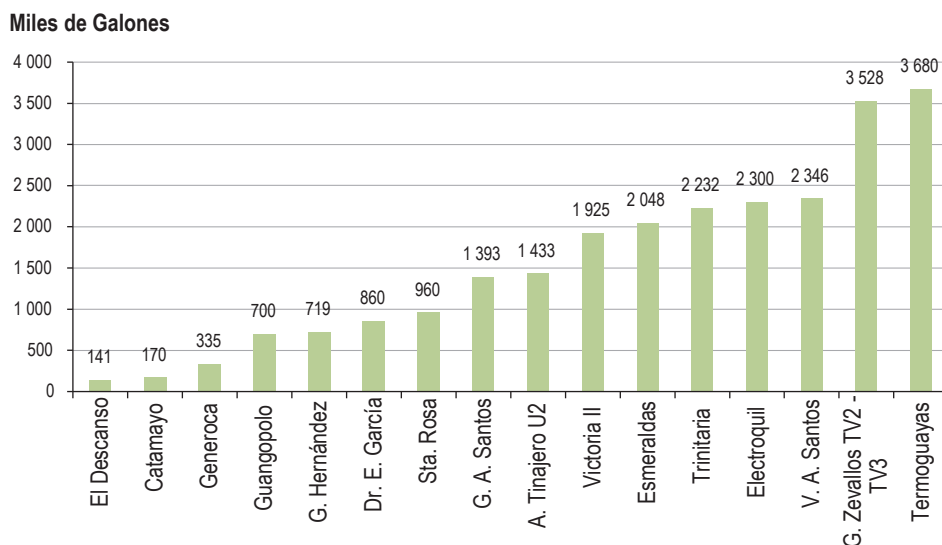
Muchas de las centrales han considerado el riesgo que les puede ocasionar este tipo de amenaza por eso han desarrollado diferentes planes de acción.

Las centrales poseen una autonomía limitada en la capacidad de almacenamiento de combustible. En las siguientes figuras se indica la capacidad y autonomía de las principales centrales térmicas:



Fuente: CENACE

FIG. No. 3.7: AUTONOMÍA DE ABASTECIMIENTO DE LAS PRINCIPALES CENTRALES TÉRMICAS ANTE UN DESASTRE NATURAL



Fuente: CENACE

FIG. No. 3.8: CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES PRINCIPALES

Por lo indicado en las figuras anteriores, es necesario que se establezcan planes de acción para mitigar el impacto de un fenómeno natural que pueda afectar la generación térmica principal, esto mediante un mejoramiento o expansión de los tanques de almacenamiento, vías alternas, métodos alternativos de suministro de combustible, entre otros.

e) Amenaza de deslizamiento

El nivel de amenaza por deslizamiento se clasificó en dos categorías, según la cartografía de deslizamientos y por derrumbes a partir de la información recopilada por SNGR. Aquellas instalaciones ubicadas en zonas de deslizamiento (sin importar el tipo de deslizamiento o derrumbe) se las consideró con nivel de Riesgo Alto y aquellas instalaciones que no son afectadas potencialmente por este tipo de amenazas se las consideró con nivel de Riesgo Nulo.



Las instalaciones ubicadas en la región sierra, son las que están expuestas a los mayores peligros. De igual forma, las instalaciones ubicadas en los cantones de Manabí y Esmeraldas también tienen un peligro relativamente alto.

Es importante mencionar que, eventos de carácter regional pueden causar afectación a las instalaciones eléctricas, tal como ocurrió en el año 1993 con el represamiento de los ríos Paute y Jadán, ocasionando el desastre de La Josefina, el mismo que afectó a la central hidroeléctrica Paute por alrededor de USD 1.403.000; monto que no incluye el lucro cesante por la falta de producción, sino solamente las reparaciones físicas realizadas.

Del análisis realizado se determina que 42 centrales de generación tendrían riesgo alto frente a la amenaza de deslizamiento de masas, la mayoría se encuentran en la región sierra. La potencia nominal en riesgo sería aproximadamente del 41,53%, con respecto a la potencia total instalada en el S.N.I. del Ecuador, tal como se muestra en la tabla No. 3.10.

El sistema nacional de transmisión tiene subestaciones eléctricas con un potencial riesgo alto: Zhoray y Pomasqui ubicadas en las provincias de Cañar y Pichincha, respectivamente.

TABLA No. 3.10: RIESGO ANTE AMENAZAS DE DESLIZAMIENTO - GENERADORAS

| NOMBRE CENTRAL | PROVINCIA | POTENCIA (MW) | RIESGO POR DESLIZAMIENTO DE MASAS |
|-----------------|------------------|---------------|-----------------------------------|
| Enrique García | Guayas | 102 | Alto |
| Pascuales II | Guayas | 68,4 | Alto |
| Agoyán | Tungurahua | 160 | Alto |
| Pucará | Tungurahua | 73 | Alto |
| San Franciscot | Tungurahua | 230 | Alto |
| Marcel Laniado | Guayas | 213 | Alto |
| Mazar | Azuay | 183,66 | Alto |
| Paute Molino | Azuay | 1075 | Alto |
| La Propicia | Esmeraldas | 10,5 | Alto |
| Termoesmeraldas | Esmeraldas | 132,5 | Alto |
| El Descanso | Azuay | 19,2 | Alto |
| Saucay | Azuay | 24 | Alto |
| Saymirín | Azuay | 14,43 | Alto |
| El Carmen | Pichincha | 8,4 | Alto |
| Recuperadora | Pichincha | 14,7 | Alto |
| Chimbo | Bolívar | 1,66 | Alto |
| Llígua | Tungurahua | 5 | Alto |
| Península | Tungurahua | 3 | Alto |
| Illuchi No.1 | Cotopaxi | 4,19 | Alto |
| Illuchi No.2 | Cotopaxi | 5,2 | Alto |
| La Playa | Carchi | 1,32 | Alto |
| Los Chillos | Pichincha | 1,76 | Alto |
| Nayón | Pichincha | 29,7 | Alto |
| Alao | Chimborazo | 10,4 | Alto |
| Río Blanco | Chimborazo | 3,13 | Alto |
| Carlos Mora | Zamora Chinchipe | 2,4 | Alto |
| Papallacta | Napo | 6,63 | Alto |



En la figura No. 3.9 se muestra el mapa de riesgos por movimientos en masa en el Ecuador en la infraestructura de distribución.

En el anexo d), se muestran los mapas de riesgos por movimientos en masa en el país, para la infraestructura de generación, transmisión y distribución.



FIG. No. 3.9: MAPA DE RIESGO POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)

3.3.2 Plan de acción a los riesgos de contingencias debido a casos fortuitos o de fuerza mayor

La Constitución de la República, en su Artículo No. 389, establece que el sistema nacional descentralizado de gestión de riesgo está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional; y que el Estado ejercerá la rectoría a través del organismo técnico establecido en la ley. Estas unidades de gestión de riesgo tendrán, entre otras, la función de fortalecer en la ciudadanía y en las entidades públicas y privadas capacidades para identificar los riesgos inherentes a sus respectivos ámbitos de acción, informar sobre ellos, e incorporar acciones tendientes a reducirlos.

Dentro de este marco, y considerando que el MEER es el organismo rector del sector eléctrico, se sugiere el liderazgo de esta cartera de estado, en coordinación con la SNGR, en la conformación de un comité nacional para enfrentar las emergencias de origen natural; con el objetivo de homogenizar los planes de mitigación del riesgo elaborados por cada una de las empresas del sector, además de organizar y direccionar los recursos humanos, materiales y económicos que se requerirán para enfrentar a los desastres que pueden presentarse.

Se sugiere así mismo que dentro de este comité nacional para enfrentar las emergencias en el sector eléctrico estén presentes, además del MEER, delegados del CONELEC, del CENACE, de CELEC EP, de CNEL, de la SNGR, de las Fuerzas Armadas, del sistema 911, de la Policía Nacional; y, eventualmente, los agentes del sector eléctrico directamente afectados por una situación de fuerza mayor. En la siguiente figura se muestra la estructura propuesta para el comité nacional de emergencias del sector eléctrico.

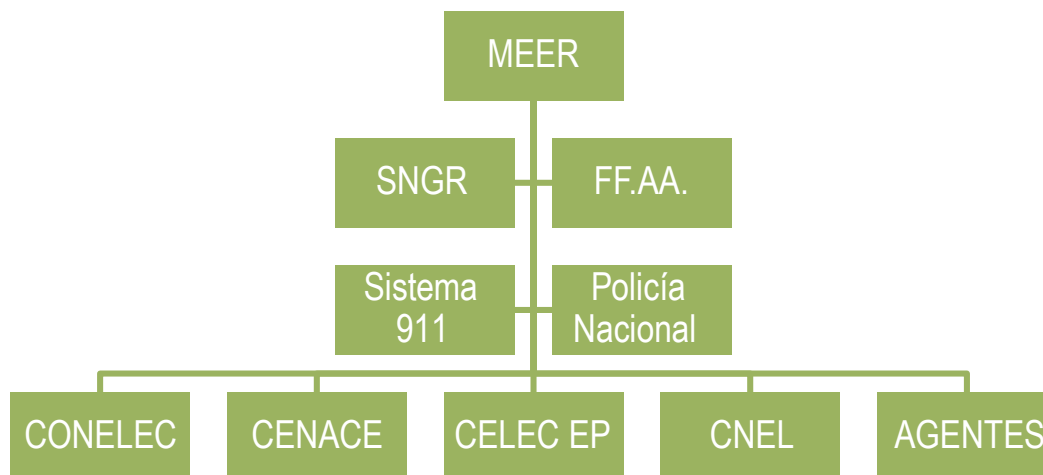


FIG. No. 3.10: ESTRUCTURA PROPUESTA PARA EL COMITÉ NACIONAL DE SEGURIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR

Las principales actividades del comité nacional para enfrentar las emergencias de origen natural en el sector eléctrico deben ser las siguientes:

1. Antes de la emergencia:

- Conocer el funcionamiento de toda la infraestructura eléctrica del SNI y de los riesgos que pueden presentarse.
- Coordinar y homogenizar los planes de emergencia de las empresas del sector.
- Mantener actualizado el inventario de recursos humanos, materiales y físicos del sector eléctrico.
- Diseñar y promover programas de capacitación y entrenamiento ante desastres.
- Establecer niveles de alerta para el sector eléctrico.
- Realizar reuniones periódicas para la actualización de los planes de emergencia.

2. Durante la emergencia:

- Evaluar la situación de emergencia.
- Activar el sistema de respuesta en coordinación con la o las empresas afectadas.
- Implementar la red nacional de comunicaciones en el sector eléctrico.
- Coordinar y definir el aislamiento de la zona de impacto.
- Coordinar con la SNGR, el Sistema 911, las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional, la atención de las víctimas de los sistemas afectados.
- Desarrollar boletines informativos.
- Coordinar las acciones operativas.



3. Después de la emergencia:

- Control de la puesta en marcha de los sistemas afectados.
- Evaluar la eficiencia y eficacia de los planes de emergencia.
- Realizar el inventario de pérdidas.
- Llevar el registro estadístico de la contingencia.
- Desarrollar boletines informativos.

3.3.3 Factores de riesgo debido a aspectos técnico - operativos

Para analizar los factores de riesgo debido a aspectos técnico - operativos, vamos a tomar como base el informe del CENACE relacionado con el análisis de contingencias N-1 verificando la manera como el Sistema Nacional de Transmisión ha experimentado restricciones, con la consecuente afectación a la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica al usuario final del sistema eléctrico ecuatoriano.

Los análisis consideran los límites establecidos para los voltajes de puntos de entrega en 0.93 pu, conforme la Regulación No. CONELEC 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación y, adicionalmente, CENACE a tomado los límites operativos de los elementos del SNT, vigentes en junio de 2013, publicados en el portal web de CELEC EP TRANSELECTRIC y se ha basado en las siguientes particularidades en el SNI:

- Entrada de banco capacitores Dos Cerritos 2x12 MVAR (julio 2013).
- Ingreso del segundo autotransformador 230/138 kV en la S/E Santo Domingo (agosto 2013).
- Ingreso del segundo circuito de la L/T Cuenca - Loja 138 kV (agosto 2013).
- Entrada de la L/T Trinitaria - Salitral 138 kV, dos circuitos. (septiembre 2013).
- Entrada de la L/T Pascuales - Esclusas 230 KV, un circuito. (septiembre 2013).
- Entrada de la L/T Milagro - Machala 230 kV, 1 circuito (diciembre 2013).
- Reubicación de la central Victoria II en la S/E Esclusas 138 kV, en agosto de 2013.
- Valores de demanda actual y proyectada para el mes de diciembre de 2013, tomadas del Plan de Operación del S.N.I., Periodo julio 2013 - junio 2014:

TABLA No. 3.11: DEMANDAS CONSIDERADAS EN EL ANÁLISIS

| PERIODO | DEMANDA (MW) | | |
|-----------------------------|--------------|-------|--------|
| | MÍNIMA | MEDIA | MÁXIMA |
| Alta Hidrología (actual) | 1.722 | 2.502 | 3.108 |
| Baja Hidrología (diciembre) | 1.903 | 2.723 | 3.305 |

Fuente: CENACE



3.3.3.1 *Análisis para elementos de transmisión radiales*

Los elementos radiales críticos del SNT cuya salida intempestiva (N-1) origina la suspensión total del servicio hacia sus cargas asociadas son los siguientes:

- **Elementos de transformación:**

TABLA No. 3.12. CONTINGENCIAS EN ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN RADIALES

| ELEMENTO | CARGA ASOCIADA |
|-----------------------|------------------------|
| ATR Santo Domingo | CNEL SANTO DOMINGO |
| Móvil Quinindé | CNEL ESMERALDAS |
| ATR Quevedo | CNEL GUAYAS LOS RÍOS |
| ATQ Chone | CNEL MANABÍ |
| ATQ Montecristi | CNEL MANABÍ |
| AMQ Móvil Montecristi | CNEL MANABÍ |
| ATQ Tulcán | EMELNORTE |
| T1 Ibarra | EMELNORTE |
| T1 Vicentina | EEQSA |
| T2 Vicentina | EEQSA |
| ATQ Mulaló | ELEPCOSA |
| AT1 Ambato | ELEPCOSA Y E.E. AMBATO |
| ATQ Totoras | E.E. AMBATO |
| ATQ Puyo | E.E. AMBATO |
| ATQ Tena | E.E. AMBATO |
| TRK Riobamba | E.E. RIOBAMBA |
| ATQ Loja | E.E. LOJA |
| ATK Milagro | CNEL MILAGRO |
| ATQ Babahoyo | CNEL LOS RIOS |
| ATK Dos Cerritos | CNEL GUAYAS LOS RÍOS |
| ATQ Posorja | CNEL SANTA ELENA |
| ATQ Policentro | EEPG |
| ATQ Trinitaria | EEPG |
| ATQ Caraguay | EEPG |
| TRK Nueva Prosperina | EEPG |

Fuente: CENACE



- Líneas de transmisión:

TABLA No. 3.13: CONTINGENCIAS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN RADIALES

| LÍNEAS DE TRANSMISIÓN | | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|---------------------------|--|
| ZONA STO DOMINGO - QUEVEDO | | | |
| ELEMENTO | SUBESTACIÓN | CARGA ASOCIADA | OBSERVACIÓN |
| L/T Daule Peripa - Chone | Chone | CNEL - Manabí | |
| L/T San Gregorio - Montecristi | Montecristi | CNEL - Manabí | Para una posible formación de isla eléctrica, se debería mantener en línea la generación de las centrales TG1 Miraflores y Manta II (control de frecuencia); y procurar encerrar el flujo de la L/T San Gregorio - Montecristi con la generación de la central Jaramijó. |
| ZONA SANTA ROSA - TOTORAS | | | |
| ELEMENTO | SUBESTACIÓN | CARGA ASOCIADA | OBSERVACIÓN |
| L/T Ibarra - Tulcán | Tulcán | Emelnorte | |
| ZONA MOLINO - MILAGRO | | | |
| ELEMENTO | SUBESTACIÓN | CARGA ASOCIADA | OBSERVACIÓN |
| L/T Milagro - Babahoyo | Babahoyo | CNEL - Los Ríos | |
| L/T Cuenca - Macas | Gualaceo Limón Méndez Macas | E.E. Centro Sur | |
| ZONA PASCUALES - TRINITARIA | | | |
| ELEMENTO | SUBESTACIÓN | CARGA ASOCIADA | OBSERVACIÓN |
| L/T Pascuales - Santa Elena | Santa Elena | CNEL - Santa Elena | Para una factible formación de isla eléctrica, se debe procurar encerrar el flujo de la L/T Pascuales - Santa Elena con la generación de las centrales Santa Elena II y III (control de frecuencia). |
| L/T Pascuales - Electroquil | Electroquil/Posorja | CNEL - Santa Elena/Holcim | Se ha analizado la factibilidad de operar de manera permanente cerrada la posición de baja del autotransformador TIC en la S/E Central Electroquil (Anillo). |
| L/T Electroquil - Posorja | Posorja | CNEL - Santa Elena | |
| L/T Trinitaria - Esclusas | Esclusas/Caraguay | EEPG | |

Fuente: CENACE

Dependiendo de los escenarios de despacho de generación y demanda, la contingencia simple N-1, en los siguientes autotransformadores pueden provocar suspensión de servicio o la factible formación de una isla eléctrica:



TABLA No. 3.14: CONTINGENCIAS DE ELEMENTOS DE TRANSFORMACIÓN QUE PERMITEN FORMAR ISLAS ELÉCTRICAS

| ZONA STO DOMINGO - QUEVEDO | | | |
|---------------------------------|---|---|---|
| ELEMENTO | SUBESTACIÓN | CARGA ASOCIADA | OBSERVACIÓN |
| ATU Santo Domingo 230/138 kV | Santo Domingo y Esmeraldas | CNEL - Esmeraldas CNEL - Santo Domingo | Central térmica Esmeraldas |
| ZONA MOLINO - MILAGRO | | | |
| ELEMENTO | SUBESTACIÓN | CARGA ASOCIADA | OBSERVACIÓN |
| ATU Milagro 230/138 kV | Milagro, Babahoyo, San Idelfonso y Machala | CNEL - Los Ríos CNEL - El Oro | Termogas - Machala I Termogas - Machala II |

Fuente: CENACE

3.3.3.2 Análisis para elementos de transmisión no radiales

Existen zonas en las cuales se tiene al menos dos elementos en paralelo, o forman parte de anillos, es decir que al ocurrir la salida intempestiva de un elemento, la zona puede ser abastecida por alguna ruta eléctrica disponible.

En la tabla No. 3.15, se presentan las contingencias N-1 más relevantes, cuya afectación a la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica al usuario final tienen mayor incidencia. Se realiza una priorización en base a sus implicaciones y se detalla las posibles soluciones.

TABLA No. 3.15: CONTINGENCIAS MUY CRÍTICAS

| Nro. | CONTINGENCIA | IMPLICACIONES | SOLUCIONES | ACCIONES / OBSERVACIONES |
|------|--------------------------------|--|---|---|
| 1 | Autotransformador ATU Pomasqui | Muy bajos voltajes en la zona norte, fuera de los límites de operación de emergencia. RIESGO DE COLAPSO POR BAJO VOLTAJE EN LA ZONA NORTE Sobrecarga en el corredor Santa Rosa - Conocoto - Vicentina 138 kV, sobrecitación de las unidades de Santa Rosa, Pucará, Agoyán, San Francisco. Sobrecarga en la red interna de la EEQSA | Desconexión de 100 MW de carga en el sistema asociados a la barra de Pomasqui 138 kV, demanda media y máxima. (Disparo de carga de la EEQSA y de Emelnorte, L/T Pomasqui - Ibarra). | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC, EEQSA y EMELNORTE. |
| 2 | L/T Totoras - Ambato 138 kV | Re direccionamiento de flujos en la zona norte. Muy bajos voltajes en la zona norte: Ibarra, Mulaló, Ambato, Vicentina y Tulcán. Sobrecarga de 120% en el corredor Santa Rosa - Conocoto - Vicentina. | Desconexión de la carga de las S/ Es Ambato y Mulaló 69 kV posiciones de entrega, dependiendo de las condiciones de demanda debe permitir selectividad en el disparo de las dos cargas o de una en una. | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y EEASA. Ante la indisponibilidad de la central Pucará, los problemas operativos se agravan. |



TABLA No. 3.15: CONTINGENCIAS MUY CRÍTICAS (cont.)

| Nro. | CONTINGENCIA | IMPLICACIONES | SOLUCIONES | ACCIONES / OBSERVACIONES |
|------|---|--|--|--|
| 3 | Transformador TRK Sinincay o L/T Zhoray - Sinincay 230 kV | Muy bajos voltajes a nivel de punto de entrega en las S/Es Cuenca y Sinincay, incluido el corredor hacia Macas, con riesgo de Colapso por bajo voltaje. Bajos voltajes en la S/E Loja, pero dentro de los límites de emergencia. Sobre carga en el ATQ de 100MVA de Cuenca. Se llega a 125 MVA (protección en 143 MVA). | Implementar el disparo automático de al menos 35 MW de carga de Centro Sur (tercera parte de la carga), que permita llevar los voltajes de la zona dentro de los límites de operación de emergencia y bajar el flujo por el ATQ de Cuenca. A mediano plazo: instalación de compensación capacitiva de 24 MVAR en Cuenca y el aumento de la capacidad de transformación en Cuenca. | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y CENTRO SUR |
| 4 | Autotransformador ATQ Cuenca | Muy bajos voltajes a nivel de punto de entrega en las S/Es Cuenca y Sinincay (en el sistema interno de Centro Sur es más evidente), con riesgo de Colapso por bajo voltaje. En la S/E Loja y la línea hacia Macas se presentarían altos voltajes por la pérdida del enlace en Cuenca. | Implementar disparo automático de 50 MW de carga de Centro Sur, que permita llevar los voltajes de la zona dentro de los límites de operación de emergencia. Al ser problemas de voltajes, se recomienda implementar compensación capacitiva del orden de 24 MVAR en Cuenca. | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y CENTRO SUR |
| 5 | L/T Montecristi - San Gregorio 138 kV | El caso considera la formación de una isla eléctrica, en base al control de frecuencia a cargo de la central Jaramijó con la carga de Montecristi. | Verificación efectiva del control de frecuencia a cargo de Jaramijó, y dependiendo del flujo en la L/T Montecristi - San Gregorio, se debe disparar carga (posición Manta 2 en Montecristi) o disparo de generación en la central Jaramijó. | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC, CNEL Manabí y Termoesmeraldas. Adicionalmente se requiere urgentemente compensar los requerimientos de potencia reactiva para mantener la isla eléctrica. |

Fuente: CENACE

En la tabla No. 3.16, se detallan las contingencias cuyos efectos pueden ser controlados con acciones inmediatas desde la sala de control de CENACE (desconexiones de carga, pero que a corto-mediano plazo pueden ser causales de colapsos parciales. Se plantea las soluciones para controlar de manera automática sus efectos.

TABLA No. 3.16: CONTINGENCIAS CRÍTICAS

| Nro. | CONTINGENCIA | IMPLICACIONES | SOLUCIONES | OBSERVACIONES |
|------|--|---|--|---|
| 6 | L/T Pomasqui - Ibarra 138 kV | Muy bajos voltajes en las S/Es Ibarra y Tulcán, fuera de los límites de operación de emergencia. | Desconexión de carga de la zona Ibarra - Tulcán (20 MW en demanda máxima), que permita regresar los valores de voltajes dentro de los límites de operación normal. A mediano Plazo: instalación de compensación capacitiva en la zona (2 X 6 MVAR); Implementar otro punto de conexión hacia la S/E Ibarra. | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y EMELNORTE |
| 7 | Transformador T2 Vicentina | Bajos voltajes en el sistema interno de la EEQSA, principalmente en el lado de baja del T2, 0.885 pu, sobrecarga en la L/ST Selva Alegre - Iñaquito de 46 kV. Se estima la actuación de protecciones de sobrecorriente en el sistema de la EEQSA. | Confirmar con la EEQSA si al interior del sistema de la distribuidora se producen disparos por sobrecarga, caso contrario, analizar en conjunto con la EEQSA el disparo de al menos 40 MW de carga para mantener condiciones de seguridad en la zona. | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y EEQSA |
| 8 | Autotransformador AA1 o AA2 Portoviejo | Sobrecarga de elemento en paralelo al 119% (89,25 MVA), capacidad de nominal 80 MVA, protección en 108 MVA. | Se ha solicitado la implementación del disparo de la posición Jipijapa ante la salida de uno de los transformadores. | Se está implantando el esquema en mención. |



TABLA No. 3.16: CONTINGENCIAS CRÍTICAS (cont.)

| Nro. | CONTINGENCIA | IMPLICACIONES | SOLUCIONES | OBSERVACIONES |
|------|---|--|---|--|
| 9 | L/T Montecristi - Jaramijó 138 kV | Muy bajos voltajes en las barras de Montecristi, 0,9 pu. Riesgo de colapso por bajo voltaje. | Disparo automático de la carga correspondiente a la S/E Móvil que abastece a la Posición Manta 3, con aproximadamente 30 MW. | Se requiere compensar las necesidades de potencia reactiva. |
| 10 | Central Jivino III (transformador de elevación) | Posible colapso de la zona oriental, corredor Puyo - Tena - Orellana por bajos voltajes. | Implementar el disparo automático de al menos el 30% de la carga de Orellana para subir los voltajes de la zona. | Coordinación con CNEL SUCUMBIOS y CELEC EP TERMOPICHINCHA. |
| 11 | Central Térmica Esmeraldas | Muy bajos voltajes en las subestaciones Esmeraldas y Quinindé, y voltajes dentro de límites de emergencia en subestaciones de la zona norte. | Desconexión de carga de la zona que permita regresar los voltajes a límites de operación normal. Disparar la posición Esmeraldas 1. | En marzo de 2014 se estima el ingreso de la central Termoesmeraldas II, que permitiría aumentar la confiabilidad de la zona. |
| 12 | Autotransformador ATT Totoras | Bajos voltajes en zona nororiental. | Implementar el disparo automático de al menos el 30% de la carga de Orellana para subir los voltajes de la zona. | Coordinación con CNEL SUCUMBIOS. |

Fuente: CENACE

En la tabla No. 3.17, se detalla las contingencias cuyos efectos son representativos para el sistema cuando se tiene la indisponibilidad de generación asociada a la zona de incidencia.

TABLA No. 3.17: CONTINGENCIAS CRÍTICAS CON INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

| Nro. | CONTINGENCIA | IMPLICACIONES | SOLUCIONES | OBSERVACIONES |
|------|--|---|---|---|
| 13 | L/T Pucará - Mulaló 138 kV (Con indisponibilidad de la central Pucará) | El principal problema ante esta contingencia radica en el nivel de voltaje en la S/E Mulaló, alcanzando valores de 0.872 pu. La cargabilidad de la L/T Santa Rosa - Conocoto es de aproximadamente 124% y corresponde a 130 MVA, capacidad que podría soportar la línea en condiciones de emergencia (160 MVA) hasta que se tomen las medidas operativas respectivas. | Desconexión de carga en la S/E Mulaló (Disparo del autotransformador ATQ o de la posición Novacero). | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y ELEPCOSA. |
| 14 | L/T Pucará - Ambato 138 kV (Con indisponibilidad de la central Pucará) | El principal problema ante esta contingencia radica en el nivel de voltaje en la S/E Mulaló, alcanzando niveles de 0.872 pu. La cargabilidad de la L/T Santa Rosa - Conocoto es de aproximadamente 124% y corresponde a 130 MVA, capacidad que podría soportar la línea en condiciones de emergencia (160 MVA) hasta que se tomen las medidas operativas respectivas. | Desconexión de carga en la S/E Mulaló (Disparo del autotransformador ATQ o de la posición Novacero). | Coordinación con CELEC EP TRANSELECTRIC y ELEPCOSA. |
| 15 | Autotransformador ATT Quevedo (Con indisponibilidad de la central Marcel Laniado) | Muy bajos voltajes en las S/Es Quevedo, Chone, Portoviejo, posible sobrecarga de la L/T San Gregorio - Portoviejo 138 kV. | Desconexión de la S/E Quevedo. Al momento existe un esquema implementado en la S/E Quevedo que dispara el autotransformador ATR 138/69 kV, con la carga de Quevedo. | |

Fuente: CENACE



Con base a la priorización de contingencias N-1, presentada en los puntos anteriores, se recomienda coordinar con CELEP EP TRANSELECTRIC y las empresas distribuidoras involucradas, la factibilidad de implementar los esquemas de protección sistémica locales que permitan mantener los parámetros del sistema dentro de los límites de operación normal.

A partir de las simulaciones realizadas, a continuación se expone los requerimientos de compensación capacitiva que permitirían mantener mejores condiciones de calidad y seguridad de servicio después de contingencias N-1:

TABLA No. 3.18: COMPENSACIÓN CAPACITIVA PLANTEADA

| SUBESTACIÓN | COMPENSACIÓN CAPACITIVA |
|--|-------------------------|
| SANTA ROSA o VICENTINA (Zona Norte) | 100 MVARs |
| IBARRA | 2 X 6 MVARs |
| AMBATO o MULALÓ | 2 X 6 MVARs |
| MONTECRISTI | 12 MVARs |
| CUENCA | 2 X 12 MVARs |

Fuente: CENACE

3.3.3.3 Análisis para elementos a 230 kV

Debido a características operativas propias del Sistema Nacional Interconectado, ante la ocurrencia de contingencias dobles en algunas de las líneas del sistema troncal de transmisión de 230 kV, el sistema eléctrico ecuatoriano está expuesto a la pérdida de estabilidad, con alta probabilidad de ocurrencia de colapsos totales o parciales en el sistema. De ahí la necesidad de implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia o desconexión automática de generación con el objeto de preservar la estabilidad.

En 2012, CENACE, CELEC EP TRANSELECTRIC y la empresa consultora QUANTA, diseñaron un sistema de protección sistémica, del tipo SIPS o SPS (SIPS - System Integrity Protection Scheme, SPS - Special Protection Scheme), con requerimientos de respuestas en tiempos muy cortos (menores a 200 milisegundos), que permite una operación segura ante contingencias dobles en el anillo de 230 kV.

Para la administración exitosa de estas contingencias, el esquema de protección debe ejecutar rápidas acciones de control (en tiempos menores a 200 mseg) basadas en desprendimientos óptimos (mínimos y suficientes) de carga y generación en la zona de influencia de la doble contingencia. Cada una de las contingencias genera un escenario de acciones de mitigación distintos, escenarios que el esquema de protección debe identificar y actuar correctamente para cada uno de ellos.

En síntesis, el sistema de protección sistémica es un esquema de protección automática diseñado para mantener la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado al detectar condiciones anormales o predeterminadas del sistema eléctrico y tomar las correspondientes acciones de control de emergencia correctivas.

Para contingencias N - 2 de centrales de generación de más de 100 MW, combinadas con la pérdida del enlace con Colombia; es decir, para salidas de generación que superen la capacidad de desconexión de carga de los sistemas automáticos de deslastre instalados en las distribuidoras, se pueden producir eventos de pérdida de estabilidad (por frecuencia) del sistema, lo cual conllevaría a un black out y a la necesidad de levantar al sistema en islas eléctricas.



3.3.3.4 Resultados

De los análisis realizados por CENACE, se torna evidente el requerimiento urgente de compensación reactiva en la zona norte (100 MVAR), ya que ante la indisponibilidad de las centrales Esmeraldas, Guangopolo, Gualberto Hernández, Pucará, o Agoyán - San Francisco, las condiciones de voltaje se vuelven más críticas, después de contingencias N-1 en la zona norte.

Realizar las acciones necesarias para que las centrales Jaramijó y Termogas Machala tengan la capacidad de realizar el control súbito de frecuencia, que permitan la formación de islas eléctricas en sus zonas de influencia. De igual manera, exigir que la nueva central Esmeraldas II tenga la factibilidad del control de frecuencia indicado.

A mediano plazo se debe plantear el incremento de la capacidad de la subestaciones Santa Rosa 230/138/46 kV y Portoviejo 138/69 kV, mismas que, ante la salida intempestiva de su componente en paralelo, muestran una cargabilidad cercana al punto de operación en condiciones de emergencia. De igual forma, al no contar con la generación de las centrales Pucará, Agoyán y San Francisco, se tiene una cargabilidad cercana al 100% del autotransformador ATT de la Subestación Totoras, siendo urgente la revisión del incremento de la capacidad de dicha Subestación.

Solicitar a CELEC EP TRANSELECTRIC la finalización de la repotenciación del corredor Totoras - Ambato - Pucará - Mulaló - Vicentina 138 kV, e impulsar la repotenciación de la L/T Vicentina - Conocoto - Santa Rosa 138 kV.

Como resultado de la mayoría de las contingencias N-1 analizadas, se evidencian problemas de bajos voltajes, por lo que se ve la necesidad de impulsar la implantación de esquemas de rechazo de carga por bajos voltajes, a nivel de los sistemas de distribución.

Con la finalidad de mejorar las condiciones de seguridad y continuidad del servicio, en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. se han implementado esquemas de protección sistémica localizados, los mismos que son revisados y actualizados considerando los cambios topológicos del SNT y el crecimiento de la demanda.

3.3.4 Riesgo social

3.3.4.1 Conflictos sociales en los proyectos emblemáticos

Para la realización del estudio se tomó en cuenta la complejidad de las relaciones culturales, sociales, y productivas que conforman las zonas de influencia de los proyectos, considerando que es en este complejo de relaciones, donde surge el conflicto social.

A continuación, se presentan los datos relevantes de cada uno de los casos investigados, con la aclaración de que se ha considerado objetivamente la percepción de la población y de los actores político/sociales en el entorno de los proyectos, sobre la base de encuestas técnicamente aplicadas y que abordan los conflictos económicos, políticos, socioculturales y territoriales.



a) *Toachi - Pilatón*

TABLA No. 3.19: CASO TOACHI - PILATÓN

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|----------------------------|---|-------------|
| Económico | Según la población, la mano de obra no es calificada con relación a los requerimientos de la hidroeléctrica y demás empresas que llegan a la zona. | MEDIO BAJO |
| Político | En el caso de Tandapi, las obras que tenían obligadamente que hacerse desde el municipio, según la población, no se hicieron y por lo tanto organizaron una marcha en junio de 2011, con la suspensión de las actividades comerciales y la suspensión por varias horas de la circulación vehicular en la vía a Santo Domingo. | ALTO |
| | Los recintos se reunieron y se formó un comité de todas las comunidades para enfrentar las distintas problemáticas con relación a la presencia de las empresas hidroeléctricas, de minería y construcción de vías que se instalan en la zona. | MEDIO BAJO |
| Relaciones socioculturales | No se tienen claras las consecuencias que traerá el Proyecto, tanto para la biodiversidad y la naturaleza como para los seres humanos. | MEDIO-BAJO |
| | Con relación a las capacitaciones ofrecidas por la empresa HIDROTOAPI hay mucha deserción. | ALTO |

b) *Quijos - Baeza*

TABLA No. 3.20: CASO QUIJOS - BAEZA

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|-------------------|--|-------------|
| Económico | El modo de vida de la gente del campo (agricultura y ganadería) es desvalorizado y se mantiene en el atraso con respecto a tecnologías actuales. Se sobrevalora el trabajo asalariado y el empleo en el Proyecto Hidroeléctrico, además se aspira a obtener cargos públicos porque de ellos se obtiene un salario fijo superior. | LATENTE |
| | Las autoridades perciben que los campesinos siempre están a la expectativa de recibir dádivas de los gobiernos locales y empresas en general y por lo mismo de las empresas vinculadas al Proyecto Hidroeléctrico. Para los campesinos, las autoridades no establecen un verdadero diálogo y, no cumplen con los ofrecimientos. | LATENTE |
| Político | En Cuyuja no hay una buena relación entre la Junta Parroquial y la Tenencia Política y las dos autoridades dan distintas apreciaciones sobre la relación de la comunidad con el Proyecto Hidroeléctrico. | MEDIO |
| Socio - Cultural | En Baeza se hicieron marchas para pedir rectificación de comportamiento de trabajadores de OCP con relación a la población (problemas de alcoholismo, embarazo precoz, enfermedades venéreas) y manifiestan que el comportamiento de trabajadores de hidroeléctricas debe ser correcto. | ALTO |
| | En todas las poblaciones vinculadas al Proyecto no existe agua potable y en Cuyuja hay parasitosis y desnutrición. | LATENTE |



TABLA No. 3.20: CASO QUIJOS - BAEZA (cont.)

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|--|--|-------------|
| Manejo del territorio | La comunidad no conoce a qué acuerdos se ha llegado con los propietarios de las haciendas afectadas por el Proyecto y sienten que no hay negociaciones equitativas. | MEDIO |
| | La negociación de pagos a la población por la ocupación de terrenos para el Proyecto, por parte de las empresas, no se legaliza totalmente. | MEDIO |
| | La presencia de los trabajadores que llegan a la zona, provocan un sentido de sobrepoblación que se da de la noche a la mañana y que afecta en los planes de desarrollo de la comunidad. | MEDIO |
| | El sector ganadero de Cuyuja se siente perjudicado por el trabajo de las vías. | MEDIO |
| | En Cuyuja se siente malestar en el sentido de que desde allí se está beneficiando al país pero se preguntan por qué no existen ayudas para el agua y el alcantarillado. | MEDIO |
| | En Cuyuja ya ha habido problemas porque las volquetas y maquinaria de las empresas se parquean cerca de la escuela y los niños corren peligro. | ALTO-MEDIO |
| | El sentido de pertenencia se ha visto resquebrajado por la presencia de personal extraño y por las empresas. Se cree invaden el territorio como si fuese propio, sin que les importe la población. | MEDIO |
| Generación de basura y desechos sólidos por parte de los trabajadores de las empresas. | MEDIO-BAJO | |
| Relaciones socioculturales | Con relación al empleo, existe malestar por parte de la gente que no ha sido contratada. | MEDIO-BAJO |
| | No se ha dado un buen proceso de socialización. Hay desinformación. | LATENTE |
| | Hay temor de que baje el caudal de los ríos y afecte las cascadas y consecuentemente el turismo. | MEDIO-BAJO |
| | En Cuyuja hubo inquietud por el cambio en los ecosistemas cercanos al río y pidieron al Municipio de Baeza que hicieran una inspección. | ALTO-MEDIO |
| | Percepción de incumplimiento de ofrecimientos por parte de las empresas. | MEDIO |
| | Percepción de aumento de enfermedades respiratorias, en especial en los niños por la presencia de la asfaltadora Verdu que la población la vincula al proyecto. | ALTO-MEDIO |
| Redistribución de los recursos e inequidad económica | Conflicto percibido desde la población entre Hidro-Quijos e Hidro-Victoria. | LATENTE |
| | Existe bastante malestar de la población con respecto al modo de trabajar, a los pagos y a la forma de relacionarse con los trabajadores por parte de Coandes. | ALTO-MEDIO |
| | Se relaciona al Proyecto con el agua que va a Quito desde estas zonas. La gente ha protestado ante las autoridades en varias ocasiones. | ALTO |
| | En la población se ha creado ya un malestar con la empresa Coandes y se la empieza a acusar de: maltrato a trabajadores, pago inadecuado, contaminación, trabajadores que beben y arman riñas, desatención a lo que diga la población. | ALTO-MEDIO |
| | En el momento que estaban haciendo el acceso de vía, se le acusó a la empresa Coandes de haber generado agua turbia por el trabajo de la maquinaria y se suspendió el servicio para la población. El agua llega a Cuyuja desde unos dos mil metros montaña arriba y cuando pasaron las maquinarias el agua empezó a bajar con lodo y la empresa no quiso arreglar el problema y en Cuyuja paralizaron la obra. | ALTO |
| | Se percibe un manejo de las relaciones con la comunidad de modo clientelar sin haber realizado un diagnóstico de la población, de sus manifestaciones culturales y conflictividades y reduciéndolo todo a la lógica del dar-recibir, lo cual hace a las relaciones paternalistas, pasivas, faltas de análisis y crítica de la realidad. | MEDIO |



c) *Manduriacu*

TABLA No. 3.21: CASO MANDURIACU

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|--|---|-------------|
| Manejo del territorio | Percepción de contaminación del río Guayllabamba. | ALTO |
| | Afectación de terrenos. | ALTO MEDIO |
| | Construcción de vías. | MEDIO BAJO |
| | Afectación de vías y puentes. | ALTO |
| Conflictos en torno a las relaciones socioculturales | Gran expectativa de crecimiento económico. | LATENTE |
| | Conflictos alrededor del ámbito laboral. | MEDIO |
| | Descontento ante modalidad y temática de talleres. | LATENTE |
| | Ausencia de apoyo a actividades productivas tradicionales. | MEDIO |
| | Percepción de desprecio. | MEDIO |
| | Problemas de comprensión. | MEDIO |
| | Dificultades en la relación constructora vs. las comunidades. | ALTO MEDIO |
| | Percepción de incumplimiento de acuerdos y compromisos. | ALTO MEDIO |

d) *Delsitanisagua*

TABLA No. 3.22: CASO DELSITANISAGUA

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|---|---|-------------|
| Tala de árboles ligada a la entrada a los terrenos sin previo aviso | Un morador de Río Blanco impidió el paso a su terreno, luego de que los constructores habían entrado a talar los árboles de su terreno sin haberle preguntado ni comentado nada antes. Una moradora de Río Blanco hizo lo mismo, cuando los constructores entraron a su terreno. | ALTA |
| Reclamos por bajos sueldos de los jornaleros | Trabajadores de Río Blanco hicieron un paro para reclamar los malos sueldos que estaban recibiendo. | ALTA |
| Desalojo de material | Un propietario de Río Blanco hizo una denuncia en la radio Amazonas y en el Ministerio del Ambiente sobre los escombros que estaban botando al río. | ALTA |
| Impedimento del transporte de la leche por el mal estado de la vía | El señor a quien los moradores de Río Blanco entregan la leche para que sea transportada, ya no quiere entrar por el mal estado de la vía. | ALTO-MEDIO |
| Arriendo de los terrenos | Algunas de las personas con las que se conversó no están contentas con el arrendamiento de sus terrenos. | MEDIO |
| Tala de los árboles | La "tala de árboles", independiente de la entrada a los terrenos sin permiso, fue también comentada en varias ocasiones y es asociada con los posibles problemas futuros de sequía y con los posibles deslaves. | MEDIO |
| Trabajadores en el proyecto | Los conflictos relacionados al tema laboral son varios: percepción de maltrato psicológico, malos pagos, incumplimiento en los pagos, poca regulación en el valor del jornal, ausencia de contratos y de Seguro Social. | MEDIO |



TABLA No. 3.22: CASO DELSITANISAGUA (cont.)

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|---|--|-------------|
| Trabajadores foráneos | Varias personas comentaron que hay mucha gente de afuera trabajando en el proyecto, por lo general se mencionó a gente de Perú y de Loja. Estos relatos fueron siempre acompañados por comentarios sobre los ofrecimientos en cuanto a que primeramente se contrataría gente del sector. | MEDIO |
| Afectación al río Zamora | Pocas personas comentaron sobre la afectación que tendrá el río Zamora por la construcción del proyecto. | BAJO |
| Energía producida | Una persona mencionó que la energía producida por la hidroeléctrica será destinada para las minas de cobre de El Pangui. | BAJO |
| Sobrepoblación | Una persona comentó que los constructores están entrando al sector porque buscan quedarse. | BAJO |
| Afectación del agua de consumo humano | Se tiene la percepción de que debido a la tala de árboles y a los trabajos en la montaña, el agua de las micro cuencas consumida por la población puede verse afectada. | LATENTE |
| Actitud de trabajadores extranjeros ante la población | Se observó que se han dado algunos enfrentamientos entre los pobladores y los trabajadores foráneos; esto podría empeorar en caso de no haber un cambio. | LATENTE |

e) *Villonaco*

TABLA No. 3.23: CASO VILLONACO

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|---|--|-------------|
| Venta de terrenos | Si bien dentro de este tema no hubo amenazas ni acciones, el malestar que se pudo percibir en la gente y se puede percibir en los discursos es bastante alto. | MEDIO |
| Incumplimiento en el ofrecimiento de arreglos en la vía | Este tema ha sido mencionado con bastante frecuencia en las diferentes conversaciones, más que todo en los barrios rurales. En los barrios urbanos, este ofrecimiento sigue estando a la expectativa. | MEDIO |
| Temor por el ruido | Este miedo está en la gran mayoría de los moradores del sector, tanto en las áreas urbanas como rurales. | MEDIO |
| Trabajo para la gente del sector | Este tema fue mencionado algunas veces. Surgió de parte de algunos dirigentes sociales y políticos. Sin embargo, la población en general no ha reclamado esto y menciona que sí se les ha ofrecido el trabajo. | MEDIO |
| Temor al viento que podrían producir las hélices | Si bien este temor solo se manifestó en el barrio Víctor Emilio Valdivieso, fueron varias las mujeres que lo mencionaron y se pudo percibir una gran preocupación por el tema. | MEDIO |
| Temor a la caída de las hélices | Una persona mencionó que le causa cierta preocupación el hecho de que las hélices se puedan romper, debido al fuerte viento que corre en la cima del cerro. | MEDIO-BAJO |
| Temor a la afectación de los animales por el ruido y por la incrementación del viento | Algunas personas comentaron que temen que el ruido y el aumento del viento y del frío, debido al movimiento de las hélices, pueda causar algún daño a sus animales, en especial al ganado. | MEDIO-BAJO |
| Malestar al sentirse catalogados solamente como mano de obra no calificada | Algunos moradores del barrio Víctor Emilio Valdivieso comentaron que les duele que, tanto la gente del proyecto como la gente de Loja en general, les catalogue como mano de obra no calificada, cuando en el barrio sí hay gente estudiada y preparada. | MEDIO-BAJO |
| Temor a que sus hogares sean destruidos con la ampliación de la vía | Una persona del barrio Payanchi manifestó esta preocupación. | MEDIO-BAJO |
| Futura prohibición de tener animales dentro de los terrenos vendidos | Muchos de los moradores que han vendido sus terrenos, tienen sus animales dentro de ellos. | LATENTE |



f) Minas - San Francisco

TABLA No. 3.24: CASO MINAS - SAN FRANCISCO

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|---|--|-------------|
| Conflictos en torno al manejo del territorio | Percepción de contaminación y disminución de acceso al recurso del agua para riego en las comunidades cercanas a las estructuras del proyecto. | MEDIO-BAJO |
| | Percepción de Contaminación y disminución de acceso al recurso del agua para consumo humano en las comunidades cercanas a las estructuras del proyecto. | MEDIO-BAJO |
| | Percepción de afectación al flujo y caudal del agua en las zonas cercanas a las estructuras del proyecto. | MEDIO-BAJO |
| | Percepción de Inundación de cultivos, asentamientos, minas, y otras fuentes de producción económica de las comunidades cercanas a las estructuras del proyecto. | MEDIO-BAJO |
| | Percepción de arrastre de sedimentos hacia las zonas de la cuenca baja y consecuente afectación de empresas mineras extractoras de material de construcción, cacaoteras, bananeras y otras fuentes productivas de las comunidades a lo largo de la cuenca. | MEDIO-BAJO |
| | Percepción de Incumplimiento de medidas de seguridad ambiental. | MEDIO |
| | Dstrucción de cultivos y asentamientos en las zonas cercanas a las estructuras del proyecto. | MEDIO |
| Conflictos en torno a las relaciones socioculturales | Altas expectativas con respecto a la generación de trabajo. | MEDIO |
| | Altas expectativas con respecto a la generación de nuevos servicios e ingreso de capital en forma de nuevos negocios, turismo, hospedaje, alimentación. | MEDIO |
| | Falta de información con respecto a impactos y beneficios del proyecto. | MEDIO |
| | Percepción de incumplimiento de medidas ambientales y sociales por parte de la hidroeléctrica. | ALTO |
| | Altas expectativas con respecto a la responsabilidad social y ambiental del proyecto previo a su construcción y su verificación durante la construcción y operación del proyecto. | ALTO |
| | Negociación de los terrenos a precios aceptados por los propietarios y que respondan al costo de lo que la pérdida de los mismos representa para los propietarios en términos económicos, sociales, culturales. | ALTO |
| | Uso y devolución de los terrenos afectados una vez terminada la construcción del proyecto. | ALTO |
| Percepción de afectaciones a la propiedad privada en las áreas circundantes a las obras del proyecto. | ALTO | |

TABLA No. 3.24: CASO MINAS - SAN FRANCISCO (cont.)

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|--|--|-------------|
| Conflictos en torno a la redistribución de los recursos e inequidad socioeconómica | Expectativas de contratación de mano de obra no calificada y calificada dando preferencia a los pobladores de la zona. | MEDIO |
| | Expectativas de mejora de servicios de salud, educación, carreteras, agua potable, electricidad, Internet. | MEDIO |
| | Falta de asesoramiento y planificación para los cambios que generará el ingreso del proyecto a las comunidades. | MEDIO |
| | Falta de valoración de la cultura y formas de vida locales que contribuyen al Buen Vivir y que al ser vistas como impedimentos para el desarrollo corren peligro de desaparecer. | LATENTE |
| | Desvalorización del desarrollo local, dando preferencia a un desarrollo exógeno a las comunidades. | LATENTE |

g) *Coca Codo-Sinclair*

TABLA No. 3.25: CASO COCA CODO - SINCLAIR

| TIPO DE CONFLICTOS | GRADO DE PROBABILIDAD DE OCURRENCIAS | PONDERACIÓN |
|--|---|-------------|
| Conflictos sociales motivados por inequidades sociales y demandas de redistribución de recursos. Huelgas y paralizaciones ocasionadas por trabajadores. | <p>Medio - alto: La probabilidad de que estos conflictos deriven en cierre de vías, tomas de instalaciones y suspensión del servicio eléctrico es mediana en atención al grado de insatisfacción de necesidades básicas en el área de influencia y el tipo de repertorio de acción colectiva existente en la misma.</p> <p>Medio - bajo: Generalmente, las huelgas laborales acontecen en el marco de las regulaciones legales que impone el Código del Trabajo; sin embargo, los constantes conflictos laborales podrían sobre-acumularse y desbordar el marco legal vigente llevando a acciones de fuerza en coordinación con la población local. El grado de probabilidad es medio - bajo.</p> | ALTO |
| Conflictos territoriales por el uso de recursos naturales comprometidos para el proyecto por parte de la población local. | <p>Medio-alto: La existencia de percepciones sobre afectaciones a la calidad del agua y la ictiofauna fluvial por parte del proyecto es alta en comunidades indígenas de la zona. Sin embargo, las posibilidades de una acción de fuerza que comprometa la operación de Coca Codo son bajas. Una posibilidad de ocurrencia mediana es la recurrencia a instancias de protección de los derechos colectivos (OIT, Declaración de Derechos de los Pueblos Indígenas) que contemplen acciones de amparo que eventualmente puedan suspender la operación del proyecto, de no contemplarse medidas de mitigación.</p> | MEDIO |
| Conflictos derivados de acciones armadas al margen de la ley por grupos irregulares. | <p>Medio - bajo: Es posible que en un eventual escenario de mayor involucramiento de Ecuador en el conflicto colombiano, los grupos al margen de la ley tomen como represalia la acción directa contra la infraestructura del proyecto. La probabilidad es mediana debido a la incidencia de dicho conflicto en buena porción del área de influencia del proyecto. Empero, el riesgo disminuye al tomar en cuenta, como factor geopolítico, la reticencia de los actores armados colombianos a efectuar acciones armadas fuera de su frontera. La política del Estado ecuatoriano respecto al conflicto colombiano también debe verse como garantía de no intervención en el mismo.</p> | |
| Conflictos y disputas por recursos del territorio entre gobiernos locales y gobierno central. | <p>Bajo: El nuevo ordenamiento legal para Gobiernos Autónomos Descentralizados (COOTAD) establece con claridad las competencias del Gobierno central y la de los Gobiernos Locales. Difícilmente instancias locales protagonizarían hechos en contra de la infraestructura del proyecto.</p> | BAJO |



h) Línea de transmisión 500 kV El Inga - Coca Codo

TABLA No. 3.26: CASO EL INGA - COCA CODO

| TIPO DE CONFLICTOS | GRADO DE PROBABILIDAD DE OCURRENCIAS | PONDERACIÓN |
|--|--|-------------|
| Conflictos de orden territorial motivados por el emplazamiento de infraestructura industrial en zonas habitadas (caso El Inga). | Medio-bajo: La probabilidad de que ocurran conflictos que pongan en riesgo la construcción y operación de la subestación está en relación directa con el incremento de las preocupaciones de tipo ambiental y la percepción de efectos negativos en la salud y el ambiente de la población de la comuna El Inga. Es posible que la conflictividad involucre niveles de presión que pudiesen llegar en el límite a una toma de las instalaciones por parte de la población. Sin embargo, esta posibilidad descende notablemente en atención al buen manejo de las relaciones comunitarias en el sector. | ALTO |
| Conflictos de orden territorial derivados de la incompatibilidad de actividades y/o afectación a recursos turísticos (casos El Salado y Papallacta). | Bajo: La posibilidad de una acción organizada que impida la construcción y operación de la línea de transmisión en los sectores El Salado y Papallacta, es baja en la medida en que enfrenta potencialmente a propietarios individuales, sin tradición de organización y conflictividad en relación a este tipo de proyectos. Es posible que se presenten medidas de tipo legal tendientes a impedir el paso de la línea de transmisión por los sectores. El carácter estratégico del proyecto y la legislación del sector eléctrico brindan garantías para que esta ocurrencia no comporte mayores consecuencias para el proyecto. | |
| Conflictos que involucran demandas de redistribución formuladas al Estado y a la empresa. | Bajo: A pesar de la debilidad que tiene la institucionalidad rural en el sector, es posible constatar la existencia de canales de negociación adecuados para el procesamiento de demandas de este tipo. Difícilmente este conflicto motivará una toma de la subestación o la interrupción de su operación. | MEDIO |

i) Mazar Dudas

TABLA No. 3.27: CASO MAZAR DUDAS

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|--|---|-------------|
| Manejo del territorio | Conflicto relacionado con las afectaciones y la percepción de incumplimiento sobre los ofrecimientos de compensación ambiental y social. | MEDIO |
| Manejo del territorio | Conflictos relacionados con la construcción de la carretera que conduce al proyecto hidroeléctrico, la incursión de nuevos campamentos en el territorio. | MEDIO |
| Manejo del territorio | La legitimación de tierras. Conflictos relacionados a los mecanismos de legitimación de tierras para la compra. | ALTO MEDIO |
| Manejo del territorio | Conflicto relacionado con la percepción de injusticia sobre los precios de los terrenos y las formas de negociación de los mismos. | ALTO MEDIO |
| Manejo del territorio | Apropiación del proyecto, participación y organización. Conflicto relacionado con la falta de apropiación o apropiación parcial de los habitantes sobre el proyecto hidroeléctrico. | MEDIO |
| Conflictos en torno a las relaciones socioculturales | Alteraciones de la cotidianidad por el ingreso de gente nueva a la comunidad. Conflicto vinculado al ingreso de los recién llegados constructores en la comunidad. Consecuencias del ingreso. | MEDIO |
| Conflictos en torno a las relaciones socioculturales | Falencias en los sistemas de información y comunicación con la comunidad. | MEDIO |

j) **Sopladora**

TABLA No. 3.28: CASO SOPLADORA

| TIPO DE CONFLICTO | CONFLICTO | PONDERACIÓN |
|--|--|-------------|
| Conflictos en torno a las relaciones socioculturales | Percepción del cambio climático e injerencia en la salud de los habitantes y los ciclos de producción agrícola. | MEDIO BAJO |
| | Conflicto fundado en el miedo que ha producido la construcción del proyecto Mazar, cercano a la central en construcción Paute Sopladora, sobre percepción en el cambio del clima y la consecuente afectación a la salud de los habitantes y cambios en la producción agrícola. | |
| Conflictos en torno a las relaciones socioculturales | Uso y disposición del agua. | MEDIO |
| | Miedos generados en torno a una posible sequía del caudal del río Paute por el ingreso de los proyectos hidroeléctricos en construcción. | |

3.3.4.2 Acciones para la gestión del riesgo en cuanto a los conflictos sociales en los proyectos emblemáticos

El Reglamento de Aplicación de los Mecanismos de Participación Social⁷ establecidos en la Ley de Gestión Ambiental establece, en el Artículo No. 8, los mecanismos de participación social que pueden ser aplicados en la socialización de los proyectos de expansión eléctrica. A continuación se detallan algunos de estos mecanismos que son actualmente utilizados por el CONELEC y las empresas del sector eléctrico:

- Audiencias, presentaciones públicas, reuniones informativas, asambleas, mesas ampliadas y foros públicos.
- Talleres de información, capacitación y socialización ambiental.
- Campañas de difusión y sensibilización ambiental a través de los medios de comunicación.
- Comisiones ciudadanas asesoras y veedurías.
- Participación a través de las entidades sociales y territoriales reconocidas por la Ley Especial de Descentralización y Participación Social, especialmente mediante los mecanismos previstos en la Ley Orgánica de Juntas Parroquiales.
- Reparto de documentación informativa pública.

Cabe resaltar que el Artículo No. 10 Reglamento de Aplicación de los Mecanismos de Participación Social, establece que la participación social se efectuará de manera obligatoria por la autoridad ambiental de aplicación responsable, en coordinación con el promotor del proyecto, de manera previa a la aprobación del estudio de impacto ambiental.

En la figura No. 3.11 se muestra el diagrama de flujo de las actividades que realiza el CONELEC, en coordinación con el promotor del proyecto, para el proceso de participación social.

⁷ Publicado en el Registro Oficial en mayo de 2008.



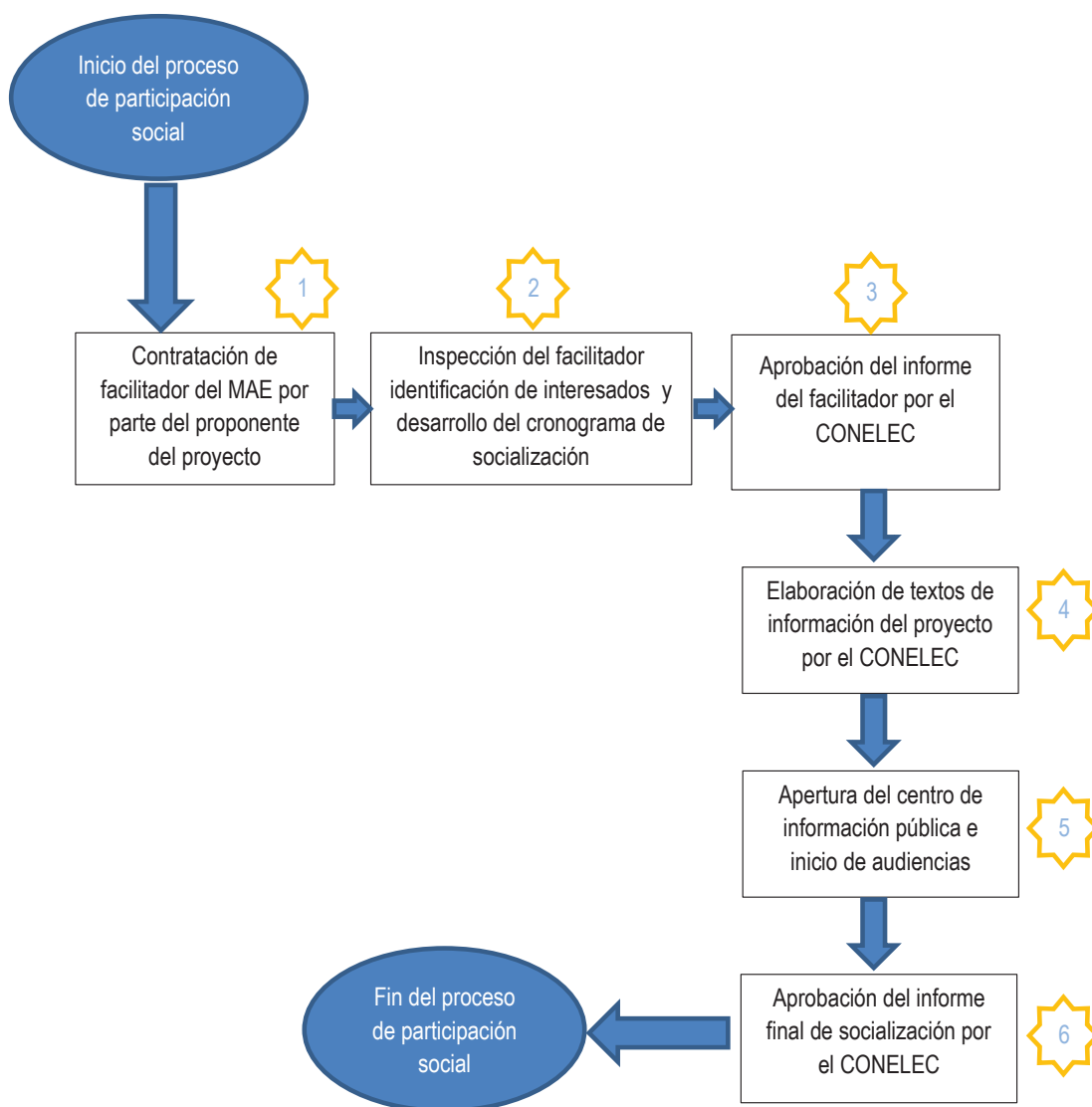


FIG. No. 3.11: ACTIVIDADES QUE REALIZA EL CONELEC, EN COORDINACIÓN CON EL PROMOTOR DEL PROYECTO, PARA EL PROCESO DE PARTICIPACIÓN SOCIAL

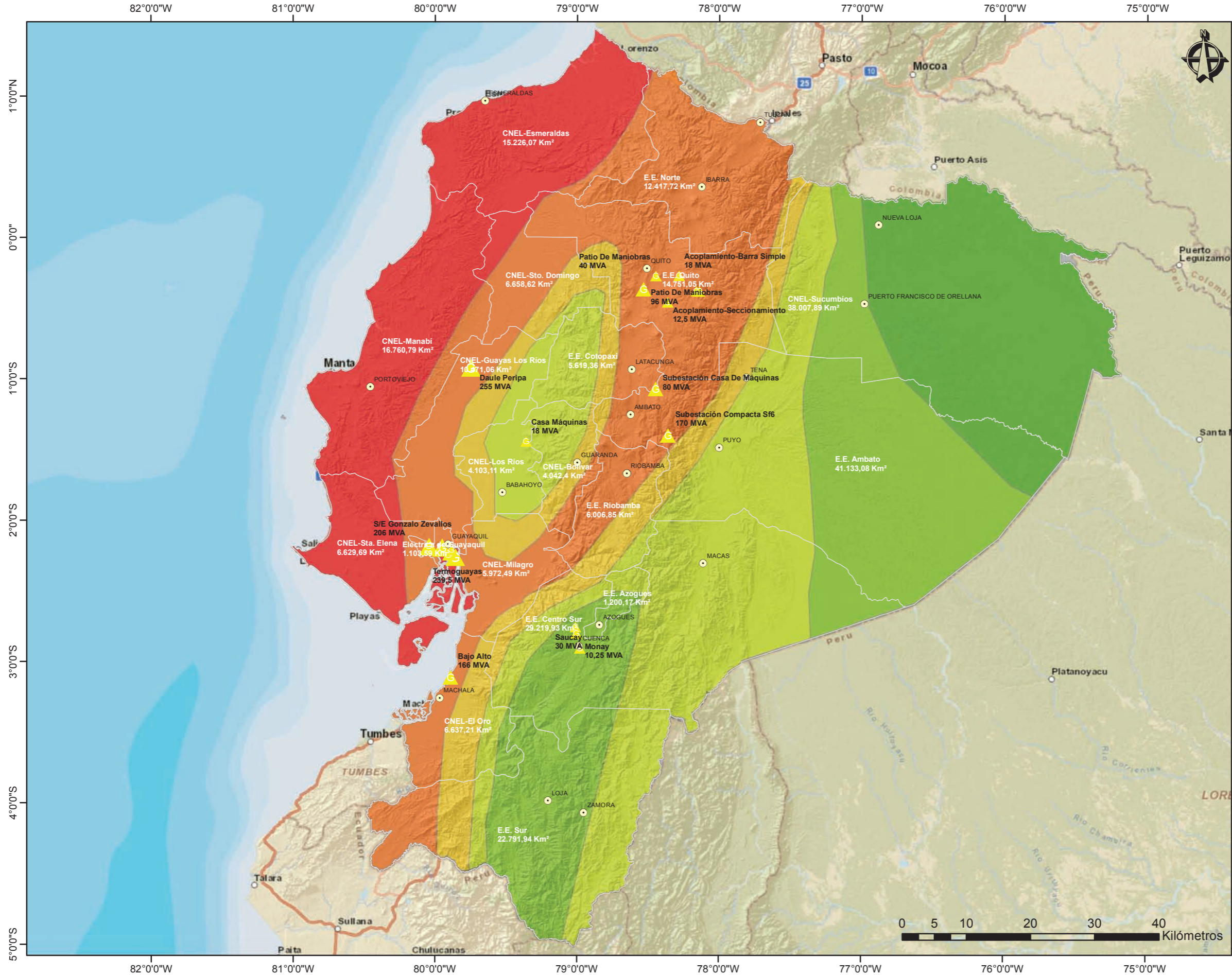
Mapas de Riesgos del Sector Eléctrico

a)

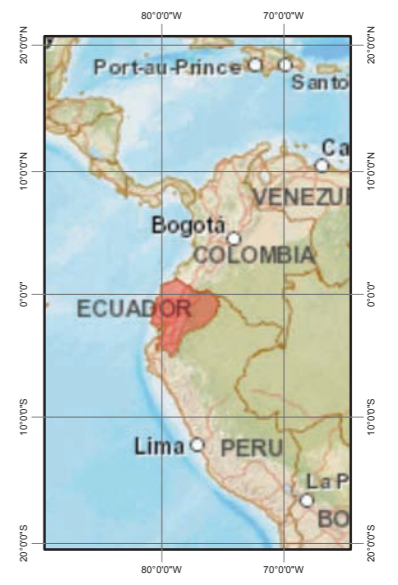
Mapas de Zonificación Sísmica en el Ecuador, Infraestructura de Generación, Transmisión y Distribución



MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Generación
 - 8,10 - 66,66 MVA
 - 66,67 - 170,00 MVA
 - 170,01 - 383,20 MVA
- Zonificación Sísmica

| CODIGO | DESCRIPCION | ACELERACION |
|--------|-------------|-------------|
| I | Muy Bajo | 0,15 g |
| II | Bajo | 0,25 g |
| III | Bajo Medio | 0,30 g |
| IV | Medio | 0,35 g |
| V | Alto | 0,40 g |
| VI | Muy Alb | > 0,50 g |



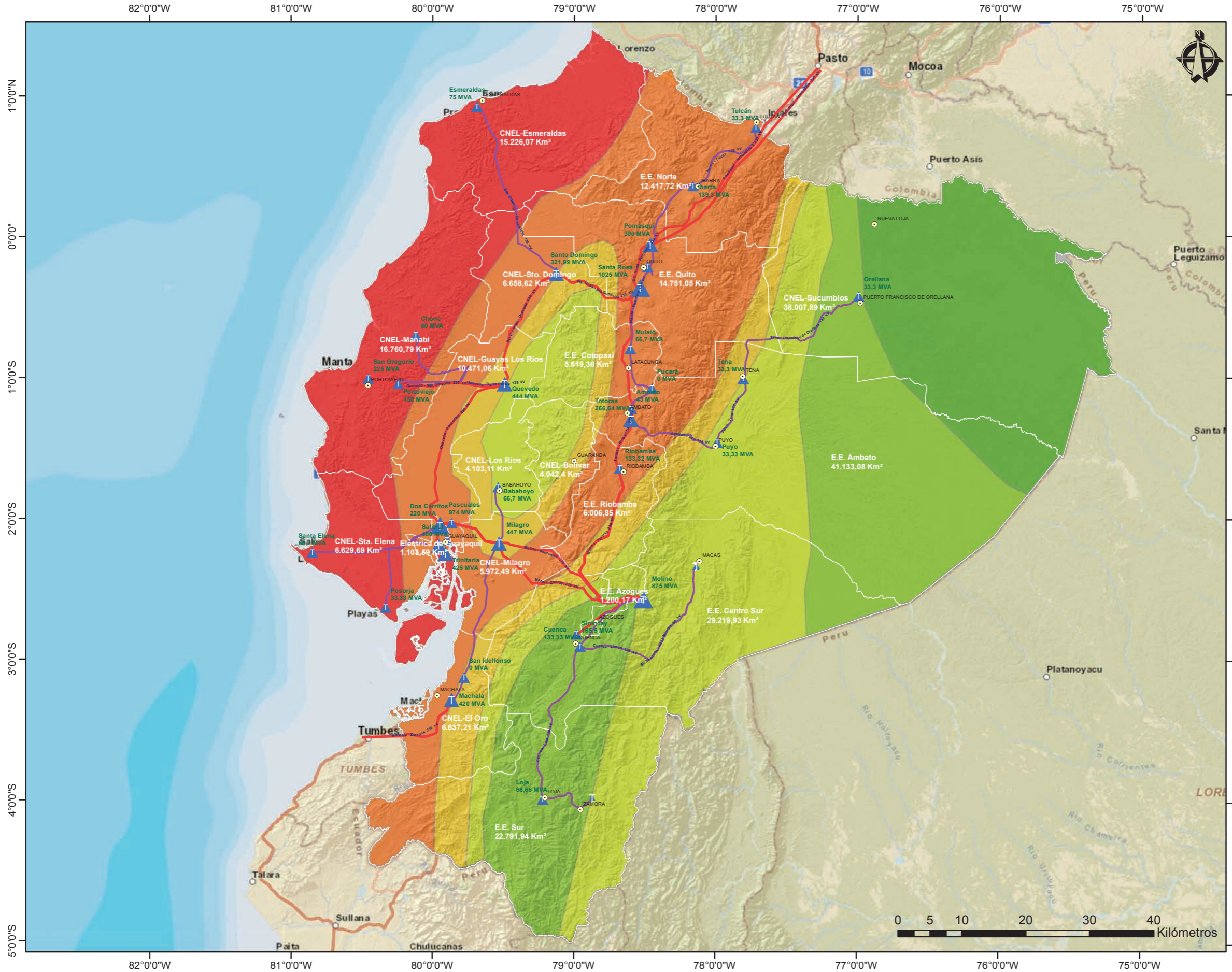
MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)

| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacís | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

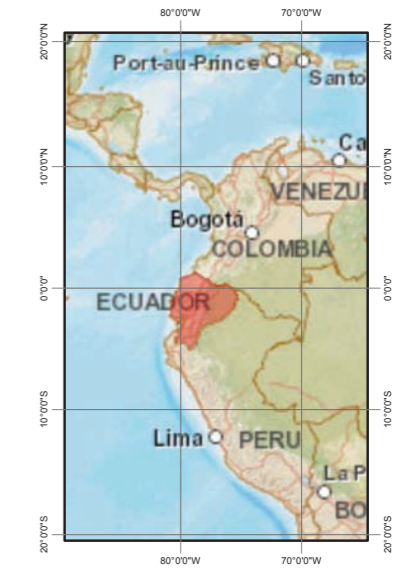
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis.com
Cartografía Temática: Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC 2011
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec



MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)




UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Transmisión
 - 0,00 - 225,00 MVA
 - 225,01 - 447,00 MVA
 - 447,01 - 1025,00 MVA
- Lineas de Transmisión
 - Voltaje de Operación (KV)
 - 69
 - 138
 - 230
- Zonificación Sísmica

| CODIGO | DESCRIPCION | ACELERACION |
|--------|-------------|-------------|
| I | Muy Bajo | 0,15 g |
| II | Bajo | 0,25 g |
| III | Bajo Medio | 0,30 g |
| IV | Medio | 0,35 g |
| V | Alto | 0,40 g |
| VI | Muy Alto | > 0,50 g |



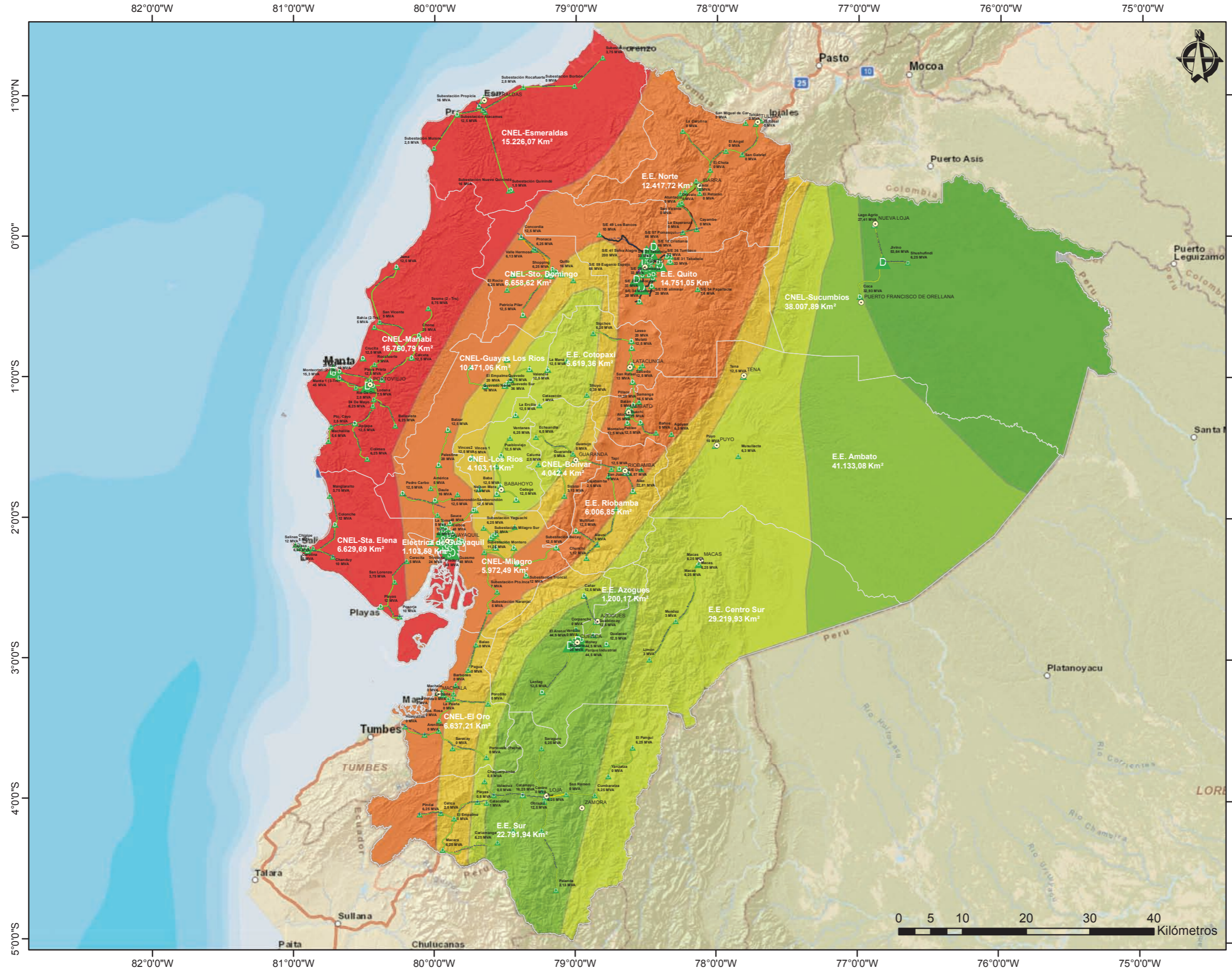
MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)

| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

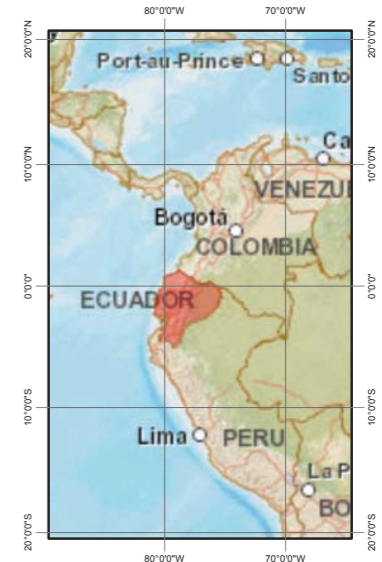
Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis. com
 Cartografía Temática: Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC 2011
 * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportaf Conelec www.conelec-gob.ec



MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Distribución
 - 0,00 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA
- Líneas de Subtransmisión
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
- Zonificación Sísmica

| CODIGO | DESCRIPCION | ACELERACION |
|--------|-------------|-------------|
| I | Muy Bajo | 0,15 g |
| II | Bajo | 0,25 g |
| III | Bajo Medio | 0,30 g |
| IV | Medio | 0,35 g |
| V | Alto | 0,40 g |
| VI | Muy Alto | > 0,50 g |

MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)

| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis. com
 Cartografía Temática: Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC 2011

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

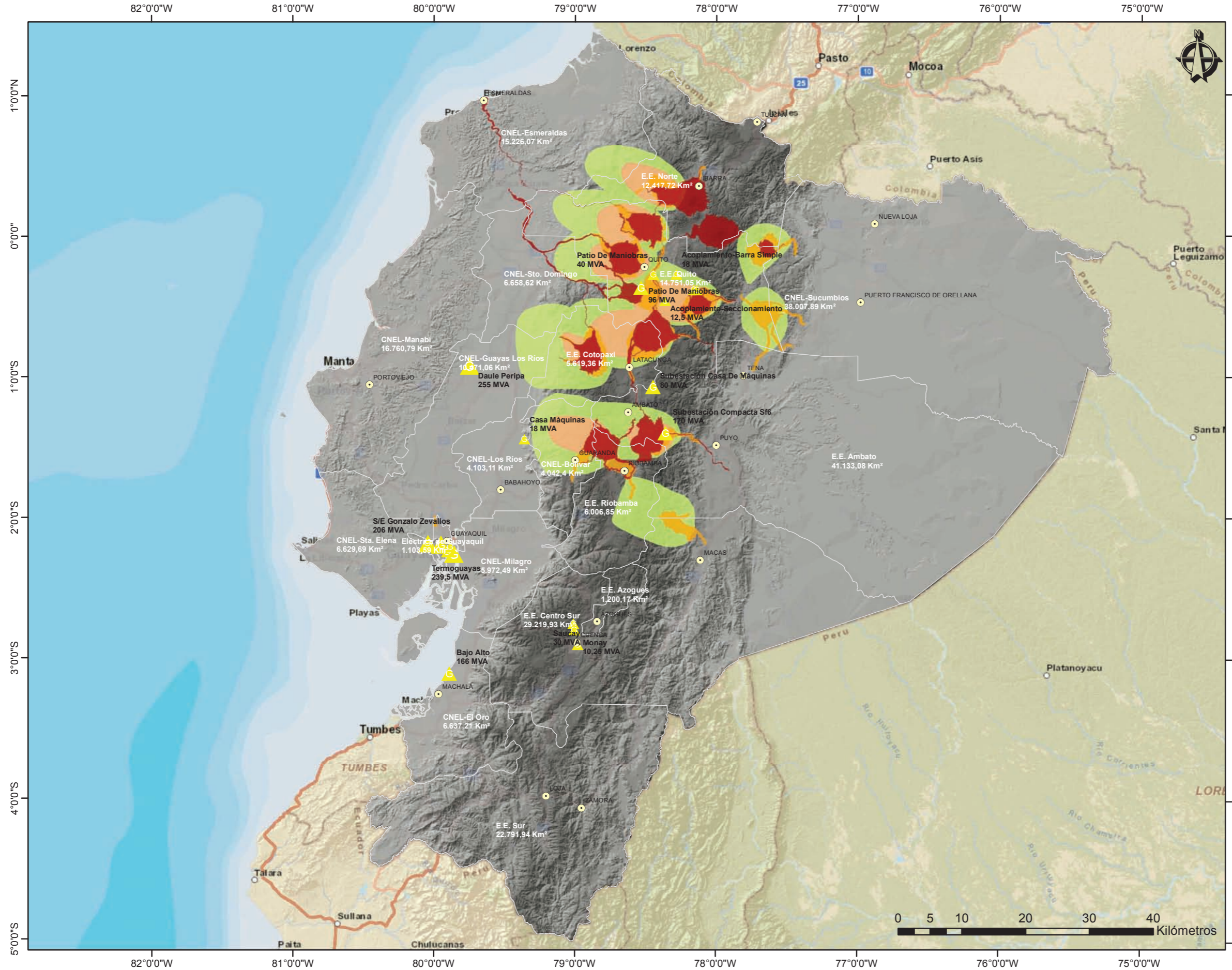


b)

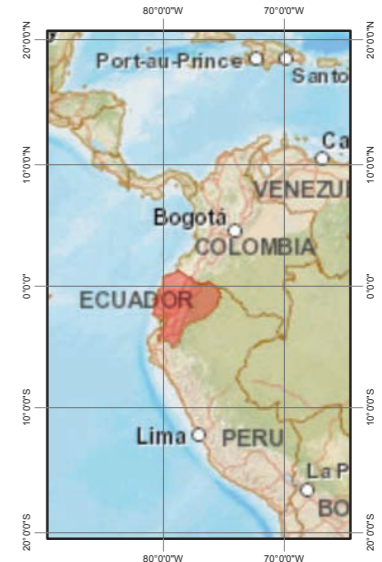
**Mapas de Riesgos Volcánicos
en el Ecuador, Infraestructura de
Generación, Transmisión y Distribución**



MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Generación
 - 8,10 - 66,66 MVA
 - 66,67 - 170,00 MVA
 - 170,01 - 383,20 MVA
- Riesgos Volcánicos
 - Peligros Volcánicos
 - Riesgos de Lahares
 - Riesgo de Menor Ceniza
 - Riesgo de Mayor Ceniza

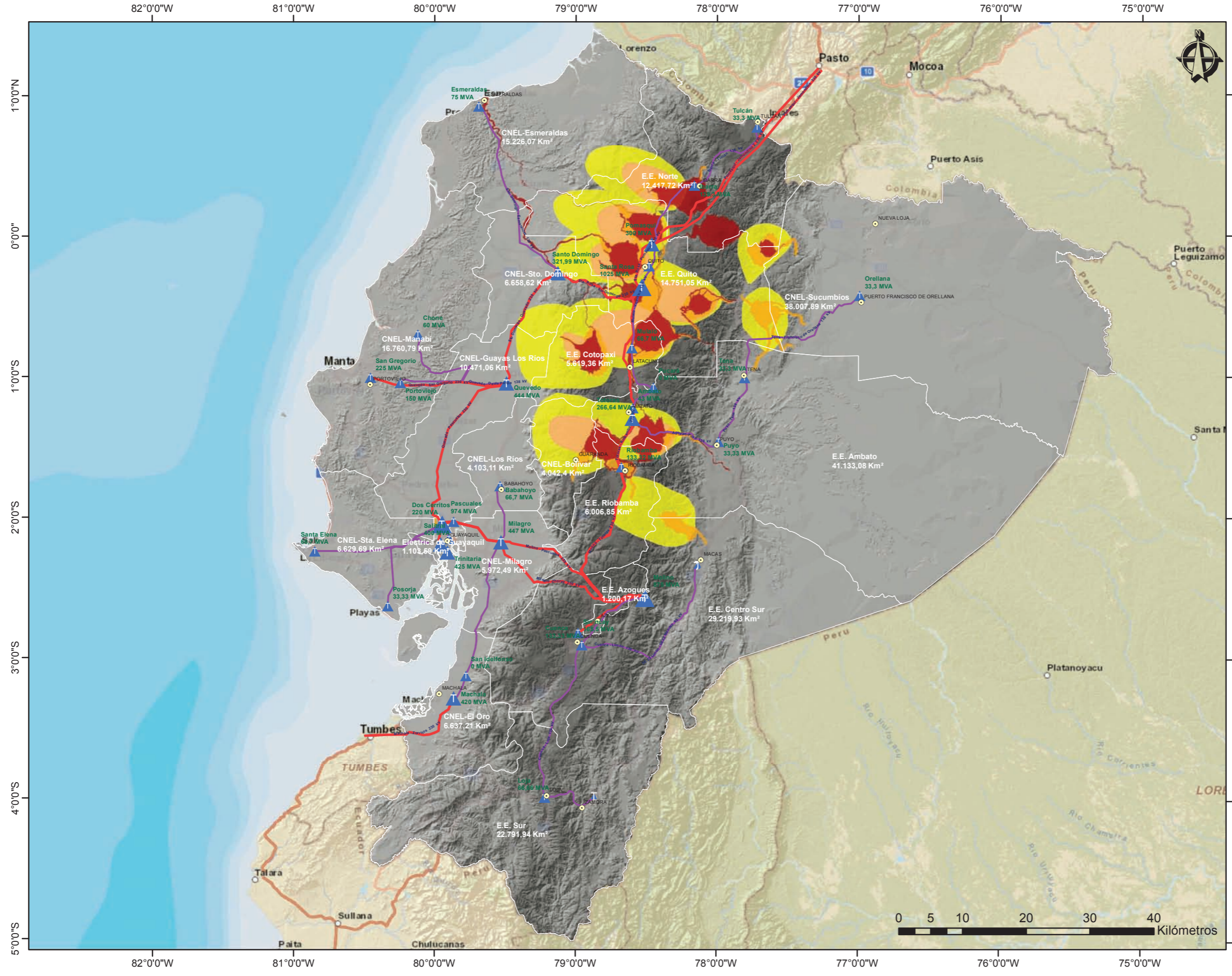


MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)

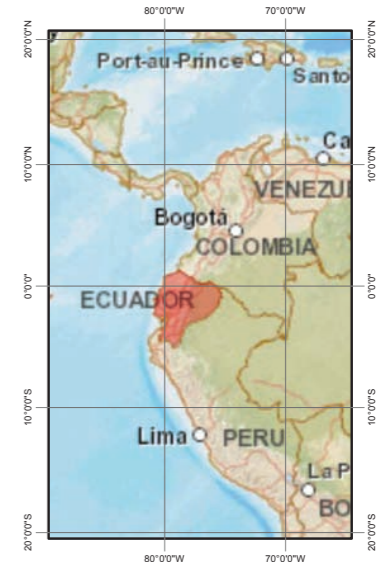
| | |
|---|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008 | |
| * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportail CONELEC www.conelec-gob.ec | |



MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Transmisión
 - 0,00 - 225,00 MVA
 - 225,01 - 447,00 MVA
 - 447,01 - 1025,00 MVA
- Líneas de Transmisión
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 69
 - 138
 - 230
- Riesgos Volcánicos
 - Peligros Volcánicos
 - Riesgos de Lahares
 - Riesgo de Menor Ceniza
 - Riesgo de Mayor Ceniza

MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)

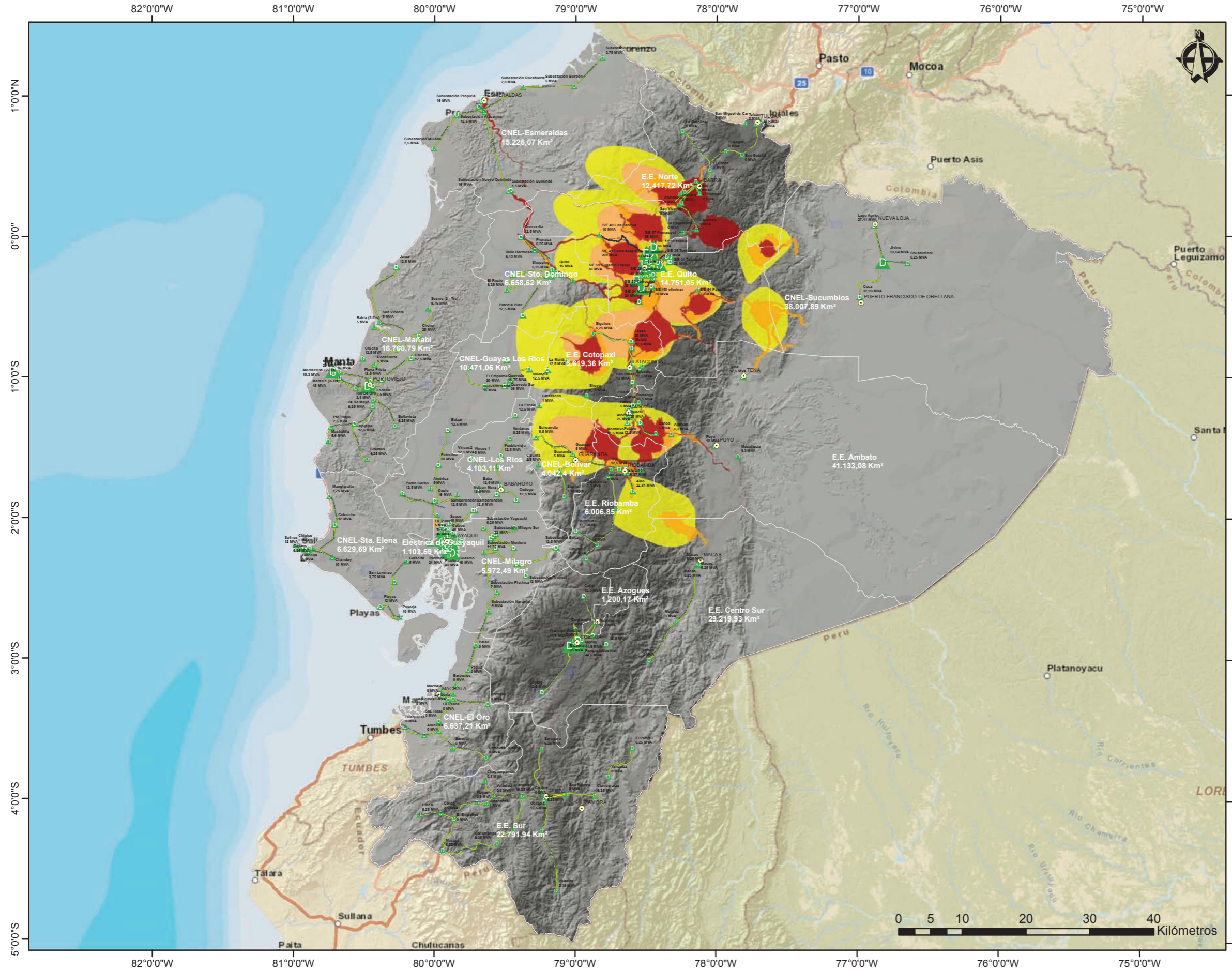
| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis. com
 Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008

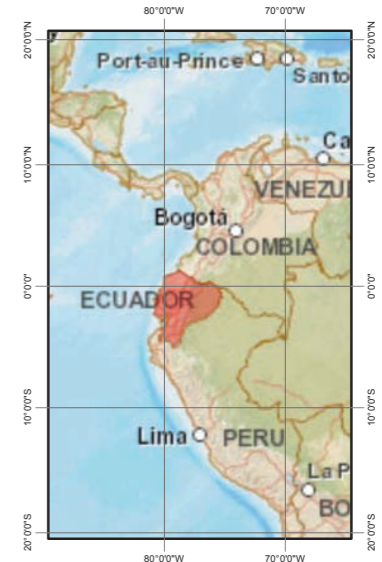
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportel CONELEC www.conelec-gob.ec



MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



- LEYENDA**
- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
 - Cabecera provincial
 - Subestaciones Eléctricas de Distribución
 - 0,00 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA
 - Líneas de Subtransmisión
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
 - Riesgos Volcánicos
 - Peligros Volcánicos
 - Riesgos de Lahares
 - Riesgo de Mayor Ceniza
 - Riesgo de Menor Ceniza





MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)

| | |
|---|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc GIs. com Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008 | |
| * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportail CONELEC www.conelec-gob.ec | |

c)

**Mapas de Riesgos Riesgos por
Inundaciones en el Ecuador, Infraestructura
de Generación, Transmisión y Distribución**



MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)




UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- ▭ Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Generación**
 - ⚡ 8,10 - 66,66 MVA
 - ⚡ 66,67 - 170,00 MVA
 - ⚡ 170,01 - 383,20 MVA
- Susceptibilidad a Inundaciones**
 - 🌿 Zonas Vulnerables a inundaciones
 - 🌿 Zonas Temporales a inundaciones
 - 🌊 Zonas Permanentes a inundaciones

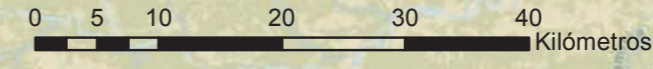


MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)

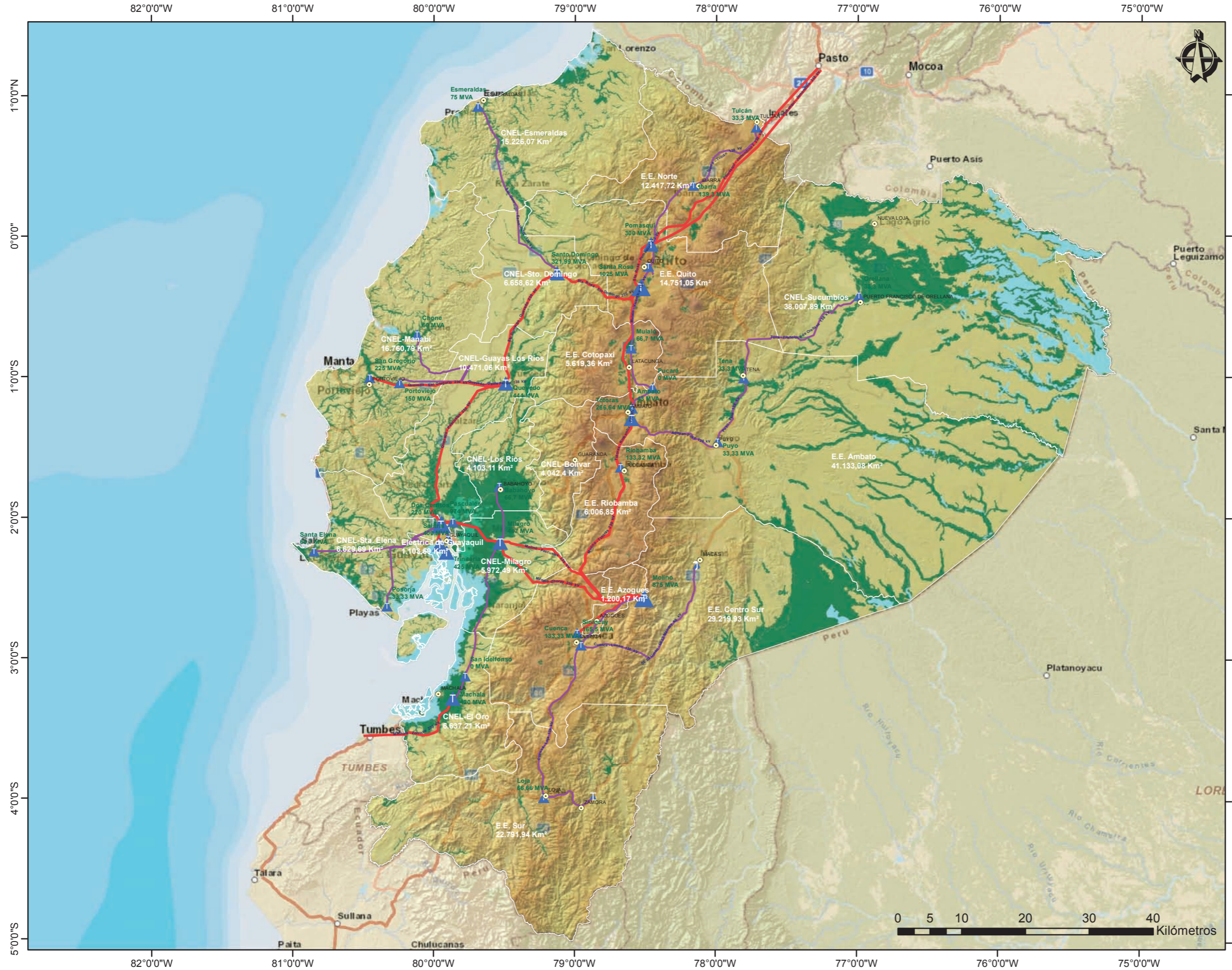
| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008

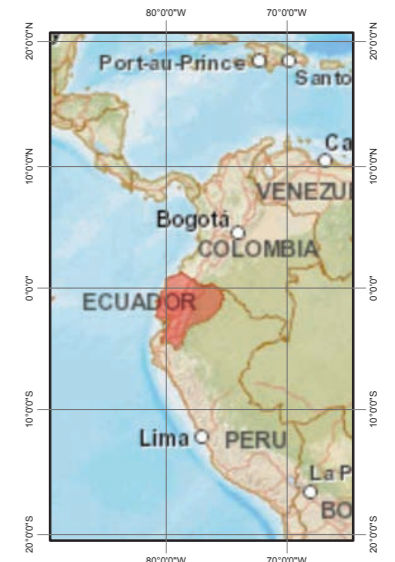
*Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec



MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Transmisión
 - ▲ 0,00 - 225,00 MVA
 - ▲ 225,01 - 447,00 MVA
 - ▲ 447,01 - 1025,00 MVA
- Líneas de Transmisión
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 69
 - 138
 - 230
- Susceptibilidad a Inundaciones
 - Zonas Vulnerables a inundaciones
 - Zonas Temporales a inundaciones
 - Zonas Permanentes a inundaciones



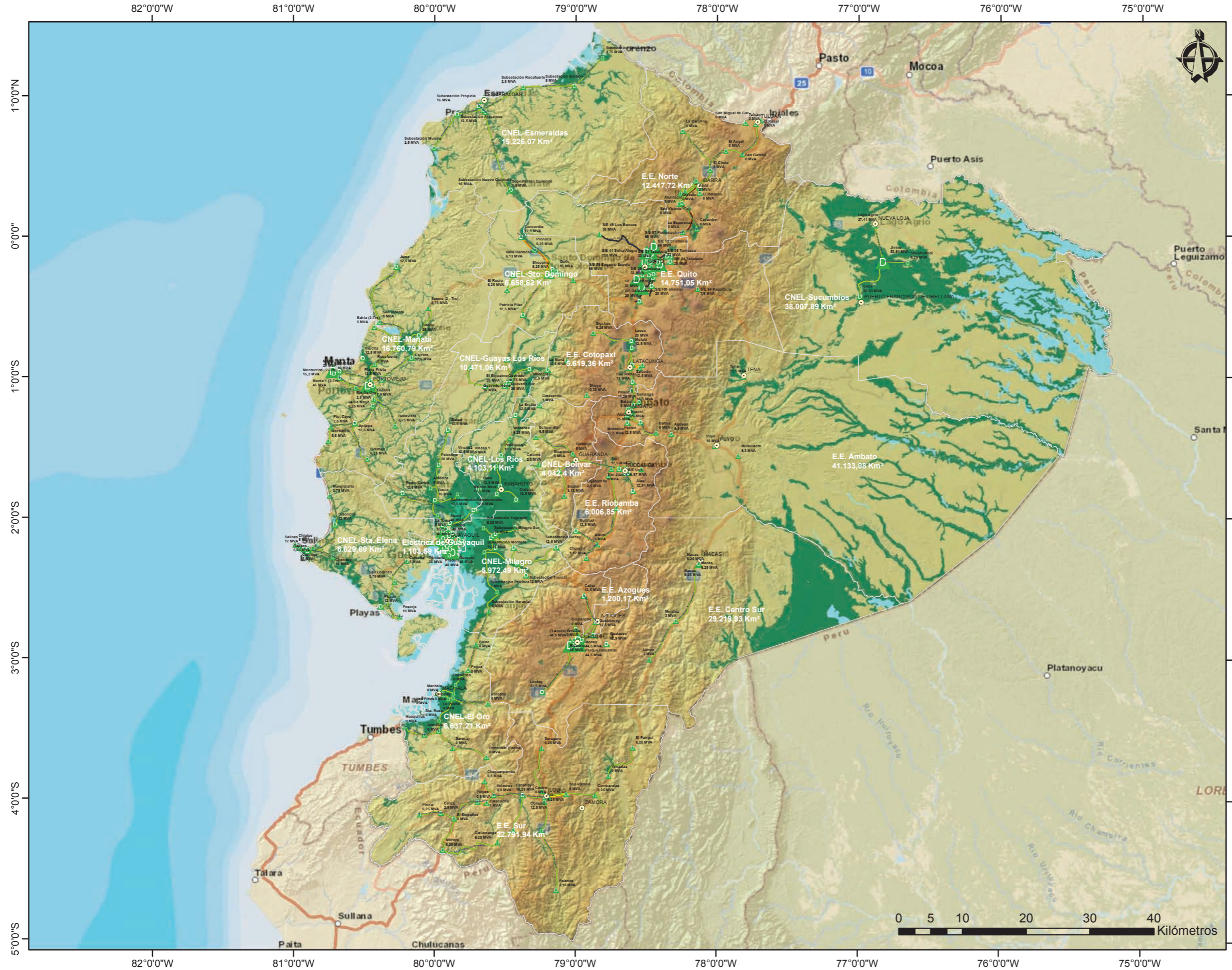
MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)

| | |
|--|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008 | |

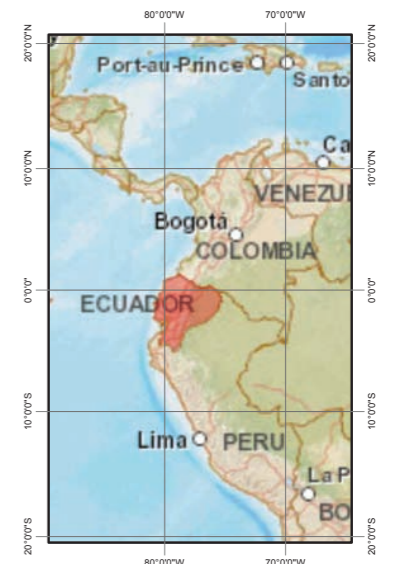
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec



MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)




UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Distribución**
- ▲ 0,00 - 11,50 MVA
- ▲ 11,51 - 40,00 MVA
- ▲ 40,01 - 200,00 MVA
- Líneas de Subtransmisión**
- Voltaje de Operación (kV)**
- 13,8
- 22
- 34,5
- 46
- 69
- 138
- Susceptibilidad a Inundaciones**
- Zonas Vulnerables a inundaciones
- Zonas Temporales a inundaciones
- Zonas Permanentes a inundaciones



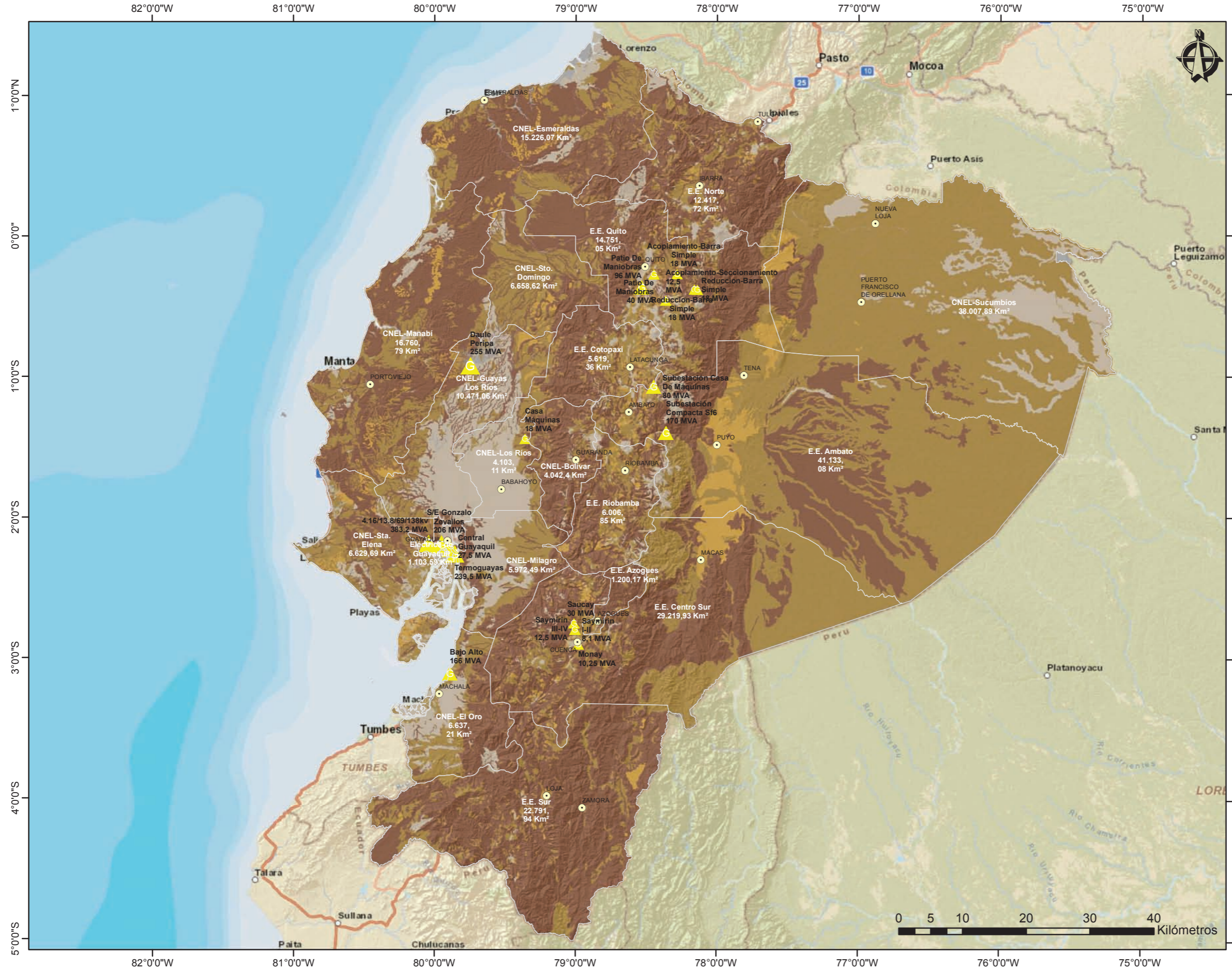
| | |
|--|--------------------------------------|
|  | |
| MAPA DE RIESGOS POR INUNDACIÓN EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN) | |
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008 | |
| * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportel CONELEC www.conelec-gob.ec | |

d)

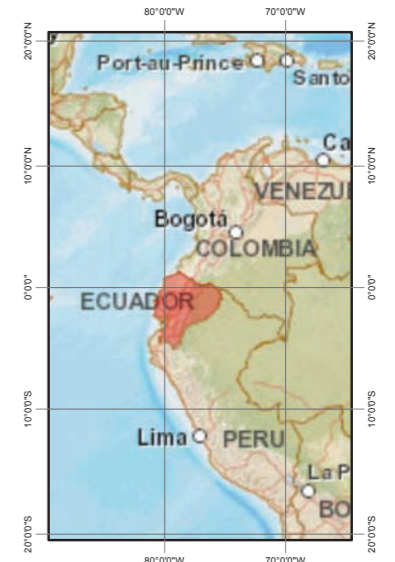
Mapas de Riesgos por Movimientos en Masa en el Ecuador, Infraestructura de Generación, Transmisión y Distribución



MAPA DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR

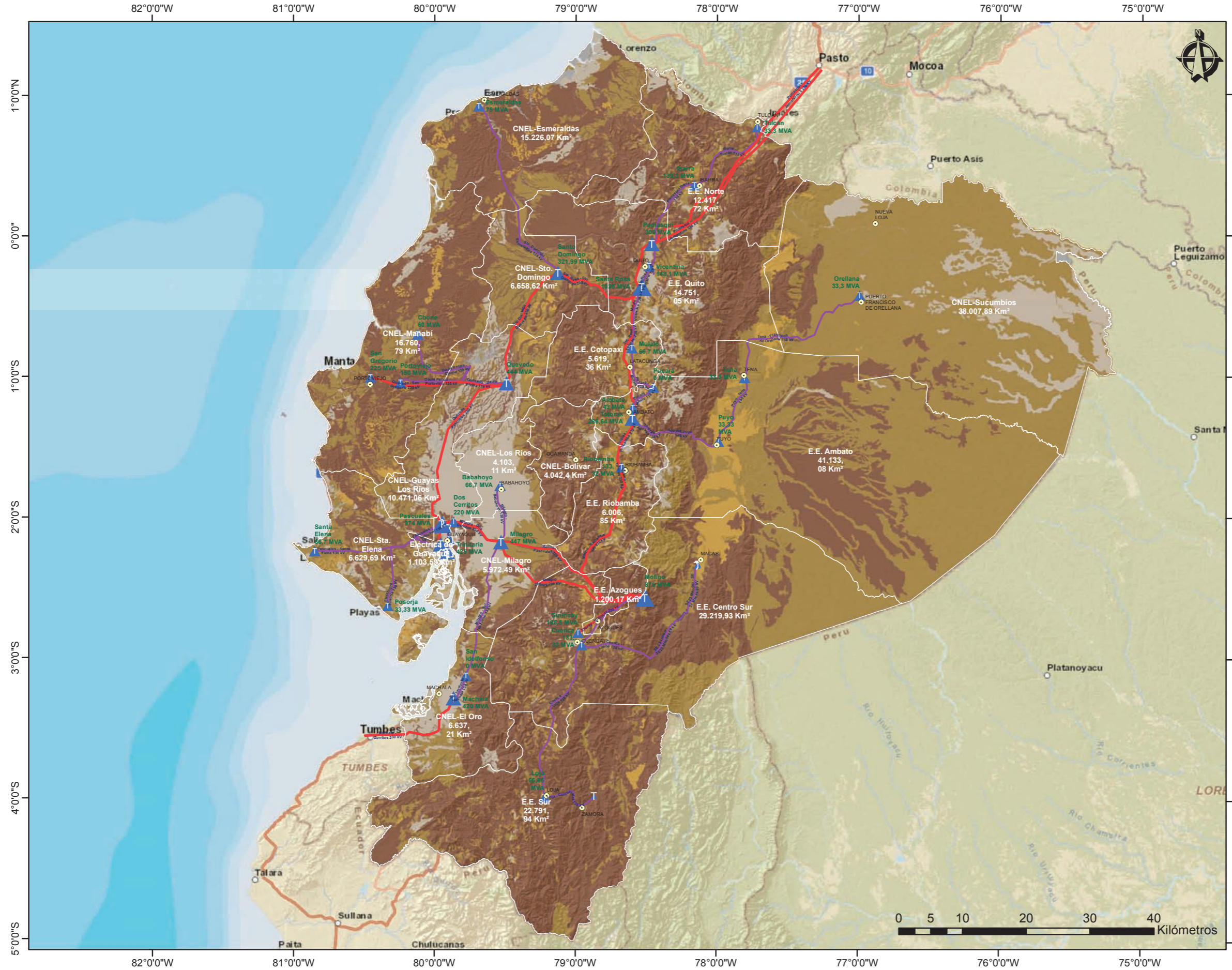


LEYENDA

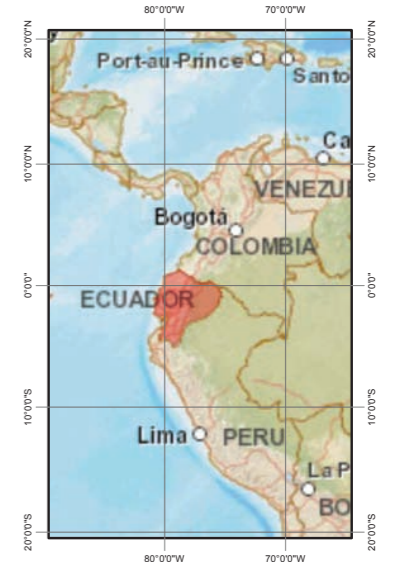
- ▭ Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Generación
 - ▲ 8,10 - 66,66 MVA
 - ▲ 66,67 - 170,00 MVA
 - ▲ 170,01 - 383,20 MVA
- Susceptibilidad Movimientos en Masa
 - Alta
 - Mediana
 - Moderada
 - Baja

| | |
|--|--------------------------------------|
| | |
| MAPA DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN) | |
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008 | |
| * Para mayor detalle consulte nuestro Geoportel CONELEC www.conelec-gob.ec | |

MAPA DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- ▲ Subestaciones Eléctricas de Transmisión
 - ▲ 0,00 - 225,00 MVA
 - ▲ 225,01 - 447,00 MVA
 - ▲ 447,01 - 1025,00 MVA
- Líneas de Transmisión
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 69
 - 138
 - 230
- Susceptibilidad Movimientos en Masa
 - Alta
 - Mediana
 - Moderada
 - Baja



MAPA DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)

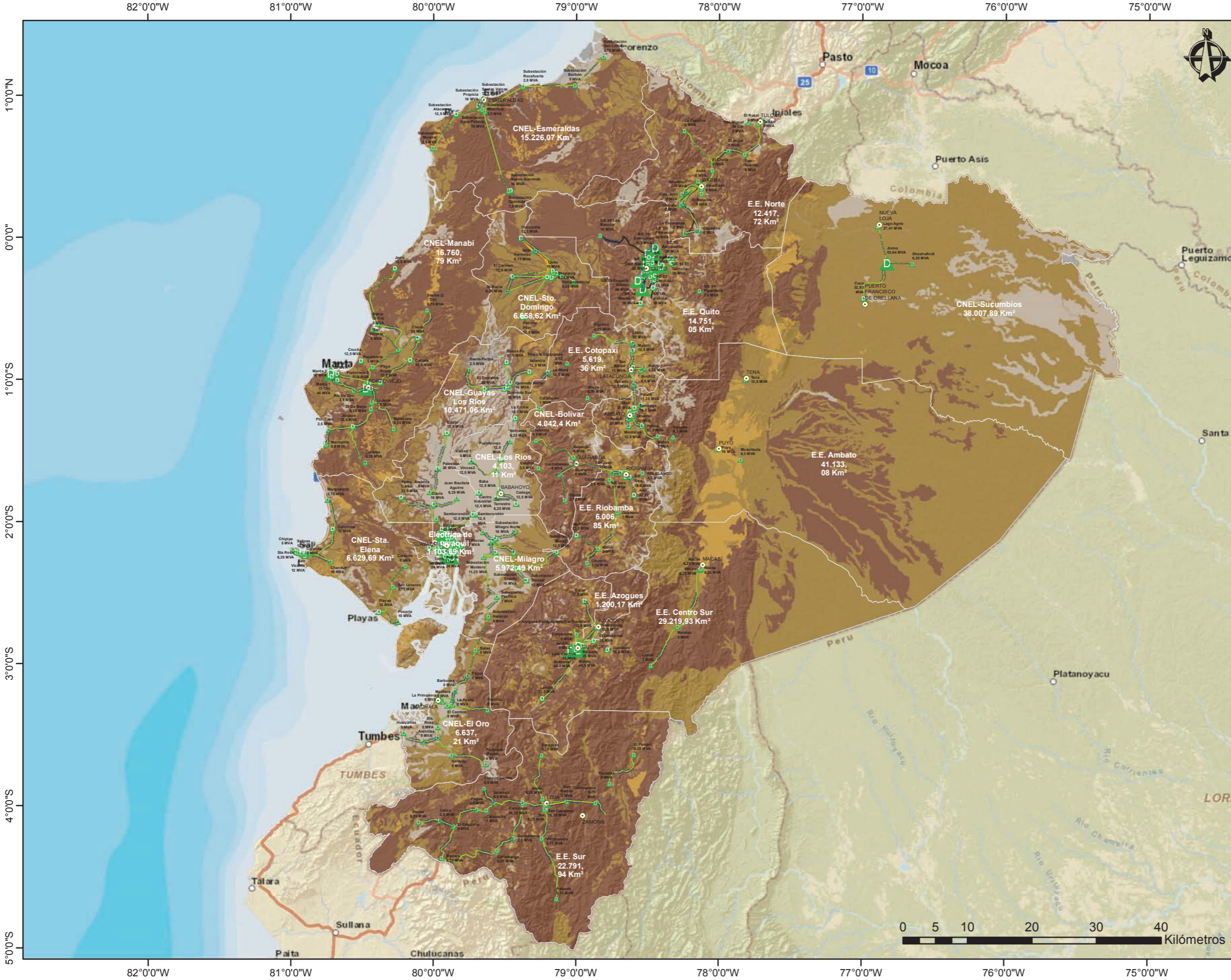
| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis. com
 Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008

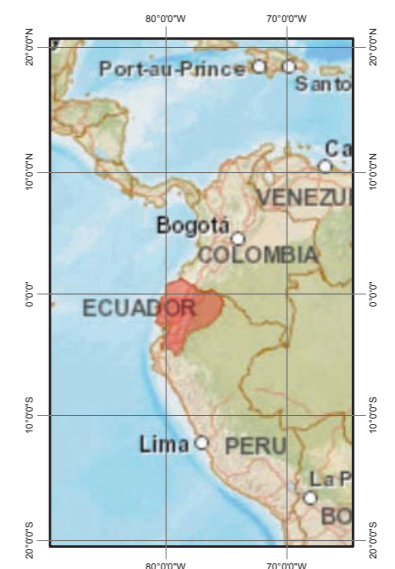
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportel CONELEC www.conelec-gob.ec



MAPA DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas
- Cabecera provincial
- Subestaciones Eléctricas de Distribución
 - 0,00 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA
- Líneas de Subtransmisión
 - Voltaje de Operación (KV)
 - 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
- Susceptibilidad Movimientos en Masa
 - Alta
 - Moderada
 - Baja



MAPA DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)

| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Ana Villacis | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

Fuente:
 Cartografía Base: Arc Gis. com
 Cartografía Temática: ODEPLAN, 2008

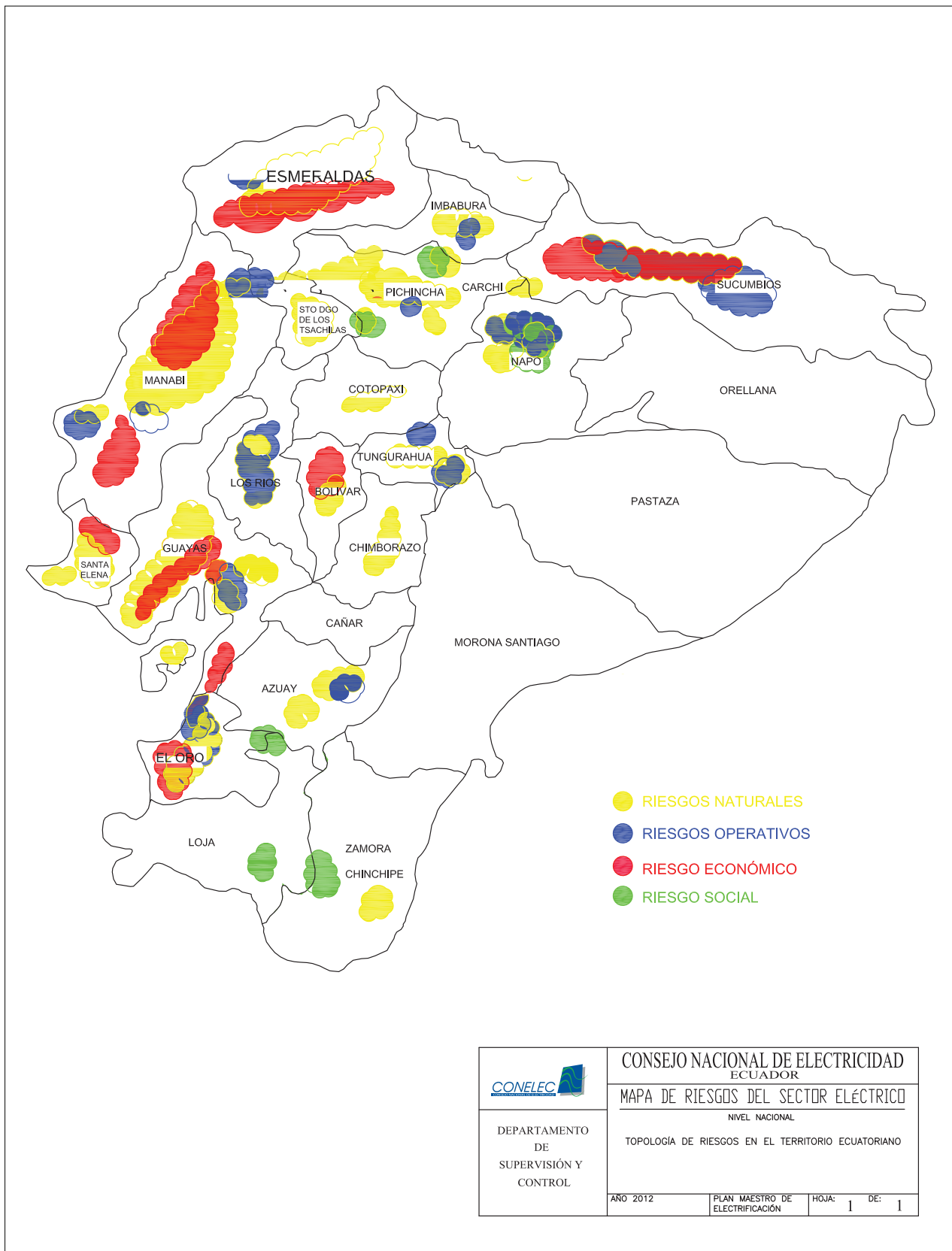
* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportail CONELEC www.conelec-gob.ec

e)

**Mapa de Riesgos a
Nivel Nacional**



e) Mapas de Riesgos a Nivel Nacional





1

Anexo Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable





1. Introducción

El Ecuador posee un enorme potencial de fuentes renovables de energía para generación eléctrica, especialmente de carácter hídrico, cuya cuantificación es fundamental para la elaboración del Plan Maestro de Electrificación.

La planificación del sector eléctrico ecuatoriano se basa en un equilibrio armónico entre la oferta y la demanda. La oferta se sustenta en la potencia y energía que pueden entregar las centrales de generación existentes en el País así como las interconexiones internacionales. La demanda se estima con los requerimientos crecientes de electricidad de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público; ésta debe ser atendida en cantidad y calidad, de forma oportuna y con una optimización técnica - económica y ambiental de los recursos, para lo cual se requiere contar con un inventario de recursos energéticos para generación de energía eléctrica, debidamente actualizado.

Entre los recursos que dispone el País para generación eléctrica se tienen: renovables, cuando no disminuyen por efecto de su utilización (hidráulicos, eólicos, solares, geotérmicos, biomasa, etc.); y, no renovables, cuando su continuada extracción y uso los agota (petróleo, gas natural, carbón, uranio, etc.). Los recursos renovables tienen un reducido impacto sobre el ambiente, casi no producen desechos o contaminación (a excepción de la biomasa) como resultado de su uso; en cambio, los combustibles fósiles y el uranio contaminan el ambiente.

Se conocen como fuentes de energía convencionales a los recursos que tradicionalmente se han venido utilizando en el Ecuador, como el caso de los recursos hidráulicos, el petróleo, el gas, etc., de las cuales la única fuente renovable es la hidráulica.

Debido a los crecientes precios de los combustibles fósiles, en las últimas décadas se han desarrollado tecnologías para el aprovechamiento de los recursos renovables como el viento, sol, geotermia, biomasa y mareomotriz, de manera que se vuelven más competitivas ante las fuentes convencionales de energía.

La Constitución de la República de Ecuador, en su artículo 313 y siguientes, establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Se señala que uno de los sectores estratégicos es la energía en todas sus formas y, la provisión del servicio público de energía eléctrica es de responsabilidad del Estado, para lo cual constituirán empresas públicas y podrá delegar a empresas mixtas y, excepcionalmente, a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de dichas actividades, en los casos que establezca la ley.

En el presente documento, anexo al Capítulo de Expansión de la Generación Eléctrica 2013 - 2022, se trata de presentar en forma resumida el potencial de generación eléctrica en el Ecuador, con información general sobre los recursos disponibles, especialmente hidroeléctricos, de energía solar, de energía eólica, biomasa y geotermia, e información complementaria de interés.

El Anexo se ha organizado como sigue:

- a. Potencial con recursos hidroenergéticos,
- b. Potencial con recursos geotérmicos,
- c. Potencial con recursos solares,
- d. Potencial con recursos eólicos,
- e. Potencial con biomasa y otras fuentes de energía,
- f. Información complementaria.

2. Potencial de Generación Hidroeléctrica en el Ecuador

El desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables, especialmente hidroeléctricos, tienen muchos factores positivos: ventajas medioambientales, creación de puestos de trabajo, uso de recursos locales, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, seguridad geo-estratégica, entre otras.

El potencial de generación hidroeléctrica del Ecuador ha sido el más estudiado y en el documento se lo presenta en forma resumida como sigue: recursos hidroenergéticos, potencial hidroeléctrico estimado, centrales hidroeléctricas en operación, proyectos hidroeléctricos futuros en construcción, proyectos hidroeléctricos futuros en estudios, resumen del inventario de proyectos hidroeléctricos disponibles para su desarrollo y selección de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad

2.1. Recursos Hidroenergéticos

El Ecuador cubre un área de 256.370 km². La parte continental está dividida en dos vertientes hidrográficas: la del Océano Pacífico y la del Amazonas o del Atlántico; esto se debe a las especiales condiciones geomorfológicas del Ecuador. La Cordillera de Los Andes divide al territorio continental en las dos redes fluviales o vertientes antes indicadas. Ambas vertientes se dividen en sistemas hidrográficos y éstos en cuencas y subcuencas hidrográficas que se identifican de acuerdo al río que forma su cauce principal, como se puede apreciar a continuación:



Anexo 1: Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable



FIG. No. 1: SISTEMAS HIDROGRÁFICOS Y VERTIENTES DEL ECUADOR

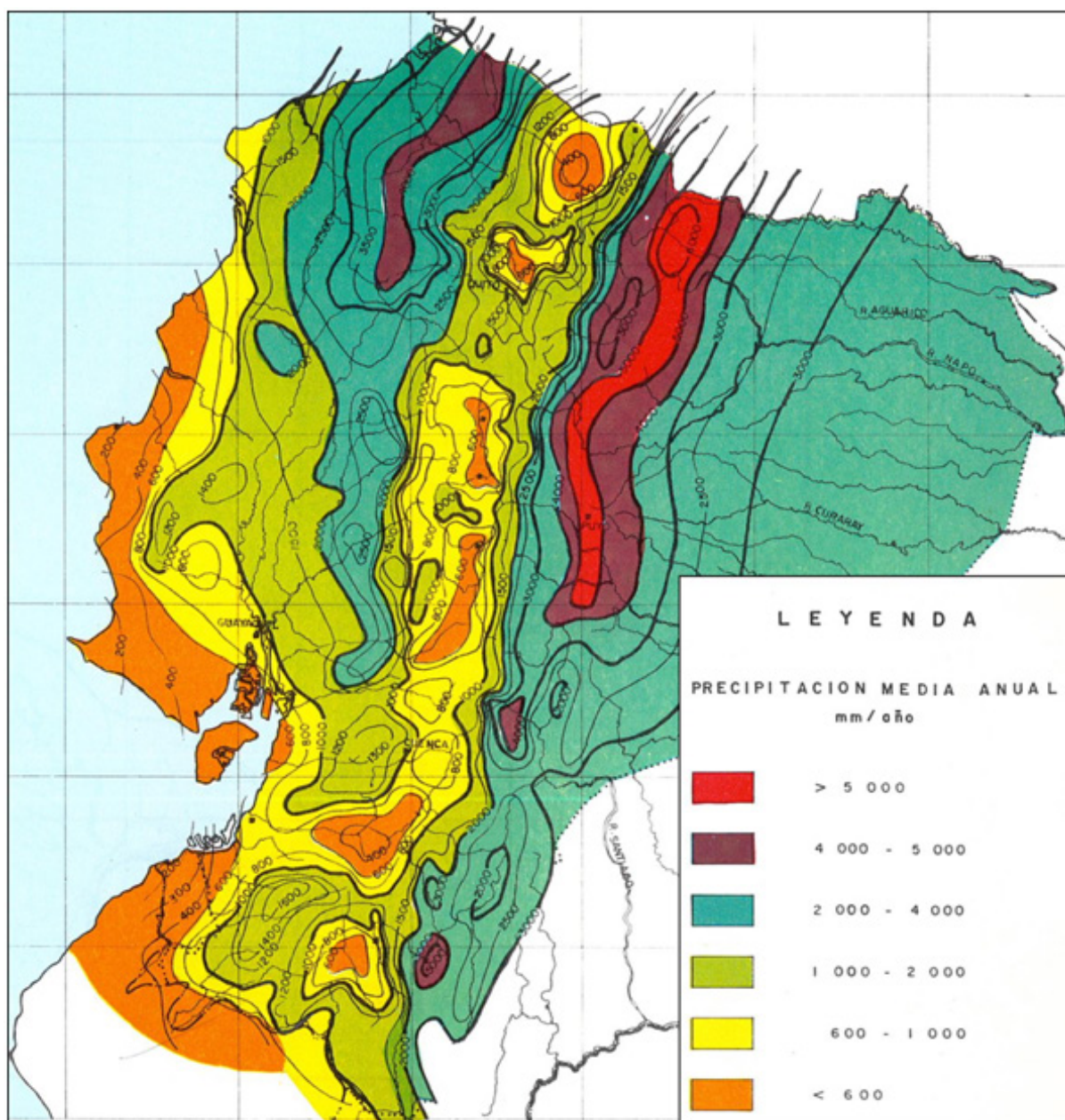
Por causas como el relieve del Ecuador, por su posición geográfica sobre la línea ecuatorial, que además es Zona de Convergencia Intertropical y por la presencia de sistemas atmosféricos, es muy marcada la sincronización que existe entre el inicio de la temporada de lluvias en la Vertiente Amazónica y la finalización de la temporada de lluvias de la Vertiente del Pacífico. Sin embargo, existe un período entre octubre y diciembre en el cual la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escasa, lo que se revierte en los bajos caudales de todos los ríos del país, de ahí la necesidad de tener disponible generación termoeléctrica.



2.1.1 El potencial hidroeléctrico estimado

El potencial hídrico estimado, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 16.500 m³/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71% y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del país.

Entre los procesos metodológicos, información y herramientas utilizados para la evaluación del recurso hídrico, como parte del análisis hidrológico, la determinación de las curvas isoyetas medias anuales constituyó uno de los factores más importantes para el cálculo del potencial lineal teórico y para la obtención de los perfiles energéticos. A continuación se puede apreciar, a través de las curvas isoyetas, la distribución de las precipitaciones de lluvia en el todo el ámbito territorial del Ecuador.



Fuente: INECEL

FIG. No. 2: MAPA DE ISOYETAS DEL ECUADOR



Según esta información se puede establecer que la zona más lluviosa es la estribación nororiental de la cordillera central, que alcanza a valores mayores que 5.000 mm/año, como precipitaciones medias anuales. Esta zona corresponde a la cuenca del río Napo principalmente, pero también a las cuencas de los ríos Curaray y Pastaza. En la cuenca del Napo se destacan los proyectos Coca Codo Sinclair (1.500 MW), actualmente en etapa de construcción; y, Verdeyacu Chico (1.172 MW), entre otros.

Después de las mencionadas, las cuencas hidrográficas con mayor potencial constituyen las de los ríos Santiago y Pastaza, en la vertiente del Amazonas y de los ríos Esmeraldas, Cayapas y Mira, en la vertiente del Pacífico. En la siguiente tabla se puede apreciar la clasificación de las cuencas hidrográficas:

TABLA No. 1: CLASIFICACIÓN DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS POR SU POTENCIAL ESPECÍFICO

| CLASIFICACIÓN | CUENCAS HIDROGRÁFICAS | POTENCIAL ESPECÍFICO (MW/km) |
|-----------------|--|------------------------------|
| Alto interés | Napo, Pastaza Bajo, Santiago y Aguarico. | > 6 |
| Mediano interés | Mayo, Mira, Esmeraldas, S.M. Putumayo, Cenepa y Cayapas. | 3 a 6 |
| Bajo interés | Curaray, Pastaza Alto, Morona, Cuayas, Babahoyo, Cañar, Jubones, Puyango y Catamayo. | 1 a 3 |
| Sin interés | Mataje, Carchi, Verde, Muisne, Cojimies, Jama, Chone, Portoviejo, Jipijapa, Guayas (Daule), Zapotal, Taura, Arenillas, Zarumilla, Balao y Tigre. | < 1 |

Fuente: INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989-2000, 1989

El INECEL estableció que el mayor potencial se encuentra entre las cotas 300 y 1.200 msnm; y estimó el potencial entre las 11 cuencas de mayor interés como lo indica la tabla a continuación:

TABLA No. 2: POTENCIAL TEÓRICO, TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS

| Cuencas Hidrográficas | Área (km ²) | Potencial teórico (MW) | Pot. Tec. Aprovechable (MW) | Pot. Econ. Aprovechable (MW) |
|-------------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| VERTIENTE DEL PACÍFICO | | | | |
| Mira | 6.022 | 2.887 | 489 | - |
| Esmeraldas | 21.418 | 7.530 | 1.879 | 1.194 |
| Guayas | 32.675 | 4.205 | 311 | - |
| Cañar | 2.462 | 1.339 | 112 | - |
| Jubones | 4.326 | 1.123 | 688 | 590 |
| Puyango | 4.965 | 961 | 299 | 229 |
| Catamayo | 11.012 | 1.086 | 460 | - |
| Subtotal 1 | 82.880 | 19.130 | 4.236 | 2.013 |
| VERTIENTE DEL AMAZONAS | | | | |
| Napo - Coca | 5.641 | 7.644 | 6.355 | 4.640 |
| Napo - Napo | 26.987 | 13.125 | 5.930 | 3.839 |
| Pastaza | 20.543 | 11.102 | 1.434 | 1.121 |
| Santiago - Namangoza | 14.321 | 11.260 | 5.811 | 4.006 |
| Santiago - Zamora | 11.806 | 9.396 | 5.858 | 5.401 |
| Mayo | 3.720 | 1.734 | 859 | 500 |
| Subtotal 2 | 83.018 | 54.259 | 26.246 | 19.507 |
| Total | 165.898 | 73.390 | 30.482 | 21.520 |

Fuente: INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989 - 2000



En años recientes se realizaron estudios coordinados por el CONELEC, que aumentaron el potencial económicamente factible como sigue: Cuenca de los ríos Santiago y Cayapas (Provincia de Esmeraldas): 105 MW; Cuenca del río Mayo Chinchipe (Provincia de Zamora Chinchipe): 278 MW.

Adicionalmente, en abril del 2009 concluyeron los estudios, que contrató el CONELEC a la compañía consultora ecuatoriana ASTEC, de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Parambas, de 144,5 MW de capacidad, localizado en el límite provincial de Carchi, Imbabura y Esmeraldas y que forma parte de la cuenca del Río Mira. Un resumen ejecutivo del mismo se incluye al final del presente documento.

Resumen del potencial hidroeléctrico

El potencial hidroeléctrico teórico del Ecuador se estima como sigue:

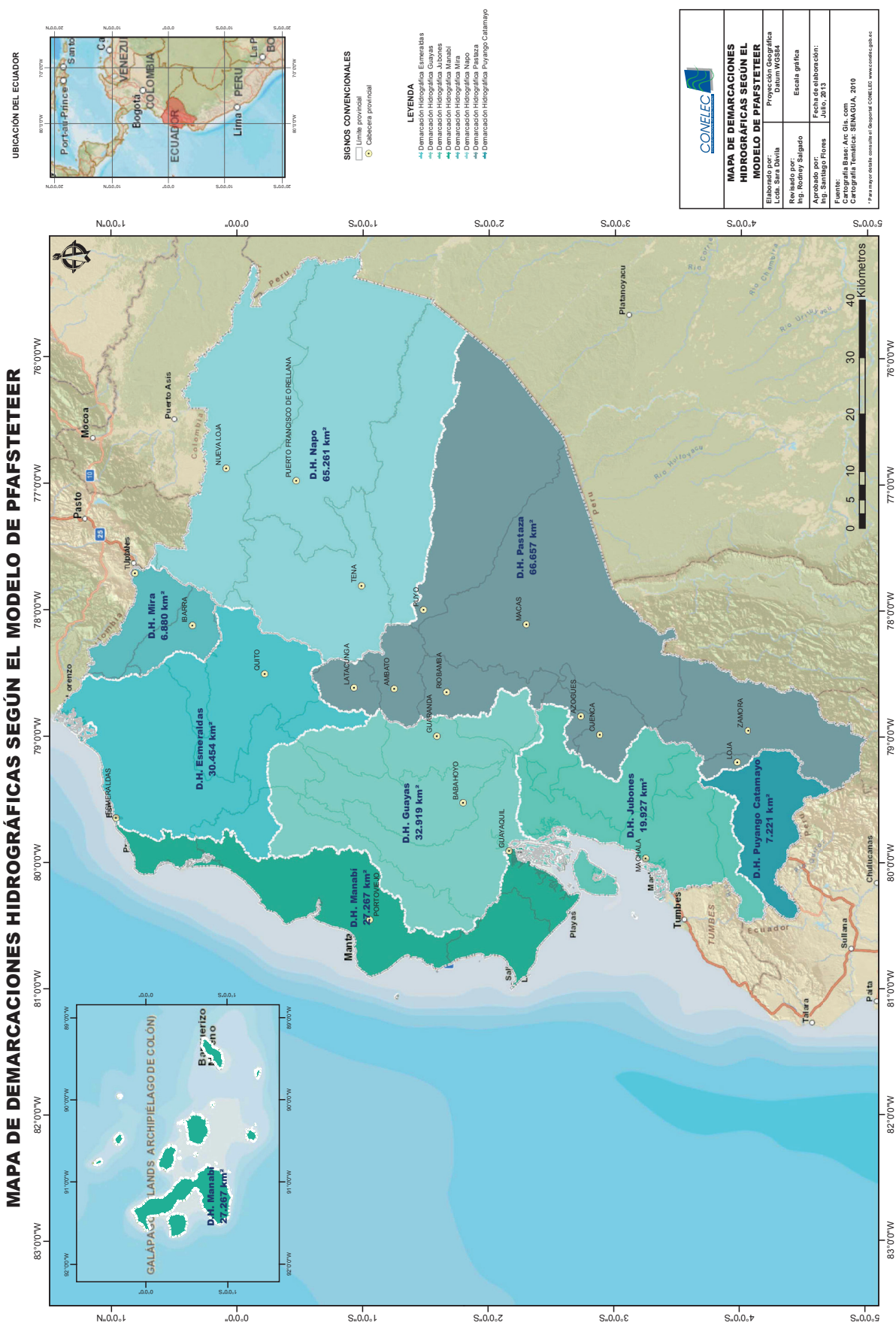
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Ecuador continental: 90.976 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Ecuador Continental: 37.981MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Amazonas: 66.501 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Amazonas: 29.404 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Pacífico: 24.475 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculados con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Pacífico: 7.647 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico, calculado con caudales medios, de las 11 cuencas hidrográficas seleccionadas: 73.390 MW.
- Potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 30.865 MW.
- Potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 21.903 MW.
- Potencial aprovechado en el Ecuador (suma de la capacidad de las centrales hidroeléctricas en operación): 2.273 MW de potencia nominal y 2.246 MW de potencia efectiva, que equivalen al 10,3% del potencial técnica y económicamente aprovechable.

El criterio de potencial económicamente aprovechable no es absoluto, sino más bien depende de las condiciones de entorno. En períodos en los cuales el precio del petróleo y sus derivados alcanza niveles como aquellos que se dieron especialmente el primer semestre de 2008, la viabilidad económica de los proyectos cambia y algunos que pudieron no ser considerados como económicamente factibles, pasan a serlo. Por ello es más recomendable guiarse más por el criterio de Potencial Técnicamente Aprovechable.

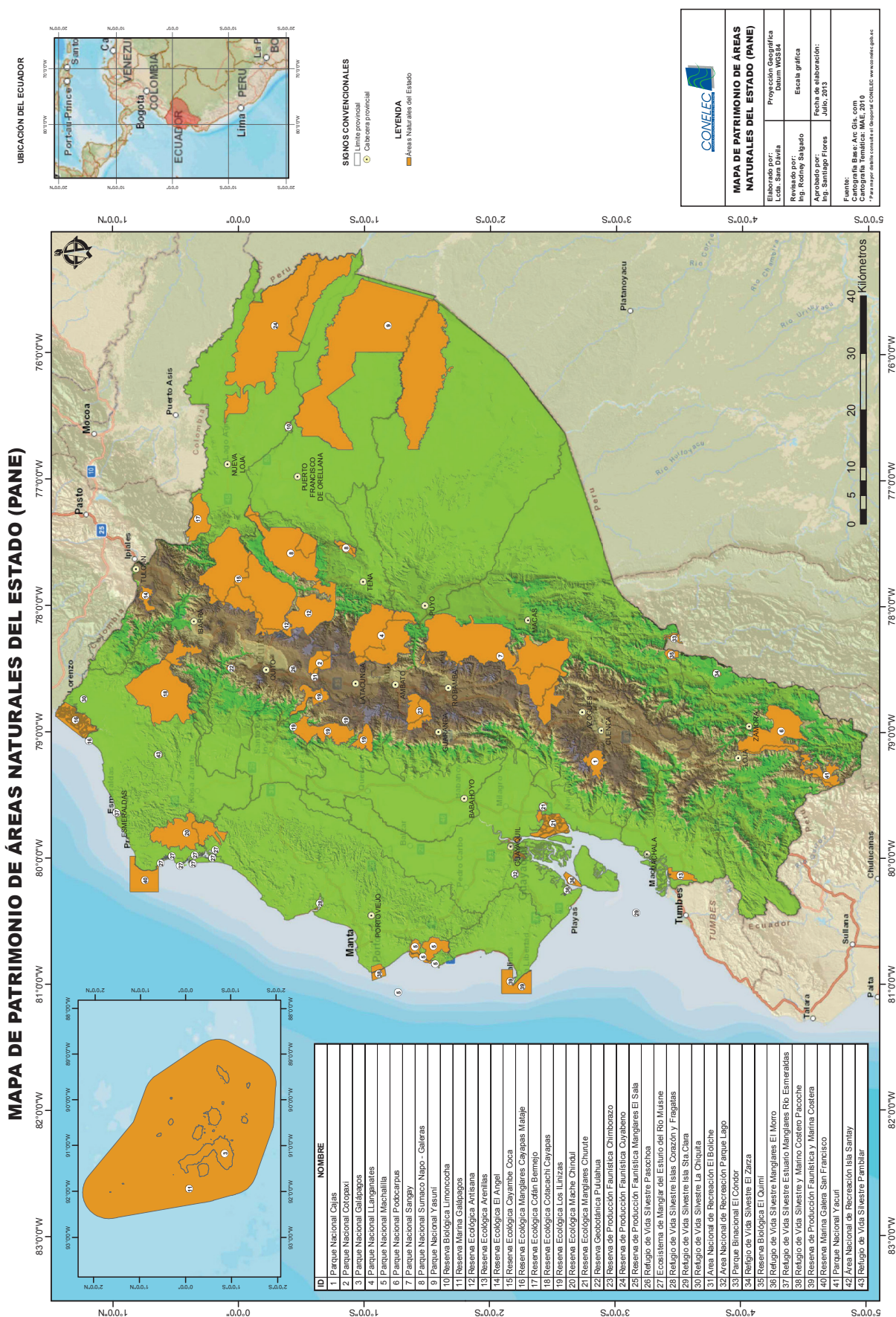
A continuación se presentan dos mapas; el primero, con los límites de las cuencas hidrográficas, según la metodología de Fasthether; y, el mapa de áreas de conservación, patrimonio natural del estado (PANE), bosques protectores y patrimonio forestal del Estado.



MAPA No. 1: LÍMITES DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS SEGÚN LA METODOLOGÍA DE PFAFSTETEER



MAPA No. 2: ÁREAS DE CONSERVACIÓN: PATRIMONIO NATURAL DEL ESTADO (PANE), BOSQUES PROTECTORES Y PATRIMONIO FORESTAL DEL ESTADO



2.1.2 Centrales hidroeléctricas en operación

Al momento se encuentran en operación las siguientes centrales hidroeléctricas:

TABLA No. 3: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN OPERACIÓN

| Empresa | Central | Potencia Nominal (MW) | Potencia Efectiva (MW) |
|----------------------------------|------------------------------------|-----------------------|------------------------|
| Consejo Provincial de Tungurahua | Tilivi | 0,12 | 0,11 |
| Aec | Prueba 1 | 0,20 | 0,20 |
| CNEL-Sucumbíos | Lumbaqui | 0,20 | 0,10 |
| Electrocórdova | Electrocórdova | 0,20 | 0,20 |
| Municipio A. Ante | Atuntaqui | 0,40 | 0,32 |
| Agua y Gas de Sillunchi | Sillunchi I | 0,10 | 0,09 |
| | Sillunchi II | 0,30 | 0,30 |
| E.E. Centro Sur | Santiago | 0,50 | 0,40 |
| Hidroservice | Industrial Algodonera Atuntaqui | 0,56 | 0,56 |
| Hidroimbabura | Hidrocarolina | 0,60 | 0,49 |
| Electroandina | Espejo | 0,20 | 0,16 |
| | Otavalo | 0,40 | 0,40 |
| Moderna Alimentos | Geppert | 1,65 | 1,65 |
| CNEL - Bolívar | Chimbo | 1,66 | 1,33 |
| E.E. Sur | Carlos Mora | 2,40 | 2,40 |
| I.M. Mejía | La Calera | 2,50 | 1,98 |
| Perlabí | Perlabí | 2,70 | 2,46 |
| E.E. Ambato | Península | 3,00 | 2,90 |
| La Internacional | Vindobona | 6,09 | 5,86 |
| Ecoluz | Loreto | 2,30 | 2,11 |
| | Papallacta | 6,63 | 6,20 |
| Manageneración | La Esperanza | 6,00 | 6,00 |
| | Poza Honda | 3,00 | 3,00 |
| E.E. Cotopaxi | Angamarca | 0,30 | 0,26 |
| | Catazacón | 0,80 | 0,76 |
| | El Estado | 1,70 | 1,66 |
| | Illuchi No.1 | 4,19 | 4,00 |
| | Illuchi No.2 | 5,20 | 5,20 |
| E.E. Norte | Ambi | 8,00 | 8,00 |
| | La Playa | 1,32 | 1,32 |
| | San Miguel de Car | 2,95 | 2,95 |
| E.E. Riobamba | Alao | 10,40 | 10,00 |
| | Nizag | 0,80 | 0,75 |
| | Río Blanco | 3,13 | 3,00 |
| Enermax | Calope | 16,60 | 15,00 |

TABLA No. 3: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN OPERACIÓN (cont.)

| Empresa | Central | Potencia Nominal (MW) | Potencia Efectiva (MW) |
|----------------------|----------------|-----------------------|------------------------|
| Hidalgo & Hidalgo | Corazón | 1,00 | 0,98 |
| | Sibimbe | 16,00 | 14,50 |
| | Uravia | 1,00 | 0,95 |
| EMAAP-Q | El Carmen | 8,40 | 8,20 |
| | Noroccidente | 0,26 | 0,24 |
| | Recuperadora | 14,70 | 14,50 |
| Hidroabanico | Hidroabanico | 38,45 | 37,99 |
| Elecaastro | Ocaña | 26,10 | 26,10 |
| | Saucay | 24,00 | 24,00 |
| | Saymirín | 14,43 | 14,43 |
| E.E. Quito | Cumbayá | 40,00 | 40,00 |
| | Guangopolo | 20,92 | 20,92 |
| | Los Chillos | 1,76 | 1,76 |
| | Nayón | 29,70 | 29,70 |
| | Oyacachi 1 | 0,10 | 0,07 |
| | Paschoa | 4,50 | 4,50 |
| Hidronación | Marcel Laniado | 213,00 | 213,00 |
| | Agoyán | 160,00 | 156,00 |
| CELEC-Hidroagoyán | Pucará | 73,00 | 70,00 |
| | San Francisco | 230,00 | 212,60 |
| CELEC-Hidropaute | Mazar | 183,66 | 163,26 |
| | Paute | 1.075,00 | 1.100,00 |
| Total general | | 2.273,09 | 2.245,82 |

Centrales hidroeléctricas recientemente incorporadas

Las centrales hidroeléctricas incorporadas desde el 2010 al S.N.I. han sido:

- Mazar (170 MW),
- Ocaña (26 MW),
- Buenos Aires (1 MW),
- Baba (42 MW).





Fotografía: CELEC, junio 2011

FOTOGRAFÍA No. 1: VISTA DE LA PRESA MAZAR CON UN EMBALSE DE 410 Hm³



2.1.3 Proyectos en construcción

A julio de 2013 se encuentran en construcción los siguientes proyectos de generación eléctrica:

TABLA No. 4: PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

| Operación completa | Proyecto / Central | Empresa / Institución | Público / Privado | Tipo | Potencia (MW) | Provincia | Cantón |
|--------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------|----------------|---------------|-------------------------------|--|
| oct-13 | Isimanchi | EERSSA | Público | Hidroeléctrico | 2 | Zamora Chinchipe | Chinchipe |
| mar-14 | San José del Tambo | Hidrotambo S.A. | Privado | Hidroeléctrico | 8 | Bolívar | Chillanes |
| mar-14 | Guangopolo II (50 MW) | CELEC - EP | Público | Termoeléctrico | 50 | Pichincha | Quito |
| ene-14 | Mazar-Dudas | Hidroazogues - CELEC EP | Público | Hidroeléctrico | 21 | Cañar | Azogues |
| mar-14 | Esmeraldas II | Termoesmeraldas - CELEC EP | Público | Termoeléctrico | 96 | Esmeraldas | Esmeraldas |
| mar-14 | Saymirín V | Elecaastro S.A. | Público | Hidroeléctrico | 7 | Azuay | Cuenca |
| jul-14 | Chorrillos | Hidrozamora EP | Público | Hidroeléctrico | 4 | Zamora Chinchipe | Zamora |
| ago-14 | Topo | Pemaf Cía. Ltda. | Privado | Hidroeléctrico | 29 | Tungurahua | Baños |
| sep-14 | Victoria | Hidrovictoria S.A. | Público | Hidroeléctrico | 10 | Napo | Quijos |
| oct-14 | San José de Minas | San José de Minas S.A. | Privado | Hidroeléctrico | 6 | Pichincha | Quito |
| nov-14 | Manduriacu | CELEC EP - Enernorte | Público | Hidroeléctrico | 60 | Pichincha | Quito |
| abr-15 | Paute - Sopladora | CELEC EP - Hidropaute | Público | Hidroeléctrico | 487 | Azuay y Morona Santiago | Sevilla de Oro y Santiago de Méndez |
| may-15 | Toachi - Pilatón | Hidrotoapi EP | Público | Hidroeléctrico | 253 | Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi | Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos |
| may-15 | San Bartolo | Hidrosanbartolo | Privado | Hidroeléctrico | 48 | Morona Santiago | Santiago de Méndez |
| dic-15 | Delsi Tanisagua | CELEC EP - Gensur | Público | Hidroeléctrico | 116 | Zamora Chinchipe | Zamora |
| dic-15 | Quijos | CELEC EP - Enernorte | Público | Hidroeléctrico | 50 | Napo | Quijos |
| ene-16 | Minas - San Francisco | CELEC EP - Enerjubones | Público | Hidroeléctrico | 276 | Azuay | A 92 km al este de la ciudad de Cuenca |
| feb-16 | Coca Codo Sinclair | CocaSinclair EP | Público | Hidroeléctrico | 1.500 | Napo y Sucumbios | Chaco y Lumbaqui |
| Total | | | | | 3.023 | | |





Fotografía: R. Salgado, mayo 2012

FOTOGRAFÍA No. 2: PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA CODO SINCLAIR, VISTA DEL EQUIPO TBM2

2.1.4 Proyectos hidroeléctricos futuros en estudios

A julio de 2013 se tienen los siguientes proyectos hidroeléctricos, cuyos estudios de factibilidad se encuentran finalizados, de ellos, actualmente se encuentra en construcción el proyecto Manduriacu:

TABLA No. 5: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD CONCLUIDOS

| Capital Público | Potencia | Unidad |
|--------------------|----------|--------|
| Chespi- Palma Real | 460,0 | MW |
| Chontal | 184,0 | MW |
| Chirapí | 169,0 | MW |
| Manduriacu | 60,0 | MW |
| Tortugo | 200,0 | MW |
| Tigre | 80,0 | MW |
| Llurimaguas | 160,0 | MW |
| Subtotal | 1.313,0 | MW |

| Capital Privado | Potencia | Unidad |
|-----------------|----------|--------|
| Pilaló 3 | 9,3 | MW |
| Apaquí | 36,0 | MW |
| Río Luis | 15,5 | MW |
| Angamarca | 64,0 | MW |
| Subtotal | 124,8 | MW |

| | | |
|--------------|----------------|-----------|
| Total | 1.437,8 | MW |
|--------------|----------------|-----------|

Por otro lado, se encuentran en etapa de estudios los siguientes proyectos hidroeléctricos:

1. CARDENILLO

ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD, FACTIBILIDAD Y DISEÑO DEFINITIVO PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO CARDENILLO

El objetivo es desarrollar los estudios definitivos para la construcción de la Central Hidroeléctrica Paute - Cardenillo que corresponde a la cuarta etapa del complejo Hidroeléctrico Integral del Río Paute. (Mazar - Molino - Sopladora - Cardenillo). Contribuir con 400 MW adicionales a la potencia instalada y desplazar parte de la generación térmica cara y la importación de energía desde Colombia, ahorrando anualmente más de USD 220 millones al entrar en operación en 2017. Impacto positivo en la matriz energética del país, ahorro en consumo de combustibles.

Contratante: INP (Instituto Nacional de Preinversión)

Ejecutor: Consorcio PCA Pöyry-Caminosca Asociados

Potencia estimada: 450 MW - 600 MW. Para los estudios del Plan Maestro se ha utilizado 564 MW y 2.700 GWh/año.

Monto de preinversión: MUSD 13,89

Monto de inversión estimada: MUSD 675,00

Fecha de inicio - terminación: enero 2011 - julio 2013

Ubicación: Cantón Méndez, Provincia de Azuay y Morona Santiago

2. ZAMORA

ESTUDIOS DE REVISIÓN, VALIDACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO ZAMORA, CURSO INFERIOR

El objetivo es determinar el potencial energético existente en el curso inferior de la cuenca del Río Zamora; y, establecer el aprovechamiento hídrico a nivel de Prefactibilidad que permita el uso óptimo del potencial hidroeléctrico del Curso Inferior del Río Zamora.

Contratante: CELEC EP

Ejecutor: Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, Acotecnic Cía. Ltda.

Potencia estimada: 2.500 MW

Monto de preinversión: MUSD 15,75

Inversión estimada: MUSD 2.500,00

Fecha de inicio - terminación: marzo 2012 - noviembre 2013

Ubicación: San Juan Bosco, Provincia de Morona Santiago

Se ha identificado un potencial de 3.600 MW (Río Santiago - Sitio G8). Para todo el complejo hidroeléctrico (Sitios G8, G9 y G10) se estima una potencia total de 6.780 MW y una producción energética media anual de 29.720 GWh.

3. BAEZA

COMPLEMENTACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DEFINITIVO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BAEZA



El objetivo es revisar los estudios de factibilidad, evaluar, validar y actualizar los diseños existentes, tomando en consideración las normas, códigos, nivel de estudios e investigaciones de campo y demás aspectos que fueron utilizados para definirlos.

Contratante: INP
Ejecutor: Fitchterner - ICA Asociados
Potencia: 50 MW
Monto de preinversión: MUSD 1,75
Monto estimado de inversión: MUSD 75,00
Fecha de inicio - terminación: junio 2012 - agosto 2013
Ubicación: Cantón Quijos, Provincia de Napo

Según resultados de los estudios, a junio de 2013, debido a las condiciones geológicas - geotécnicas, el proyecto hidroeléctrico Baeza no resulta factible de ser ejecutado.

4. GUAYLLABAMBA

ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DE LA CUENCA ALTA DEL RÍO GUAYLLABAMBA

El objetivo es establecer el aprovechamiento hídrico que permita el uso óptimo del potencial hidroeléctrico de la cuenca alta del río Guayllabamba, y desarrollar los estudios de prefactibilidad de los proyectos Cubí, Calderón y San Pedro

Contratante: INP
Potencia: 285 MW - 300 MW
Monto de preinversión: MUSD 2,11
Monto de inversión estimada: MUSD 450,00
Fecha de inicio: septiembre 2012
Ubicación: Cantón Quito, Provincia de Pichincha

5. CALUMA - PASAGUA

ESTUDIOS DEFINITIVOS DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO CALUMA - PASAGUA

El objetivo es atender el desarrollo energético de las zonas urbanas y rurales del cantón Caluma mediante la construcción de la Central Hidroeléctrica Caluma - Pasagua con importante participación de los gobiernos seccionales (Gobierno Provincial de Bolívar y Municipio de Caluma), aprovechando los recursos naturales de la zona. Desarrollar los diseños definitivos del proyecto.

Contratante: INP
Ejecutor: Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento (de Quito)
Potencia: 3,28 MW
Monto de preinversión: MUSD 331.175
Monto de inversión estimada: MUSD 5,00
Fecha de inicio - terminación: mayo 2012 - abril 2013
Localización: Cantón Caluma, Provincia de Bolívar



6. PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

DESARROLLO DE ESTUDIOS DE PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El objetivo es desarrollar un programa de preinversión que garantice una adecuada y oportuna ejecución de proyectos de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas; y desarrollar estudios de prefactibilidad, factibilidad de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas.

Contratante: INP

Ejecutor: En proceso de calificación de ofertas (sep. 2012)

Monto de preinversión: 3,44 MUSD

Potencia: 45,13 MW

Fecha de inicio - terminación: diciembre 2012 - febrero 2014

Ubicación: Varias provincias a nivel nacional

7. OCAÑA II

ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD Y DISEÑOS DEFINITIVOS DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA II (LA UNIÓN)

Contratante: INP

Potencia: 20 MW

Monto de Preinversión: MUSD 1,80

Monto de inversión estimada: MUSD 70,00

Localización: Cañar, Provincia de Cañar

8. ENERGÍA DE OLAS Y CORRIENTES

ESTUDIOS DE ENERGÍA DE OLAS, CORRIENTES Y ENERGÍA CINÉTICA DE RÍOS EN EL ECUADOR PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El INP se encuentra desarrollando los estudios de la energía cinética de las corrientes marinas, olas y ríos que no ha sido estudiada por los organismos del sector público del Ecuador, ligados al sector eléctrico (pese a que se conoce que se han realizado estudios a nivel privado), por lo que se hace indispensable que el sector público ecuatoriano desarrolle también estudios de prefactibilidad básica para disponer de una cuantificación real del potencial existente en el País para la explotación de esta fuente y poder generar energía eléctrica para ir disminuyendo el déficit existente.

Contratante: INP

Potencia: Por definir

Monto de Preinversión: MUSD 307.132

Monto de inversión estimada: Por definir

Localización: A nivel nacional

2.1.5 Resumen del inventario de proyectos hidroeléctricos disponibles para su desarrollo

Actualmente el CONELEC dispone del documento: "Inventario de Recursos Energéticos con Fines de Generación Eléctrica", publicado en el 2010, disponible para ser entregado, tanto en formato impreso como en formato digital. En el citado documento se presentan resúmenes ejecutivos de los proyectos hidroeléctricos disponibles para ser desarrollados. En la tabla No. 6, se presenta un resumen de los proyectos de más de 1 MW disponibles.



Anexo 1: Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable

TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS

| No. | Nombre Proyecto Hidroeléctrico | Río | Potencia instalable (MW) | Nivel de estudio | Sistema Hidrográfico | Vertiente | Provincia | Cantón |
|-----|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------|----------------------|-----------|----------------------|---------------|
| 1 | Verdeyacu Chico | Verdeyacu | 1,140,00 | Inventario | Napo | Amazonas | Napo | Tena |
| 2 | Naiza | Namangoza | 986,40 | Inventario | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Limón Indanza |
| 3 | Guataquiza | Zamora | 800,00 | Prefactibilidad | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Guataquiza |
| 4 | Catachi | Mulatós | 727,60 | Inventario | Napo | Amazonas | Napo | Tena |
| 5 | San Antonio | Zamora | 714,00 | Inventario | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Limón Indanza |
| 6 | San Miguel | Zamora | 704,10 | Inventario | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Limón Indanza |
| 7 | Cedroyacu | Chalupas | 272,40 | Inventario | Napo | Amazonas | Napo | Tena |
| 8 | El Retorno | Zamora | 265,20 | Inventario | Santiago | Amazonas | Zamora Chinchipe | Zamora |
| 9 | Abitagua | Pastaza | 198,20 | Prefactibilidad | Pastaza | Amazonas | Tungurahua / Pastaza | Baños / Mera |
| 10 | Parambas | Mira | 144,50 | Prefactibilidad | Mira | Pacífico | Imbabura | Ibarra |
| 11 | Negro | Negro | 91,10 | Inventario | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Santiago |
| 12 | Palanda 2 | Palanda | 87,70 | Prefactibilidad básica | Mayo - Chinchipe | Amazonas | Zamora Chinchipe | Palanda |
| 13 | Las Cidras | Isimanchi | 77,30 | Prefactibilidad básica | Mayo - Chinchipe | Amazonas | Zamora Chinchipe | Chinchipe |
| 14 | Chota | Chota | 75,30 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 15 | Soñaderos | Zamora | 65,50 | Inventario | Santiago | Amazonas | Zamora Chinchipe | Zamora |
| 16 | Lella | Toachi | 64,20 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Santo Domingo |
| 17 | Isimanchi | Isimanchi | 51,10 | Prefactibilidad básica | Mayo - Chinchipe | Amazonas | Zamora Chinchipe | Chinchipe |
| 18 | Jatunyacu | Jatunyacu | 50,00 | Anteproyecto | Napo | Amazonas | Napo | Tena |
| 19 | Mira 2 | Mira | 47,80 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 20 | Cuyes | Cuyes | 47,20 | Inventario | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Guataquiza |
| 21 | Mira 1 | Mira | 45,50 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 22 | Vacas Galindo 2 | Intag | 42,00 | Prefactibilidad | Esmeraldas | Pacífico | Imbabura | Cotacachi |
| 23 | Intag 1 | Cristopamba-Apuela | 41,00 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Imbabura | Cotacachi |
| 24 | La Barquilla | Chingual | 40,10 | Inventario | Napo | Amazonas | Sucumbios | Cascales |
| 25 | Guayabal | Mira | 39,80 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 26 | Numbalá | Numbalá | 39,20 | Prefactibilidad básica | Mayo - Chinchipe | Amazonas | Zamora Chinchipe | Palanda |
| 27 | Pilatón-Santa Ana | Pilatón-Sta. Ana-Chictoa | 36,00 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Mejía |
| 28 | Puniyacu | Puniyacu | 35,00 | Prefactibilidad básica | Cayapas | Pacífico | Esmeraldas | San Lorenzo |
| 29 | Calderón | San Pedro | 34,30 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 30 | Sucúa | Tutanangoza | 34,30 | Anteproyecto | Santiago | Amazonas | Morona Santiago | Sucúa |
| 31 | Alluriquín | Toachi | 34,10 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Santo Domingo |



TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (cont.)

| No. | Nombre Proyecto Hidroeléctrico | Río | Potencia instalable (MW) | Nivel de estudio | Sistema Hidrográfico | Vertiente | Provincia | Cantón |
|-----|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------|------------------------|----------------------|-----------|------------------|-----------------|
| 32 | Negro (2) | Negro | 34,00 | Prefactibilidad básica | Cayapas | Pacífico | Esmeraldas | San Lorenzo |
| 33 | Yacuchaqui | Toachi | 32,20 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Cotopaxi | Sigchos |
| 34 | Los Bancos | Blanco | 31,30 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Los Bancos |
| 35 | Milpe | Blanco | 31,90 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Los Bancos |
| 36 | Chingual | Chingual | 28,40 | Inventario | Napo | Amazonas | Sucumbios | Gonzalo Pizarro |
| 37 | Gualleturo | Cañar | 27,70 | Inventario | Cañar | Pacífico | Cañar | Cañar |
| 38 | Udushapa I | Udushapa | 27,70 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Oña |
| 39 | Escudillas | Escudillas | 27,30 | Inventario | Mira | Pacífico | Imbabura | Pimampiro |
| 40 | Sarapullo | Sarapullo | 27,00 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Mejía |
| 41 | Langoa | Langoa | 26,00 | Prefactibilidad | Napo | Amazonas | Napo | Tena |
| 42 | Paquishapa | Paquishapa | 26,00 | Inventario | Jubones | Pacífico | Loja | Saraguro |
| 43 | Victoria | Pastaza | 25,00 | Prefactibilidad | Pastaza | Amazonas | Tungurahua | Baños |
| 44 | Las Juntas | Toachi | 24,70 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Cotopaxi | Sigchos |
| 45 | Due | Due | 23,90 | Inventario | Napo | Amazonas | Sucumbios | Gonzalo Pizarro |
| 46 | Pilatón | Pilatón | 23,90 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Mejía |
| 47 | Chilma | Chilma | 23,70 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Tulcán |
| 48 | Cosanga | Cosanga | 23,60 | Anteproyecto | Napo | Amazonas | Napo | Quijos |
| 49 | Udushapa II | Udushapa | 23,60 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Nabón |
| 50 | Valladolid | Valladolid | 22,30 | Prefactibilidad básica | Mayo - Chinchipe | Amazonas | Zamora Chinchipe | Palanda |
| 51 | Isinivi | Toachi | 22,00 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Cotopaxi | Sigchos |
| 52 | Caluma Alto | La Playa (Tablas) -Escaleras | 21,00 | Prefactibilidad | Guayas | Pacífico | Bolívar | Caluma |
| 53 | Agua Clara | Agua Clara | 20,00 | Prefactibilidad básica | Cayapas | Pacífico | Esmeraldas | San Lorenzo |
| 54 | Pamplona | Intag | 19,70 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Imbabura | Cotacachi |
| 55 | El Angel | El Angel | 19,10 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Bolívar |
| 56 | Misahualli-2 | Misahualli | 19,10 | Anteproyecto | Napo | Amazonas | Napo | Archidona |
| 57 | Cinto | Saloya / Cinto | 18,70 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Los Bancos |
| 58 | Echeandía Alto | Limón-Chazo | 18,00 | Prefactibilidad | Guayas | Pacífico | Bolívar | Echeandía |
| 59 | Raura | Cañar | 15,80 | Inventario | Cañar | Pacífico | Cañar | Cañar |
| 60 | Susudel | León | 15,80 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Nabón |
| 61 | Mindo | Mindo | 15,70 | Anteproyecto | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Los Bancos |
| 62 | Blanco | Blanco | 15,50 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 63 | Bombuscara | Bombuscara | 15,50 | Anteproyecto | Santiago | Amazonas | Zamora Chinchipe | Zamora |
| 64 | Tambo | Cañar | 15,40 | Inventario | Cañar | Pacífico | Cañar | Cañar |

Anexo 1: Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable

TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (cont.)

| No. | Nombre Proyecto Hidroeléctrico | Río | Potencia instalable (MW) | Nivel de estudio | Sistema Hidrográfico | Vertiente | Provincia | Cantón |
|-----|--------------------------------|--------------------|--------------------------|------------------------|----------------------|-----------|------------|--------------|
| 65 | Guangajale | Toachi | 15,20 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Cotopaxi | Sigchos |
| 66 | Shincata | Shincata | 14,90 | Anteproyecto | Jubones | Pacífico | Azuay | Oña |
| 67 | Atenas | Sarapullo | 14,40 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Mejía |
| 68 | Plata | La Plata | 14,20 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 69 | Pangor I | Pangor | 14,00 | Inventario | Guayas | Pacífico | Chimborazo | Colta |
| 70 | Puela-2 | Puela | 13,70 | Anteproyecto | Pastaza | Amazonas | Chimborazo | Penipe |
| 71 | Chambo | Cebadas | 12,90 | Inventario | Pastaza | Amazonas | Chimborazo | Riobamba |
| 72 | Bellavista | Alambí | 11,70 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 73 | Corazón | Corazón | 11,50 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Mejía |
| 74 | Sigsipamba | Blanco | 10,90 | Inventario | Mira | Pacífico | Imbabura | Pimampiro |
| 75 | El Burro | El Burro | 10,60 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Girón |
| 76 | Bravo Grande | Bravo Grande | 10,00 | Prefactibilidad básica | Cayapas | Pacífico | Esmeraldas | San Lorenzo |
| 77 | Cebadas | Cebadas | 10,00 | Inventario | Pastaza | Amazonas | Chimborazo | Guamote |
| 78 | San Pedro II | San Pedro | 9,50 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 79 | San Francisco II | San Francisco | 9,40 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Santa Isabel |
| 80 | Lucaquí | Catameyo | 8,80 | Anteproyecto | Catameyo | Pacífico | Loja | Sozoranga |
| 81 | Tandapi | Pilatón | 8,50 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Mejía |
| 82 | Echeandía bajo 2 | Soloma | 8,40 | Prefactibilidad | Guayas | Pacífico | Bolivar | Echeandía |
| 83 | Uchucay | Uchucay | 8,40 | Inventario | Jubones | Pacífico | Loja | Saraguro |
| 84 | Chanchán | Chanchán | 8,30 | Prefactibilidad | Guayas | Pacífico | Chimborazo | Alausí |
| 85 | Balsapamba | Cristal | 8,20 | Anteproyecto | Guayas | Pacífico | Los Ríos | Montalvo |
| 86 | Blanco | Toachi | 8,00 | Inventario | Guayas | Pacífico | Los Ríos | Valencia |
| 87 | Mandur | Mandur | 7,80 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Nabón |
| 88 | Palmar | San Miguel | 7,80 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Bolivar |
| 89 | Tulipe | Tulipe | 7,70 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 90 | Alausí | Alausí - Guasuntos | 7,50 | Inventario | Guayas | Pacífico | Chimborazo | Chunchi |
| 91 | Rayo | Cochapamba - Rayo | 7,50 | Inventario | Guayas | Pacífico | Cotopaxi | Sigchos |
| 92 | Casacay | Casacay | 6,10 | Inventario | Jubones | Pacífico | El Oro | Pasaje |
| 93 | Lachas | Lachas | 6,00 | Prefactibilidad básica | Cayapas | Pacífico | Esmeraldas | San Lorenzo |
| 94 | Tomebamba | Tomebamba | 6,00 | Inventario | Santiago | Amazonas | Azuay | Cuenca |
| 95 | Vivar | Vivar | 5,90 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Pucará |
| 96 | Collay | Collay | 5,80 | Inventario | Santiago | Amazonas | Azuay | Cuenca |
| 97 | Chuquiraguas | Chuquiraguas | 5,60 | Inventario | Guayas | Pacífico | Cotopaxi | Pujilí |

TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (cont.)

| No. | Nombre Proyecto Hidroeléctrico | Río | Potencia instalable (MW) | Nivel de estudio | Sistema Hidrográfico | Vertiente | Provincia | Cantón |
|-----|--------------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------|----------------------|-----------|------------|---------------|
| 98 | El Cañaro | Yanuncay | 5,60 | Inventario | Santiago | Amazonas | Azuay | Cuenca |
| 99 | Oña | Oña | 5,30 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Oña |
| 100 | Chinambi | Chinambi | 5,20 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 101 | Tandayapa | Alambi | 5,00 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 102 | Solanda | Solanda | 5,00 | Inventario | Catamayo | Pacífico | Loja | Loja |
| 103 | Huarhuallá | Huarhuallá | 4,80 | Inventario | Pastaza | Amazonas | Chimborazo | Riobamba |
| 104 | Pucayacu 1 | Quindigua | 4,80 | Inventario | Guayas | Pacífico | Cotopaxi | Pujilí |
| 105 | Ambato | Ambato | 4,00 | Inventario | Pastaza | Amazonas | Tungurahua | Ambato |
| 106 | Chillayacu | Chillayacu | 3,92 | Inventario | Jubones | Pacífico | El Oro | Pasaje |
| 107 | Chimbo-Guaranda | Chimbo-Guaranda | 3,80 | Inventario | Guayas | Pacífico | Bolivar | Guaranda |
| 108 | Tahuín | Arenillas | 3,50 | Prefactibilidad | Arenillas | Pacífico | El Oro | Arenillas |
| 109 | Guápulo | Quebrada El Batán | 3,20 | Prefactibilidad | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 110 | La Concepción | Santiagoullo | 3,17 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Mira |
| 111 | Nanegalito | Alambi | 3,10 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Pichincha | Quito |
| 112 | Rircay | Rircay | 3,10 | Inventario | Jubones | Pacífico | Azuay | Santa Isabel |
| 113 | Monte Nuevo | Toachi Grande | 2,70 | Inventario | Guayas | Pacífico | Pichincha | Santo Domingo |
| 114 | El Laurel | La Plata | 2,37 | Inventario | Mira | Pacífico | Carchi | Tulcán |
| 115 | Ganancay | Ganancay | 2,29 | Inventario | Jubones | Pacífico | Loja | Saraguro |
| 116 | Tuminguina-Papallacta | Tuminguina-Papallacta | 1,79 | Prefactibilidad | Napo | Amazonas | Napo | Quijos |
| 117 | Campo Bello | Suquití | 1,70 | Inventario | Guayas | Pacífico | Bolivar | Guaranda |
| 118 | Intag 2 | Intag | 1,70 | Diseño definitivo | Esmeraldas | Pacífico | Imbabura | Cotacachi |
| 119 | Salunguire | Salunguire | 1,70 | Inventario | Guayas | Pacífico | Bolivar | Chillanes |
| 120 | Mariano Acosta | Chamachán | 1,68 | Inventario | Mira | Pacífico | Imbabura | Pimampiro |
| 121 | Tululbi | Tululbi | 1,60 | Inventario | Cayapas | Pacífico | Esmeraldas | San Lorenzo |
| 122 | M.J. Calle | Canal de riego | 1,44 | Inventario | Cañar | Pacífico | Cañar | La Troncal |
| 123 | Vacas Galindo 1 | Intag | 1,20 | Inventario | Esmeraldas | Pacífico | Imbabura | Cotacachi |
| 124 | Mirador 1 | Gala | 1,15 | Prefactibilidad | Naranjal-Pagua | Pacífico | Azuay | Pucará |
| 125 | Río Luis-2 (2) | Luis | 1,13 | Inventario | Puyango | Pacífico | El Oro | Portovelo |

Adicionalmente, la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética (SEREE) del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha venido realizando estudios de varios proyectos hidroeléctricos. Un listado de los citados proyectos se presenta en la tabla No. 7

Anexo 1: Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable

TABLA No. 7: LISTADO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES EN LA SEREE DEL MEER

| No. | Nombre Proyecto Hidroeléctrico | Río | Potencia a instalar (MW) | Nivel de estudio | Sistema Hidrográfico | Provincia | Cantón | Caudal de diseño (m ³ /s) | Caída bruta (m) | Energía media estimada (GWh/año) | Costo unitario aproximado (USD/kWh) | Costo Total aproximado (MUSD) | Coordenata geográfica (longitud) | Coordenata geográfica (latitud) | Caída neta (m) | Observ. |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------------|------------------|----------------------|------------------------------|-----------------|--------------------------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------|----------------------|
| 1 | Limón Indanza | Sucui | 2,47 | prefactibilidad | Santiago | Morona Santiago | Limón Indanza | 5,45 | 60 | 14,04 | 1.901 | 4,69 | 78° 30' 35,1" W | 3° 3' 18,22" S | | |
| 2 | Gualaquiza | Guabi | 2,67 | prefactibilidad | Santiago | Morona Santiago | Gualaquiza | 2,53 | 140 | 15,32 | 1.932 | 5,15 | 78° 39' 8,19" W | 3° 23' 37,4" S | | |
| 3 | Tigreuro | Payagua | 2,84 | factibilidad | Guayas | Bolivar | Guaranda | 1,61 | 212,79 | 16,03 | 1.432 | 4,07 | 79° 7' 22,08" W | 1° 27' 21,92" S | 208,42 | |
| 4 | Huapamala | Escaleras | 3,26 | factibilidad | Guayas | Loja | Saraguro | 0,76 | 507,65 | 18,31 | 1.460 | 4,76 | 79° 26' 4,02" W | 3° 29' 10,28" S | 505,08 | |
| 5 | Caluma-Pasagua | Escaleras | 3,28 | factibilidad | Guayas | Bolivar | Caluma | 3,7 | 105,48 | 17,05 | 1.175 | 3,86 | 79° 10' 8,94" W | 1° 34' 32,74" S | 104,56 | |
| 6 | Salvias | Amarillo y caleras | 3,34 | prefactibilidad | Puyango | El Oro | Portovelo | 2,29 | 200 | 17,58 | 1.730 | 5,78 | 79° 32' 12,8" W | 3° 37' 33,1" S | | |
| 7 | Daule | Las Palmas | 3,96 | prefactibilidad | Puyango | El Oro | Portovelo | 2,2 | 240 | 20,25 | 1.911 | 7,57 | 79° 31' 7,32" W | 3° 38' 36,4" S | | |
| 8 | Macas 2 | Jurumbatino | 4,29 | prefactibilidad | Santiago | Morona Santiago | Morona | 7,03 | 80 | 24,45 | 1.593 | 6,83 | 78° 7' 30,4" W | 2° 17' 40,3" S | | |
| 9 | Tulipe | Tulipe/Alambi | 4,50 | prefactibilidad | Esmeraldas | Pichincha Imbabura | Quito / Otavalo | 11,2 | 50 | 29,50 | 2.695 | 12,12 | 78° 41' 25,5" W 78° 41' 56,1" W | 0° 11' 11,6" S 0° 11' 24,9" S | 50 | |
| 10 | Huahuallá (alt1) | Huahuallá | 4,65 | prefactibilidad | Pastaza | Chimborazo | Licto | 2 | 307,05 | 25,60 | 1.880 | 8,85 | 78° 32' 9" W | 1° 53' 14" S | 307,05 | Alternativa sugerida |
| 11 | Huahuallá (alt2) | Huahuallá | 4,65 | prefactibilidad | Pastaza | Chimborazo | Licto | 2 | 307,05 | 27,90 | 1.880 | 8,85 | 78° 32' 9" W | 1° 53' 14" S | 307,05 | Alternativa sugerida |
| 12 | Caluma | Escaleras | 5,04 | prefactibilidad | Guayas | Bolivar | Caluma | 4,1 | 160 | 25,98 | 1.499 | 7,56 | 79° 9' 57,7" W | 1° 34' 30,03" S | | |
| 13 | Nanegal (alt) | Alambi | 5,30 | prefactibilidad | Esmeraldas | Pichincha | Quito | 6 | 111 | 37,16 | 1.748 | 9,27 | 78° 79' 36,4" W | 0° 5' 38,2" N | 111 | Alternativa sugerida |
| 14 | San Mateo(alt1) | Oyacachi | 5,59 | prefactibilidad | Napo | Napo | Quijos | 48 | 14 | 38,30 | 1.759 | 9,83 | 83° 48' 45,8" W | 0° 19' 27,1" S | 13,2 | |
| 15 | Cebadas | Cebadas | 6,95 | factibilidad | Pastaza | Chimborazo | Guamote | 10,5 | 85 | 40,56 | 1.528 | 10,62 | 78° 37' 2,67" W | 2° 2' 59,75" S | 77,71 | |
| 16 | Chanchán | Chanchán | 7,25 | prefactibilidad | Guayas | Chimborazo | Alausí | 4,2 | 220 | 38,78 | 1.333 | 9,66 | 78° 56' 52" W | 2° 15' 52,6" S | 220 | |
| 17 | San Mateo(alt2A) | Oyacachi | 9,27 | prefactibilidad | Napo | Napo | Quijos | 48 | 22,7 | 63,20 | 1.456 | 13,49 | 83° 48' 45,8" W | 0° 19' 27,1" S | 21,9 | Alternativa sugerida |
| 18 | Infiernillos | Paquishapa | 9,32 | prefactibilidad | Jubones | Loja | Saraguro | 3,5 | 351,7 | 56,44 | 1.798 | 16,69 | 79° 15' 0,5" W | 3° 31' 29,4" S | 350,7 | |
| 19 | Rayo 2 | Toachi Grande | 9,95 | prefactibilidad | Guayas | St. Domingo de los Tsáchilas | St. Domingo | 9,8 | 119,67 | 51,35 | 2.061 | 20,50 | 79° 6' 40,49" W | 0° 32' 20,13" S | 115,78 | |
| 20 | Rayo 1 | Toachi Grande | 9,99 | prefactibilidad | Guayas | Colopaxi | Sigchos | 7,7 | 152,15 | 51,26 | 1.732 | 17,30 | 79° 5' 22,81" W | 0° 33' 24,61" S | 146,83 | |
| Potencia Total | | | | | | | | | | | | | | | 108,55 | |

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

2.1.6 Preselección de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad

En el 2012, con el objeto de complementar el Inventario antes citado, se decidió realizar una preselección de los proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad (5 - 50 MW) que tienen estudios a nivel de inventario y seleccionar los diez mejores; para posteriormente realizar los estudios de Prefactibilidad de los proyectos hidroeléctricos con las mejores características.

Para cumplir con el objeto propuesto, se realizó la siguiente secuencia de labores:

- a. Recopilación de la información disponible,
- b. Preselección en gabinete de los mejores proyectos a ser visitados,
- c. Visitas de campo a proyectos preseleccionados,
- d. Evaluación de los proyectos preseleccionados,
- e. Elaboración del Informe de Preselección de Proyectos.

Se elaboraron los Términos de Referencia y Pliegos para la contratación de la consultoría especializada. Al momento se encuentra en marcha el trámite precontractual para la contratación indicada (www.incop.gob.ec)

A continuación se describen los trabajos realizados, previa la contratación de consultoría:

1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Se realizó la recopilación de la información constante en CONELEC, básicamente en los siguientes documentos:

- a. Inventario de los Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2009, CONELEC,
- b. Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos, Provincia de Pichincha, Gobierno de la Provincia de Pichincha, Abril 2004,
- c. Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos para el Corto, Mediano y Largo Plazo, INECEL, 1997,
- d. Catálogo de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad ($P_i = 5 - 50$ MW), INECEL, 1997,
- e. Catálogo de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad ($P_i < 5$ MW), INECEL, 1997,
- f. Estudios de inventario de varios proyectos hidroeléctricos disponibles en el CONELEC.

2. PRESELECCIÓN EN GABINETE DE LOS MEJORES PROYECTOS A SER VISITADOS

Una vez recopilada y procesada la información encontrada, se determinaron 14 proyectos comprendidos entre 11,5 MW y 75,3 MW, con características técnicas, económicas, socio-ambientales convenientes para ser visitados, evaluadas a nivel de gabinete. Se realizaron visitas de campo a los 14 proyectos preseleccionados.



3. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESELECCIONADOS

Para evaluar los proyectos hidroeléctricos visitados se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- a. Vías de acceso,
- b. Aspectos socio - ambientales,
- c. Aspectos técnicos,
- d. Aspectos económicos,
- e. Evacuación de energía eléctrica,
- f. Complementariedad hidrológica.

A. VÍAS DE ACCESO

En base a la información recopilada antes de las visitas y, luego de efectuar la verificación de las condiciones de las vías de acceso durante las visitas técnicas, se estimó la longitud de vías de acceso que serían requeridas mejorar o construir para acceder a las principales obras de los proyectos. Se asignó un peso de 10%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

B. ASPECTOS SOCIO - AMBIENTALES

Para la evaluación de los aspectos socio - ambientales, se realizó previamente una determinación aproximada de la longitud de túneles, canales, alturas de presa o azud, longitud de línea de transmisión y poblaciones cercanas que tendrían influencia con la construcción de los proyectos hidroeléctricos. Se tomó en cuenta el posible impacto ambiental de las obras, así como el impacto social. Se asignó un peso de 25%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

C. ASPECTOS TÉCNICOS

En base a la información recopilada y a las visitas de campo se evaluó en función de aspectos generales relacionados con la geología, hidrología, emplazamiento, y complejidad de la ejecución del proyecto. Se asignó un peso de 25%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

D. ASPECTOS ECONÓMICOS

En base a la información recopilada y a las visitas de campo se evaluó en función de los presupuestos aproximados de obras, evaluadas en la mayoría de los casos en 1997, y con una actualización por corrección monetaria hasta 2012. Se asignó un peso de 25%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

E. EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se realizó, en forma preliminar, un trazado básico de la línea de transmisión requerida para evacuar la energía que se produciría en la central hidroeléctrica proyectada, así como se siguió el trayecto hacia la subestación más cercana a la que se conectaría esa línea; se estimaron entre otras características: la longitud del trazado de la línea de transmisión requerida, su voltaje de transmisión según la subestación más cercana, la subestación que más aporte tenga al S.N.I. y la posibilidad de ampliar ciertas subestaciones que podrían intervenir en el proyecto. Se asignó un peso de 10%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

F. COMPLEMENTARIEDAD HIDROLÓGICA

Considerando que la mayoría de las centrales hidroeléctricas ecuatorianas corresponden a la vertiente del Amazonas, y que se requiere instalar centrales, especialmente en la vertiente del Pacífico, por el tema de la cuasi-complementariedad hidrológica, se asignó un peso mayor a los proyectos pertenecientes a dicha vertiente, y uno menor a los de la vertiente del Amazonas. Se asignó un peso de 5%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

De los catorce proyectos analizados, se recomendó que se realice la actualización de los estudios de inventario de los diez proyectos hidroeléctricos siguientes, a través de consultoría especializada (se indican las potencias determinadas en los estudios iniciales realizados por INECEL):

1. Pilatón - Santa Ana (36 MW), provincia: Pichincha, cantón: Mejía.
2. Intag 1 (41 MW), provincia: Imbabura, cantón: Cotacachi.
3. Corazón (11,5 MW), provincia: Pichincha, cantón: Mejía.
4. Cinto (18,7 MW), provincia: Pichincha, cantón: Los Bancos.
5. Cuyes (47,2 MW), provincia: Morona Santiago, cantón: Gualaquiza.
6. Escudillas (27,3 MW), provincia: Imbabura, cantón: Pimampiro.
7. Pamplona (19,7 MW), provincia: Imbabura, cantón: Cotacachi.
8. Los Bancos (31,3 MW), provincia: Pichincha, cantón: Los Bancos.
9. Mira 1 (45,5 MW), provincia: Carchi, cantón: Mira.
10. Chota (75,3 MW), provincia: Carchi, cantón: Mira.

En diciembre de 2012 se firmó el contrato entre CONELEC y ASTEC Asesoría Técnica Cía. Ltda. para la ejecución de los “Estudios de Inventario de diez proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad”, estudio que concluyó en julio de 2013.

En el mapa que se presenta a continuación se ubican los 10 proyectos preseleccionados.

Los resultados de estudios de ASTEC, a julio de 2013, arrojan que ocho de los diez proyectos pueden pasar a la prefactibilidad. En la tabla No. 8 se resumen las principales características.



TABLA No. 8: RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE OCHO DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DE MEDIANA CAPACIDAD (A JULIO 2013)

| Aprovechamiento | Pilotón Santa Ana | | Corazón | | Mira | | Pamplona | | Cinto | | Los Bancos | | Íntag | | Cuyes | |
|--|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| | Pichincha | Mejía | Pichincha | Mejía | Carchi | Mira | Imbabura | Cotacachi | Pichincha | Los Bancos | Pichincha | Los Bancos | Imbabura | Cotacachi | Imbabura | Morona Santiago |
| Provincia | Pichincha | Pichincha | Pichincha | Pichincha | Carchi | Mira | Imbabura | Cotacachi | Pichincha | Los Bancos | Pichincha | Los Bancos | Imbabura | Cotacachi | Imbabura | Morona Santiago |
| Cantón | Mejía | Mejía | Mejía | Mejía | Mira | Mira | Cotacachi | Cotacachi | Los Bancos | Los Bancos | Los Bancos | Los Bancos | Cotacachi | Cotacachi | Cotacachi | Gualaquiza |
| Caudal de Diseño (m³/s) | 28,98 | 10,90 | 10,90 | 10,90 | 45,35 | 45,35 | 31,43 | 31,43 | 44,00 | 44,00 | 44,00 | 65,79 | 65,79 | 6,67 | 6,67 | 18,73 |
| Caída Bruta (m) | 239 | 195 | 195 | 195 | 106 | 106 | 150 | 150 | 123 | 123 | 123 | 163 | 163 | 272 | 272 | 160 |
| Factor de Planta | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 0,86 | 0,86 | 0,73 | 0,73 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,75 | 0,75 | 0,72 |
| Conducción: Túnel (m) | 6.198 | 1.530 | 1.530 | 1.530 | 6.090 | 6.090 | 8.813 | 8.813 | 4.035 | 4.035 | 4.035 | 9.465 | 9.465 | 6.573 | 6.573 | 4.900 |
| Canal (m) | 7.605 | 3.701 | 3.701 | 3.701 | 1.032 | 1.032 | 2 | 2 | 3.600 | 3.600 | 3.600 | 2.800 | 2.800 | 2 | 2 | 820 |
| Tubería de presión: N° | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 |
| Longitud (m) | 813 | 485 | 485 | 485 | 507,21 | 507,21 | 365 | 365 | 220 | 220 | 220 | 484 | 484 | 387 | 387 | 323 |
| Diámetro (m) | 2,65 | 2,35 | 2,35 | 2,35 | 3,55 | 3,55 | 2,95 | 2,95 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 4,00 | 4,00 | 1,95 | 1,95 | 3,20 |
| Central: Tipo de turbina | Pelton | Pelton | Pelton | Pelton | Francis | Francis | Francis | Francis | Francis | Francis | Francis | Francis | Francis | Pelton | Pelton | Francis |
| N° | 4 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 2 | 2 | 6 | 6 | 6 | 8 | 8 | 2 | 2 | 2 |
| Costo Total (MUSD) | 84,42 | 37,25 | 37,25 | 37,25 | 98,78 | 98,78 | 115,19 | 115,19 | 70,60 | 70,60 | 70,60 | 191,99 | 191,99 | 56,36 | 56,36 | 91,51 |
| Costo Generación (MUSD) | 78,47 | 31,83 | 31,83 | 31,83 | 91,30 | 91,30 | 105,79 | 105,79 | 67,82 | 67,82 | 67,82 | 186,94 | 186,94 | 50,17 | 50,17 | 84,91 |
| Potencia instalada (MW) | 58,45 | 17,99 | 17,99 | 17,99 | 40,99 | 40,99 | 40,47 | 40,47 | 45,78 | 45,78 | 45,78 | 92,17 | 92,17 | 15,29 | 15,29 | 51,31 |
| Costo total por kilowatio (USD/kW) | 1,444 | 2,071 | 2,071 | 2,071 | 2,240 | 2,240 | 2,846 | 2,846 | 1,542 | 1,542 | 1,542 | 2,083 | 2,083 | 3,687 | 3,687 | 1,783 |
| Costo de generación por kilowatio (USD/kW) | 1,343 | 1,769 | 1,769 | 1,769 | 2,227 | 2,227 | 2,614 | 2,614 | 1,481 | 1,481 | 1,481 | 2,028 | 2,028 | 3,282 | 3,282 | 1,655 |
| Tasa de descuento (%) | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 | 7,46 |
| TIR (%) | 22,22 | 12,55 | 12,55 | 12,55 | 14,36 | 14,36 | 16,17 | 16,17 | 29,71 | 29,71 | 29,71 | 9,50 | 9,50 | 12,72 | 12,72 | 19,82 |
| VAN (MUSD) | 73,22 | 11,35 | 11,35 | 11,35 | 40,71 | 40,71 | 57,58 | 57,58 | 81,05 | 81,05 | 81,05 | 31,01 | 31,01 | 16,51 | 16,51 | 80,37 |
| VPC (MUSD) | 138,16 | 60,97 | 60,97 | 60,97 | 161,68 | 161,68 | 189,71 | 189,71 | 121,61 | 121,61 | 121,61 | 307,32 | 307,32 | 92,82 | 92,82 | 151,18 |
| VPB (MUSD) | 211,38 | 72,32 | 72,32 | 72,32 | 202,39 | 202,39 | 247,29 | 247,29 | 202,66 | 202,66 | 202,66 | 338,33 | 338,33 | 109,33 | 109,33 | 231,55 |
| Relación B/C | 1,53 | 1,19 | 1,19 | 1,19 | 1,25 | 1,25 | 1,30 | 1,30 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,1 | 1,1 | 1,18 | 1,18 | 1,53 |
| Periodo de retorno (años, financiero) | 5 | 14 | 14 | 14 | 12 | 12 | 21 | 21 | 3 | 3 | 3 | 20 | 20 | 13 | 13 | 7 |
| Calificación porcentual asignada | 83 | 78 | 78 | 78 | 72 | 72 | 79 | 79 | 90 | 90 | 90 | 76 | 76 | 74 | 74 | 89 |
| Calificación aspectos técnicos (/40) | 30 | 29 | 29 | 29 | 28 | 28 | 32 | 32 | 34 | 34 | 34 | 33 | 33 | 35 | 35 | 31 |
| Calificación aspectos económicos (/30) | 28 | 24 | 24 | 24 | 23 | 23 | 23 | 23 | 29 | 29 | 29 | 23 | 23 | 15 | 15 | 29 |
| Calificación aspectos ambientales (/30) | 25 | 25 | 25 | 25 | 21 | 21 | 24 | 24 | 27 | 27 | 27 | 20 | 20 | 24 | 24 | 29 |
| Recomendación | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad | Puede pasar a prefactibilidad |

VAN: VALOR ACTUAL NETO
VPC: VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS
VPB: VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS
B/C: RELACIÓN BENEFICIO / COSTO
MUSD: Millones de dólares

2.2. Recursos Geotérmicos

El Ecuador dispone de un alto potencial de recursos geotérmicos, sin embargo, aún no se dispone de ninguna central de generación de este tipo. La energía geotérmica se caracteriza por ser limpia, renovable, no le afecta el clima y su desarrollo es modular, además posee factores de planta muy elevados (entre 90 y 95%).

El Ecuador continental e insular tiene un lugar privilegiado en tema geotérmico. A continuación se resume aspectos citados en el documento: “Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Beate B., Quito, 2010” y del documento “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de generación eléctrica 2009, CONELEC, Quito, 2010”.

La exploración geotérmica se inició en Ecuador hace más de 30 años con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, sin embargo fue cerrada en 1993, debido principalmente a los bajos precios del petróleo, a la falta de un marco regulatorio y a la no disponibilidad de capital inicial de riesgo. En los últimos años, el Gobierno ha retomado la iniciativa para el aprovechamiento geotérmico con la decisión política de incluir a la geotermia en el cambio de la matriz energética, cuya componente principal son las energías renovables.

Según el documento de B. Beate, el potencial hipotético establecido hasta 2010 es el siguiente:

- Potencial geotérmico hipotético total del Ecuador: 6.500 MWe,
- El potencial geotérmico hipotético de los cuatro proyectos principales: 952 MWe,
- Potencial geotérmico hipotético de los prospectos geotérmicos: Tufiño - Chiles (138 MWe), Chachimbiro (113 MWe), Chalupas (283 MWe) y Chacana (418 MWe).

En el estudio contratado por MEER (B. Beate, 2010) se realizó básicamente lo siguiente:

- a) Resumen de las áreas geotérmicas del Ecuador. Se definieron cuatro grupos:
 - A1. Prospectos de alta temperatura con estudios de Prefactibilidad inicial: Tufiño, Chachimbiro, Chalupas y Chacana.
 - A2. Prospectos de alta temperatura en etapa de reconocimiento: Baños de Cuenca, Chimborazo, Guapán y Alcedo.
 - A3. Prospectos en reconocimiento con fluidos a temperaturas más aptas para usos directos: Chalpatán, Ilaló, Salinas de Bolívar, San Vicente y Portovelo (aunque Chalpatán podría generar electricidad con una planta de ciclo binario).
 - A4: Áreas que no tienen datos geotérmicos suficientes, sino solo indicios principalmente vulcanológicos: Cuicocha, Cayambe, Pululahua, Guagua Pichincha, Tungurahua, Imbabura, Mojanda, Iguán, Soche, Reventador y otras.
- b) Priorización de los 11 prospectos más importantes en una matriz multiparamétrica, resultando la siguiente prioridad:
 - B1: Chachimbiro,
 - B2: Chalpatán,



B3: Chacana - Jamanca,

B4: Chalupas,

B5: Guapán,

B6: Chacana - Cachiyacu,

B7: Tufiño (binacional),

B8: Chimborazo,

B9: Chacana - Oyacachi,

B10: Cuenca,

B11: Alcedo.

- c) Propuesta de Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos. Se propone un plan de acción a corto plazo para llevar cinco prospectos a factibilidad inicial: Chacana - Jamanca, Chacana - Cachiyacu, Chalpatán, Chalupas y Guapán. Tufiño - Chiles es un proyecto binacional (Ecuador - Colombia).
- d) Lineamientos generales y recomendaciones para una futura Ley Geotérmica.

2.2.1 Proyectos geotérmicos futuros en estudios

Los proyectos geotérmicos que se encuentran actualmente en estudios son:

1. BINACIONAL TUFÍÑO - CHILES - CERRO NEGRO

En julio de 2010, entre los Gobiernos de las Repúblicas de Colombia y Ecuador, se suscribió el Convenio de Cooperación Técnica con el objeto de adelantar los estudios de prefactibilidad del Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro.

El 5 de abril de 2011, entre ISAGEN S.A. (Colombia) y la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, se suscribió el Convenio Específico de Cooperación Técnica, con el objeto de adelantar los estudios de prefactibilidad del citado proyecto. Para su realización las dos compañías acordaron invertir un total de USD 2,5 millones de dólares, por partes iguales. Estos recursos están siendo administrados por la Secretaría General de la Comunidad Andina de Naciones, CAN, entidad que se encarga igualmente de adelantar los aspectos logísticos de los procesos de contratación de los bienes y/o servicios requeridos durante la ejecución de los estudios.

En los estudios iniciales realizados hace más de 20 años por INECEL de Ecuador, se determinó una potencia estimada de 138 MWe.

2. CHACHIMBIRO

ESTUDIOS DE IDENTIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DE FUENTES GEOTÉRMICAS-PRIMER COMPONENTE ESTUDIO DEL MODELO INTEGRAL GEOTÉRMICO CHACHIMBIRO.

El objetivo es realizar el mapeo semi-detalle de los alrededores, estableciendo el esquema de la circulación hídrica profunda y las características químico-físicas de los fluidos geotérmicos mediante estudios hidrogeológicos y geoquímicos. Interpretar las estructuras profundas mediante investigaciones geofísicas, en particular magnetotelúricas, localizar zonas de gradiente térmico anómalo mediante la perforación de pozos de gradiente y estimar, con base en el gradiente térmico registrado, la supuesta temperatura de los fluidos geotérmicos.

Total de Preinversión: 1,13 MUSD

Inversión Estimada: 160,00 MUSD

Localización: Cantón de Urcuquí, Provincia de Imbabura

Potencia a instalarse: 113 MW

3. CHALPATÁN

ESTUDIO DE IDENTIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DE FUENTES GEOTÉRMICAS-TERCER COMPONENTE ESTUDIO DEL MODELO INTEGRAL GEOTÉRMICO CHALPATÁN.

El objetivo es realizar el mapeo semi-detalle de los alrededores, estableciendo el esquema de la circulación hídrica profunda y las características químico-físicas de los fluidos geotérmicos mediante estudios hidrogeológicos y geoquímicos. Interpretar las estructuras profundas mediante investigaciones geofísicas, en particular magnetotelúricas, localizar zonas de gradiente térmico anómalo mediante la perforación de pozos de gradiente y estimar, con base en el gradiente térmico registrado la supuesta temperatura de los fluidos geotérmicos.

Total de Preinversión: 1,08 MUSD

Inversión Estimada: 160,00 MUSD

Localización: cantón Tulcán y Espejo, Provincia del Carchi

Potencia a instalarse: 130 MW

En siguiente mapa se presenta la ubicación de los principales proyectos geotérmicos

2.2.2 Proyectos geotérmicos disponibles para su desarrollo

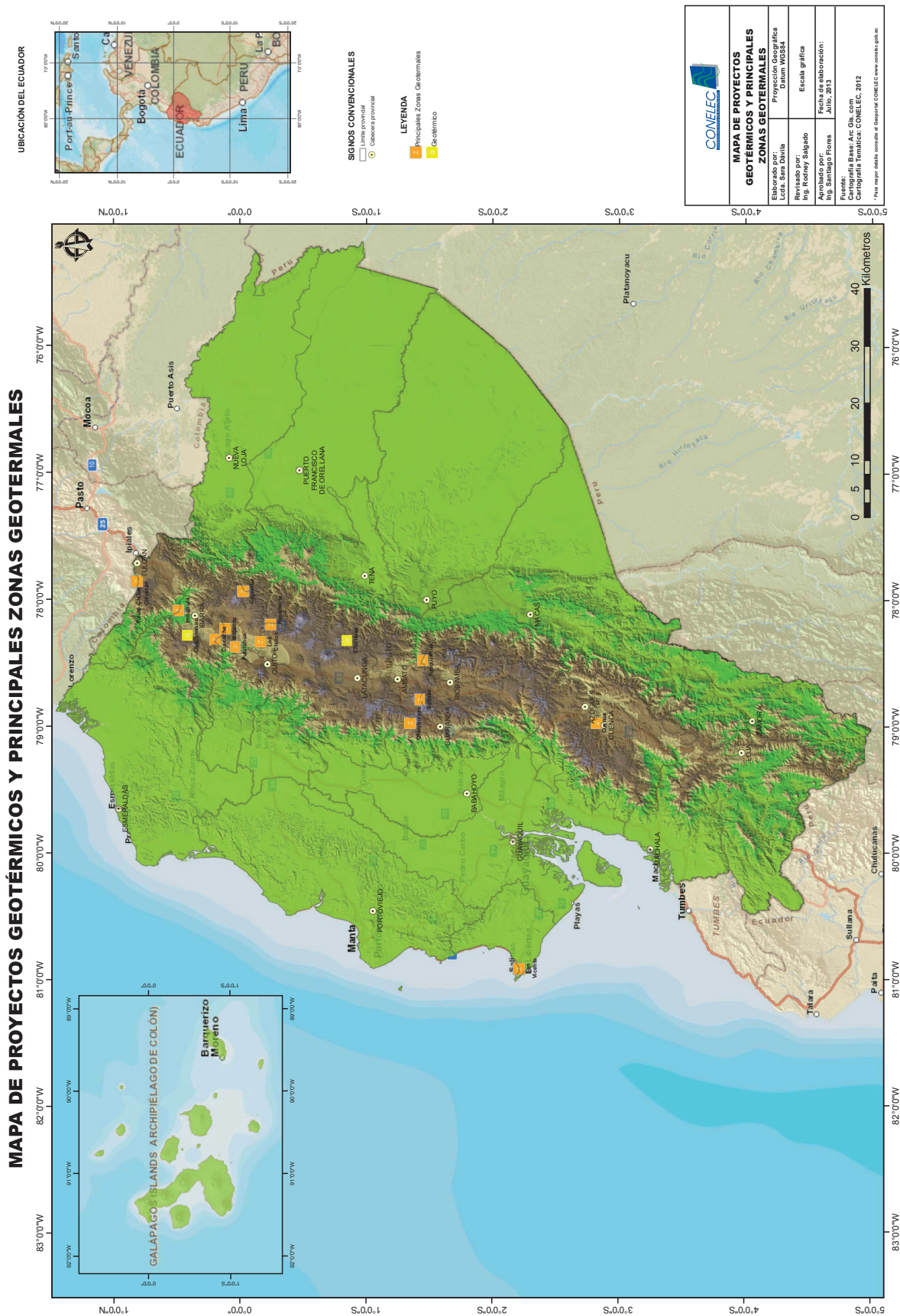
En vista de que al momento se encuentran en ejecución los estudios de varios proyectos geotérmicos, todos los proyectos identificados aún se encuentran disponibles para su desarrollo por parte de empresas públicas o privadas. Los principales son:

- Chacana: 318 MWe
- Chachimbiro: 113 MWe
- Chalpatán: 130 MW

Total: 561 MW



MAPA No. 5: PROYECTOS GEOTÉRMICOS Y ZONAS GEOTERMALES



2.3. Recursos Solares para Generación Eléctrica

2.3.1 Atlas solar

El Ecuador posee características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones únicas que le confieren un elevado potencial de energías renovables y limpias, las cuales no pueden quedar al margen del Inventario de los Recursos Energéticos para Producción Eléctrica, pues las condiciones de cobertura y satisfacción de la demanda que se presentan en la actualidad, demuestran un estrecho vínculo especialmente con la electrificación y energización rural.

El diseño de políticas, estrategias y medidas para incentivar el mayor uso de estas energías limpias que promuevan el desarrollo especialmente en zonas rurales, se fundamenta en su cuantificación, disponibilidad y distribución estacional en el territorio.

La utilización práctica de la energía solar, un recurso renovable y limpio, para generación eléctrica, tiene como objetivos principales: la contribución a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, la disminución de la generación con energías no renovables con el consecuente ahorro en combustibles fósiles, y la posibilidad de llegar con electricidad a zonas alejadas de las redes de distribución.

La necesidad de contar con un documento técnico que cumpla con esta exigencia a fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética motivó al CONELEC a publicar, en agosto de 2008, el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, el mismo que fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE.

El Atlas incluye la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, en base a mapas mensuales de radiación directa, global y difusa y sus correspondientes isohelias, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para obtener calor y electricidad para diversas aplicaciones como fabricar colectores térmicos y módulos fotovoltaicos.

El Ecuador por estar situado sobre la línea ecuatorial tiene un potencial solar que sin ser el mejor del planeta, se sitúa en niveles muy importantes. Los datos de radiación solar en Ecuador presentan homogeneidad de los valores a lo largo del año, así por ejemplo, en el observatorio del Coca en la Amazonía, los valores diarios oscilan entre los 3,35 kWh/m² en el mes de mayo y los 4,33 kWh/m² de septiembre.

El hecho que la radiación solar sea homogénea a lo largo del año reduce en forma significativa el problema de variaciones aleatorias de este parámetro, lo que hace muy confiable y rentable el uso tecnológico de este recurso para diversas aplicaciones. Estas podrían clasificarse en dos tipos: solar fotovoltaico y solar térmico.

La energía solar que se recibe en la superficie de la tierra se ha calculado equivalente a 178.000 TW-año. En 1990 se calculaba que esta cantidad era 15.000 veces mayor que el consumo global. No obstante, cerca del 30% de esta energía es reflejada en el espacio, 50% es absorbida, convertida en calor y reenviada a la superficie terrestre; de este 50%, 49.000 TW-año son reenviados como energía calorífica bajo la forma de radiación electromagnética y 40.000 TW-año como energía calórica propiamente dicha. Los 20% restantes permiten la formación de los vientos (~350 TW), alimentan de energía los ciclos hidrológicos (~35.000 TW) y tan solo una muy pequeña parte de la energía solar es utilizada por la fotosíntesis, gracias a la cual la biodiversidad planetaria existe (100 TW).

La energía geotérmica, considerada también renovable, y proveniente del proceso de formación cósmica, puede ser sustraída de la corteza terrestre hasta un valor de 30 TW-año. La energía de las mareas, creada por la atracción de la luna, puede también entregar una pequeña parte de la energía utilizable del orden de 3 TW-año.

Las estimaciones del potencial de las energías renovables (biomasa primaria, energía solar, energía hidráulica, energía eólica y energía geotérmica) muestran que su contribución se multiplicará por diez, pudiendo llegar hasta

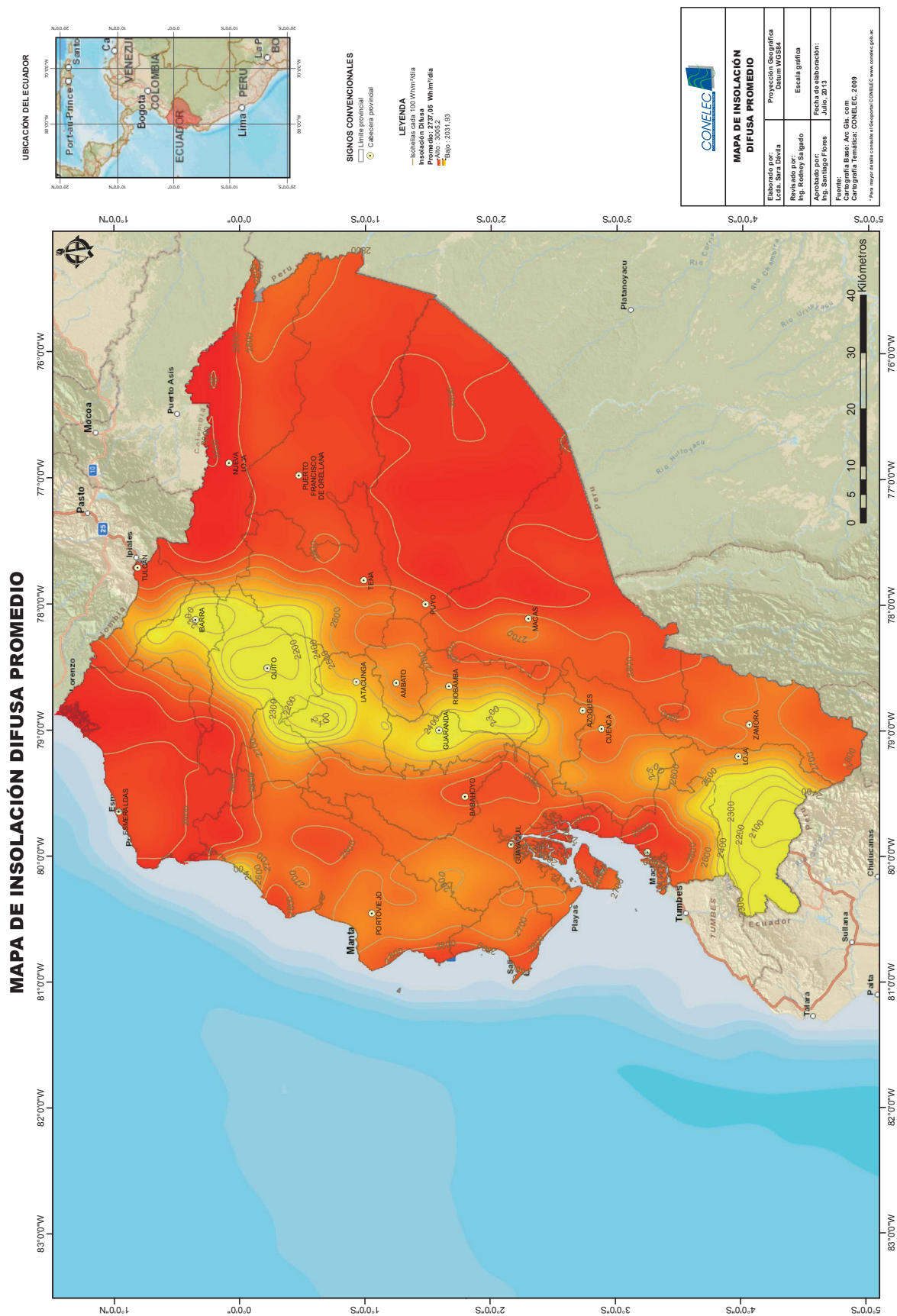


10 o 15 TW-año. Este crecimiento de las energías renovables dependerá sobretodo de sus costos, de los impuestos a las energías no renovables y de las políticas energéticas.

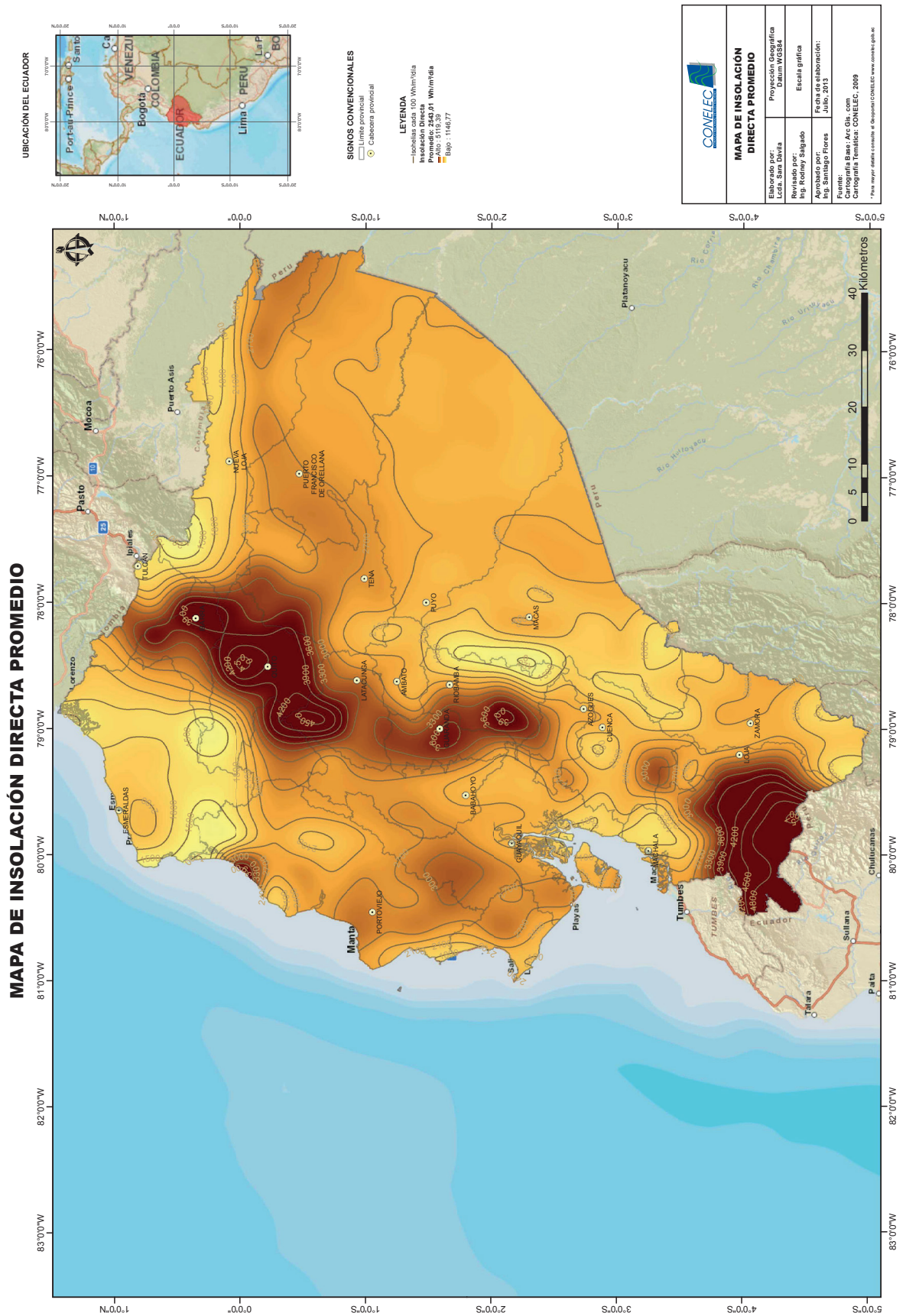
En la elaboración del Atlas se utilizó la información generada por el modelo CRS, filtrando en primera instancia el amplio volumen de información proveniente de este modelo, hasta seleccionar aquellos que corresponden únicamente al territorio continental ecuatoriano, y mediante códigos, ser exportados a una base de datos para que sean compatibles con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG). A través del SIG se convirtió las referencias geográficas al Sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso Universal Transversal de Mercator (UTM), WGS84, Zona 17 Sur.

Los resultados de este trabajo se han plasmado en el Atlas Solar que dispone el CONELEC, y está a disposición de la ciudadanía a través del portal web <http://www.conelec.gob.ec>. Parte de este trabajo se presenta en los mapas que se indican a continuación:

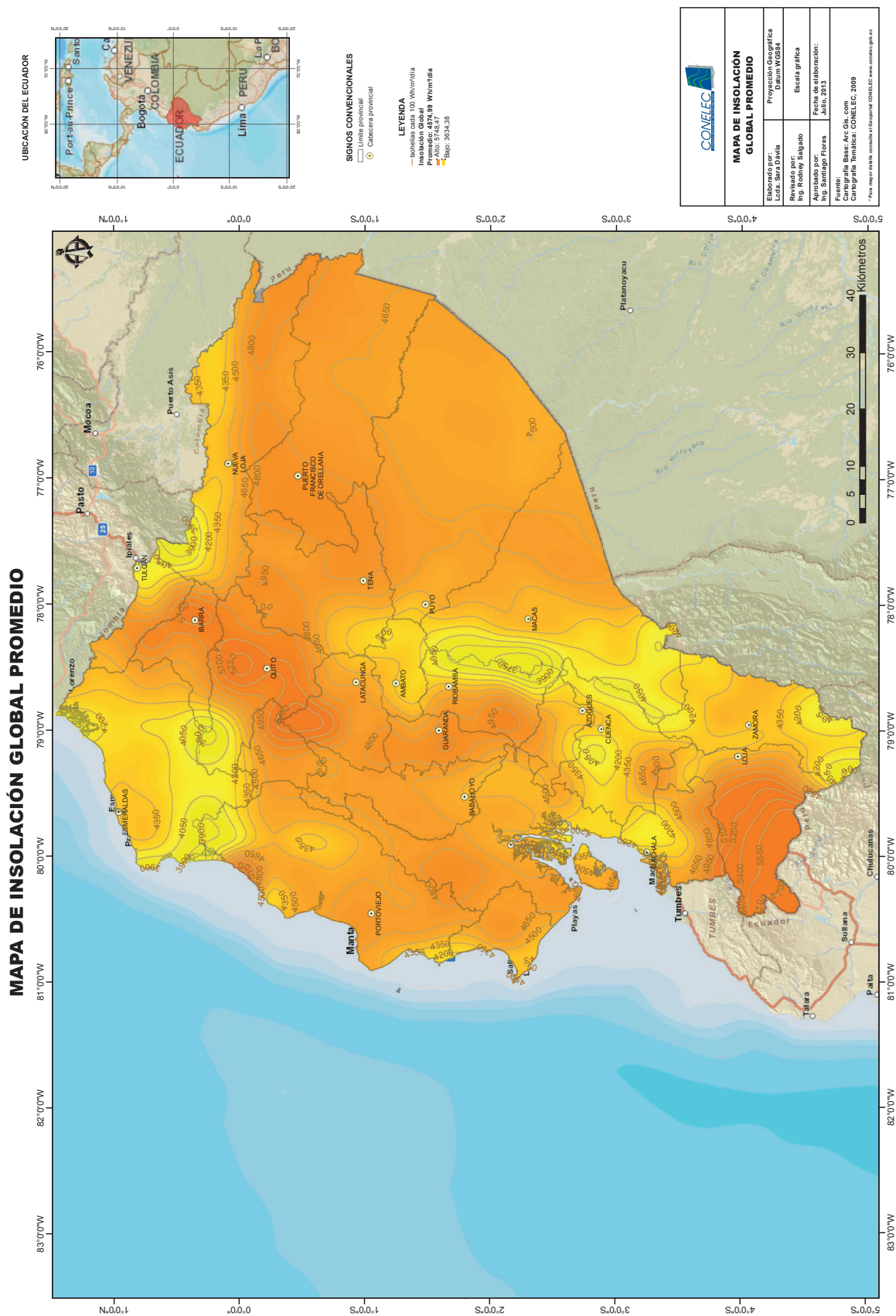
MAPA No. 6: ATLAS SOLAR, INSOLACIÓN DIFUSA PROMEDIO



MAPA No. 7: ATLAS SOLAR, INSOLACIÓN DIRECTA PROMEDIO



MAPA No. 8: ATLAS SOLAR, INSOLACIÓN GLOBAL PROMEDIO



2.3.2 Proyectos solares

Al momento se encuentran en construcción o estudios los siguientes proyectos con energía solar:

PROYECTO FOTOVOLTAICO PUERTO AYORA (1,5 MWp)

El proyecto fotovoltaico de 1,5 MWp ubicado en la ciudad de Puerto Ayora, Isla Santa Cruz, provincia de Galápagos se encuentra en etapa de construcción. Se prevé el inicio de su operación comercial para diciembre de 2013.



Fotografía: R. Salgado, julio 2013

FOTOGRAFÍA No. 3: PROYECTO FOTOVOLTAICO PUERTO AYORA EN CONSTRUCCIÓN

PROYECTO HÍBRIDO ISLA ISABELA, GALÁPAGOS (1,1 MWp + 1,32 MW)

El diseño definitivo del sistema híbrido (solar - fotovoltaico) lo contrató el MEER y lo ejecutó la empresa Lahmeyer. El proyecto híbrido consta de: 1,1 MWp fotovoltaico; 0,7 MW de almacenamiento de energía; y 1,32 MW de generación térmica dual: aceite de piñón - biodiesel. Al momento se encuentra en construcción.

PROYECTO FOTOVOLTAICO BALTRA (0,20 MWp)

El proyecto de 200 Wp más un sistema de almacenamiento de energía de 1 MW, cuenta a julio de 2013 con el estudio de factibilidad concluido, se espera que las obras inicien en el segundo semestre de 2013.

2.3.3 Proyectos de generación solar con interés de empresas privadas

Hasta diciembre de 2012, varias empresas privadas presentaron la solicitud al CONELEC, los siguientes proyectos de generación solar fotovoltaica, los que se encuentran en diferentes fases de estudio.

TABLA No. 9: PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS - POTENCIA > 1 MW

| No. | Empresa Gestora | Proyecto | Tipo de Proyecto | Capacidad (MW) | Ubicación |
|-----|---|---|------------------|------------------|---|
| 1 | Desarrollos Fotovoltaicos del Ecuador S.A. | Shyri 1 | Fotovoltaico | 50,00 | Distrito Metropolitano de Quito - Parroquia de Calderón |
| 2 | Martifer Solar | | Fotovoltaico | 50,00 | Loja |
| 3 | Condor Solar S.A. | Condor Solar | Fotovoltaico | 30,00 | Cayambe - Tabacundo |
| 4 | Solar Connection S.A. | Solar Connection | Fotovoltaico | 20,00 | Cayambe - Tabacundo |
| 5 | Milenio Solar | Milenio Solar | Fotovoltaico | 20,00 | Loja |
| 6 | Ecuador Energético S.A. | Imbabura - Pimán | Fotovoltaico | 25,00 | Imbabura - Pimán |
| 7 | Atlantic | Chongón | Fotovoltaico | 80,00 | Chongon |
| 8 | Illapa EP | Illapa | Fotovoltaico | 49,90 | Cotacachi |
| 9 | Guitarsa SA | Vaiana | Fotovoltaico | 20,00 | Cerecita |
| 10 | Sunlogics | N/A | Fotovoltaico | No está definido | No está definido |
| 11 | Enersol | Enersol | Fotovoltaico | 50,00 | No está definido |
| 12 | Las Ballenas SA | Ballensa | Fotovoltaico | 17,95 | No está definido |
| 13 | Racalser y Asociados Cía. Ltda. | Chota - Piman | Fotovoltaico | 20,00 | Imbabura-Ibarra-Sagrario-Pimán |
| 14 | Empresa de Energía Renovable Cayambe CA ENERCAY | Mitad del Mundo | Fotovoltaico | 25,00 | Pichincha - Cayambe, Parroquia Cangahua, sector Buena Esperanza - Pitana Bajo |
| 15 | SUPERGALEON S.A. | San Alfonso | Fotovoltaico | 15,00 | Imbabura, Ibarra, relleno sanitario San Alfonso |
| 16 | EMETRICPLUS S.A. | | Fotovoltaico | 10,00 | Santa Elena. Santa Elena |
| 17 | ENERGIASMANABITAS S.A. | Los Bajos | Fotovoltaico | 30,00 | Manabi, Montecristi, sector Los Bajos |
| 18 | Milenio Solar | | Termosolar | 50,00 | Loja |
| 19 | SUN ENERGY ECUADOR S.A. ENERGYEC | Rancho Solar Villa Cayambe | Fotovoltaico | 20,00 | Provincia de Manabí, Cantón Cayambe, vía Cayambe - Cajas |
| 20 | GALAPAGOSPOWER | Proyecto Fotovoltaico GPSA | Fotovoltaico | 20,00 | Provincia de Loja sector Sapotillo |
| 21 | GALAPAGOSPOWER | Proyecto Fotovoltaico GPSA | Fotovoltaico | 10,00 | Provincia de Loja sector Gonzanamá |
| 22 | GALAPAGOSPOWER | Proyecto Fotovoltaico GPSA | Fotovoltaico | 10,00 | Provincia de Imbabura Cantón Ibarra |
| 23 | COMPESANFER S.A. | Proyecto de Generación Eléctrica, Utilizando los Residuos Sólidos Generados en el Cantón Chone. | Biomasa | 10,70 | Provincia de Manabí, Cantón Chone. |
| 24 | SOLMANTAG S.A. | San Eloy | Fotovoltaico | 15,00 | Cantón Urququí, provincia de Imbabura |
| 25 | Energía Solar SA | Los Bajos | Fotovoltaico | 30,00 | Los Bajos - Montecristi |
| 26 | COLIMBUELA S.A. | Colimbuela | Fotovoltaico | 15,00 | Cantón Cotacachi, provincia de Imbabura |
| 27 | COTACACHI ENERGÍA SOLAR S.A. | Sin nombre definido | Fotovoltaico | 49,90 | Cantón Cotacachi, provincia de Imbabura |
| 28 | ATLANTIC ENERGY ECUADOR S.A. | Lagarto | Fotovoltaico | 25,00 | Provincia de Esmeraldas |
| 29 | GRANSOLAR | Salinas | Fotovoltaico | 5,00 | Localidad de Salinas, provincia de Imbabura |
| 30 | Atlantic Energy Ecuador | Tonchigue | Fotovoltaico | 25,00 | Parroquia Tonchigue; Cantón Atacames; Provincia Esmeraldas |
| 31 | Solar Energy Ecuador S.A. | Rancho Solar Catamayo | Fotovoltaico | 20,00 | Parroquia Catamayo-El Tambo; Cantón Catamayo; Provincia Loja |
| 32 | Ecuador Energético S.A. | Santa Elena Primera Fase | Fotovoltaico | 25,00 | Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena |
| 33 | AMAZON SOLAR S.A. | Juan Montalvo | Fotovoltaico | 10,00 | Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena |
| 34 | COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A. | Guabillo | Fotovoltaico | 10,00 | Provincia El Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras |
| 35 | GUJOMA SOLAR S.A. | Zapotal | Fotovoltaico | 10,00 | Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena |
| 36 | GASGREEN CIA. LTDA. | Relleno Sanitario el Inga I y II | Biogas | 5,00 | Provincia de Pichincha, Canton Quito |
| | | | Total | 878,45 | |



TABLA No. 10: PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS - POTENCIA < 1 MW

| No. | Empresa Gestora | Proyecto | Tipo de Proyecto | Capacidad (MW) | Ubicación |
|--------------|--|--|------------------|----------------|--|
| 1 | GECI ESPAÑOLA S.A. | Mira | Fotovoltaico | 0,999 | Localidad Mira, provincia de Imbabura |
| 2 | COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A. | Las Quemazones | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Carcabón. |
| 3 | ARRAYASOLAR S.A. | Machala | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Carcabón. |
| 4 | ENEGELISA | Malchinguí | Fotovoltaico | 0,999 | Localidad Malchinguí, provincia de Imbabura |
| 5 | Inti Huasi Servicios CIA. LTDA. | Sagrario | Fotovoltaico | 0,995 | Sector Piedra Bola; Parroquia El Sagrario; Provincia Imbabura |
| 6 | Ecuasolaricec CIA. LTDA. | Pusir | Fotovoltaico | 0,995 | Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas |
| 7 | Inti Huasi Servicios CIA. LTDA. | Bolivar | Fotovoltaico | 0,995 | Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas |
| 8 | Lupemergy S.A. | Lorena | Fotovoltaico | 0,995 | Falta por llegar expediente físico |
| 9 | AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A. | El Oro | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras. |
| 10 | GUJOMA SOLAR S.A. | Cabo Minacho | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras. |
| 11 | Aurora Solar S.A. | Aurora | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia del Pichincha, sector Bellavista |
| 12 | Sunco Sistema Fotovoltaico Cia Ltda | Sunco Mulao | Fotovoltaico | 0,997 | Provincia de Cotopaxi, población Mulalá |
| 13 | EQUINOCSOLAR CIA.LTDA. | Central Fotovoltaica Tumbatú | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de Imbabura, en el sector de Piedra Bola, Parroquia el Sagrario. |
| 14 | EQUINOCSOLAR CIA.LTDA. | Central Fotovoltaica Tumbatu-Equinocsolar | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia del Carchi, en una Parroquia Rural del Cantón Bolívar. |
| 15 | EOLIGENER S.A | Central Fotovoltaica El Jardín | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de el Oro sector la y de Chacras |
| 16 | CHIRGERENO S.A | Central Fotovoltaica La Luz | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de el Oro Cantón Arenillas Parroquia Chacras |
| 17 | ECUASOLARICEC CIA.LTDA. | Central Fotovoltaica Piman Chiquito-Ambuquí | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de Imbabura al extremo Nororiental. |
| 18 | ECOGEN S.A. | Huaquillas | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Huaquillas, Parroquia Chacras. |
| 19 | GENROC S.A. | Chacras | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras. |
| 20 | LA LIBERTAD SOLAR S.A. | Santa Elena | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Santa Elena, Cantón Santa Elena. |
| 21 | VALSOLAR S.A. | Malchingui | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Pichincha, Cantón Pedro Moncayo, Parroquia Malchingui. |
| 22 | GREENWATT Cía. Ltda. | Pingunchuela | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Imbabura, Cantón Ibarra, Parroquia Salinas. |
| 23 | AURORA SOLAR AUROSO S.A. | Edelmira | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Imbabura |
| 24 | GENERLOJ S.A. | Santa Rosa | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de El Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras |
| 25 | AUTICON | Atahualpa | Fotovoltaico | 1,000 | Santa Elena |
| 26 | SEDOFOCORP | Chanduy | Fotovoltaico | 1,000 | Santa Elena |
| 27 | FIDATOLEH S.A. | El Azúcar | Fotovoltaico | 1,000 | Santa Elena |
| 28 | RENOENERGY | Renoenergy | Fotovoltaico | 0,700 | Loja |
| 29 | PROSOLAR LOJA | Prosolar Loja | Fotovoltaico | 0,900 | Loja |
| 30 | GENALTERNATIVA | El Álamo | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro |
| Total | | | | 29,485 | |



En la tabla No. 11 se presenta un listado con los proyectos de generación con Energía Renovable No Convencional ERNC, que han firmado contrato con el CONELEC, hasta el 31 de enero de 2013 y por tanto disponen de Título Habilitante:

TABLA No. 11: LISTADO DE PROYECTOS DE ERNC DE MÁS DE 1 MW CON TÍTULO HABILITANTE OTORGADO POR EL CONELEC

| No. | Empresa Gestora | Proyecto | Tipo de Proyecto | Ubicación | Capacidad (MW) |
|-----|---|--|------------------|---|----------------|
| 1 | Desarrollos Fotovoltaicos del Ecuador S.A. | Shyri 1 | Fotovoltaico | Distrito Metropolitano de Quito - Parroquia de Calderón | 50,0 |
| 2 | Condor Solar S.A. | Condor Solar | Fotovoltaico | Cayambe - Tabacundo | 30,0 |
| 3 | Solar Connection S.A. | Solar Connection | Fotovoltaico | Cayambe - Tabacundo | 20,0 |
| 4 | Ecuador Energético S.A. | Imbabura - Pimán | Fotovoltaico | Imbabura - Pimán | 25,0 |
| 5 | Guitarsa SA | Vaiana | Fotovoltaico | Cerecita, Guayas | 20,0 |
| 6 | Racalser y Asociados Cía. Ltda. | Chota - Piman | Fotovoltaico | Imbabura-Ibarra-Sagrario-Pimán | 8,0 |
| 7 | Empresa de Energía Renovable Cayambe CA ENERCAY | Mitad del Mundo | Fotovoltaico | Pichincha - Cayambe, Parroquia Cangahua, sector Buena Esperanza - Pitana Bajo | 10,0 |
| 8 | SUPERGALEON S.A. | San Alfonso | Fotovoltaico | Imbabura, Ibarra, relleno sanitario San Alfonso | 6,0 |
| 9 | ENERGIASMANABITAS S.A. | Los Bajos | Fotovoltaico | Manabi, Montecristi, sector Los Bajos | 12,0 |
| 10 | Sun Energy S.A. | Rancho Solar Villa Cayambe | Fotovoltaico | Pichincha - Cayambe | 16,0 |
| 11 | GALAPAGOSPOWER | Proyecto Fotovoltaico GPSA | Fotovoltaico | Provincia de Loja sector Zapotillo | 8,0 |
| 12 | COMPESANFER S.A. | Proyecto de Generación Eléctrica, Utilizando los Residuos Sólidos Generados en el Cantón Chone | Biomasa | Provincia de Manabí, Cantón Chone. | 10,7 |
| 13 | Energía Solar SA | Manabí | Fotovoltaico | Los Bajos - Montecristi | 30,0 |
| 14 | ATLANTIC ENERGY ECUADOR S.A. | Lagarto | Fotovoltaico | Provincia de Esmeraldas | 10,0 |
| 15 | GRANSOLAR | Salinas | Fotovoltaico | Localidad de Salinas, provincia de Imbabura | 5,0 |
| 16 | Ecuador Energético S.A. | Santa Elena Primera Fase | Fotovoltaico | Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena | 25,0 |
| 17 | GASGREEN CIA. LTDA. | Relleno Sanitario el Inga I y II | Biogas | Provincia de Pichincha, Canton Quito | 5,0 |
| | | | | Total | 290,7 |

En la tabla No. 12 se presenta un listado de los proyectos de generación de menos de 1 MW, la mayoría fotovoltaicos, con registro otorgado por el CONELEC.



TABLA No. 12: LISTADO DE PROYECTOS DE MENOS DE 1 MW CON REGISTRO OTORGADO POR EL CONELEC

| No. | Empresa Gestora | Proyecto | Tipo de Proyecto | Capacidad (MW) | Ubicación | Capital |
|-----|-------------------------------|-----------------------------|------------------|----------------|---|---------|
| 1 | COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A. | Las Quemazones | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Carcabón. | Privado |
| 2 | ARRAYASOLAR S.A. | Machala | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Carcabón. | Privado |
| 3 | ENERSIERRA | Cochasquí | Fotovoltaico | 0,980 | Cochasquí, Pichincha | Privado |
| 4 | ENEGELISA | Malchinguí | Fotovoltaico | 0,999 | Localidad Malchinguí, provincia de Imbabura | Privado |
| 5 | GRANSOLAR S.A. | Tren de Salinas | Fotovoltaico | 0,995 | Imbabura, Salinas | Privado |
| 6 | ENERSOL S.A. | Enersol Jaramijó | Fotovoltaico | 0,997 | Manta, Manabí | Privado |
| 7 | ALTGENOTEC S.A. | Altegenotec | Fotovoltaico | 0,994 | Guayaquil, Guayas | Privado |
| 8 | GENRENOTEC S.A. | Genrenotec | Fotovoltaico | 0,994 | Guayaquil, Guayas | Privado |
| 9 | ENERSOL S.A. | Enersol Manta | Fotovoltaico | 0,997 | Manta, Manabí | Privado |
| 10 | RENOVERGY S.A. | Héroes del Cenepa | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de El Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras | Privado |
| 11 | NEOENERGY S.A. | Granja Eólica García Moreno | Eólico | 0,990 | Parroquia García Moreno, cantón Bolívar, provincia Carchi | Privado |
| 12 | SOLHUAQUI S.A. | Solhuaqui | Fotovoltaico | 1,000 | No definido | Privado |
| 13 | SOLSANTROS S.A. | Solsantros | Fotovoltaico | 1,000 | No definido | Privado |
| 14 | SABIANGO SOLAR S.A. | Sabiango Solar | Fotovoltaico | 1,000 | No definido | Privado |
| 15 | SARACAYSOL S.A. | Saracaysol | Fotovoltaico | 1,000 | No definido | Privado |
| 16 | GONZAENERGY S.A. | Gonzaenergy | Fotovoltaico | 1,000 | No definido | Privado |
| 17 | SANERSOL S.A. | Sanersol | Fotovoltaico | 1,000 | No definido | Privado |
| 18 | RENERGY S.A. | Salvador 1 | Fotovoltaico | 0,990 | No definido | Privado |
| 19 | RENERGY S.A. | Salvador 2 | Fotovoltaico | 0,990 | No definido | Privado |
| 20 | ENERSOL S.A. | Rocafuerte | Fotovoltaico | 0,997 | Jaramijjo, Manabí | Privado |
| 21 | HIDROMIRA CARCHI EP | Hidromira | Hidroeléctrico | 0,990 | Mira, Carchi | Privado |
| 22 | Pallenergy S.A | Tumbatu - Pusir | Fotovoltaico | 0,995 | Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas | Privado |
| 23 | Cellenergy S.A. | Tumbatu - Bolivar | Fotovoltaico | 0,995 | Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas | Privado |
| 24 | Lupenergy S.A. | Lorena | Fotovoltaico | 0,995 | Falta por llegar expediente físico | Privado |
| 25 | AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A. | El Oro | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras. | Privado |
| 26 | GUJOMA SOLAR S.A. | Cabo Minacho | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras. | Privado |
| 27 | Aurora Solar S.A. | Aurora | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia del Pichincha, sector Bellavista | Privado |

TABLA No. 12: LISTADO DE PROYECTOS DE MENOS DE 1 MW CON REGISTRO OTORGADO POR EL CONELEC (cont.)

| No. | Empresa Gestora | Proyecto | Tipo de Proyecto | Capacidad (MW) | Ubicación | Capital |
|-----|--------------------------|---------------------------|------------------|----------------|---|---------|
| 28 | EPFOTOVOLTAICA | Sunco Mulao | Fotovoltaico | 0,997 | Provincia de Cotopaxi, población Mulaló | Privado |
| 29 | Cellenergy S.A. | Piman Chiquito-Sagrario | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia El Sagrario, provincia de Imbabura | Privado |
| 30 | ECOGEN S.A. | Huaquillas | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Huaquillas, Parroquia Chacras | Privado |
| 31 | GENROC S.A. | Chacras | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia el Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras | Privado |
| 32 | LA LIBERTAD SOLAR S.A. | Santa Elena | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Santa Elena, Cantón Santa Elena | Privado |
| 33 | VALSOLAR S.A. | Malchingui | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Pichincha, Cantón Pedro Moncayo, Parroquia Malchingui | Privado |
| 34 | GREENWATT Cia. Ltda. | Pingunchuela | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Imbabura, Cantón Ibarra, Parroquia Salinas | Privado |
| 35 | AURORA SOLAR AUROSO S.A. | Edelmira | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Imbabura | Privado |
| 36 | GENERLOJ S.A. | Santa Rosa | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de El Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras | Privado |
| 37 | LOJAENERGY S.A. | Lojaenergy | Fotovoltaico | 0,999 | Provincia Loja, Cantón Catamayo | Privado |
| 38 | SURENERGY S.A. | Surenergy | Fotovoltaico | 0,999 | Provincia Loja, Cantón Loja | Privado |
| 39 | VALSOLAR S.A. | Paragachi | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia Imbabura | Privado |
| 40 | VALSOLAR S.A. | Escobar | Fotovoltaico | 0,960 | Provincia Carchi | Privado |
| 41 | CHOTASOLAR S.A. | Chotasolar | Fotovoltaico | 0,999 | Provincia Imbabura | Privado |
| 42 | IMBASOLAR S.A. | Imbasolar | Fotovoltaico | 0,999 | Provincia Imbabura | Privado |
| 43 | AUTICON | Atahualpa | Fotovoltaico | 1,000 | Santa Elena | Privado |
| 44 | SEDOFOCORP | Chanduy | Fotovoltaico | 1,000 | Santa Elena | Privado |
| 45 | FIDATOLEH S.A. | El Azucar | Fotovoltaico | 1,000 | Santa Elena | Privado |
| 46 | RENOENERGY | Renoenergy | Fotovoltaico | 0,700 | Loja | Privado |
| 47 | PROSOLAR LOJA | Prosolar Loja | Fotovoltaico | 0,900 | Loja | Privado |
| 48 | GENALTERNATIVA | El Álamo | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 49 | BIOMASGEN S.A. | Santa Ana | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 50 | EPFOTOVOLTAICA | Pastocalle | Fotovoltaico | 0,995 | Cotopaxi | Privado |
| 51 | BRINEFORCORP S.A. | Brineforcorp S.A. | Fotovoltaico | 0,990 | Manabí | Privado |
| 52 | NEOENERGY S.A. | Granja Eólica San Vicente | Eólico | 0,990 | Carchi | Privado |
| 53 | EMETRICPLUS S.A. | San Isidro | Fotovoltaico | 0,650 | Guayaquil, Guayas | Privado |
| 54 | SAN MIGUEL S.A. | San Miguel | Fotovoltaico | 0,995 | Manabí | Privado |
| 55 | GENELGUAYAS EP | Genelguayas EP | Fotovoltaico | 0,990 | Guayas | Privado |



TABLA No. 12: LISTADO DE PROYECTOS DE MENOS DE 1 MW CON REGISTRO OTORGADO POR EL CONELEC (cont.)

| No. | Empresa Gestora | Proyecto | Tipo de Proyecto | Capacidad (MW) | Ubicación | Capital |
|-----|--|---|------------------|----------------|--|---------|
| 56 | GENMACHALILLA GENERACION S.A. | Rocío | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 57 | GENERAMBIENT GENERACIÓN RENOVABLE S.A. | Rosario | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 58 | ARENIGENERACIÓN S.A. | El Tambo | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 59 | PAFECHIF GENERACIÓN S.A. | La Guajira | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 60 | GENERACIÓN SOLAR ANDINA GENSOLAN S.A. | Santa Mónica | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 61 | OROSOLGEN S.A. | La Libertad | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 62 | MACHAGEN S.A. | Paquisha | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 63 | GENERACIÓN RENOVABLE RENOGENEC S.A. | El Porvenir | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 64 | GENERACIÓN RENOVABLE GENRENOVA S.A. | Santana | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 65 | ESPOENERGY GENERACIÓN S.A. | Isabelita | Fotovoltaico | 0,995 | El Oro | Privado |
| 66 | SOLCHACRAS S.A. | Solchacras | Fotovoltaico | 1,000 | El Oro | Privado |
| 67 | SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A. | San Pedro | Fotovoltaico | 1,000 | Loja | Privado |
| 68 | SOL SANTONIO S.A. | Solsantonio | Fotovoltaico | 1,000 | El Oro | Privado |
| 69 | Empresa Pública Agua Potable Quito | Blanco Chico | Hidroeléctrico | 0,230 | Napo | Público |
| 70 | Empresa Pública Agua Potable Quito | Tuminguina | Hidroeléctrico | 0,730 | Napo | Público |
| 71 | Empresa Pública Agua Potable Quito | Tanque Carcelén Alto | Hidroeléctrico | 0,063 | Pichincha, Quito | Público |
| 72 | Mediabonenergy S.A | Central Fotovoltaica Tumbatú | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia del Carchi, Cantón Bolívar, comunidad Tumbatú | Privado |
| 73 | Mediabonenergy S.A | Central Fotovoltaica Piman Chiquito. | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de Imbabura sector Piedra Bola, Parroquia el Sagrario | Privado |
| 74 | Pallenergy S.A | Central Fotovoltaica Piman Chiquito-Ambuquí | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de Imbabura sector Piedra Bola, Parroquia el Sagrario | Privado |
| 75 | EOLIGENER S.A | Central Fotovoltaica El Jardín | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de el Oro Cantón Arenillas Parroquia Chacras | Privado |
| 76 | CHIRGERENO S.A | Central Fotovoltaica La Luz | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de el Oro Cantón Arenillas Parroquia Chacras | Privado |
| 77 | RENOVALOJA S.A | Paneles Solares Renovaloja | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de Loja, Cantón Loja | Privado |
| 78 | ELECTRISOL S.A | Empresa Electrisol S.A. | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia de Pichincha Cantón Pedro Moncayo | Privado |
| 79 | WILDTECSA S.A. | Generación Fotovoltaica Wildtecsa | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia del Guayas, Cantón Urbina Jado Parroquia la Victoria. | Privado |
| 80 | SANSAU S.A. | Generación Fotovoltaica Sansau | Fotovoltaico | 0,995 | Provincia del Guayas, Cantón Urbina Jado Parroquia la Victoria. | Privado |
| 81 | PHOENIX ENERGY S.A. | SOS | Fotovoltaico | 0,081 | Provincia Pichincha, Urbanización San José de la Viña en Tumbaco | Privado |
| | | | | Total | 76,984 | |



2.4. Recursos Eólicos

Las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos. Sin embargo, en el Ecuador existen zonas de alto interés eólico por efecto de la presencia de Los Andes y de la cercanía al Océano Pacífico.

Cuando de dimensionar los sistemas eólicos se trata, diversos parámetros relativos al viento son fundamentales, como por ejemplo la velocidad, las variaciones diarias, mensuales y estacionales de la misma para los sitios que presentan condiciones favorables. Contrariamente al recurso solar que en general no presenta grandes variaciones de radiación y brillo, el viento varía en forma drástica y aleatoria.

La potencia que se puede obtener de un aerogenerador (molino de viento) es proporcional al cubo de la velocidad de éste. Los sitios que presentan condiciones favorables para la explotación de molinos de viento con fines de producción de energía eléctrica se encuentran especialmente en las crestas de las montañas andinas y, en emplazamientos cerca de la costa y costa-afuera de las playas ecuatorianas, éstos últimos por efecto de la acción de las brisas marinas. En la región amazónica no se han detectado velocidades de viento que permitan pensar en proyectos de generación de electricidad factibles, salvo para usos de bombeo de agua. En Loja, en los alrededores del cerro Villonaco, se han encontrado varios sitios de alto potencial eólico para la generación de electricidad.

TABLA No. 13: PROVINCIA Y LOCALIDAD DE SITIOS CON POTENCIAL EÓLICO

| PROYECTO | PROVINCIA |
|---|--------------|
| El Angel | Carchi |
| Salinas | Imbabura |
| Machachi, Malchinguí, Páramo Grande | Pichincha |
| Minitrac, Tigua | Cotopaxi |
| Chimborazo, Tixán, Altar | Chimborazo |
| Salinas, Simiatug | Bolívar |
| Huascachaca | Azuay - Loja |
| Saraguro, El Tablón, Manú | Loja |
| Villonaco Fase 2, Membrillo, Las Chinchas | Loja |
| San Cristobal, Santa Cruz, Baltra | Galápagos |
| Ducal Wind Farm | Loja |
| García Moreno | Carchi |

Como potencial referencial, se tienen los siguientes valores:

1. Huascachaca, 30 MW;
2. Villonaco Fase II (Ducal - Membrillo), 50 MW;
3. Salinas, 15 MW;
4. García Moreno, 15 MW;
5. Las Chinchas, 10,5 MW;
6. Santa Cruz/Baltra, 3 MW.

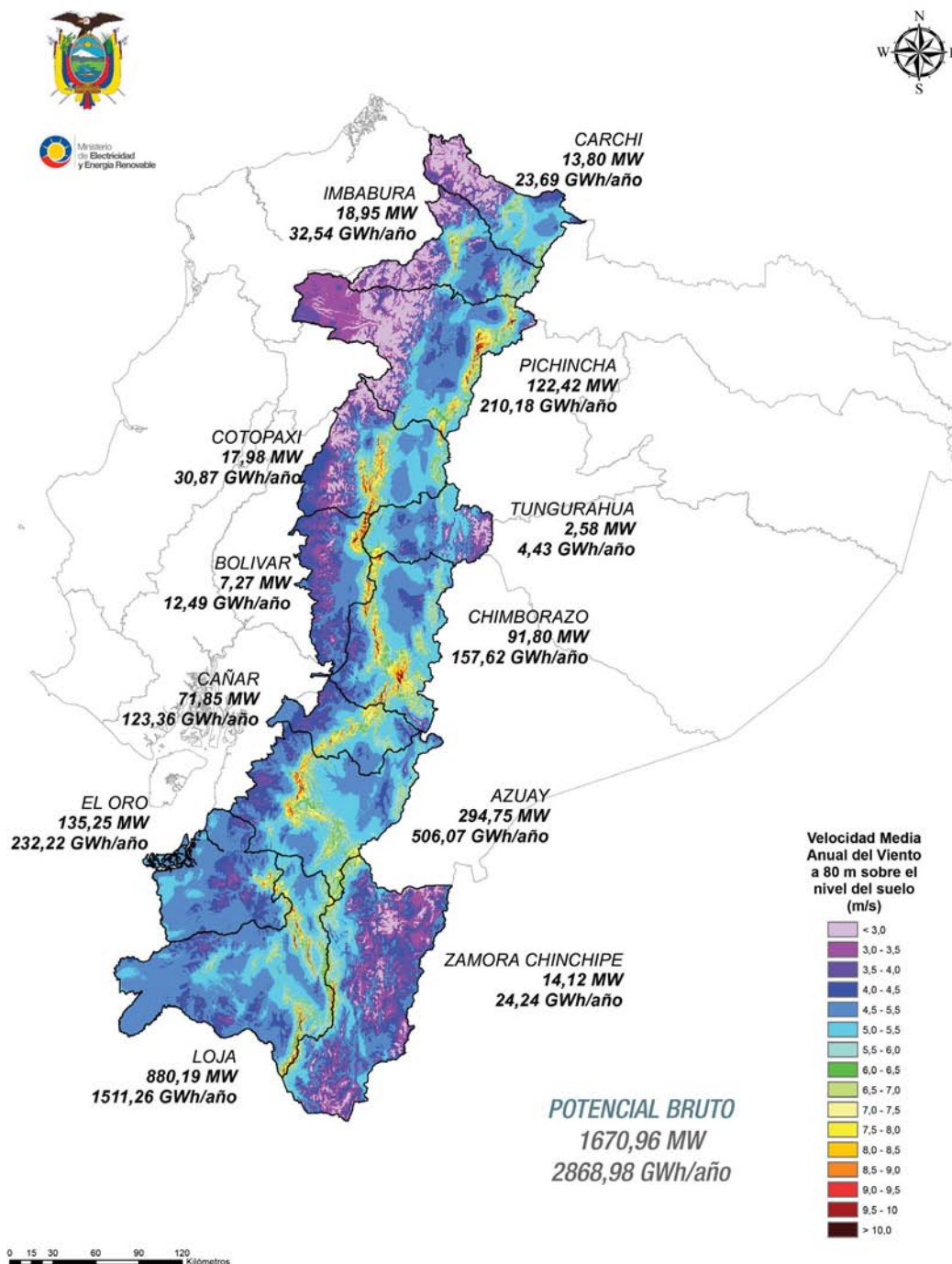
En el primer trimestre de 2013, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable concluyó la ejecución del “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, elaborado por la firma Meteosim Truwind. Mayor información en: www.meer.gob.ec

Según el citado Atlas Eólico, el Potencial Eólico Bruto del Ecuador es de 1.671 MW con una producción energética media de 2.869 GWh/año. En el Mapa No. 9 se presenta el Potencial Eólico Bruto del Ecuador.

Con relación al Potencial Eólico Factible a corto plazo del Ecuador, según al Atlas Eólico, es de 988 MW con una producción energética media de 1.697 GWh/año. En el Mapa No. 10 se presenta el Potencial Eólico Factible a corto plazo del Ecuador.

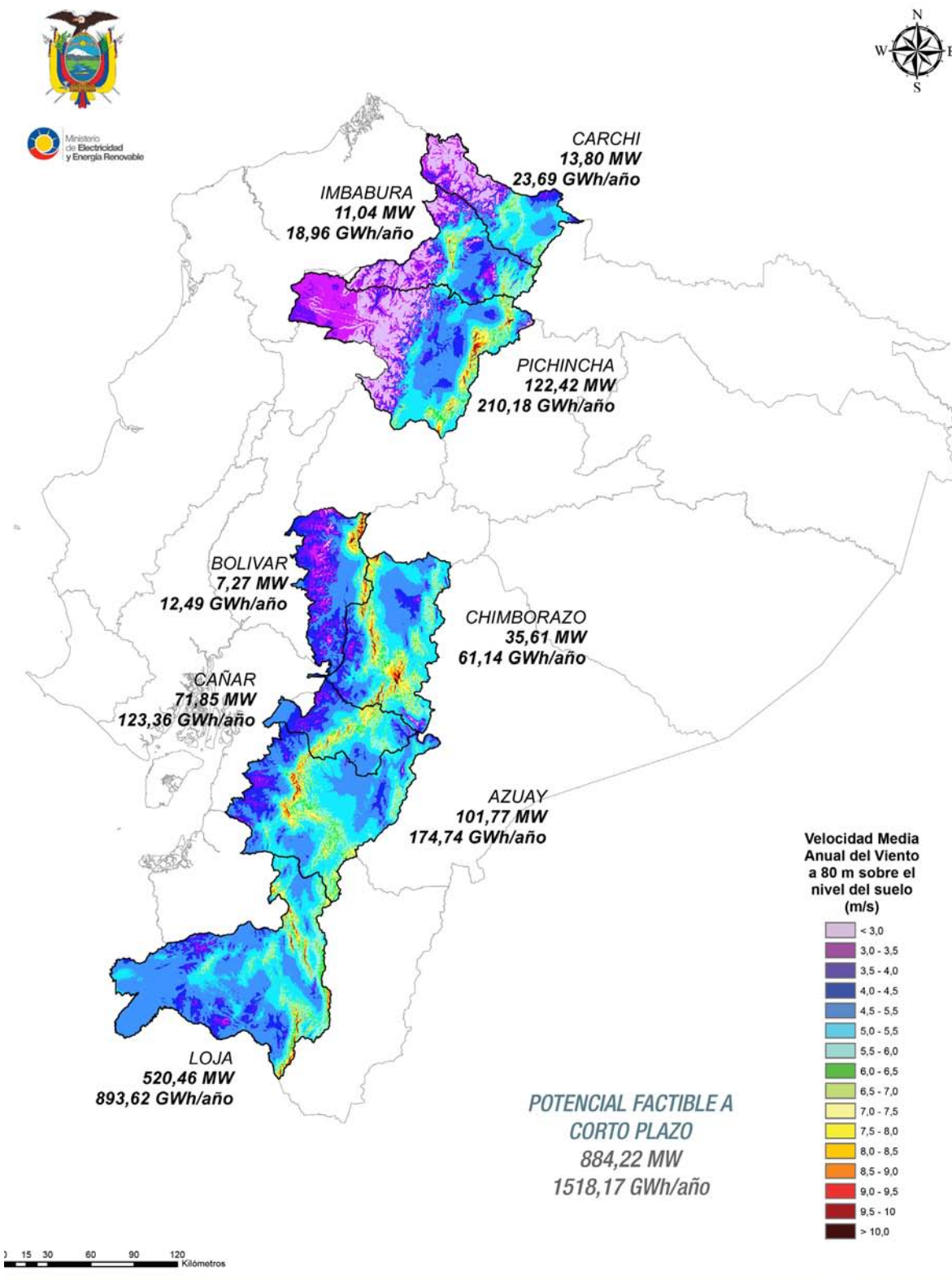


MAPA No. 9: ATLAS EÓLICO, POTENCIAL EÓLICO BRUTO DEL ECUADOR



Fuente: MEER

MAPA No. 10: ATLAS EÓLICO, POTENCIAL EÓLICO FACTIBLE A CORTO PLAZO DEL ECUADOR



Fuente: MEER

2.4.1 Centrales y proyectos de generación eólica

CENTRAL EÓLICA VILLONACO (16,5 MW)

Durante el primer semestre de 2013 inició su operación la Central Eólica Villonaco, con una potencia total de 16,5 MW, ubicada en la provincia de Loja.



Fotografía: R. Salgado, septiembre 2012

FOTOGRAFÍA No. 4: PROYECTO EÓLICO VILLONACO, VISTA DEL MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES

PROYECTO EÓLICO BALTRA (2,25 MW)

El proyecto eólico Baltra, de 2,25 MW de potencia instalada, concluyó su construcción en el mes de julio de 2013. Se estima que una vez concluida la línea de transmisión Baltra-Santa Cruz iniciará su operación comercial para fines de 2013.



Fotografía: R. Salgado, julio 2013

FOTOGRAFÍA No. 5: PROYECTO EÓLICO BALTRA (2,25 MW)

En estudio se encuentran el siguiente proyecto:

PROYECTO EÓLICO GARCÍA MORENO (15 MW)

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD Y FACTIBILIDAD DEL PROYECTO EÓLICO GARCÍA MORENO

El objetivo es realizar los estudios con el fin de establecer una medición y monitoreo del viento que permita identificar y seleccionar lugares de emplazamiento, para luego determinar el diseño, configuración, costos y poder definir la alternativa técnica-económica óptima para la construcción del parque eólico García Moreno.

Total de Preinversión: USD 793.420

Inversión Estimada: MUSD 22,500

Localización: Bolívar y Espejo, Provincia de Carchi

Beneficios: 15 MW

2.5. Recursos con Biomasa y Otras Fuentes

El potencial de biomasa en el Ecuador es de gran importancia, siendo que se trata de un país tradicionalmente agrícola y ganadero, cuyas actividades generan gran cantidad de desechos que pueden ser aprovechados energéticamente.

En la matriz energética publicada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el 2006 la biomasa ocupa un 2% de un total de 213 millones de BEP de producción primaria de energía. La biomasa bajo la forma de leña y bagazo, ocupa un lugar importante en la energía primaria, es decir, casi tan importante como la hidroenergía. Ciertamente que su potencial va más allá de ese límite por cuanto no se han tomado en cuenta otros recursos, es por ello que se puede plantear varias líneas de acción a más de la leña y el bagazo.

En lo que se refiere al tratamiento de desechos sólidos urbanos con fines energéticos, su potencial no se ha logrado determinar en cuanto no se ha hecho evaluación alguna. Aquí sería importante realizar un estudio sobre la capacidad de la energía obtenida a partir de la incineración de residuos sólidos urbanos, en el que se determinen las cantidades, características y modo de selección de los desechos a ser tratados.

En cuanto a los desechos de tipo animal, lo más concreto es aquello que se puede realizar con la tecnología de producción de biogás a través de biodigestores.

En esta línea se pueden desarrollar varias iniciativas como para uso de motores de combustión interna, con fines eléctricos, para bombeo, o para lámparas, cocinas, calefactores. Lograr el diseño de prototipos de fácil construcción y con materiales disponibles en el mercado debería constituir un primer gran objetivo.

La energía obtenida a partir de la madera constituye otra gran línea de acción. El principal objetivo de cualquier programa que trate la madera debe ser el lograr un consumo eficiente y racional de este recurso. Visto el importante uso de la leña en el sector rural, con el empleo de cocinas eficientes se lograría reducir ese consumo por lo menos a la mitad, contribuyendo a menguar la tala de bosques.

De igual manera, la producción de carbón vegetal usando hornos mejorados elevaría la eficiencia de esta actividad. Otras iniciativas podrían plantearse en ladrilleras, secadoras de madera, secadoras de productos vegetales.

Como información complementaria se debe indicar que en la Isla Floreana (Galápagos) inició su operación en el 2011 la central de generación eléctrica con aceite de piñón - diesel, con una potencia instalada de 138 kW, complementada con una microcentral de 0,21 Wp fotovoltaica.

2.5.1 Potencial bioenergético

ESTUDIO BÁSICO DEL POTENCIAL BIOENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS AGRÍCOLAS DEL ECUADOR

Al momento se encuentra en estudio el proyecto, cuyo objetivo es diagnosticar el potencial energético de los residuos de cultivos agrícolas en el Ecuador que permitirá el desarrollo de proyectos de generación eléctrica y de procesos industriales a través de fuentes de renovables en el Ecuador.

Total de Preinversión: USD 430.000

Inversión Estimada: N/D

Localización: A nivel nacional

2.5.2 Energía nuclear

En el tema de energía nuclear se encuentra en estudio el siguiente proyecto:

ESTUDIO BÁSICO DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA NUCLEAR Y RADIACIONES IONIZANTES EN EL ECUADOR

El Objetivo es identificar directrices y políticas necesarias que en conformidad con la normativa internacional y las organizaciones de regulación atómica, permitan trazar la hoja de ruta que viabilice el aprovechamiento de la energía nucleoelectrónica.

Total de Preinversión: USD 56.000

Ejecutor: Escuela Politécnica Nacional

Inversión Estimada: N/D

Localización: A nivel nacional

Según el estudio, la incorporación de centrales nucleares no es la solución al problema de abastecimiento eléctrico, pero sí puede ser parte de la solución. Desde que se toma la decisión de ejecutar una central nuclear hasta su puesta en operación podrían pasar entre 10 y 15 años.

Las fases para la implementación de una central nuclear son:

- Fase 1: Consideraciones previas a la decisión de desarrollar un programa nucleoelectrónico,
- Fase 2: Preparativos para la construcción,
- Fase 3: Construcción,
- Fase 4: Explotación pacífica y segura, mantenimiento y mejoramiento continuo de la infraestructura.

Con relación a aspectos de la energía nucleoelectrónica en el mundo, se debe señalar que al momento se encuentran en operación alrededor de 439 reactores que generan el 16% de la energía eléctrica demandada. Los países con mayor porcentaje de energía nucleoelectrónica son: Francia (80%), Bélgica (55%), Japón (30%), Estados Unidos de Norteamérica (20%), entre otras. Según la OIEA (2012), se están construyendo 63 reactores con una capacidad de 60.000 MW, de los cuales 26 están en China, 10 en Rusia y 7 en India. En Latinoamérica se está construyendo el proyecto Angra III y en Argentina, el proyecto Atucha II.

Mayor información puede obtenerse en la página Web del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Subsecretaría de Control, Investigación y Aplicaciones Nucleares (www.energja.gob.ec)

2.6. Estudios Complementarios: Proyecto Hidroeléctrico Parambas (144,5 MW)

2.6.1 Introducción

En el 2009, el CONELEC contrató la ejecución de los estudios de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Parambas, de 144,5 MW. Debido a la importancia que tiene este proyecto por sus características técnicas, económicas y ambientales; así como por estar ubicado en el límite provincial de Imbabura, Carchi y Esmeraldas, se ha considerado conveniente incluirlo dentro del Anexo de Estudios Complementarios del Plan de Expansión de



Generación. A continuación se presenta un resumen del Estudio de Prefactibilidad del citado proyecto.

Ubicación y acceso a la zona del Proyecto

El proyecto Parambas se encuentra ubicado en la cuenca del río Mira, la que se halla al extremo norte del país ocupando parte de las provincias de Imbabura, Carchi y Esmeraldas.

Esta cuenca tiene una buena densidad de caminos carrozables que unen casi todos los núcleos habitados. A la zona del Proyecto se puede llegar por la carretera de primer orden Ibarra - San Lorenzo; esta carretera es parte de la Panamericana Norte y es la troncal de la cuenca a la que la atraviesa en sentido sur-norte. Además parte del Litoral de la cuenca está servida también por el ferrocarril Ibarra-San Lorenzo. En definitiva el acceso a los sitios de aprovechamiento se encuentra facilitado en su totalidad.

En la actualidad la carretera Ibarra-San Lorenzo se encuentra en buenas condiciones y existe un mantenimiento adecuado.

Características socioeconómicas de la zona

La parroquia de Lita, también conocida como La Bocana, pertenece al cantón Ibarra, provincia de Imbabura. Existen en su territorio 14 comunidades: Santa Cecilia, Parambas, Palo Amarillo, Cachaco, Santa Rosa, Santa Rita, Getsemany, La Esperanza, Río Verde Alto, Medio y Bajo, San Francisco, La Colonia y Lita.

La ubicación estratégica de la cuenca, entre Imbabura, Carchi y Esmeraldas, la convierte en la puerta de entrada hacia estas tres provincias del norte. La población se dedica principalmente a la agricultura y ganadería. En esta tierra subtropical se cultiva abundante naranjilla, papaya, caña de azúcar y cabuya. También se produce carne y leche.

El turismo es prácticamente una actividad nueva en la localidad; sin embargo, los atractivos como circuitos turísticos en ferrocarril comienzan a atraer cada vez más visitantes. El centro parroquial Lita dispone de varios restaurantes y facilidad de alojamiento

2.6.2 Consideraciones geológicas-geotécnicas y ambientales

El Proyecto Hidroeléctrico Parambas es **geológicamente viable**; para el diseño de prefactibilidad se tomó en cuenta las limitaciones geotécnicas que imponen la morfología, los suelos superficiales, las terrazas y los macizos geológicos presentes.

Las conducciones subterráneas en general parecen ser las que mejor garantizan la estabilidad y duración de las mismas. Las conducciones superficiales tendrían limitaciones dado que hay abundancia de suelos frágiles al deslizamiento en las empinadas laderas del tramo.

Por otro lado, en función de la significación de los potenciales impactos ambientales negativos y la complejidad de las medidas de prevención y mitigación requeridas, se establece que el proyecto corresponde a Categoría B, es decir un proyecto con Moderado Riesgo Ambiental, cuyos potenciales impactos ambientales son algo significativos, pero para su mitigación o compensación se aplicarán medidas de baja complejidad, conocidas y aceptadas.

2.6.3 Planteamiento de alternativas de desarrollo del proyecto

Después de tomar en consideración los estudios anteriormente realizados, las actualizaciones y complementación de información básica del proyecto y las observaciones en las visitas a la zona, se plantearon los siguientes esquemas de aprovechamientos.

Aprovechamiento Parambas

Esta alternativa considera los aprovechamientos Caliche y Parambas propuestos por INECEL, pero con la reubicación de la toma en un sitio aguas abajo de la desembocadura del río Blanco. Este desplazamiento, aguas abajo, es necesario pues todo el tramo del río Mira en las inmediaciones, antes y después, de la desembocadura del río Blanco geomorfológicamente es un tramo muy inestable y no presenta las facilidades constructivas necesarias; anotando también que el esquema que presenta INECEL contempla captar las aguas turbinadas del esquema anterior Mira-Blanco descartado por la misma Institución.

Aprovechamiento Rocafuerte

Esta alternativa, ubicada en la zona intermedia de la zona de estudio, turbinas aguas captadas del río Mira en la cota 654 m.s.n.m., a escasos metros aguas abajo de la descarga de la casa de máquinas del aprovechamiento Parambas planteado anteriormente.

Aprovechamiento Lita-Cachaco

Esta alternativa, ubicada en la parte baja de la zona de estudio, turbinas aguas captadas de los ríos Lita y Mira en la cota 580 m.s.n.m.

2.6.4 Prediseño de las alternativas para diferentes factores de instalación

Para factores de instalación de 1,0 y 0,7 se prediseñó las diferentes alternativas de aprovechamiento del Proyecto para todos sus elementos constitutivos: obras civiles, equipamiento hidromecánico, equipamiento eléctrico y equipamiento mecánico. Se asume aproximadamente 65 km de línea de transmisión de 138 kV hasta conectarse con la línea Ibarra-Tulcán del Sistema Nacional Interconectado.

COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE ESQUEMAS ALTERNATIVOS

Con la información obtenida en el desarrollo de las actividades anteriores se presenta el cuadro siguiente de comparación económico-financiera de todas las alternativas de aprovechamiento para consideración del CONELEC y selección de aquella que será llevada a nivel de PREFACTIBILIDAD.

TABLA No. 14: COMPARACIÓN ECONÓMICO - FINANCIERA APROVECHAMIENTOS PROYECTO PARAMBAS

| Alternativa | Potencia Instalada Firme (MW) | Costo Total Inicial (MUSD) | Costo kW Instalado (USD/kW) | Tiempo Construcción | TIR | RELACIÓN BENEFICIO/ COSTO |
|----------------|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------|------------------------------------|---------------------------|
| | | | | (años) | RELACIÓN CRÉDITO INVERSIÓN 70 - 30 | |
| | | | | | TASA INTERÉS | |
| | | | | | 12% | 12% |
| PARAMBAS | 61.066 | 108.438 | 1.776 | 2,5 | 14,7 | 1,45 |
| ROCAFUERTE | 20.575 | 65.331 | 3.175 | 2 | 6,4 | -0,11 |
| LITA - CACHACO | 47.547 | 112.959 | 2.376 | 2,5 | 9 | 0,44 |
| PARAMBAS | 86.735 | 133.337 | 1.537 | 2,5 | 17,8 | 1,91 |
| ROCAFUERTE | 28.832 | 77.370 | 2.683 | 2 | 7,9 | 0,22 |
| LITA-CACHACO | 71.148 | 139.152 | 1.956 | 2,5 | 11,3 | 0,87 |



CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

La alternativa más atractiva es la de Parambas pues presenta los mejores índices económico-financieros; se observa también que al reducir el factor de instalación, y por ende incrementar la potencia instalada de las alternativas analizadas, a pesar de que la inversión total se incrementa, los indicadores financieros mejoran para todas las alternativas. Así también, al construirse en cascada las tres alternativas planteadas, se reducirán los costos de las ubicadas aguas abajo, pues las captaciones serán directas de la salida del aprovechamiento anterior, mejorando los índices económico-financieros presentados.

Con el estudio realizado y dado que los niveles de rentabilidad que ofrece la alternativa Parambas en el río Mira son lo suficientemente atractivos, el CONELEC decidió llevarla a nivel de prefactibilidad.

2.6.5 Prefactibilidad de la alternativa Parambas

Con la decisión del CONELEC en base a los estudios realizados en la selección de alternativas; en esta Fase se ha optimizado el esquema Parambas con mayor información, sobre todo en Geología. Por esta razón, se plantea una obra de toma con una pequeña presa ubicada algunos metros aguas abajo del sitio seleccionado inicialmente, en donde se presentan mejores condiciones del suelo y morfológicamente se consigue un embalse que permitiría evitar construir el desarenador planteado anteriormente, con mayor capacidad de detención y facilidad de lavado de sedimentos.

Se realiza el prediseño de las obras para un factor de instalación de 0,5 que no se hizo anteriormente, lo que complementa el estudio de alternativas, con lo que se mejora la producción energética a pesar de tener una obra más cara sobre todo en la conducción. Es importante anotar que la conducción se ha diseñado con un túnel a presión construido con el sistema convencional, situación planteada con la idea de demostrar que aún en estas condiciones la alternativa de aprovechamiento presenta índices económico-financieros interesantes. En la fase de Factibilidad, con mejor conocimiento de las condiciones reales del terreno, sería conveniente se estudie otras alternativas de construcción del túnel, como utilizando topo; con lo que se conseguiría mejorar las características del proyecto y consecuentemente mejores rendimientos.

Para la construcción del túnel se ha previsto dividirlo en dos tramos, con una ventana ubicada más o menos en la mitad de la longitud y aprovechando un macizo de buena roca y de gran potencial, del cual se obtendría material para revestimiento del túnel y demás obras del proyecto.

El material producto de las excavaciones superficiales y subterráneas se colocará en la gran planicie (57 ha) ubicada entre la carretera Ibarra-San Lorenzo y la desembocadura del río Parambas, coordenadas: 796500 a 798000 E y 10090500 a 10091500 N. En esta misma planicie se ubicarán el campamento y demás instalaciones para la construcción del Proyecto.

La presencia de la carretera Ibarra-San Lorenzo a lo largo de todo el Proyecto constituye una gran ventaja pues facilitará toda su construcción y operación; de ella parten los caminos de acceso a las diferentes obras de la central, el de mayor longitud es a casa de máquinas con 960 m.

En resumen, las condiciones geomorfológicas, ambientales, de facilidad constructiva y demás, son favorables para la ejecución del Proyecto.

2.6.5.1 Descripción resumida de los elementos del aprovechamiento

Obras de Desvío

El desvío del río se realizará a través de un canal construido en la margen derecha, el mismo que tiene una longitud de 230 m, 10 m de ancho, pendiente de 0,011 m/m, con taludes laterales 1:4 (H:V); el canal así diseñado



permitirá evacuar 762,00 m³/s, correspondiente a un período de retorno de 2 años. El río se desviaré hacia el canal por medio de una ataguía de 9,40 m de alto; para evitar la inundación del sitio de las obras aguas abajo se dispondrá de otra ataguía de 8,20 m de alto.

Presa y Obras Anexas

Las obras de derivación y captación tienen por objeto retener y desviar las aguas del río Mira para su conducción hacia la Casa de Máquinas.

Las obras de derivación consisten en una presa de Hormigón a gravedad de 26,90 m de alto en su parte más elevada con una longitud de su coronamiento de 139,60 m. La presa dispone de 3 vertederos de excesos controlados por compuertas radiales de 9,60 m por 11,40 m, que en conjunto, con el desagüe de fondo exterior, serán capaces de permitir el tránsito de la crecida milenaria de 2.305,00 m³/s. La presa dispondrá además de dos desagües de fondo 6,0 m x 6,0 m, provistos igualmente de compuertas radiales.

Las obras de toma se ubican en la margen izquierda del río Mira; dispone en su parte frontal de un canal desripador de 6,0 m de ancho que desalojará el material atrapado por medio del desagüe de fondo, dispuesto para el efecto; el agua entra a la captación por medio de un rejilla fina dividida en dos vanos de: 5,45 m x 8,75 m de alto, aguas abajo de la cual se tiene la transición hacia los conductos rectangulares que disponen de sendos juegos de compuertas de 3,50 m x 7,00 m, para mantenimiento; para la entrada al túnel propiamente dicho se dispone de la respectiva transición de 7,15 m de largo.

Para facilitar el paso de los 11,6 m³/s, correspondientes al caudal ecológico y permitir además el tránsito de la fauna fluviomarina, se ha diseñado dos derivaciones que captarán las aguas del embalse en los niveles máximo y mínimo de operación.

Túnel de Presión

La conducción es mediante túnel a presión de 9.226 m de longitud, y construido con el sistema convencional; existe una ventana aproximadamente en la mitad de la longitud total que permite implementar cuatro frentes de trabajo con un avance de excavación de 2,5 m diarios por frente, es decir, 10 m en el día.

En general se plantea una sección tipo baúl de 7,50 m de diámetro de excavación y longitudinalmente dividido en 3 tramos.

- Tramo I, de 4.753 m de longitud, comprende el tramo desde la presa hasta la ventana. La pendiente que tiene este tramo es 1,2 por mil.
- Tramo II, comprende el tramo desde la ventana hasta la chimenea de equilibrio. La pendiente longitudinal es de 1,4%.
- Tramo III, desde la chimenea de equilibrio hasta la cámara de válvulas existe un túnel de sección circular blindado que para cálculos hidráulicos lo consideraremos como parte de la tubería forzada.

El medio rocoso en el que estará emplazado el túnel tiene clasificación III y IV según Barton; los recubrimientos, anclajes y sostenimiento dependen de cada tipo de roca que se tenga. Por seguridad se prevé secciones transversales correspondientes a una roca mala (V) en los sitios donde el túnel pasa por debajo de cauces naturales, portales de entrada, salida y ventana.

Chimenea de Equilibrio

La chimenea de equilibrio es subterránea, vertical y está compuesta de dos cámaras cilíndricas.

La altura total de la chimenea de equilibrio es de 89,5 m, tiene un orificio restringido de 2 m de diámetro. La cámara cilíndrica inferior tiene un diámetro de 4,50 m, en tanto que la cámara superior tiene un diámetro interno de 14 m.



La geometría de la chimenea de equilibrio fue determinada con los niveles de oscilación máximo y mínimo dados por las maniobras de cierre y apertura de los álabes de las turbinas.

La maniobra de cierre está considerada para un tiempo de 10 s, en tanto que la admisión de carga se estima para un tiempo de 40 s para el inicio de operación de una turbina.

El medio rocoso donde se emplazará la chimenea de equilibrio ha sido catalogado como tipo III (roca suave).

Tubería de Presión

La tubería de presión estará dividida en dos ramales, serán tuberías enterradas desde la cámara de válvulas hasta la casa de máquinas.

El diámetro interior de la tubería en toda la longitud es de 4,20 m. De acuerdo a la variación de la pendiente del terreno se determinan los tramos de la tubería forzada. La tubería tiene anclajes en los cambios de pendiente y dirección.

En la abscisa 101+00 del Proyecto, las tuberías tienen una separación entre sus ejes mediante un codo para de esta manera tomar la alineación adecuada de ingreso hacia las turbinas dispuestas en la casa de máquinas.

En el tramo horizontal, previo al ingreso a la casa de máquinas, se realiza una reducción de diámetro a 3,50 m para unirse a la válvula mariposa, para luego realizar una segunda transición de diámetro a 2,45 m previo al ingreso del flujo a la turbina.

La longitud total de la tubería es de 990 m, estimándose un peso total de blindaje de 4.405 toneladas considerando espesores entre 15 a 31 mm.

Casa de Máquinas

La casa de máquinas es semi-enterrada y estará ubicada en una plataforma antes de la línea del ferrocarril. Alojará dos turbinas Francis de eje vertical que producirán 72,237 MW cada una y sus respectivos generadores.

El puente grúa de 190 toneladas de capacidad será soportado por columnas de sección rectangular 0,50 x 0,70 m.

La casa de máquinas tiene un área de 918 m² en el piso de generadores que estará ubicado en la cota 695,25, además en esta plataforma se incluye la cámara de transformadores de 160 m² y el edificio de control 152 m².

El piso de las turbinas se encuentra en la cota 686,25 y engloba un área de 613,70 m².

El eje del distribuidor se localiza en la cota 684,72 m.s.n.m.

Estructuras de Descarga

La restitución de las aguas turbinadas está prevista mediante un canal de sección rectangular de 10 x 4,90 m, en una longitud de 100 m.

Previo al ingreso de las aguas turbinadas hacia el canal de restitución rectangular, existe un vertedero de 21,40 m de longitud que controlará la sumergencia de la turbina y la potencia instalada de la central.

El paso de la línea férrea está garantizado por la presencia de un puente sobre el canal de restitución.

Línea de Transmisión

La evacuación de la potencia total de la Central se realizará mediante una línea de doble circuito a 138 kV con cable de aluminio N°795 MCM. El calibre del conductor y las pérdidas se han obtenido por medio del momento eléctrico (MVA-millas).

La línea se ubicará en la zona 2, en terrenos comprendidos entre los pisos altitudinales 1000 a 3500 m.s.n.m. y de acuerdo a las determinaciones de TRANSELECTRIC.

Subestación

La subestación constará de cinco posiciones o bahías, dos de transformadores, dos para la línea de transmisión y una de acoplamiento con un esquema de barra principal y transferencia.

Cada posición de transformador tendrá un interruptor tripolar en SF6, tres seccionadores tripolares y tres transformadores de corriente unipolares de doble núcleo, para medición y protección.

Las posiciones de la línea de transmisión tendrán adicionalmente tres divisores capacitivos de potencial de doble núcleo y tres pararrayos con tensión nominal 120 kV.

Equipos Auxiliares

En el piso de turbinas en general se instalarán los siguientes equipos: planta de tratamiento de agua, compresor, tablero de instrumentos, tablero de distribución de servicios auxiliares de C.A., tablero del sistema SCADA para servicios auxiliares, tablero de enfriamiento de aceite cojinete, tablero de regulador de velocidad, tablero de frenos y unidad hidráulica del regulador de velocidad, todos ellos para ambas unidades excepto el tablero del sistema SCADA.

En el piso de válvulas se instalarán el tablero de control del sistema sanitario, dos bombas del sistema de agua de enfriamiento de las unidades, tablero del sistema de drenaje y tablero del sistema de desagüe.

El sistema de servicios auxiliares constará fundamentalmente de transformadores de servicios auxiliares de 300 kVA, uno para cada unidad, alimentados independientemente desde cada generador.

Se ha proyectado una tercera fuente alternativa para servicios auxiliares, que será un generador a diesel de 500 KVA, solo para alimentar las cargas esenciales, el cual estará interbloqueado eléctricamente con los dos transformadores de 300 kVA.

Los dos transformadores de servicios auxiliares y el generador de emergencia estarán instalados a un costado de la casa de máquinas, en el nivel 695,25 m.

2.6.5.2 Resumen de las características principales del proyecto

| | | |
|-----|--|-------------------------|
| i. | Área de drenaje | 4.159 km ² |
| ii. | Caudales Características del río Mira | |
| | Medio mensual anual | 116,3 m ³ /s |
| | Caudal firme natural (90%) | 52,70 m ³ /s |
| | Caudal firme aprovechable (90%) | 41,10 m ³ /s |
| | Caudal ecológico | 11,63 m ³ /s |



| | |
|--|--|
| CAUDALES DE CRECIDA | |
| Máximo observado | 1.149 m ³ /s (22 sep 1979) |
| Período de Retorno | |
| 10, 25, 100, 500, 1.000, 1.0000 años | 1.175, 1.396, 1.730, 2.128, 2.305, 2.924 m ³ /s |
| iii. Presa | |
| Objeto | Cierre del río Mira para desviarlo, garantizar la suficiente sumergencia y mantener el sistema de conducción a presión |
| Tipo | Hormigón - Gravedad |
| Altura máxima | 26,90 m |
| Longitud de la corona | 139,60 m |
| Volumen de hormigón | 35.563 m ³ |
| Compuertas desagüe de fondo BxH | 6 m x 6 m, 2 unidades |
| Compuertas vertedero BxH | 9,60 m x 11,40 m, 3 unidades |
| Crecida de diseño | 2.923,5 m ³ /s (TR: 10.000 años) |
| Nivel normal de operación | 870,60 m.s.n.m. |
| Nivel mínimo de operación | 867,60 m.s.n.m. |
| Volumen total de agua presa | 915.380 m ³ |
| iv. Toma | |
| Caudal diseño | 93,8 m ³ /s |
| Rejilla B x H | 2 rejillas, 5,45 m x 10,20 m |
| Compuerta de emergencia | 2 stop logs, 3,50 m x 7,10 m |
| v. Túnel de Presión | |
| Sección Hidráulica | Baúl, |
| Diámetro ponderado | 7,11 m |
| Velocidad ponderada | 2,08 m/s |
| Tramo I: Presa - Ventana | |
| Pendiente | 0,0012 m/m |
| Longitud | 4753 m |
| Tramo II: Presa - Chimenea de Equilibrio | |
| Pendiente | 0,014 m/m |
| Longitud | 4313 m |
| Tramo III: Chimenea de Equilibrio | |
| Pendiente | 0,014 m/m |
| Longitud | 160 m |
| vi. Chimenea de Equilibrio | |
| Tipo | Subterránea, vertical de dos cámaras, con orificio restringido |
| Sección | Circular D1= 4,50 m Circular D2= 14 m |
| Área de amortiguamiento | 153,94 m ² |
| Orificio restringido (blindado en acero) | D= 2 m |
| Nivel máximo oscilación | 883,70 m.s.n.m. |
| Nivel mínimo oscilación | 844,78 m.s.n.m. |
| Nivel estático | 863,56 m.s.n.m. |
| Cota en la base | 796,0 m.s.n.m. |

| | |
|--------------------------------------|--|
| vii. Cámara de Válvulas | |
| Tipo | Superficial |
| Dimensiones B x L x H | 9,50 m x 18,80 m x 13,30 m |
| Volumen de excavación | 10.860 m ³ |
| Elevación cámara válvulas | 789,04 m.s.n.m. |
| Válvulas, tipo, diámetro | 2, mariposa, 4.200 mm |
| viii. Tubería de Presión | |
| Tipo | Enterrada, blindada totalmente |
| Número de tuberías | 2 |
| Diámetro | 4,20 m |
| Longitud | 990 m |
| Peso de blindaje | 4.405 ton |
| ix. Casa de Máquinas | |
| Tipo | Semi-enterrada |
| Dimensiones B x L x H | 20,80 m x 44,50 m x 16,60 m |
| Volumen de excavación | 286.481 m ³ |
| Elevación del eje de turbinas | 684,72 m.s.n.m. |
| Elevación del piso de generadores | 695,25 m.s.n.m. |
| TURBINAS | |
| Número de turbinas | 2 |
| Tipo | Francis, eje vertical |
| Velocidad | 400 r.p.m. |
| Carga útil para Qdiseño | 168,28 m |
| Potencia instalada | 144,5 MW |
| GENERADORES | |
| Número de generadores | 2 |
| Tipo | Eje vertical, 3 fases |
| Velocidad | 400 r.p.m. |
| Factor de potencia | 0,90 |
| Voltaje de generación | 13,8 kV |
| TRANSFORMADORES | |
| Número de transformadores | 2 |
| Tipo | 3 fases |
| Capacidad | 80 MVA |
| Voltaje | 13,8/138 ± 5% kV |
| Dimensiones patio de transformadores | 60 m x 60 m (con subestación) |
| x. Estructuras de Descarga | |
| Vertedero tipo | Pared delgada |
| Longitud vertedero | 21,40 m |
| Sección canal | 10 m x 4,90 m |
| Longitud canal | 100 m |
| xi. Línea de Transmisión | |
| Longitud | 61 km |
| Características | Línea a la S/E Ibarra del S.N.I. 138 kV de doble circuito |



xii. Subestación

S/E Parambas

5 posiciones, dos transformadores con interruptor tripolar
138 kV.

Aislamiento 650 kV

S/E Ibarra

2 posiciones completas

Aislamiento 750 kV

2.6.6 Evaluación del proyecto

Se ha determinado que el aprovechamiento Parambas tiene las características técnico-económicas más favorables, por lo que se seleccionó para ser llevado a Prefactibilidad.

Se muestra a continuación la evaluación del proyecto, diseñado con un factor de instalación 0,5.

2.6.6.1 Producción energética primaria y secundaria

En función de los caudales medios diarios dispuestos de acuerdo a la curva de duración general para el sitio de captación en el río Mira, se realizó el análisis de producción energética del proyecto que se muestra en la tabla No. 15.

Los valores que se muestran al final de la columna Paral. (Paralizaciones) corresponden a la energía que se dejará de generar en el año por mantenimiento de equipos electromecánicos, conducciones y limpieza de sedimentos del embalse, valores tomados en función de la disponibilidad del recurso hídrico.

En tanto que la columna Pérdidas Transmis. (Pérdidas en la Transmisión), es la energía que se pierde en la línea de transmisión por eficiencia de los conductores desde Parambas hasta la subestación Ibarra, valores correspondientes al 2% de la energía generada que se va a transmitir.

RESUMEN

Potencia instalada = 144,5 MW

Energía bruta= 984,60 GWh

Energía perdida por paralizaciones= 4,92 GWh

Energía perdida en transmisión= 19,69 GWh

Energía neta entregada= 964,91 GWh

Energía primaria neta= 608,46 GWh

Energía secundaria neta= 356,45 GWh



TABLA No. 15: ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NETA DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO PARAMBAS

| Prob. Exc. (%) | Tiempo (Días) | Q natural (m³/s) | Q aprov. (m³/s) | hf (m) | Eficiencia Turbina (%) | Eficiencia Generador (%) | Pot. Generada Bruta (MW) | Usos Internos (MW) | Perdidas Eléctricas (MW) | Pot. Generada Neta (MW) | Eficiencia Transform. (%) | Pot. Bornes (MW) | Energía Generada (GWh) | Paral. (GWh) | Pérdidas Trans. (GWh) | Energía Neta Entregada (GWh) |
|----------------|---------------|------------------|-----------------|--------|------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------|------------------|------------------------|--------------|-----------------------|------------------------------|
| 100 | 365,00 | 3,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 95 | 346,75 | 43,88 | 32,25 | 1,25 | 63,02 | 99,0 | 17,53 | 0,3 | 0,0012 | 17,23 | 99,5 | 17,14 | 3,75 | 0,02 | 0,08 | 3,68 |
| 90 | 328,50 | 52,70 | 41,07 | 2,03 | 71,90 | 99,0 | 25,36 | 0,3 | 0,0015 | 25,06 | 99,5 | 24,93 | 9,21 | 0,05 | 0,18 | 9,03 |
| 80 | 292,00 | 66,49 | 54,86 | 3,62 | 84,90 | 99,0 | 79,28 | 0,3 | 0,0024 | 78,97 | 99,5 | 78,58 | 45,34 | 0,23 | 0,91 | 44,43 |
| 70 | 255,50 | 78,43 | 66,80 | 5,37 | 90,00 | 99,0 | 101,31 | 0,3 | 0,0045 | 101,00 | 99,5 | 100,50 | 78,44 | 0,39 | 1,57 | 76,87 |
| 60 | 219,00 | 91,58 | 91,50 | 10,08 | 93,20 | 99,0 | 139,80 | 0,3 | 0,009 | 139,49 | 99,5 | 138,79 | 104,81 | 0,52 | 2,10 | 102,71 |
| 50 | 182,50 | 104,07 | 92,44 | 10,29 | 93,26 | 99,0 | 141,15 | 0,3 | 0,0144 | 140,84 | 99,5 | 140,14 | 122,17 | 0,61 | 2,44 | 119,73 |
| 40 | 146,00 | 116,98 | 93,80 | 10,59 | 93,30 | 99,0 | 143,03 | 0,3 | 0,033 | 142,70 | 99,5 | 141,99 | 123,57 | 0,62 | 2,47 | 121,10 |
| 30 | 109,50 | 131,55 | 93,80 | 10,59 | 93,30 | 99,0 | 143,03 | 0,3 | 0,06 | 142,67 | 99,5 | 141,96 | 124,37 | 0,62 | 2,49 | 121,88 |
| 20 | 73,00 | 152,05 | 93,80 | 10,59 | 93,30 | 99,0 | 143,03 | 0,3 | 0,12 | 142,61 | 99,5 | 141,90 | 124,33 | 0,62 | 2,49 | 121,84 |
| 10 | 36,50 | 190,66 | 93,80 | 10,59 | 93,30 | 99,0 | 143,03 | 0,3 | 0,12 | 142,61 | 99,5 | 141,90 | 124,30 | 0,62 | 2,49 | 121,82 |
| 5 | 18,25 | 232,37 | 93,80 | 10,59 | 93,30 | 99,0 | 143,03 | 0,3 | 0,12 | 142,61 | 99,5 | 141,90 | 62,15 | 0,31 | 1,24 | 60,91 |
| 0 | 0,00 | 250,00 | 93,80 | 10,59 | 93,30 | 99,0 | 143,03 | 0,3 | 0,12 | 142,61 | 99,5 | 141,90 | 62,15 | 0,31 | 1,24 | 60,91 |
| Total | | | | | | | | | | | | | 984,60 | 4,92 | 19,69 | 964,91 |



2.6.6.2 Cantidades de obra y presupuesto referencial

Se presenta a continuación el resumen del presupuesto referencial del Proyecto, en el que se cargó con imprevistos del 10% para las estructuras de las cuales en esta fase se tiene menos conocimiento del terreno como son: túnel, cimentación de la presa y chimenea de equilibrio.

Además, por concepto de ingeniería y administración del proyecto se prevé el 12% y por imprevistos generales se carga adicionalmente un 8% del total, esto considerando tener mayor seguridad en la evaluación.

TABLA No. 16: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE OBRA

| PROYECTO HIDROELÉCTRICO PARAMBAS APROVECHAMIENTO PARAMBAS RESUMEN PRESUPUESTO DE OBRA | | | | |
|--|--------------------------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------|
| RESUMEN APROVECHAMIENTO | | COSTO (MUSD) | SUBTOTAL (MUSD) | Total (%) |
| 1 | OBRAS CIVILES | | 95,540 | |
| | OBRAS DE DESVÍO | 0,432 | | 0,28 |
| | PRESA | 12,922 | | 8,24 |
| | OBRA DE CAPTACIÓN | 0,290 | | 0,18 |
| | TÚNEL A PRESIÓN | 72,555 | | 46,24 |
| | VENTANA | 1,623 | | 1,03 |
| | CHIMENEA DE EQUILIBRIO | 1,327 | | 0,85 |
| | CÁMARA DE VÁLVULAS | 0,198 | | 0,13 |
| | TUBERÍA DE PRESIÓN ENTERRADA | 3,446 | | 2,20 |
| | CASA DE MÁQUINAS | 2,376 | | 1,51 |
| | CAMINOS DE ACCESO | 0,371 | | 0,24 |
| 2 | EQUIPAMIENTO HIDROMECAÁNICO | | 32,923 | 20,98 |
| 3 | EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO | | 22,027 | 14,04 |
| 4 | LÍNEA DE TRANSMISIÓN | | 5,690 | 3,63 |
| 5 | MITIGACIÓN AMBIENTAL | | 0,391 | 0,25 |
| 6 | TERRENOS, SERVIDUMBRES Y CAMPAMENTOS | | 0,330 | 0,21 |
| Subtotal | | | 156,901 | 100,00 |
| | INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN | 12% | 18,828 | |
| | IMPREVISTOS GENERALES | 8% | 14,058 | |
| Costo total proyecto | | | 189,787 | |
| POTENCIA INSTALADA | | | 144,5 | MW |
| Costo kW instalado | | | 1.313 | USD |

2.6.6.3 Evaluación económica-financiera y principales indicadores

Bajo los mismos criterios económico-financieros que se plantearon para la evaluación de las tres alternativas existentes en el área del proyecto, se obtienen los siguientes resultados para una relación crédito - inversión 70130 y una tasa de interés del 12%, que acreditan y justifican que el aprovechamiento Parambas diseñado para factor de instalación 0,5 es la mejor alternativa.

TABLA No. 17: EVALUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

| FACTOR DE INSTALACIÓN 0,5 | | | | | | |
|---------------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------|--------------------------|
| Alternativa | Potencia Instalada (MW) | Costo Total Inicial (MUSD) | Costo kW Instalado (USD) | Tiempo de Construcción (años) | TIR | Relación Beneficio/Costo |
| PARAMBAS | 144,5 | 189,787 | 1.313 | 3 | 18,50 | 2,01 |

2.6.6.4 Recomendaciones para la realización del estudio de factibilidad

Los resultados de la evaluación técnica, económica y financiera realizada a la alternativa seleccionada en el presente estudio de Prefactibilidad, son bastante atractivos y aseguran la conveniencia de continuar con los estudios de Factibilidad que permitan mejorar el conocimiento del terreno donde se implantarán las obras y contar con la información necesaria para continuar con los Diseños Definitivos para la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico Parambas.

A parte de que este Proyecto tiene características propias muy adecuadas que justifican plenamente se lleve adelante su ejecución; se debe tomar en cuenta que tiene una ubicación con influencia preponderante del régimen hidrológico de la vertiente del Océano Pacífico, y por lo tanto es complementaria a la hidrología de la vertiente del río Amazonas. Este desfase entre la hidrología de estas dos vertientes permite obtener una cuasi-complementariedad en el funcionamiento de los proyectos de generación hidroeléctrica existentes y futuros del Sistema Nacional Interconectado, S.N.I.

Así mismo, vale la pena anotar que la ubicación del Proyecto Parambas representa un aporte estratégico de energía eléctrica en una zona apartada del país y que su construcción beneficiaría en los ámbitos económicos y sociales de su población.

ALCANCE DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

En el estudio de factibilidad se tratarán los siguientes temas:

- Topografía, cartografía y caminos de acceso.
- Geología y geotecnia, (incluidas perforaciones, galerías exploratorias, geofísica, mecánica de rocas y suelos), vulcanología, sismología y tectónica.
- Diseños hidráulico y estructural de obras civiles de superficie y subterráneas.
- Estudio de impacto ambiental definitivo según el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas y normativa vigente.
- Obras para la evacuación de energía e interconexión al Sistema Nacional Interconectado, S.N.I.
- Producción energética y su incidencia en el mercado eléctrico nacional.
- Diseño y especificaciones técnicas del equipamiento eléctrico y mecánico.
- Metodología constructiva.



- Análisis de precios unitarios, cantidades de obra, presupuesto y cronograma de trabajos.
- Evaluación económica y financiera.

PROGRAMA AMBIENTAL PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

- Se recomienda tramitar el Certificado de Intersección en el Ministerio de Ambiente, certificado en el que se incluya la presencia de la Central Hidroeléctrica y la Línea de Transmisión asociada.
- En virtud de que la Categoría Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Parambas corresponde a la clasificación B, es decir, con Moderado Riesgo Ambiental, cuyos potenciales impactos ambientales son algo significativos, pero que para su mitigación o compensación se aplicarán Medidas No Complejas, es necesario que para el estudio de factibilidad se realice el Estudio de Impacto Ambiental Definitivo, EIAD. En este sentido, se deberá tomar en cuenta lo establecido en los Términos de Referencia elaborados para el efecto.

Bibliografía:

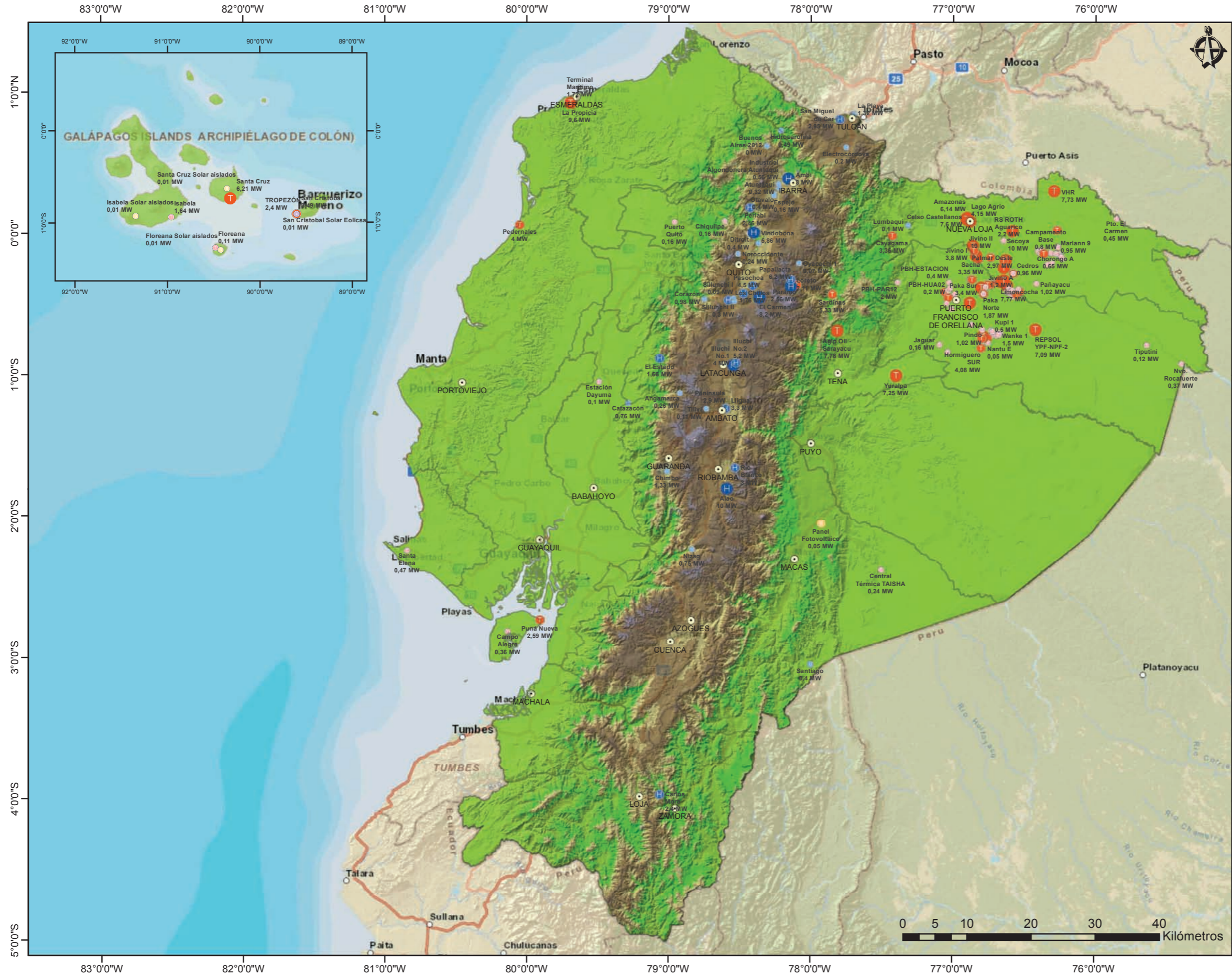
- a. CONELEC (2010). Inventario de los Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, 2009. Quito, Ecuador.
- b. CONELEC (2012). Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021. Quito, Ecuador.
- c. Gobierno de la Provincia de Pichincha (2004). Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos, Provincia de Pichincha. Quito, Ecuador.
- d. INECEL (1997). Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos para el Corto, Mediano y Largo Plazo. Quito, Ecuador.
- e. INECEL (1997). Catálogo de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad ($P_i = 5 - 50$ MW). Quito, Ecuador.
- f. INECEL (1997). Catálogo de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad ($P_i < 5$ MW). Quito, Ecuador.
- g. MEER - Beate Bernardo (2010). Plan de Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador. Quito, Ecuador.
- h. CONELEC - ASTEC (2009), Estudio de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Parambas (144,5 MW). Quito, Ecuador.
- i. CONELEC - CIE (2008). Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador.
- j. MEER (2013). Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador.
- k. Página Web del CONELEC: www.conelec.gob.ec
- l. Página Web del MEER: www.meer.gob.ec
- m. Página Web de CELEC EP: www.celec.com.ec
- n. Página Web del Instituto Nacional de Preinversión (INP): www.preinversion.gob.ec



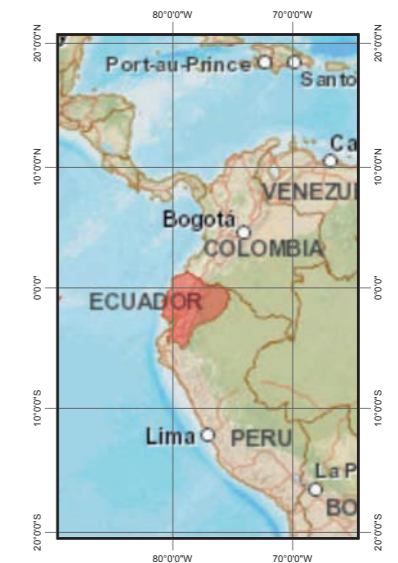
Mapas de Centrales y Proyectos de Generación



MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN MENORES A 10 MW



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

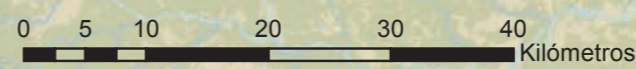
- Limite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

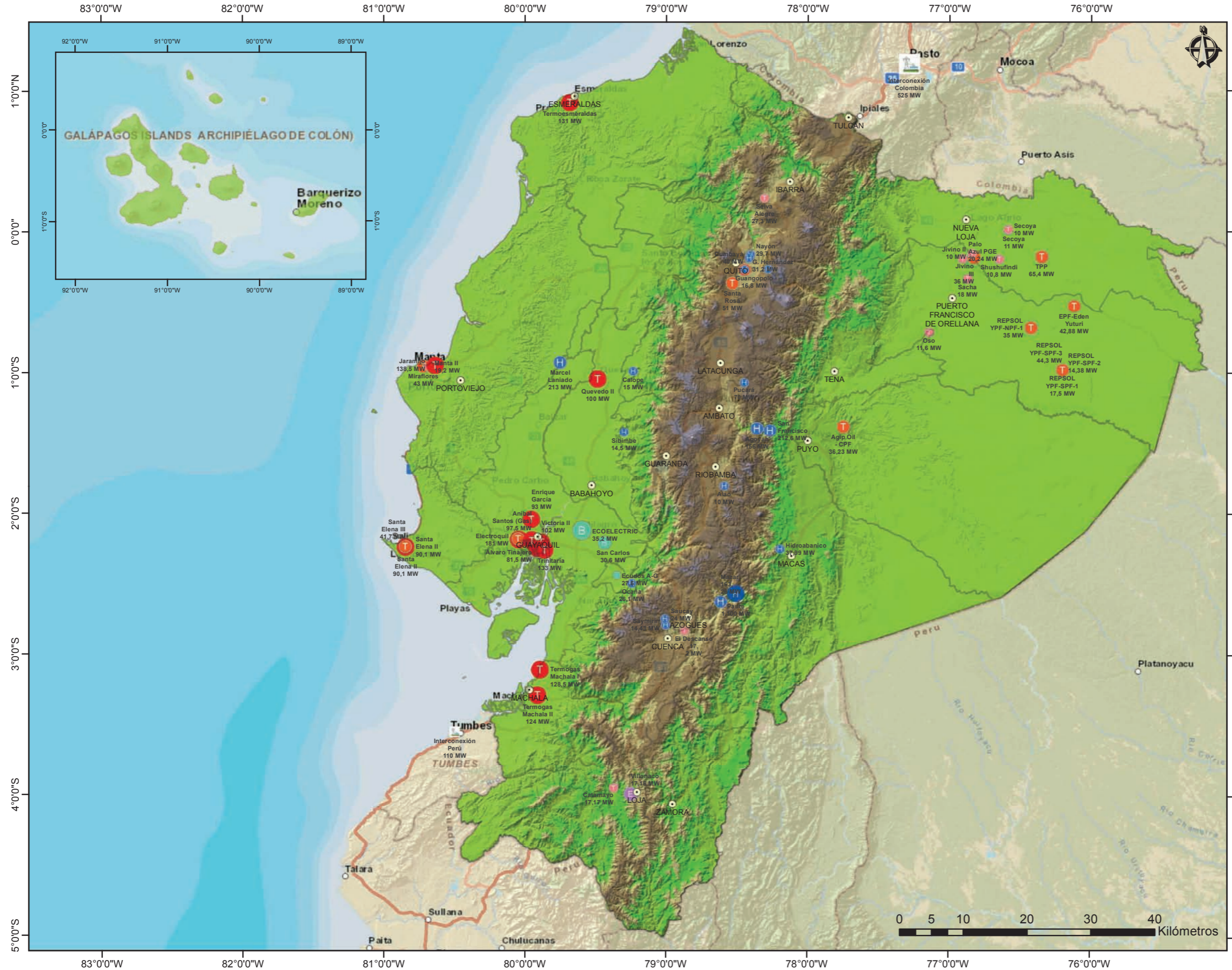
- Centrales de generación hidráulica**
Potencia efectiva (MW)
- 0,01 - 1,33
- 1,34 - 4,50
- 4,51 - 10,00
- Centrales de generación térmica**
Potencia efectiva (MW)
- 0,05 - 2,20
- 2,21 - 5,33
- 5,34 - 10,00
- Centrales de generación eólica**
Potencia efectiva (MW)
- 2,40
- Centrales de generación solar**
Potencia efectiva (MW)
- 0,01
- 0,02 - 0,05



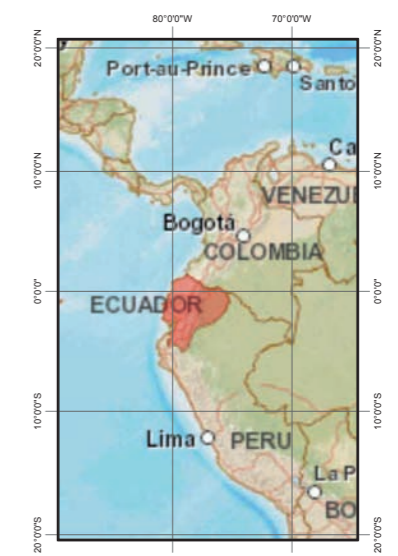
| MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN MENORES A 10 MW | |
|---|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Rodney Salgado | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 | |
| * Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec | |



MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN MAYORES A 10 MW



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- ▭ Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

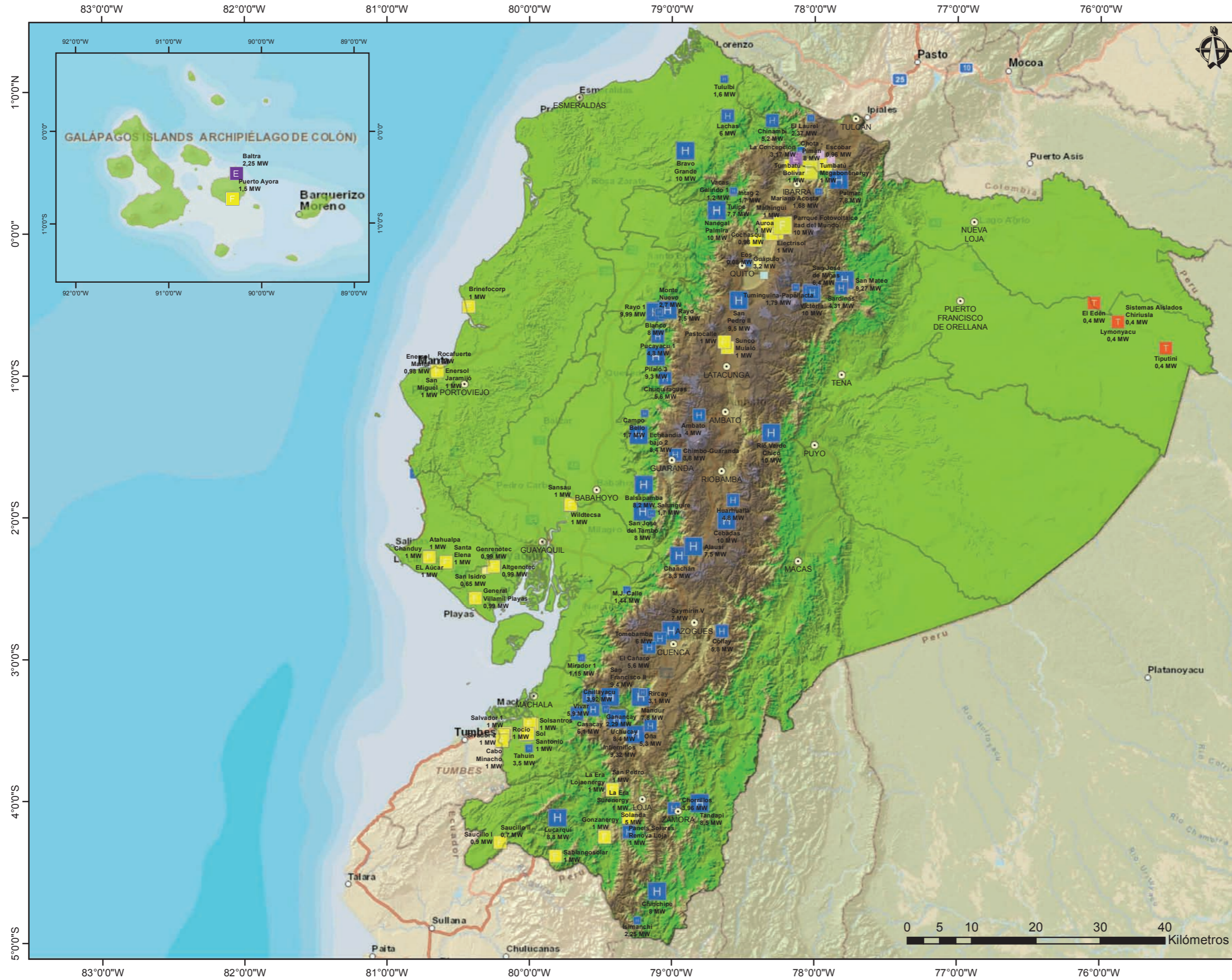
- Interconexiones**
Potencia efectiva (MW)
110,00 MW
- Centrales de generación eólica**
Potencia efectiva (MW)
17,16 MW
- Centrales de generación de biomasa**
Potencia efectiva (MW)
27,60 MW
27,61 - 30,60 MW
30,61 - 35,20 MW
- Centrales de generación hidráulica**
Potencia efectiva (MW)
10,00 - 70,00 MW
70,01 - 213,00 MW
213,01 - 1.100,00 MW
- Centrales de generación térmica**
Potencia efectiva (MW)
10,00 - 27,30 MW
27,31 - 65,40 MW
65,41 - 181,00 MW



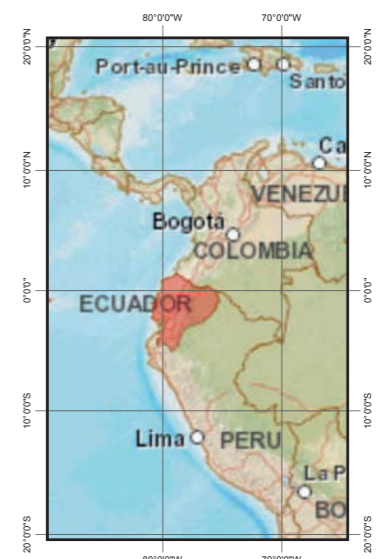
MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN MAYORES A 10 MW

| | |
|---|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Rodney Salgado | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc Gis.com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 | |
| * Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec | |

MAPA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN MENORES A 10 MW



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- ▭ Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- | | |
|---|--|
| Proyectos de generación hidroeléctricos Potencia (MW) | Proyectos de generación fotovoltaica Potencia (MW) |
| 1,15 - 3,50 MW | 0,06 - 0,70 MW |
| 3,51 - 6,40 MW | 0,71 - 2,00 MW |
| 6,41 - 10,00 MW | 2,01 - 10,00 MW |
| Proyectos de generación termoeléctricos Potencia (MW) | Proyectos de generación en biomasa Potencia (MW) |
| 0,01 MW | 5,00 MW |
| 0,01 - 0,40 MW | |
| Proyectos de generación eólica Potencia (MW) | |
| 0,99 MW | |
| 1,00 - 2,00 MW | |
| 2,01 - 2,25 MW | |

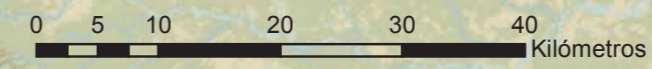


MAPA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN MENORES A 10 MW

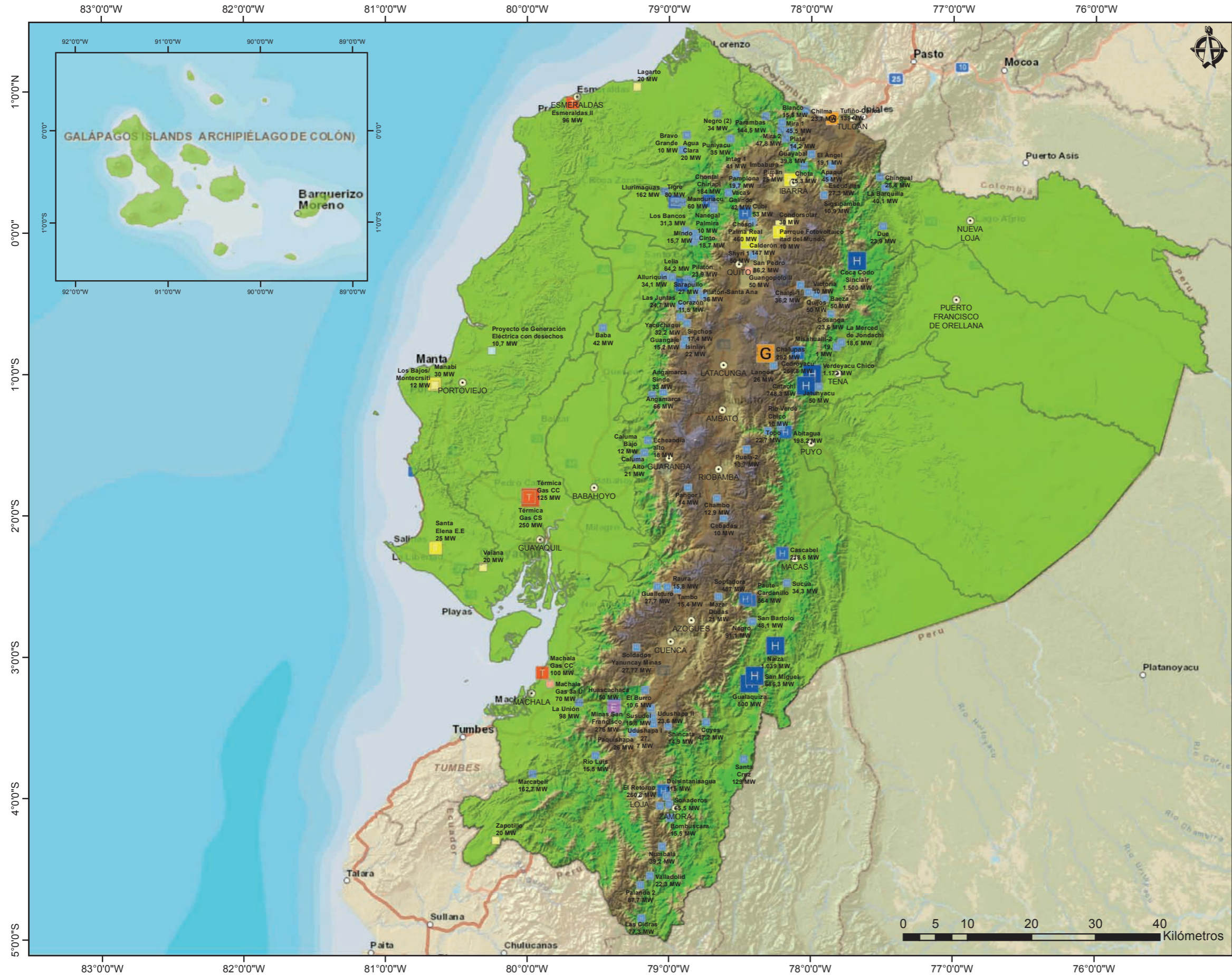
| | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Rodney Salgado | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |

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

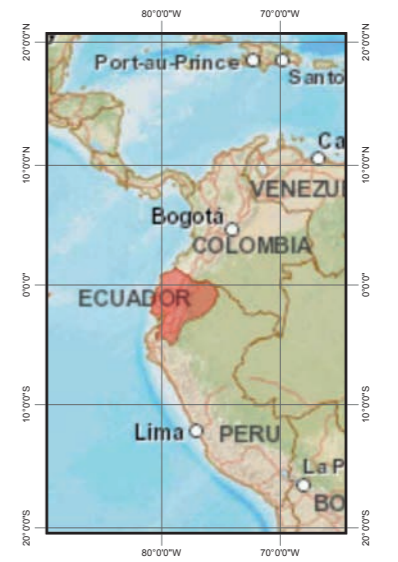
* Para mayor detalle consulte el Geoportel CONELEC www.conelec.gob.ec



MAPA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN MAYORES A 10 MW



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- | | |
|---|--|
| Proyectos de generación hidroeléctricos Potencia (MW) | Proyectos de generación fotovoltaica Potencia (MW) |
| 10,00 - 162,70 MW | 10,00 - 20,00 MW |
| 162,71 - 564,00 MW | 20,01 - 30,00 MW |
| 564,01 - 1.500,00 MW | 30,01 - 50,00 MW |
| Proyectos de generación termoeléctricos Potencia (MW) | Proyectos de generación geotérmicos Potencia (MW) |
| 50,00 - 70,00 MW | 113,00 MW |
| 70,01 - 125,00 MW | 113,01 - 139,00 MW |
| 125,01 - 250,00 MW | 139,01 - 282,00 MW |
| Proyectos de generación eólica Potencia (MW) | Proyectos de generación en biomasa Potencia (MW) |
| 50,00 MW | 10,70 MW |



MAPA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN MAYORES A 10 MW

| | |
|--|--------------------------------------|
| Elaborado por: Lcda. Sara Dávila | Proyección Geográfica Datum WGS84 |
| Revisado por: Ing. Rodney Salgado | Escala gráfica |
| Aprobado por: Ing. Santiago Flores | Fecha de elaboración: Julio, 2013 |
| Fuente: Cartografía Base: Arc GIs. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 | |

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



2

Integración Energética Regional



Integración Energética Regional **2**

1. Antecedentes

1.1. Introducción

La integración regional es un proceso que constituye un anhelo de múltiples actores; el actual enfoque busca aprovechar las potencialidades económicas y productivas de los países en forma conjunta, así como la importancia estratégica de transar ciertos bienes, a fin de ir construyendo una imagen compartida sobre el futuro de la integración, y de abrir caminos para nuevas oportunidades comunes, bajo las características del escenario global actual.

Los países de América Latina y El Caribe cuentan con recursos energéticos abundantes y variados que incluyen petróleo, gas natural, carbón, biomasa y energías renovables, así como un gran potencial hidroeléctrico, aunque no siempre están igualmente distribuidos; sin embargo, esta particularidad es la que brinda el potencial para que se desarrollen importantes flujos de comercio intrarregional con perspectivas importantes para la integración energética.

En este contexto, la comercialización del gas natural y la electricidad no solamente redundan en una mejor utilización de los recursos, sino que contribuiría en aumentar la disponibilidad de combustibles más limpios. Hasta el momento, gran parte de la integración energética se ha limitado a interconexiones físicas, con algún comercio de combustibles vía gasoductos u oleoductos o venta de energía eléctrica. Sin embargo, los grandes beneficios para la integración económica se obtendrán con una integración en el sentido de permitir el comercio de energía y no solo de mercancías; para ello, es necesario un desarrollo armónico en los países en cuanto a la estructura del sector energético y las normativas respectivas.

A través de las iniciativas de los organismos como: la Comunidad Andina, CAN, la Unión de Naciones Suramericanas, UNASUR, entre otros; la integración de los mercados de gas y electricidad está ocurriendo paulatinamente en América del Sur; donde las reformas de los sectores de electricidad e hidrocarburos abrieron las puertas para el desarrollo de proyectos como gasoductos internacionales y de líneas de interconexión eléctrica. En lo concerniente al proceso de integración eléctrica y considerando las diferentes experiencias de cada uno de los países de América del Sur, se destaca que la integración regional es un proceso a largo plazo que involucra la operación combinada de los sistemas de energía (generación y redes transmisión), así como el apoyo a políticas orientadas a la armonización de las regulaciones del sector eléctrico y la integración acelerada para el uso compartido de tecnología.

1.2. Visión de la Integración Energética

La integración energética tiene por concepto propender a un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permita la optimización de los recursos energéticos disponibles,



dando como resultado el incremento en la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía, para el efecto es necesario que el intercambio energético sea establecido bajo un marco normativo común y servicios adecuados, con el fin de que se generen beneficios económicos para todos los actores bajo condiciones equilibradas y justas.

Lo antes expuesto, permitirá que la integración energética brinde a los países lo siguiente:

- Seguridad en el suministro,
- Uso óptimo de los recursos naturales,
- Mejora en la calidad de servicio,
- Eficiencia en las inversiones,
- Economías de escala,
- Menor impacto ambiental.

1.3. Políticas Energéticas en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

El sector eléctrico ecuatoriano, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía nacional, enfrenta el importante reto de cumplir con una adecuada planificación integral, basada en la armonización de lo sectorial con los grandes intereses nacionales, en este sentido y en concordancia con lo preceptuado en la Constitución de la República y los objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV); el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Electricidad y Energía y Renovable (MEER), ha definido políticas energéticas¹, que deben ser observadas y aplicadas por todas las instituciones que conforman el sector eléctrico ecuatoriano en el ámbito de la integración eléctrica regional, como por ejemplo:

- Garantizar el autoabastecimiento de energía eléctrica a través del desarrollo de los recursos energéticos locales, e impulsar los procesos de integración energética regional, con miras al uso eficiente de la energía en su conjunto.
- Implementar planes y programas que permitan hacer un uso adecuado y eficiente de la energía eléctrica.
- Promover e impulsar el desarrollo sostenible de los sistemas eléctricos de la zona amazónica y fronteriza.

Lo antes señalado está sustentado en lo dispuesto mediante la Constitución de la República del Ecuador, en su artículo 416, el cual señala que las relaciones del Ecuador con la comunidad internacional responderán a los intereses del pueblo ecuatoriano, al que rendirán sus responsables y ejecutores, y por tanto, entre otros aspectos proclama la independencia e igualdad jurídica de los Estados; impulsa la prioritariamente la integración política, cultural y económica de la región andina, de América del Sur y Latinoamérica.

En este contexto, el artículo 423 de la Carta Magna, preceptúa que la integración, en especial con los países de Latinoamérica y El Caribe será un objetivo estratégico del Estado. En todas las instancias y procesos de integración, el Estado ecuatoriano se comprometerá a:

- Impulsar la integración económica, equitativa, solidaria y complementaria; la unidad productiva, financiera y monetaria; la adopción de una política económica internacional común; el fomento de políticas de compensación para superar las asimetrías regionales; y el comercio regional, con énfasis en bienes de alto valor agrado.

1 Lineamientos dispuestos a través de documentos oficiales remitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER.



- Promover estrategias conjuntas de manejo sustentable del patrimonio natural, en especial la regulación de la actividad extractiva; la cooperación y complementación energética sustentable; la conservación de la biodiversidad, los ecosistemas y el agua; la investigación, el desarrollo científico y el intercambio de conocimientos y tecnología; y, la implementación de estrategias coordinadas de soberanía alimentaria.
- Fortalecer la armonización de las legislaciones nacionales con énfasis en los derechos y regímenes laboral, migratorio, fronterizo, ambiental, social, educativo, y de salud pública, de acuerdo con los principios de progresividad y no de regresividad.
- Proteger y promover la diversidad cultural, el ejercicio de la interculturalidad, la conservación del patrimonio cultural y la memoria común de América Latina y de El Caribe, así como la creación de redes de comunicación y de un mercado común para las industrias culturales.
- Favorecer la consolidación de organizaciones de carácter supranacional conformadas por Estados de América y El Caribe, así como la suscripción de tratados y otros instrumentos internacionales de integración regional.

Así mismo y según lo dispuesto por las políticas del Estado ecuatoriano, se define que en el caso de producirse intercambios de electricidad mediante contratos bilaterales, se faculta prioritariamente a la empresa pública, en caso excepcional se podrá delegar a la empresa privada, para que efectúe las importaciones y exportaciones de electricidad, considerando que dicha empresa representará al sistema eléctrico ecuatoriano en dichas transacciones antes mencionadas.

1.4. Evolución de la Normativa Supranacional para el Intercambio de Electricidad a Nivel Comunitario

En el ámbito de la integración eléctrica, los gobiernos que conforman la Comunidad Andina, CAN, han realizado significantes esfuerzos, dando como resultado la expedición de la Decisión CAN 536, promulgada en diciembre de 2002, misma que fue consecuencia de un trabajo intenso, coordinado y consensuado entre representantes de los organismos reguladores de los países miembros de la CAN, y que tuvo como hitos relevantes:

- La reunión sostenida en Cartagena de Indias, Colombia, el 22 de septiembre de 2001, en la cual se suscribió el “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”.
- La preparación de la “Propuesta de Armonización de Marcos Normativos - noviembre 2001” por parte de los organismos reguladores de los países miembros; las reuniones de Quito, Ecuador (diciembre de 2001) y Caracas, Venezuela (enero 2002), donde se acuerdan principios normativos necesarios para armonizar los marcos legales y regulatorios.
- Suscripción del Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, en Quito, el 19 de abril de 2002, donde se acordaron principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores.

Acorde con lo dispuesto en la Decisión CAN 536, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, CANREL, como órgano encargado de velar por la aplicación de la Decisión CAN 536 en la región.²

En marzo de 2003, se creó el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores, GTOR, una instancia técnica conformada por representantes de los organismos reguladores, a quienes se les encargó analizar y elaborar propuestas conducentes a la armonización regulatoria para aplicar la Decisión CAN 536.³

2 Reglamento aprobado en la ciudad de Bogotá el 18 de junio de 2003.

3 Reglamento aprobado en la ciudad de la Paz el 16 de mayo de 2003



Con base en la referida norma supranacional, se han realizado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia por más de 7 años. El 11 de mayo de 2009, en la XI reunión del CANREL, los delegados de los países miembros, considerando que es necesario analizar y modificar los lineamientos establecidos en la norma supranacional para que pueda desarrollarse efectivamente un mercado regional de energía eléctrica, mostraron interés en la revisión de la Decisión CAN 536, por lo cual propusieron suspender la Decisión CAN 536 transitoriamente por un período de hasta 2 años; para el efecto, se consideró necesario y fundamental definir un régimen transitorio que sea aplicable a las transacciones existentes entre Ecuador y Colombia.

La Comisión de la Comunidad Andina, en Reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 4 de noviembre de 2009, aprobó la Decisión CAN 720, publicada, el 5 de noviembre de 2009, en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, la cual, entre los principales aspectos, establece lo siguiente: un tratamiento discriminatorio de precios para la oferta de electricidad de cada país, la asignación equitativa de las rentas de congestión y la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años.

Como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de los países miembros, en la XXIII Reunión de GTOR, realizada el 9 de diciembre de 2010, se acordó solicitar a CANREL extender a Perú las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador y, en paralelo, continuar con el análisis de los principios de la Decisión CAN 536 para avanzar en la definición de un sistema que contemple la aplicación de diversos modelos para realizar en el futuro interconexiones de los sistemas eléctricos en la subregión e intercambios intracomunitarios de electricidad.

Desde la aprobación de la Decisión CAN 720, las delegaciones de los países miembros han realizado varios encuentros con el fin de analizar los lineamientos de la Decisión CAN 536 que deben ser revisados y sobre otros aspectos que se consideran relevantes con el fin de afianzar la integración eléctrica regional. En la reunión de los ministros y altas autoridades encargadas del sector eléctrico de los países miembros de la Comunidad Andina y la hermana República de Chile, realizada en Galápagos el mes de abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión CAN 720 hasta que se adopte una decisión final sobre la revisión del marco general de la Decisión CAN 536, así como para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

En la XXVI Reunión del GTOR, se acordó presentar a la consideración de CANREL una normativa andina sobre la vigencia de la Decisión CAN 536, misma que incluye, entre otros aspectos, los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú, en tanto se adopte una normativa común que rijan los intercambios de electricidad.

El CANREL, en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión CAN 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú. La Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los ministros de energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena la Decisión CAN 757, la misma que se refiere a la vigencia de la Decisión CAN 536, la cual establece dos anexos transitorios para los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador; y, Ecuador y Perú; adicionalmente también se mantiene la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años, período que fenece en agosto del 2013.

1.5. Impacto de la Normativa Supranacional en la Estructura y Funcionamiento de los Intercambios de Electricidad

Con base a lo dispuesto en la Decisión CAN 536, Ecuador y Colombia han realizado intercambios efectivos de electricidad desde el 1 de marzo de 2003 con beneficios técnicos y económicos para los dos países miembros. Sin embargo y considerando los resultados obtenidos en las transacciones entre ambos países, Ecuador advirtió la existencia de un desequilibrio económico, aspecto que provocó el analizar los aspectos técnicos y económicos que estarían produciendo barreras al desarrollo de las interconexiones eléctricas regionales.



Considerando los aspectos de detalle a nivel técnico y económico expuestos por el Ecuador en el seno del GTOR, las delegaciones de los países miembros acordaron en la X Reunión del CANREL, realizada el 3 de diciembre de 2008, que las rentas de congestión, las cuales por definición son rentas económicas que se derivan de una transacción internacional de electricidad y tienen relación con el volumen de la transacción y la diferencia de precios en los mercados importador y exportador, sean asignadas en partes iguales, 50% al exportador y 50% al importador, sin afectar a la demanda del país exportador; además los países miembros de la Comunidad Andina también acordaron que no existirá una discriminación en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en el cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda extranjera.

Por otra parte, y como ya se ha mencionado, en la reunión de los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector de energía de los países de la Comunidad Andina y Chile, realizada en Galápagos el mes de abril de 2011, acordaron solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión 720, así como para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, los nuevos lineamientos obligaron a reformar y modificar la Decisión 536, dichos principios han sido parte integrante y fundamental de la Decisión CAN 757, actualmente vigente, y los cuales han determinado que los países miembros procedan a armonizar su normativa interna. Los principales aspectos técnicos y económicos de la armonización regulatoria se muestran en los siguientes numerales.

1.5.1 Ecuador - Colombia

Las reglas o normas que rigen los intercambios de energía entre Ecuador y Colombia han sido expedidas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, respectivamente; las cuales se encuentran en los siguientes documentos normativos: Resoluciones CREG 04 de 2003, CREG 096 de 2008 y CREG 160 de 2009, y en la Regulación No. CONELEC 004/10 expedida en el 2010.

La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se efectúa conforme a las siguientes reglas fundamentales, contenidas en el Anexo I de la Decisión CAN 757:

1. No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.
2. Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad con precios y tarifas que reflejan costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.

7. Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la Decisión.
8. Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
9. Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.
11. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

1.5.1.1 Activación de las TIE entre Colombia y Ecuador⁴

- **Importación a Colombia desde Ecuador**

Para efecto de las TIE entre Colombia y Ecuador el Centro Nacional de Despacho (CND) estima horariamente una curva escalonada de Precios de Oferta para cada Nodo Frontera para Exportación, Curva de escalones PONEQX,i, la cual reflejará un precio por cada valor QX, igual al precio de bolsa que se obtiene al ejecutar el proceso de optimización para cubrir la energía adicional, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional. Cada escalón PONEQx,i de la curva deberá incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo frontera de exportación.

Mediante un procedimiento automático se determina la activación o no de una Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo (TIE), comparando el Precio Máximo para Importación y la Curva de Precios de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de éstos los cargos asociados con la generación, aplicables en el mercado colombiano y el correspondiente Costo Equivalente en Energía (CEE).

La expresión utilizada es la siguiente:

Donde:

$$\frac{PI_{KI} - (PONE_{QXEi} + CEE + Cargos G)}{PONE_{QXEi} + CEE + Cargos G} 100 > Umbral$$

PI_{KI} : Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.

4 Resoluciones CREG 04 de 2003, CREG 096 de 2008 y CREG 160 de 2009 Regulación CONELEC 004/10



| | |
|-----------------|--|
| $PONE_{QXEi}$: | Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera. |
| CEE : | Costo Equivalente en Energía. |
| $Cargos G$: | Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia. |
| $Umbral$: | Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utilizará para decidir una importación a través de las TIE. |

Para iniciar la operación de las TIE por un Enlace Internacional, se establece un Umbral igual al 8%.

- **Importación a Ecuador desde Colombia**

La comparación de precios para decidir una importación de electricidad mediante una transacción internacional de corto plazo, debe ser realizada en los nodos del sistema que compraría electricidad.

La comparación de precios se realiza en un único nodo del enlace internacional, para lo cual se considerarán las pérdidas asociadas a dicho enlace, para llevar el precio a un solo nodo frontera, que en este caso será el nodo frontera del país importador.

La decisión se tomará con base a lo siguiente:

$$\text{Si: } |POI - P_{Umbral}| > POE$$

Donde:

| | |
|----------------|---|
| POI : | Precio de oferta del Ecuador para importar. |
| POE : | Precio de oferta del otro país para exportar. |
| P_{Umbral} : | Precio umbral. |

Entonces se programa una importación por parte del Ecuador.

Este análisis debe ser realizado en los nodos frontera de los dos países. Si de la comparación efectuada en cada nodo, el resultado indica que las transacciones se activan en los dos países en sentidos contrarios, es la señal para que los intercambios no se realicen.

El sistema importador, en función de la comparación de precios efectuada previamente, realizará el despacho económico programado con la oferta disponible en el enlace internacional, determina las cantidades a importar y las comunica al sistema exportador, de manera que este a su vez realice su programación considerando las cantidades a exportar.

1.5.1.2 Intercambios por seguridad

Para el caso de Colombia, en las TIE se realizan intercambios de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica en cualquiera de las siguientes condiciones:

- I. Cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional.
- II. Cuando no se haya programado una TIE por el Enlace Internacional.

En todos los casos, la programación de una importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir en el Despacho Programado un recurso con precio de oferta igual al precio de oferta en el nodo frontera del país exportador, y con disponibilidad igual al menor valor entre la cantidad dispuesta para exportación por parte del país exportador y la capacidad remanente del enlace.

Mientras que en caso de que el sistema ecuatoriano requiera generación por seguridad, calidad de servicio o por emergencia, a través del enlace internacional, será posible realizar tal transferencia considerándola como un caso de excepción de una importación de electricidad.

En este caso no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera, puesto que ingresará al sistema eléctrico ecuatoriano como una generación forzada u obligada, aplicándole el concepto de lo establecido en la Regulación vigente sobre restricciones e inflexibilidades operativas y pagándose con el precio correspondiente a la oferta de esa generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

1.5.1.3 Asignación de pérdidas de transmisión

Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el Enlace Internacional las asume la demanda del país importador.

1.5.1.4 Asignación de rentas de congestión

Las rentas de congestión son originadas por la diferencia de precios en los nodos frontera y de conformidad con lo establecido en la Decisión CAN 757, dichas rentas son asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador.

En el caso de Colombia, cuando el mercado colombiano realice exportaciones, los recursos de las rentas que correspondan sistema importador serán considerados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). La demanda internacional de Despacho Económico Coordinado participará de esta asignación, en proporción a la energía importada por el sistema eléctrico que la representa a través de los enlaces internacionales. El ASIC considerará estos recursos como un saldo a favor del sistema importador.

De las rentas que correspondan al mercado colombiano, producto de las exportaciones de electricidad a Ecuador, el ochenta por ciento (80%) serán destinadas al Fondo de Energía Social que administra el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007. El saldo de los recursos que correspondan el mercado colombiano se verá reflejado en un menor costo de restricciones. Para el efecto, el ASIC trasladará estas rentas a los comercializadores conforme con la regulación vigente, como un menor valor de restricciones.

Por otra parte, en el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, el 50% de las rentas de congestión, correspondiente a la demanda nacional servirá para cubrir el pago correspondiente a las garantías semanales por concepto de importación y, el 50 % que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENA-CE al mercado importador en la respectiva factura.

En el caso de una importación del mercado ecuatoriano, las rentas de congestión que correspondan al mercado importador, serán asignadas a los distribuidores en forma proporcional a su demanda comercial del período al que corresponden esas rentas de congestión y servirán para cubrir futuros pagos correspondientes a las garantías semanales por importación de electricidad.

1.5.1.5 Coordinación de los sistemas

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, las TIE's entre Colombia y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en un principio en la Decisión CAN 536 y ahora plasmadas en la



Decisión CAN 757, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países andinos. En resumen, éstas consisten en intercambios establecidos para el día siguiente e intercambios de emergencia, ambos realizados por los operadores de los mercados de los países, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM) en Colombia y la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en Ecuador, con el objetivo de minimizar los costos operativos en ambos mercados sujeto a la restricción de capacidad de la interconexión. Los agentes individuales siguen operando en sus respectivos mercados y, en la actualidad, no se permiten contrataciones internacionales de compraventa de energía entre los mismos.

En la siguiente figura se ilustra el marco general establecido para la operación de las TIE Colombia - Ecuador.

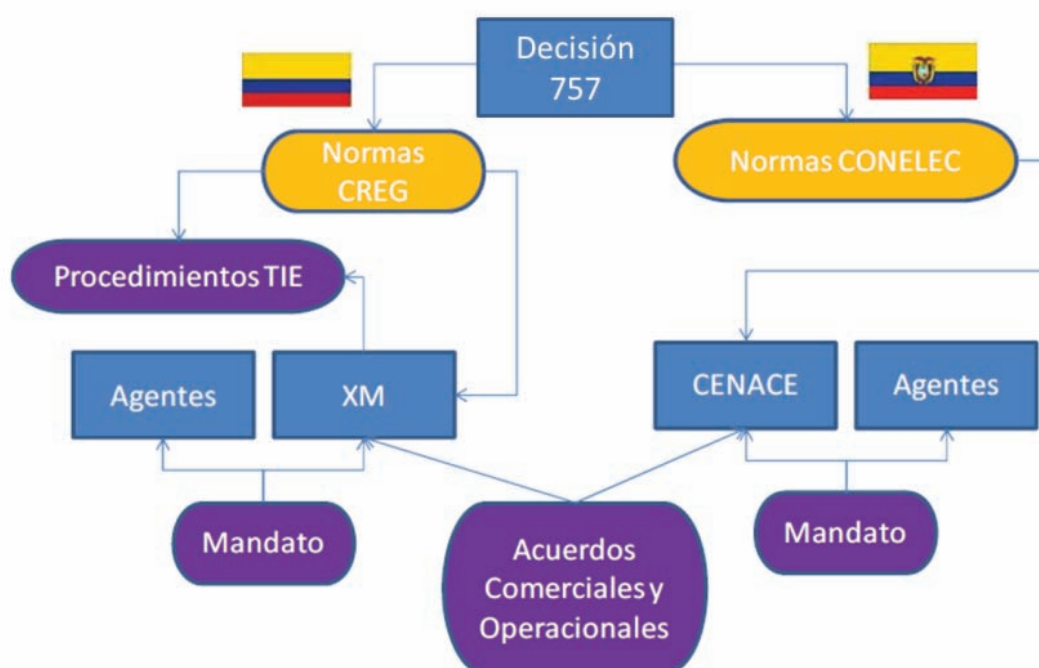


FIG. No. 1: MARCO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS TIE COLOMBIA - ECUADOR

1.5.2 Ecuador - Perú

En lo referente a Perú y Ecuador, las reglas para los intercambios de energía eléctrica están contenidas principalmente en el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757 expedido por Perú y publicado en el Registro Oficial “El Peruano” y en la Regulación No. CONELEC 002/12 expedida en el 2012, las cuales se sustentan en la Decisión CAN 757 suscrita para el intercambio intracomunitario de electricidad y la interconexión subregional de los sistemas eléctricos entre los Países Miembros de la Comunidad Andina por medio de contratos bilaterales de electricidad.

La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Perú y Ecuador se efectúa conforme a los siguientes lineamientos, contenidos en el Anexo II de la Decisión CAN 757:

1. Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador, aplicando como base:
 - a) Los excedentes de potencia y energía serán determinados por los operadores de cada país, y serán

aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos, sobre la base de la normativa interna de cada país.

- b) Los intercambios de electricidad no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas.
2. El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los Agentes que, para tal fin, sean autorizados por las entidades que designen Ecuador y Perú, hasta el límite de la capacidad de transmisión que establezcan los operadores de los sistemas eléctricos. Para tal efecto, se tomará en cuenta lo siguiente:
- a) En el caso de Perú, se entiende por Agentes peruanos a los Generadores, los Distribuidores y los Usuarios Libres, conforme a su marco legal interno.
 - b) En el caso de Ecuador, se entiende por Agentes ecuatorianos a los definidos conforme a su marco normativo interno.
 - c) El suministro de electricidad, a través de los contratos bilaterales, tendrá el carácter de interrumpible, para lo cual, el operador del sistema exportador considerará el abastecimiento a su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema.
 - d) La demanda asociada a los contratos bilaterales no requiere respaldo en potencia ni energía firme.
 - e) Los contratos bilaterales podrán contar con mecanismos de garantía de pago y los esquemas de pago, que sean acordados por los Agentes.
 - f) En los contratos bilaterales que suscriban los Agentes se podrán estipular mecanismos de solución de controversias, al amparo de las normas que rigen la Comunidad Andina, o a través de un proceso arbitral.
 - g) Los precios en los contratos bilaterales serán estipulados por acuerdo entre los Agentes intervinientes.

Ecuador y Perú permitirán la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países, conforme a los marcos bilaterales contenidos en la Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la Decisión. Dichos agentes deberán estar habilitados para realizar operaciones de importación o exportación de electricidad de acuerdo con la legislación interna de sus respectivos países.

3. El tratamiento interno de los intercambios de electricidad en la programación y operación del despacho económico, debe considerar las decisiones de importación y exportación reportadas por los Agentes contratantes, para lo cual cada país expedirá la normativa que corresponda.
4. La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de: a) los costos marginales de los sistemas; b) la máxima demanda del sistema exportador; y, c) las tarifas aplicables a los consumidores del sistema exportador.
5. El Agente exportador asumirá, internamente en su país, los costos marginales de su sistema, más todos los costos asociados al intercambio de electricidad, entre los cuales se consideran los siguientes:
- a) Los costos adicionales de las unidades que operaron para atender la energía exportada.
 - b) Los costos por servicios complementarios e inflexibilidades operativas asociados a la exportación.
 - c) Los cargos regulados como peajes u otros que correspondan.



- d) Un cargo por capacidad para la exportación, según se determine en la normativa interna de Ecuador y Perú.
6. Cuando se requiera utilizar el sistema eléctrico de Ecuador o Perú como tránsito y exista la factibilidad técnica para atender un contrato con un Agente de un tercer país, el Agente exportador deberá pagar al país de tránsito por los conceptos a que hacen referencia los literales b y c del numeral 5 antes descrito.
 - a) Esta operación no obligará al país de tránsito a suplir la energía no entregada por el país exportador, ni afectará a su mercado interno.
 - b) El país de tránsito no podrá utilizar esta energía para cubrir su demanda interna.
7. El Agente exportador peruano no asumirá el cargo por potencia regulado asociado a la energía exportada. Al Agente exportador ecuatoriano no se le asignará pago por potencia asociado a la energía exportada.
8. El Agente importador asumirá, internamente en su país, los cargos determinados regulatoriamente, como potencia, peajes u otros que correspondan.
9. El Agente importador peruano, en el caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores, sólo cuando se trate de situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna.
10. Los operadores de los respectivos sistemas se comunicarán recíprocamente sobre las situaciones de emergencia o restricciones técnicas que se produzcan en sus sistemas y que puedan afectar a los intercambios de electricidad.

1.5.2.1 Intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador

Los operadores, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en Ecuador y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES, en Perú, realizan el despacho económico de los recursos de generación disponibles en el sistema ecuatoriano, para abastecer la demanda nacional, sin considerar la demanda internacional.

Para el despacho económico a efectuarse entre Ecuador y Perú, considera los excedentes de energía y la demanda internacional, en los extremos del enlace. Los intercambios de electricidad entre ambos países, se realizan una vez acordado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia.

Para la exportación de electricidad por parte del Ecuador, una vez abastecida la demanda nacional, el Operador establece por bloques de demanda, la capacidad máxima de transferencia en el enlace, definida por los estudios eléctricos. En caso de que las condiciones operativas del sistema ecuatoriano afecten la disponibilidad de excedentes, el Operador está facultado a efectuar una reprogramación de la exportación.

La liquidación comercial de los contratos bilaterales, es realizada por el Agente Habilitado, para lo cual cuenta con el apoyo del Operador. Para este efecto, en el caso ecuatoriano, el CENACE remite periódicamente la información operativa que requiera el Agente y participa activamente en el análisis de los intercambios resultantes del contrato bilateral. El valor por concepto de cargo por capacidad para la exportación tanto de Ecuador a Perú y viceversa, considera un cargo unitario en función de la energía exportada valorado en 0 USD/kWh.

1.5.2.2 Coordinación de los sistemas

De acuerdo a lo expuesto, los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en la Decisión CAN 757, misma que marca un hito importante

desde el 2003, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países Andinos. En resumen, éstas consisten en intercambios establecidos por medio de contratos bilaterales entre agentes habilitados de ambos países, los cuales se basan en excedentes de energía y potencia de los sistemas y que son de carácter interrumpible.

En la siguiente figura se ilustra el marco general establecido para la operación de los intercambios entre Perú - Ecuador.



FIG. No. 2: MARCO PARA LA OPERATIVIDAD DE LOS INTERCAMBIOS PERÚ - ECUADOR

2. Intercambio de Electricidad⁵

Desde 1990, en las zonas fronterizas de Ecuador y Colombia, existieron enlaces eléctricos a nivel de 13,8 kV y 34,5 kV, entre los sistemas de las Empresas Eléctricas Regional Norte de Ecuador y Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR) de Colombia.

La operación entre los sistemas de transmisión de Ecuador y Colombia, se inició a partir de 1999, con el acuerdo de cooperación de intercambio energético entre los dos países, las subestaciones Tulcán en el Ecuador y Panamericana en Colombia se interconectaron a través de una línea de transmisión de 138 kV, permitiendo el suministro de energía al Ecuador, con el objeto de cubrir un déficit en el suministro de energía que requería en ese entonces el país. En la actualidad esta interconexión se encuentra operativa.

En junio de 2001, las autoridades de Colombia, Perú y Ecuador, analizaron, mediante sus grupos técnicos, la factibilidad de construir interconexiones de transmisión eléctrica entre los tres países. Las empresas de transmisión: TRANSELECTRIC de Ecuador e ISA de Colombia, firmaron un convenio para la construcción y transferencia de energía eléctrica a través de una línea de doble circuito de 230 kV, entre las subestaciones Pomasqui en la ciudad de Quito y Jamondino en la ciudad de Pasto en Colombia, que entró a operar en marzo de 2003.

5 Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) y Geoportal del CONELEC



Con la experiencia de la interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia, así como a la necesidad del país de contar con un mayor número de fuentes de generación, la empresa de transmisión ecuatoriana analizó la factibilidad de construir una segunda línea de transmisión de características similares a la primera. Así es que a fines del 2008, se puso en operación una segunda línea, con lo que la transferencia de potencia hacia el sistema ecuatoriano podía alcanzar hasta los 500 MW.

Adicionalmente, en el 2001, también se realizaron estudios para analizar la factibilidad de interconectar los sistemas ecuatoriano y peruano, definiendo la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de doble circuito, que conecta las subestaciones de transmisión ubicadas en las zonas de Machala en Ecuador y Piura en el Perú, siendo necesario para ello establecer un enlace asincrónico tipo “back to back” en corriente continua ya que la frecuencia de los dos sistemas son diferentes. Conforme a los estudios realizados, este proyecto se tuvo previsto ejecutarlo en tres etapas: la primera, contempló la construcción de la línea radial; la segunda etapa, instalación del sistema de interconexión asincrónico entre los dos sistemas; y una tercera etapa, el montaje del segundo circuito de esta línea. La primera etapa del proyecto, esto es, la construcción de una línea de transmisión 230 kV circuito simple entre las subestaciones Machala y Zorritos, se implementó en el 2005; sin embargo los intercambios de energía entre el Ecuador y Perú, por la falta de concertación en los aspectos comerciales, no se han efectuado en un contexto de mercado; los intercambios de energía por esta interconexión, básicamente se han dado por razones políticas o de necesidades emergentes de suministro de energía entre las regiones.

2.1. Características Técnicas de la Infraestructura Implementada⁶

Con el objeto de implementar el sistema de transporte eléctrico para el intercambio de electricidad entre el Ecuador y los países vecinos; y considerando que la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica es fundamental para el desarrollo y la economía del país, el Ecuador emprendió diferentes acciones que proporcionaron la implementación física de proyectos de interconexión con Colombia y el Perú.

2.1.1 Interconexión Ecuador - Colombia

A nivel de 138 kV, las subestaciones Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia se conectaron a través de una línea de transmisión 138 kV circuito simple con conductor calibre 477 MCMACSR, de 15,49 km de longitud, de los cuales 5,61 km (Tulcán - frontera). Adicionalmente en la Subestación Tulcán se implementó una posición para conexión de la línea de 138 kV; esta posición incluyó los sistemas de supervisión, control y medición requeridos para la operación y protección de las instalaciones.

En el 2003, ingresó en operación la Interconexión con Colombia, a través de la construcción de una línea de transmisión de 212,6 km de longitud, tipo ACAR de calibre 1.200 a 230 kV, en doble circuito Pomasqui - Frontera (137,2 km); en el lado colombiano Frontera - Jamondino en Pasto (75,4 km), permitiendo la transferencia de hasta 250 MW. Esta interconexión requirió la construcción de un patio de 230 kV en la Subestación Pomasqui, donde se implementó un sistema de doble barra principal, con cuatro posiciones de líneas de transmisión (dos para Jamondino y dos para la Subestación Santa Rosa), además de una posición de transformador y otra para la de acoplamiento de barras; se instaló un transformador 230/138/13,8 kV de 300 MVA para suministro de energía a la Empresa Eléctrica Quito. Finalmente, con el fin de evacuar la energía transferida desde Colombia hacia el Sistema Nacional de Transmisión, SNT, se construyó una línea de transmisión 230 kV Pomasqui - Santa Rosa doble circuito de 46 km de longitud.

La segunda línea de interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia de doble circuito entró en operación en el 2008, tiene características técnicas similares a la primera. Para la implementación de esta segunda interconexión, la empresa de transmisión ecuatoriana amplió dos posiciones de línea en la Subestación Pomasqui, así también planificó la construcción de instalaciones adicionales en el sistema de transmisión, las mismas que fueron consideradas en los planes de expansión de transmisión, entre las cuales tenemos: construcción de una segunda línea de transmisión 230 kV doble circuito entre las subestaciones Pomasqui y Santa Rosa y la instalación de un reactor

6 Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) y Geoportal del CONELEC



de 25 MVAR en la Subestación Pomasqui. Esta segunda interconexión, permite el incremento de la transferencia de potencia hasta 500 MW entre los dos sistemas, para lo cual Colombia también efectuó reforzamientos en el sistema de transmisión y paralelamente los operadores de ambos países efectuaron las gestiones necesarias para la implementación de los equipos de supervisión, control y medición necesarios para la operación confiable de estas instalaciones, logrando así la instalación de los sistemas para el control de los intercambios comerciales de energía (AGC) entre los dos sistemas ecuatoriano y colombiano.

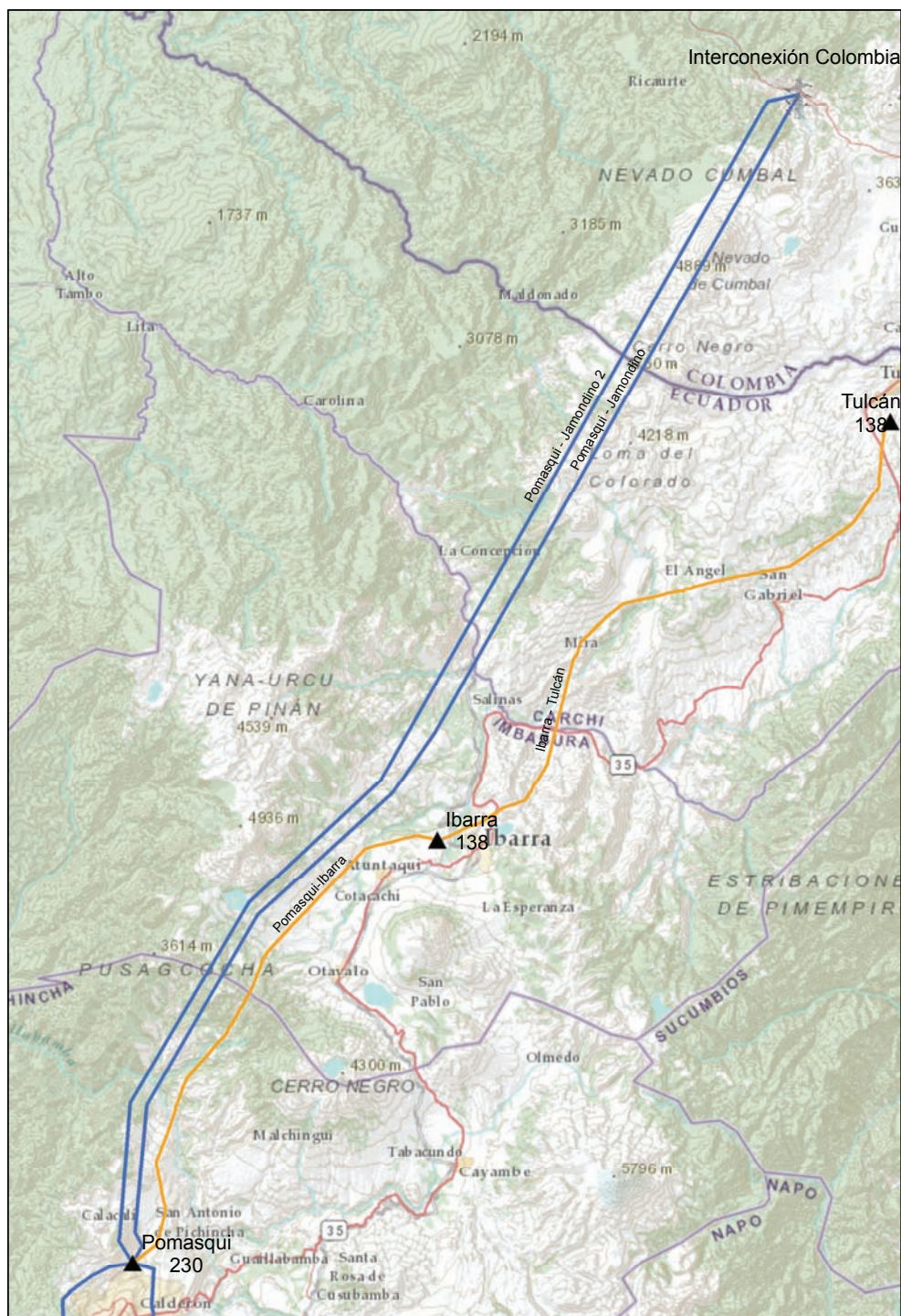


FIG. No.3: INTERCONEXIÓN ECUADOR - COLOMBIA



2.1.2 Interconexión Ecuador - Perú

La interconexión a 230 kV entre las subestaciones Machala y Zorritos de las empresas TRANSELECTRIC (Ecuador) y REP (Perú), entro en operación en el 2004 por medio de la construcción de una línea de transmisión 230 kV diseñada para doble circuito, realizándose el montaje inicial de un circuito; el calibre de conductor utilizado en la línea es ACAR 1.200 y permite una operación radial de los dos sistemas nacionales.

La longitud total de la interconexión entre subestaciones es de 107 km, de los cuales 53,4 km (Machala - frontera) construyó TRANSELECTRIC; con el objeto de viabilizar esta interconexión, además se construyó el patio de 230 kV en la Subestación Machala, donde se implementó un diseño tipo doble barra principal e instaló un transformador 230/69/13,8 kV de 165 MVA, que permiten la transferencia de carga en forma radial (hasta 100 MW), tanto desde el sistema ecuatoriano como del peruano. En todo caso la operación inicial de este enlace se previó en todos los casos que sea de forma radial sin los sistemas de transmisión interconectados.

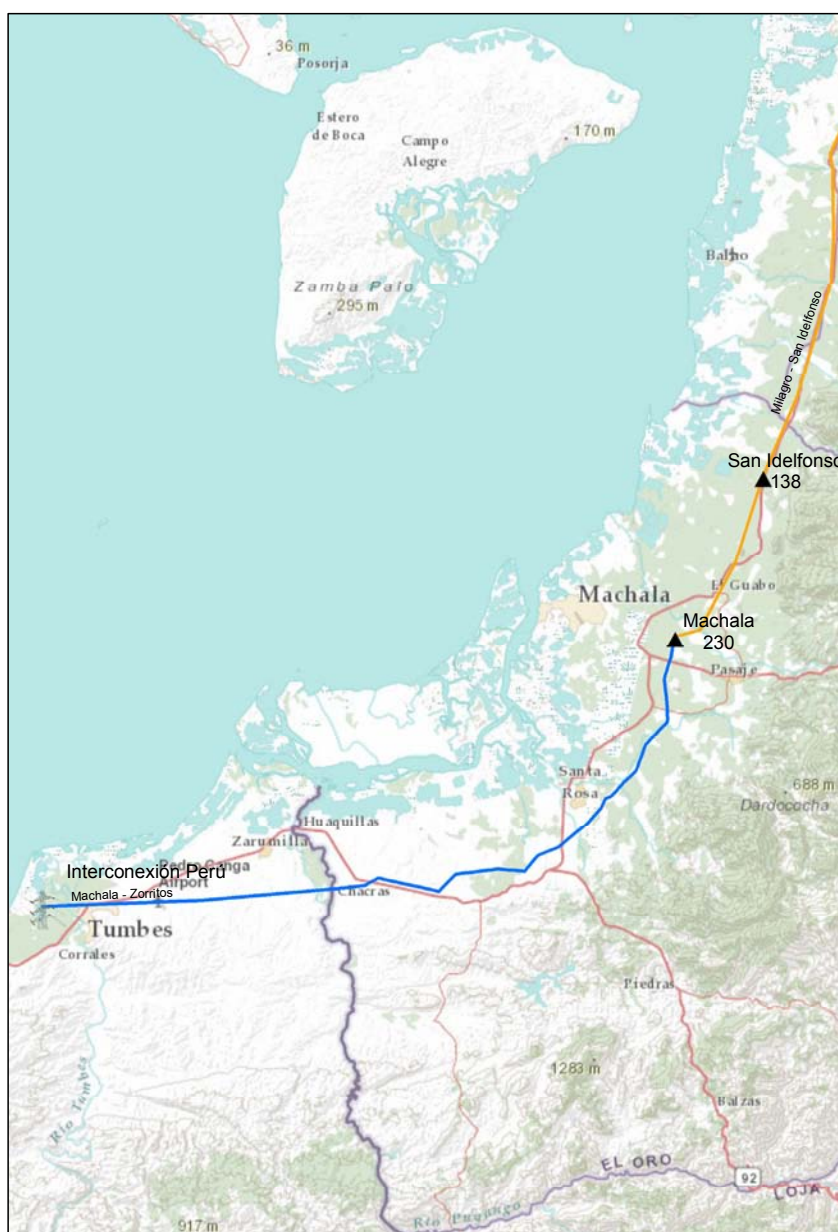


FIG. No. 4: INTERCONEXIÓN ECUADOR - PERÚ



2.2. Estadística de los Volúmenes Transados de Energía

Con base a los lineamientos de la Norma Supranacional y tomando en cuenta las reglas para el intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia expedidas por los organismos reguladores de ambos países, bajo el contexto de mercado, las transacciones internacionales de electricidad TIE, son las transacciones de corto plazo (ocasional) entre los mercados de los países interconectados por uno o más enlaces, originadas por la diferencia de precios entre los nodos terminales en dichos enlaces, y cuya participación en el mercado es el producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados y se realizaron efectivamente a partir de marzo del 2003; sin perjuicio de lo mencionado, es importante indicar que desde 1999 también existieron intercambios de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito, mismas que fueron realizadas a través de la infraestructura implementada a nivel de 138 kV.

De la información histórica plasmada en los documentos oficiales emitidos por el CONELEC, los montos energéticos anuales transferidos entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador por las interconexiones internacionales, en el período comprendido entre octubre de 1999 a diciembre 2011, son las siguientes:

TABLA No. 1: IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE COLOMBIA

| Importación de Electricidad desde Colombia | | |
|--|------|-------------------------|
| País | Año | Energía Importada (GWh) |
| COLOMBIA | 1999 | 16,03 |
| | 2000 | 0,00 |
| | 2001 | 22,23 |
| | 2002 | 56,30 |

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

| Importación de Electricidad desde Colombia | | |
|--|------|-------------------------|
| País | Año | Energía Importada (GWh) |
| COLOMBIA | 2003 | 1.128,72 |
| | 2004 | 1.680,94 |
| | 2005 | 1.757,83 |
| | 2006 | 1.608,58 |
| | 2007 | 876,59 |
| | 2008 | 509,78 |
| | 2009 | 1.076,71 |
| | 2010 | 797,69 |
| | 2011 | 1.294,59 |

Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE



TABLA No. 2: EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR

| Exportación de Electricidad desde Ecuador | | |
|---|------|-------------------------|
| País | Año | Energía Exportada (GWh) |
| ECUADOR | 2003 | 67,20 |
| | 2004 | 34,97 |
| | 2005 | 16,03 |
| | 2006 | 1,07 |
| | 2007 | 38,39 |
| | 2008 | 37,53 |
| | 2009 | 20,76 |
| | 2010 | 9,74 |
| | 2011 | 8,22 |

Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE

Por otra parte y de acuerdo a lo expuesto, los intercambios de energía entre Ecuador y Perú por la interconexión, fundamentalmente se han dado por condiciones emergentes de suministro de energía entre los países. Las estadísticas de volúmenes de energía transados son las siguientes:

TABLA No. 3: IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE PERÚ

| Importación de Electricidad desde Perú | | |
|--|------|-------------------------|
| País | Año | Energía Importada (GWh) |
| PERÚ | 2005 | 7,44 |
| | 2009 | 62,55 |
| | 2010 | 78,39 |
| | 2011 | - |

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

TABLA No. 4: EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR

| Exportación de Electricidad hacia Perú | | |
|--|------|-------------------------|
| País | Año | Energía Exportada (GWh) |
| PERÚ | 2010 | 0,21 |
| | 2011 | 5,84 |

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

2.3. Abastecimiento en Zonas Fronterizas y sus Características

2.3.1 Plan Ecuador

El 17 de agosto de 2007, mediante Decreto Ejecutivo No. 565 de la Presidencia de la República, se creó la Secretaría Técnica del Plan Ecuador, STPE, y el 16 de febrero de 2008, fue adscrita al Ministerio de Coordinación de Seguridad Interna y Externa.

El objetivo del Plan Ecuador, es fortalecer a las poblaciones urbanas y rurales de la Frontera Norte para que se integren a la vida social y económica del país, a través de la dotación de las nuevas tecnologías de información y comunicación.

Entre los principales acuerdos entre las altas autoridades del sector energético del Ecuador, se destacan los siguientes:

- Priorizar la ejecución y asignación de recursos de los proyectos de electrificación de las provincias de la frontera, que se hayan identificado dentro de los Programas del Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal (FERUM).
- El CONELEC, elaborará los pliegos para iniciar los procesos de contratación de profesionales que realicen los estudios y diseños, a fin de dotar la infraestructura eléctrica a las zonas de frontera.

Del levantamiento preliminar realizado de las comunidades que aún no disponen del servicio eléctrico, y que no constan en los programas aprobados, se ha determinado que son aproximadamente 1.024 comunidades, según se muestra en la tabla No. 5:

TABLA No. 5: COMUNIDADES DE LA FRONTERA NORTE SIN ENERGÍA ELÉCTRICA

| COMUNIDADES SIN ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA NORTE A SER ATENDIDAS EN EL PERÍODO 2012 - 2013 | | | |
|---|-----------------|--------------|---------------------------------|
| PROVINCIA | CANTÓN | COMUNIDADES | VIVIENDAS SIN ENERGÍA ELÉCTRICA |
| Carchi | Bolívar | 14 | 32 |
| | Espejo | 23 | 41 |
| | Mira | 19 | 36 |
| | Tulcán | 56 | 332 |
| Total Carchi | | 112 | 441 |
| Esmeraldas | Eloy Alfaro | 200 | 1.632 |
| | Río Verde | 117 | 1.072 |
| | San Lorenzo | 92 | 480 |
| Total Esmeraldas | | 409 | 3.184 |
| Sucumbíos | Cascales | 47 | 390 |
| | Cuyabeno | 27 | 333 |
| | Gonzalo Pizarro | 21 | 230 |
| | Lago Agrio | 263 | 2.525 |
| | Putumayo | 50 | 410 |
| | Shushufindi | 84 | 958 |
| | Sucumbíos | 11 | 44 |
| Total Sucumbíos | | 503 | 4.890 |
| Total General | | 1.024 | 8.515 |



2.3.2 Convenio entre el Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas para zonas no interconectadas, IPSE, y el Consejo Nacional de Electricidad

En diciembre de 2011, se suscribió el Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional entre el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas - IPSE (Colombia) y El Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC (Ecuador) con el fin de establecer mecanismos viables con los cuales se pueda abastecer la demanda de zonas no interconectadas a los sistemas de transmisión. Las actividades del Convenio, son las siguientes:

- Realizar inspecciones conjuntas en la zona de frontera de Ecuador y Colombia, con el propósito de definir las poblaciones en las que sea factible energizar a través de soluciones energéticas, en las que deberán participar las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera.
- Realizar estudios y diseños de soluciones energéticas seleccionadas para los sitios definidos de manera conjunta, en coordinación directa con las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera.
- Establecer mecanismos de financiamiento para la construcción, pruebas y puesta en operación de las soluciones energéticas seleccionadas, en coordinación directa con las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera.
- Establecer términos técnicos y comerciales que regularán el intercambio de energía eléctrica, entre las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera que sean energizadas, conforme los diseños y estudios de soluciones energéticas acordadas por las dos Instituciones.
- Capacitar al personal, a través de seminarios y talleres, sobre aspectos técnicos, económicos y jurídicos.
- Intercambio de personal técnico para la realización de estudios y diseños, promover el conocimiento y familiarización de proyectos y tratamiento específico de aspectos que la determinan, así como actividades relacionadas con la supervisión y control.

Actualmente, el CONELEC y el IPSE están manteniendo reuniones constantes con el fin de determinar y armonizar los cronogramas de trabajo para cumplir con el objeto del convenio suscrito.

2.4. Perspectivas de Futuros Reforzamientos de la Red de Transmisión

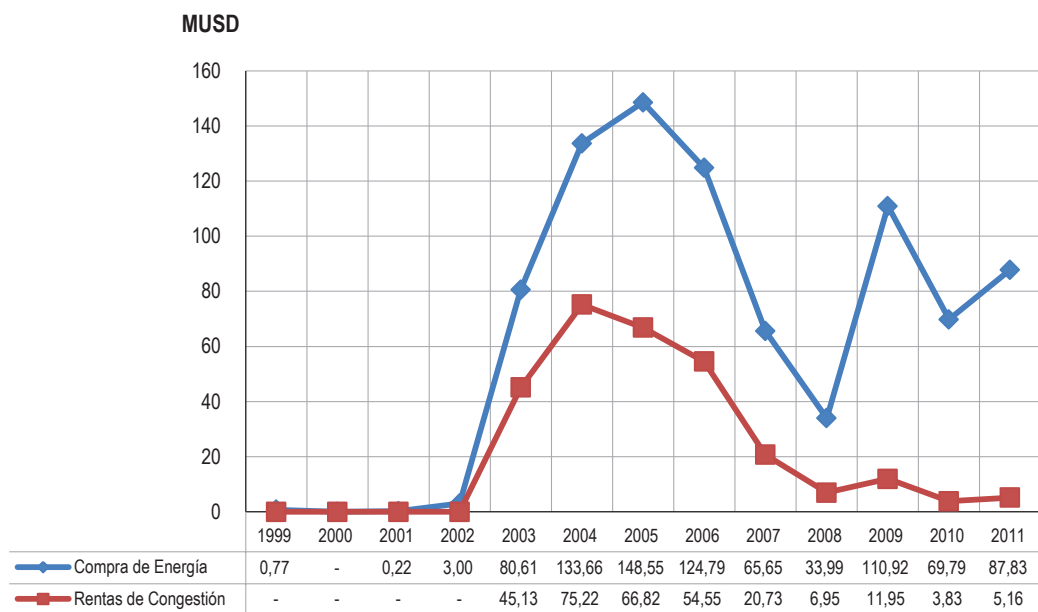
El Plan Maestro de Electrificación, PME, muestra importantes modificaciones debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica los cuales se estima ingresarán en operación hasta el 2016, en este sentido es importante señalar que existe una alta posibilidad de que se produzcan considerables bloques de energía para uso de la demanda interna del país y existan potenciales excedentes de energía que intensificarían los intercambios de electricidad por las interconexiones con Colombia y Perú, lo que obliga a una mayor disponibilidad y confiabilidad del sistema troncal de transmisión.

En cualquiera de estos casos, para evacuar los bloques de energía en el Sistema Nacional Interconectado, se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, aspecto que la empresa pública encargada de la actividad de transmisión ha considerado y lo ha propuesto en el Plan de Expansión de Transmisión, lo planificado consiste en construir un anillo de electricidad regional con la red de transmisión a nivel de 500 kV, con la finalidad de optimizar el uso de los recursos energéticos, tanto existentes como futuros, así como incrementar la

confiabilidad del suministro de potencia y energía en el S.N.I., lo que redundará especialmente en el bienestar de todos los ecuatorianos.

2.5. Estadística sobre la Valoración Económica de los Intercambios de Electricidad

El valor monetario resultante entre el período 1999 - 2011 por concepto de los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia, basados en las transacciones de corto plazo, así como los intercambios de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito mediante los contratos en su momento suscritos, es la siguiente:

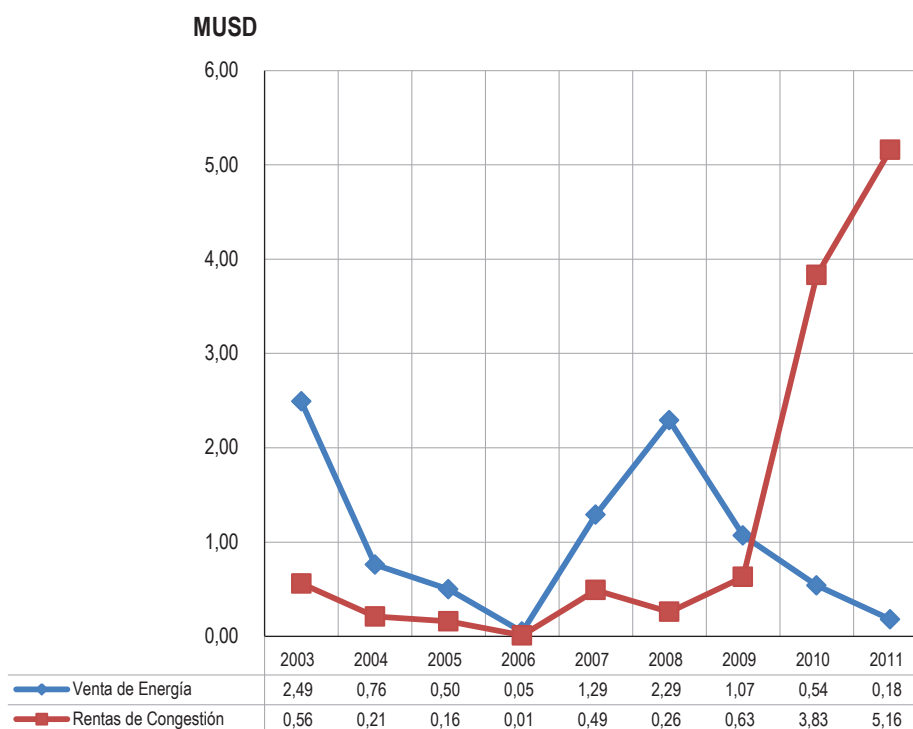


Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE y Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

FIG. No. 5: EGRESOS POR LA IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE COLOMBIA

Por otra parte, la valoración económica de las exportaciones de electricidad desde Ecuador a Colombia, en el período enero de 2003 a diciembre de 2011, son:





Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE y Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

FIG. No. 6: INGRESOS POR LA EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR

En lo referentes a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, es importante mencionar que se han efectuado bajo criterios de condiciones de seguridad, en tal sentido, a continuación se presentan los valores monetarios resultantes de dichas transacciones:

TABLA No. 6: EGRESOS DE LA IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE PERÚ

| Importación de Electricidad desde Perú | | | |
|--|------|-------------------------|--------------------------------|
| País | Año | Energía Importada (GWh) | Egresos por Importación (MUSD) |
| PERÚ | 2005 | 7,44 | 1,85 |
| | 2009 | 62,55 | 15,20 |
| | 2010 | 78,39 | 22,80 |
| | 2011 | - | - |

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC



TABLA No. No. 7: INGRESOS DE LA EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR

| Exportación de Electricidad hacia Perú | | | |
|--|------|-------------------------|---------------------------------|
| País | Año | Energía Exportada (GWh) | Ingresos por Exportación (MUSD) |
| PERÚ | 2010 | 0,21 | 0,02 |
| | 2011 | 5,84 | 4,48 |

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC e Información remitida por CELEC EP

2.6. Beneficio Obtenido por el Intercambio de Electricidad para el Sector Eléctrico Ecuatoriano

Los beneficios obtenidos por los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia se fundamentan en la optimización de los recursos energéticos de ambos países, aspecto que se encuentra reflejado en las disposiciones normativas de ambos países; dando lugar a que dichos intercambios brinden, entre los principales beneficios para el Ecuador, los siguientes:

- b) Reducción de costos operativos considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, curvas de demanda y variaciones estacionales.
- c) Uso intensivo de los enlaces por el despacho económico coordinado.
- d) Optimización de márgenes de reserva de los sistemas eléctricos de los países.
- e) Robustez a los sistemas interconectados, permitiendo soportar eventos inesperados bajo condiciones aisladas.
- f) Abastecimiento de la demanda en condiciones de estiaje, evitando así los racionamientos de energía.
- g) Disminución en el uso de combustibles fósiles, por la optimización de todos los recursos energéticos y reducción de salida de divisas.
- h) Ahorro a los consumidores por la disminución del costo horario de la energía.
- i) Exportación de energía en periodos lluviosos.
- j) Mejora en la calidad y seguridad de servicio.
- k) Especialización en procesos operativos y comerciales

Por otra parte, del numeral referente a la estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad, se muestra que la exportación de electricidad desde Ecuador hacia Colombia desde el 2003 hasta el 2011, ha beneficiado al sector eléctrico ecuatoriano en USD 9,17 millones por venta de energía y USD 11,31 millones por rentas de congestión dando un total de USD 20,48 millones por ingresos de exportación.

Además y como se ha mencionado en el numeral 1.5.1.4 del presente anexo, la asignación equitativa de las rentas de congestión a partir del 2010, también condujeron a un beneficio al sector eléctrico el cual asciende aproximadamente a USD 9 millones en el período comprendido entre enero de 2010 y diciembre de 2011.



Con relación a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, puede concluirse que estos se han producido bajo la figura de intercambios por condiciones de seguridad de los sistemas, en tal sentido la exportación de electricidad al sistema eléctrico peruano ha sido puntual. Los montos energéticos valorados de acuerdo a lo establecido en los contratos suscritos han permitido un beneficio económico para el Ecuador el cual asciende a USD 4,5 millones en el período 2010 - 2011.

3. Mercado Regional de Energía

3.1. Barreras para la Integración Regional y Posibles Soluciones

Las principales barreras que se han podido identificar para el proceso de integración radican en aspectos de carácter normativos, así como en el tratamiento de los aspectos técnicos y comerciales como se muestra a continuación:

- Barrera políticas: producidas por falta de decisión política en los gobiernos y en la instrumentación de procedimientos pro activos a los procesos de integración; las diferentes visiones que, a nivel de cada uno de los países de la región, conducen su acción en relación a sus objetivos y estrategias nacionales; y, el diferente grado de avance en los procesos de transformación de la institucionalidad estatal de países de la región. Actualmente en la CAN y la UNASUR, esta barrera ha sido subsanada ya que las directrices políticas de cada país están alineadas con el fin de promover la integración regional energética.
- Barreras normativas derivadas de la coexistencia de los diferentes marcos normativos que regulan el sector energético en cada uno de los países que integran la región, produciendo así asimetrías normativas: técnicas, jurídicas y ambientales.
- Barreras técnicas por la falta de previsibilidad y planificación de la expansión de los sistemas de transporte necesarios para las interconexiones entre los sistemas nacionales. Adicionalmente es necesario mencionar que estas barreras surgen también por las diferencias y falta de acuerdo en el tratamiento sobre la determinación de parámetros sobre aspectos de seguridad, pérdidas, niveles de tensión, frecuencia, transporte de energía y de ámbito ambiental.
- Barreras comerciales fundamentadas por la falta de acuerdo en el tratamientos de tópicos tales como: a) asignación de rentas de congestión; b) aplicación de subsidios que inciden en precios de interconexión; c) limitaciones a la libre contratación entre oferentes y demandantes; d) determinación de cargos para el transporte de la energía; e) tratamiento comercial para la remuneración a países en tránsito; f) transacciones de corto plazo (TIE) y largo plazo (contratos).
- Barreras geográficas, dadas por todos aquellos obstáculos naturales que dificultan al acceso a ciertos mercados tales como accidentes geográficos o distancias. En este marco se pueden incluir también otro tipo de barreras físicas u obstáculos infraestructurales creados por el hombre que de existir, puedan dificultar o volver menos atractivo el mercado energético interregional.

Para superar estas barreras se requiere de condiciones necesarias previamente establecidas, las cuales se detallan en el siguiente numeral, sin embargo para que se dé solución efectiva a dichas barreras se requiere, entre otros aspectos, la existencia de un apoyo y disposición política de cada país para promover la iniciativa de integración.

3.2. Condiciones Necesarias

Para el desarrollo de una integración entre mercados de energía, se requiere la formación de pilares que permitan llevar adelante el proceso de integración regional y su soporte en el futuro depende de un objetivo en común, el cual es, lograr eficacia y optimización de los recursos en beneficio de los países.

Dichos esfuerzos para la integración de la región, se fundamentan en tres pilares conocidos como las tres (3) R⁷; Reglas, Recursos y Redes, mismos que se detallan a continuación y los cuales deben ser sostenidos con el respaldo político en miras de una integración regional.

La importancia de cada uno de estos pilares, radica en su uso para base o sustento del desarrollo del mercado regional de energía y así lograr una integración eficiente entre los mercados individuales de energía, como se indica en la figura siguiente:



Fuente: Congreso Internacional CIER 2007

FIG. No. 7: PILARES FUNDAMENTALES DE LA INTEGRACIÓN

Reglas: son el marco jurídico por el cual se establecen leyes, acuerdos y regulaciones para el funcionamiento del mercado de electricidad, determinantes en la toma de decisiones sobre el intercambio de energía eléctrica entre los países miembros, aspecto que redundaría en la seguridad jurídica de los actores.

Recursos: son los precios y niveles de competitividad que brinda la integración, estos precios son resultado de la optimización de recursos y reflejan costos económicos eficientes en la producción y sirven para la valorización de las transferencias de electricidad de la región latinoamericana. Por lo tanto, se asegura un aumento competitivo para conciliar los beneficios que ofrece la integración de mercados.

Redes: son los sistemas de interconexión (líneas eléctricas, subestaciones y otros, que conforman la red eléctrica), es decir, la infraestructura de transmisión indispensable para la transferencia de electricidad que permite el acceso a mercados y centros de producción; además de permitir el acceso desde la producción hacia los centros de consumo nacional e internacional.

Por lo tanto, primero se requiere el desarrollo de reglas, con éstas se procederá a conseguir recursos y éstos serán utilizados para la construcción y puesta en operación de las redes.

En el contexto antes dicho, para que el sector eléctrico de cada país interactúe con los países sin afectar significativamente sus mercados eléctricos, para no crear distorsiones ni trabas antieconómicas al desarrollo de las transacciones regionales de electricidad, deben cumplirse una serie de requisitos o principios generales establecidos a través de reglas. Estos se resumen a continuación:

7 Concepto mostrado en el Congreso Internacional CIER 2007



3.2.1 Permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia

- a. En lo posible, la normativa de cada país debe permitir la compra y venta de energía eléctrica entre empresas ubicadas en distintos países.
- b. La normativa de cada país debe incentivar la eficiencia operativa y contractual de su mercado eléctrico, de forma tal de promover que la compra de energía eléctrica, particularmente para el cubrimiento de la demanda de los mercados regulados, sea al menor precio disponible, independientemente de la localización de dicha generación, ya sea fuera o dentro del país.
- c. En concordancia con el punto anterior, la normativa de cada país debe incentivar que los beneficios obtenidos por las transacciones regionales de electricidad sean trasladados a los usuarios.

3.2.2 No discriminación y reciprocidad

- a. Proceder de acuerdo al principio de no discriminación respecto de demandantes y oferentes de los países, permitiendo a las empresas habilitadas comprar de una empresa de otro país y vender a una empresa de otro país, haciendo uso de las interconexiones internacionales.
- b. Las limitaciones a los intercambios en las interconexiones internacionales, y por lo tanto a las transacciones regionales, deben basarse en criterios de calidad y seguridad acordados para la región. Esto significa que no se impondrán trabas (ya sean físicas o tarifarias) a los intercambios de energía eléctrica que involucren a empresas localizadas en otros países, excepto en los casos en que estas transferencias afecten la seguridad y calidad de servicio, de acuerdo a los criterios acordados; o, la seguridad o integridad de personas o instalaciones.

3.2.3 Respetar los contratos

En la medida en que se considere que los contratos son la herramienta que permitirán viabilizar el desarrollo de plantas de generación regional y a través de ellas la expansión de la transmisión regional, éstos deben ser administrados como un compromiso firme con la misma prioridad de cumplimiento que para los contratos nacionales. Cumpliendo así con el principio de no discriminación y permite extender la seguridad de abastecimiento de un ámbito nacional a un ámbito de cubrimiento y respaldo regional.

En consecuencia, los compromisos que surjan de acuerdos libres de un agente del país y una empresa de otro país deben ser respetados en ambos países salvo condiciones de falta de capacidad de transmisión o restricciones por los criterios de calidad y seguridad. A nivel de los acuerdos regionales se deberá establecer las excepciones en que se habilita la interrumpibilidad de los contratos en función de los tipos de transacción (firmes de largo plazo o no firmes).

3.2.4 Despacho económico incluyendo la oferta y demanda que originan las transacciones regionales de electricidad

La generación y demanda que surjan de los intercambios regionales de electricidad deben ser tratadas como generación y demanda adicional que se agregan en cada mercado nacional, con su precio ofertado cuando corresponda. Las operaciones regionales que resulten del Mercado de Contratos Regional y de las operaciones de oportunidad (SPOT) deben ser incorporadas como compromisos de inyección y retiro de energía eléctrica en cada país en la correspondiente interconexión internacional.

3.2.5 Respetar la coordinación operativa y del servicio de transmisión regional

Las instalaciones pertenecientes a los sistemas de interconexión internacionales deberán ser operadas por los operadores nacionales bajo las condiciones acordadas a nivel regional.

3.2.6 Respetar los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden a nivel regional

Se debe cumplir las normas y procedimientos operativos y técnicos para establecer los valores a asignar a los parámetros de desempeño (tensión, frecuencia, etc.) y las reglas de coordinación de la operación para mantener los criterios acordados. Los procedimientos y normas de operación técnica de cada operador deben incorporar los requisitos técnicos en las redes de interconexión internacional, incluyendo el compromiso de mantener normas y procedimientos operativos y técnicos que den prioridad a los criterios acordados, así como procedimientos en la programación y el tiempo real que garanticen su cumplimiento.

3.2.7 Acceso abierto a la transmisión

Permitir el acceso abierto a la capacidad remanente de la red de transmisión del país, y establecer tarifas basadas en costos económicos y no discriminatorios.

3.2.8 Recursos para coordinación de la operación

Contar con los sistemas de medición y enlaces de comunicación necesarios para realizar la tarea de administración de los intercambios, coordinación de la interconexión, y para mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad y calidad acordada.

3.2.9 Acceso abierto a la información

Un principio fundamental es el acceso a la información, el cual resulta relevante para el sistema y los mercados; el cual debe estar garantizado en los acuerdos regionales mediante los cuales se deberán establecer el conjunto de información mínima que cada operador nacional debe poner a disposición. Para cumplir este requisito, los acuerdos regionales deberán definir ese conjunto de información y establecer el compromiso que cada país habilite su base de datos, con dicha información, para que puedan acceder todos los agentes de los mercados de la región.

3.3. Aspectos a ser Armonizados a Nivel Regional

De acuerdo a la experiencia obtenida de los intercambios internacionales de electricidad, a continuación se presenta de forma general los aspectos más representativos que deberían ser analizados previo a una expedición de una nueva norma supranacional, con la finalidad de propender a una integración regional.

1. Agentes participantes en las transacciones internacionales de electricidad.
2. Intercambio internacional de electricidad.
3. Coordinación de la operación.
4. Transporte de electricidad por la Interconexión Internacional.
5. Participación de Organismos.



3.3.1 Agentes participantes en las transacciones internacionales de electricidad

Los agentes participantes en las transacciones internacionales deberían ser aquellos que tienen una participación activa en su mercado eléctrico nacional y que, en virtud de la normativa de cada país, puedan estar autorizados para realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica; para el efecto los agentes solicitarán a su organismo regulador su habilitación para las transacciones internacionales.

En el caso de contratos de largo plazo, es evidente que se necesita la representación legal-comercial para que puedan actuar como exportadores-importadores en los países involucrados. La figura que es más conocida es la de un Comercializador Internacional, mismo que pueda representar la demanda y/u oferta de un país para celebrar contratos de compraventa de energía, respectivamente, con la oferta y/o demanda del otro país o con otro Comercializador Internacional.

El Comercializador Internacional deberá satisfacer los requisitos y trámites legales mínimos que se acuerden entre los países, pero que deberán incluir, por lo menos, existencia legal del Comercializador, Representante legal o Apoderado, solvencia financiera u otro tipo de garantías que soporten la actividad de comercialización internacional. Para armonizar estos requisitos deberá revisarse la normativa vigente en la Comunidad Andina para transacciones internacionales y luego cada país los deberá revisar también con los organismos reguladores del sector productivo y empresarial.

3.3.2 Intercambio internacional de electricidad

Con base a lo expuesto por los diferentes estudios discutidos internamente en el GTOR, entre los que se puede mencionar a: KAS Ingenieria⁸ en su Estudio “*Análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*” y por Vasconcelos en su Estudio “*Asignación de Rentas de Congestión en Transacciones Internacionales de Electricidad - Recommendations to CANREL*”, los cuales indican que, como principio y requisito deseable para la armonización regulatoria entre los países, se debe mantener el principio comúnmente aceptado por la comunidad científica el cual señala que todo mercado debe tratar en igualdad de condiciones la generación externa e interna del país así como la demanda externa e interna del país.

En tal sentido es recomendable que los Países Miembros mantengan como principio básico, la no discriminación de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, así como también la no discriminación en el tratamiento que se concedan a los agentes internos y externos de cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

3.3.2.1 Intercambios de energía

Las transacciones que se realicen por la exportación e importación de energía eléctrica, dentro de un período de tiempo determinado podrían contemplar los siguientes tipos de intercambios:

- a) Intercambios en base a Contratos, que se acordarán entre los agentes debidamente facultados a través de un Contrato de Suministro; y pueden ser de carácter comercial y deberán cumplir con el marco legal y regulatorio nacional previamente armonizado entre los países. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho coordinado de los sistemas.
- b) Intercambios de Oportunidad, se realizarán entre los mercados de los países involucrados en función de los excedentes y déficits que surjan de la operación de los sistemas eléctricos de los países interconectados y los precios del mercado spot; básicamente consiste en la compra o venta respectivamente, por parte de un mercado nacional en un nodo frontera, de los excedentes de energía de un país vecino en el caso de la importación, o la venta de los suyos en el caso de la exportación.

8 Fuente de Información: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile.



En ninguno de los mecanismos de intercambio de energía, los Países Miembros deberán tener en cuenta los lineamientos dispuestos en la normativa supranacional tales como: no conceder algún tipo de subsidio o arancel aplicables únicamente a las exportaciones o importaciones de electricidad; no poner restricciones para que los agentes debidamente facultados para que exporten energía eléctrica a cualquier País Miembro. Las entidades que correspondan en cada país considerarán las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de energía eléctrica, sujetos a las leyes, reglamentos, normas técnicas y ambientales de cada país.

3.3.2.2 *Transacciones de electricidad con países no miembros*

En la normativa supranacional de la Comunidad Andina (Decisión CAN 757), se contempla que los Países Miembros de la Comunidad Andina podrán suscribir acuerdos con otros países de la región para promover el intercambio internacional de electricidad.

En tal sentido y con el fin que otros países sean partícipes y actúen en los intercambios de electricidad, es necesario determinar los mecanismos para la participación de los nuevos actores y promover el intercambio internacional de electricidad, entre los mecanismos que pueden servir para análisis y posterior implementación son: tratados bilaterales y la adhesión de los agentes involucrados en los mercados regionales respectivos. Para cualquiera de los mecanismos es ineludible la armonización o adaptación a través de normas internas de cada país homologadas a través de un Acuerdo, considerando inicialmente que dichos mecanismos sean viables a nivel de la normativa supranacional. A continuación se muestra una breve descripción de los mecanismos antes citados.

Tratados Bilaterales: Los mercados a través de sus organismos o entidades designadas de cada país en base a la normativa interna, serán los únicos que podrán suscribir tratados bilaterales. Dichos tratados contendrán principalmente las características específicas acordadas para el desarrollo de las transferencias de energía eléctrica.

Adhesión de los agentes involucrados en los mercados regionales: los agentes que optasen por este mecanismo deberán cumplir con las normas tanto nacionales como supranacionales, para poder acceder a un mercado regional diferente de la Comunidad Andina y consecuentemente su participación en el mismo. Adicionalmente, los agentes interesados a través de sus gestiones serán los responsables de realizar los trámites que correspondan para participar en el mercado regional.

3.3.2.3 *Rentas de congestión (RC)*

Las rentas de congestión se originan por la diferencia de precios en los nodos frontera de los países esto es, cada precio en el nodo frontera considera la estructura del sistema de transmisión y del parque generador despachado en cada país. En tal sentido, las rentas de congestión podrían ser recursos que los países pueden asignar para el desarrollo de diferentes actividades tendientes a fortalecer la integración energética, previo consenso de las autoridades, entre las actividades se citan las siguientes:

- Garantizar el pago de los intercambios de electricidad.
- Mejorar las condiciones técnicas de los enlaces internacionales en base a un plan de trabajo coordinado.
- Expansión de los enlaces internacionales.

3.3.2.4 *Cargo por capacidad*

Cada país, en su cargo de capacidad o cargo por confiabilidad, remunerará la capacidad instalada de generación. En consecuencia, la expansión de generación de un país responde a necesidades nacionales y solamente los excedentes están siendo destinados a las transacciones internacionales. En tal sentido, es preciso determinar la valoración de un cargo por capacidad con el fin de viabilizar los intercambios de electricidad y no producir trabas comerciales que afecten el proceso de integración regional.



3.3.3 Coordinación de la operación

En el corto plazo es recomendable mantener un mecanismo de coordinación de la operación basado en acuerdos suscritos por los operadores de los países, para el efecto se deberán armonizar las normativas respectivas en cada país y adicionalmente lo establecido en el acuerdo será de cumplimiento obligatorio y no podrá ser modificado de forma unilateral.

Para el mediano plazo, y de acuerdo a la experiencia de los países, podría requerirse el desarrollo de un mecanismo de despacho coordinado el cual deberá ser implementado por los operadores de los sistemas de los países interconectados y podrá realizarse utilizando un modelo de optimización que establecerá las magnitudes de intercambio por los enlaces internacionales, considerando simultáneamente las curvas de oferta reportadas por cada país.

Por otra parte, de acuerdo a la evolución del mercado regional (mediano y largo plazo), podría ser necesaria la creación de un operador regional, que tenga personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes. Considerando lo expuesto, el operador regional y los operadores nacionales deberán establecer una adecuada coordinación observando para el efecto normas y lineamientos generales y sobre todo las normas supranacionales.

3.3.4 Transporte por la interconexión internacional

En cada país se debe identificar los nodos frontera que servirán para determinar y valorar los intercambios internacionales, así como la conexión de estos sistemas eléctricos internacionales con los respectivos sistemas eléctricos nacionales.

Los lineamientos necesarios de operación constarán en los acuerdos operativos para efectos de la unión o enlace de los respectivos sistemas eléctricos en la frontera. Dichos acuerdos contendrán como mínimo las disposiciones necesarias para preservar la seguridad de las instalaciones, debiéndose identificar las instalaciones de ambas partes que resulten físicamente vinculadas, así como aquellas instalaciones que sean utilizadas en forma recíproca.

Para incentivar a los agentes privados a invertir en la interconexión eléctrica, se hace necesario establecer un mecanismo que permita la remuneración del enlace, uno de los más mencionados, puede ser el de peajes internacionales de transmisión (costo fijo de transporte por el uso del enlace internacional) que puede ser incluido tanto en los contratos como en los intercambios de oportunidad. Un mecanismo de peajes internacionales de transmisión tiene la ventaja de dar las señales de inversión adecuadas a las empresas constructoras y una vez que aumenten en forma significativa la capacidad de los enlaces y las posibilidades de intercambio se tendrían los incentivos a invertir en centrales eficientes en los países preferentemente exportadores de energía, impulsando a dichas generadoras a establecer contratos de largo plazo de venta de energía entre países.

En las transacciones de oportunidad, el Cargo de Transmisión es valorizado dentro de la curva de oferta, el cual es un cargo variabilizado de transmisión. Éste transparenta de mejor manera la comparación de precios de los mercados y el pago justo y equitativo por energía transferida. El costo atribuible a las pérdidas eléctricas debidas a las transacciones está cubierto dentro de la metodología de cálculo de los precios y cálculo del Costo Variable de Transmisión armonizados en la normativa de cada país.

La expansión de transmisión y generación en el corto plazo debe ser coordinada en los países correspondientes, mientras que para el largo plazo se debería considerar la creación de un mercado eléctrico regional, esto es, aprovechar de forma óptima los recursos globales de todos los países, bajo esta consideración la expansión de los enlaces internacionales sería resultado de una planificación integral, misma que puede ser realizada por el Grupo de Organismos Planificadores creado en el marco de la CAN (GOPLAN). Una vez aprobada la planificación por parte del CANREL podría ser vinculante para los países.

3.3.5 Participación de organismos

3.3.5.1 Comité y grupos de trabajo

De forma primordial, los Países Miembros de la CAN, considerando las decisiones tomadas en CANREL en función de los análisis respectivos realizados por GTOR, podrán disponer, a sus correspondientes Organismos Reguladores, el desarrollo de una normativa nacional que promueva la armonización de los marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad.

Por otra parte, con el objeto de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos por las Interconexiones de Electricidad en lo referente al desarrollo de la normativa regional, así como también corresponde al CANREL y GTOR dar el correcto seguimiento a los compromisos acordados.

3.3.5.2 Solución de controversias

La solución de los desacuerdos, diferencias, reclamos o controversias, entre reguladores u operadores de los países involucrados, relacionadas a las transacciones internacionales de electricidad de oportunidad, debe guardar relación con el ordenamiento jurídico previamente establecido a nivel supranacional.

Para el caso de efectuarse los intercambios de electricidad a través de los contratos, la solución de controversias deberá ser acordada entre los suscriptores; y, de ser el caso, se estipulará en el contrato la participación del sistema arbitral que sea acordado entre las partes.

3.4. Iniciativas para la Integración a Nivel Regional

La cooperación e integración eléctrica regional se está convirtiendo paulatinamente en un pilar fundamental para el desarrollo en el Hemisferio Occidental. Este proceso de integración eléctrica difiere tanto dentro de los países como entre ellos y se encuentra en curso a diferentes etapas, y con diferentes objetivos, ya sea en Norteamérica, América Central, los países del MERCOSUR y UNASUR, u otros. En general, la integración eléctrica comprende un proceso a largo plazo que involucra directamente a todos los países con el objeto de lograr un consenso y apoyo a las políticas orientadas a la armonización de las regulaciones del sector energético y la integración acelerada para el uso compartido de tecnología.

En general, los sistemas de electricidad de los países de América del Sur son desarrollados como respuesta a las estrategias nacionales que contemplan la participación del sector privado y la ejecución de proyectos binacionales como las plantas hidroeléctricas, así como las interconexiones entre Venezuela, Colombia y Brasil. En el 2003, existían un total de 15 proyectos de conexiones eléctricas entre los países de esta región, lo cual constituye un paso significativo en la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur (IIRSA).

El MERCOSUR fue establecido en 1991 con el objetivo de integrar las economías de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Desde sus comienzos, el MERCOSUR abogó por políticas energéticas comunes dentro de sus Estados miembros bajo la premisa de que la cooperación energética constituye un paso esencial para el desarrollo económico y para el proceso de integración. En esa dirección, la estructura de mercado definida por el MERCOSUR para la integración y la cooperación de su sector eléctrico incluye no solo aspectos financieros sino también eficiencia energética, protección ambiental y armonización regulatoria. En 1998, el grupo decidió fortalecer sus esfuerzos de integración eléctrica, y hace pocos años atrás, abogó por una coordinación más eficiente de las normas regulativas y las actividades técnicas en apoyo al comercio de energía. Se proyecta que para el 2025 este grupo de naciones tendrá una red eléctrica completa e integrada; sin embargo, las diferencias en regulaciones y el rol estatal en cada sistema aún figuran como los mayores obstáculos para la integración en el MERCOSUR.



A nivel de la Comunidad Andina, la Decisión CAN 536 y sus posteriores modificaciones han definido un marco general para las interconexiones de los sistemas regionales de electricidad. Esta iniciativa política apoyó las redes eléctricas transfronterizas entre Ecuador y Colombia, Colombia y Venezuela, y entre Ecuador y Perú. Recientemente, los cuatro Estados miembros de la CAN acordaron facilitar la interconexión de redes y sistemas haciendo un fondo común de energía y recursos financieros. A este respecto, la CAN vislumbra la integración energética como una fuerza significativa que conduce a su interdependencia y desarrollo económico regional.

En abril de 2011, los Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector energético de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, se reunieron con el fin de analizar los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional. De esta reunión surgió la Declaración de Galápagos mediante la cual se acordó crear el Consejo de Ministros para el Desarrollo del Corredor Eléctrico Andino y denominar a la iniciativa como el “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, SINEA.”. Como fruto de esta Declaración, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, en calidad de coordinador por un año del anterior Consejo de Ministros, envió una solicitud de apoyo técnico y financiero al BID para avanzar en el cumplimiento de las metas del Plan de Trabajo definido.

En el marco del SINEA, el Banco Interamericano de Desarrollo, BID, a través de una cooperación técnica busca apoyar el proceso de interconexión eléctrica Andina sentando las bases del diálogo por medio de una hoja de ruta, diseños y acciones que involucran dos líneas de acción: i) diseño de la infraestructura requerida y; ii) realización de estudios de planificación y armonización regulatoria, todo esto para desarrollarse entre el 2012 y 2013.

3.4.1 Corredor eléctrico andino: Proyecto de Integración Eléctrica Andina (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú)⁹

En enero de 2010, el estudio “Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD, sentó las bases para continuar avanzando en la iniciativa de integración eléctrica andina.

Este proyecto nace de la motivación por los beneficios económicos que brinda una integración eléctrica regional, asociados a la optimización de los recursos energéticos disponibles, de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, y tiene como finalidad interconectar los siguientes países de la Región Andina: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.

El estudio consideró para su elaboración un análisis privado y social, a nivel de prefactibilidad, de un conjunto de posibilidades de interconexión entre países de la región: Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile (SING), en base a distintas alternativas de interconexión de sistemas de eléctricos existente en los países mencionados, con el objetivo de determinar posibilidades de integración en el ámbito energético. Para tales efectos, el estudio analizó 4 escenarios de interconexión, incluido el escenario base.

El escenario base incorporó la representación de los sistemas eléctricos principales de los países, que contempla la representación del estado actual de la integración regional entre los 5 países considerados (Información del 2008 y 2009), es decir, abarca sólo las actuales líneas de interconexión entre Colombia y Ecuador, 500 MW. En cuanto a Chile, no existe interconexión entre el Sistema eléctrico Interconectado Central, SIC, y el Sistema eléctrico Interconectado del Norte Grande, SING.

Asimismo se estudiaron las siguientes alternativas de desarrollo:

- i. **Escenario 1:** consideró el reforzamiento de la actual interconexión Colombia - Ecuador y una interconexión entre Perú-Ecuador. El resto de las condiciones son similares al escenario base.

9 Fuente de Información: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile.



- ii. **Escenario 2:** adiciona a condiciones señaladas para el escenario 1, la interconexión entre Perú - Chile.
- iii. **Escenario 3:** incorpora a lo señalado para el escenario 2, la interconexión entre Bolivia - Chile.
- iv. **Escenario 4:** constituye una sensibilidad al escenario 3, consistente en la utilización de una estimación de precios de oportunidad para el gas natural, a efectos de calcular el costo de despacho de las centrales que utilizan este combustible en los distintos países.

3.4.1.1 Resultados del estudio

Los enlaces utilizados en los distintos escenarios bajo una operación interconectada de los sistemas eléctricos de los 5 países se describen en la tabla siguiente:

TABLA No. 8: DESCRIPCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES ANALIZADAS

| ID | Interconexión | Puntos de interconexión | Longitud (km) | Características | Fecha Entrada | Costo inversión (kUSD) |
|----|------------------|--|---------------|-----------------------------|---------------|------------------------|
| E1 | Colombia-Ecuador | San Marcos - Jamondino 500 (Colombia)- Pifo 500 (Ecuador) | 551 | 1.500 MW - 500 kV, AC 60 Hz | abr-14 | 210.942 |
| E2 | Ecuador-Perú | Yaguachi 500 (Ecuador) - Trujillo 500 (Perú) | 638 | 1.000 MW - 500 kV, AC 60 Hz | ene-15 | 174.427 |
| E3 | Perú-Chile | Montalvo 500 (Perú) - Crucero 500 (Chile) | 645 | 1.500 MW - 500 kV, HVDC | ene-16 | 401.646 |
| E4 | Bolivia-Chile | Chuquicamata 220 (Chile) - Chilcobija - Tarija 230 (Bolivia) | 489 | 340 MW - 230 kV, AC 50 Hz | ene-17 | 163.735 |

Fuente: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile

En el marco de los resultados obtenidos, el análisis de las posibilidades de interconexión detectó importantes bloques de energía factibles de ser trasladados de un sistema eléctrico a otro; las transferencias en el período 2014-2022 se muestran a continuación:

TABLA No. 9: TRANSFERENCIAS TOTALES ENTRE PAÍSES SEGÚN ESCENARIO DE INTERCONEXIÓN 2014 - 2022 (GWh)

| Desde | Hacia | Escenario | | | | |
|------------|------------|-----------|--------|--------|--------|--------|
| | | Base | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Colombia | Ecuador | 14.567 | 23.435 | 29.458 | 29.564 | 37.710 |
| Ecuador | Colombia | 10.505 | 15.031 | 11.211 | 11.314 | 8.185 |
| Perú | Ecuador | | 13.882 | 4.138 | 4.237 | 2.785 |
| Ecuador | Perú | | 12.896 | 23.321 | 22.677 | 30.895 |
| Perú | Chile SING | | | 81.663 | 80.925 | 73.481 |
| Chile SING | Perú | | | | | |
| Chile SING | Bolivia | | | | | 2.172 |
| Bolivia | Chile SING | | | | 15.503 | 914 |

Fuente: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile

Los beneficios obtenidos para el segmento de generación consideran el margen del sector eléctrico, definido como la diferencia entre las inyecciones de todas las centrales del sistema, valoradas al costo marginal mensual menos



los costos de operación de todas las centrales termoeléctricas; en este contexto, los beneficios que obtiene el sector generación de un determinado país por el hecho de exportar o importar electricidad en algún escenario, se da en un entorno en el cual no existen restricciones o barreras comerciales que los limiten.

Los costos de oportunidad del gas natural, representa una situación favorable desde el punto de vista privado. En términos individuales, según el estudio, todos los países obtienen mayores márgenes operacionales; así mismo concluye que en condiciones más restrictivas, existen complementariedades relevantes, y que las interconexiones tienen un alto nivel de utilización, con mayores grados bidireccionalidad, sentando las bases para relaciones comerciales más equitativas y productivas.

En este caso, los beneficios de las interconexiones resultan ser más compartidos, sin que se deje de generar el desafío de establecer mecanismos que potencien las posibilidades de conexión entre los distintos países, incorporando esquemas de precios más acordes con las expectativas de cada uno de ellos, y que no provoque distorsiones de rentas entre los agentes o incrementos de precios inadecuados a los usuarios de cada sistema.

Los beneficios sociales fueron analizados desde el punto de vista de la demanda como un sólo cliente desde el punto de vista del consumo eléctrico, en tal sentido una conclusión importante, y que tiene relación con el hecho que cualquier integración energética que se lleve a cabo, debe ser en condiciones económicas equilibradas y justas. Los intercambios de electricidad, se producen en un ambiente en el cual los distintos sistemas eléctricos operaron en forma libre y coordinada, con el objetivo de encontrar el abastecimiento de la región a mínimo costo, aprovechando las posibilidades de exportación de algunos países.

En esta misma línea, la integración permite, de manera importante, la disminución de las emisiones de CO₂, esto es, el denominado efecto invernadero, ya que los resultados constataron disminuciones de magnitud interesante, crecientes en la medida que los escenarios de interconexión se hacían más integradores regionalmente.

Finalmente, el Estudio, a partir de los resultados obtenidos, muestra que existen oportunidades de interconexión entre los países en estudio, y se abre por tanto una posibilidad importante para la región a efectos de potenciar su seguridad energética, basada en intercambios optimizables ajustados en el corto a mediano plazo.

Por lo expuesto, en lo relacionado a las iniciativas para la integración y tomando en cuenta las conclusiones del Estudio “Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), es necesario hacer hincapié que un elemento importante en este marco resulta la Política Energética a impulsar por cada Gobierno o Autoridad Energética, con miras al desarrollo de mercados regionales con esquemas comerciales que generen los incentivos necesarios para el impulso de iniciativas de intercambios de electricidad, en un ambiente de equidad y respeto mutuo por las políticas internas de cada país en esta materia.

3

Anexo Metodología y Criterios para la Planificación de la Expansión de la Generación



1.1. Introducción a los Recursos Energéticos

Las posibilidades de desarrollo de un país, a través del uso adecuado de sus recursos energéticos se las puede entender más fácilmente si primero se comprende las etapas por las que la energía pasa antes de poder ser aprovechada por la sociedad.

Estas etapas se componen por tres grandes grupos: la energía primaria o energía en su estado natural, energía secundaria o energía procesada en un estado intermedio y energía de uso final. Constituyen recursos energéticos primarios aquellos que se obtienen directamente de la naturaleza en estado sólido como el carbón o líquido como el petróleo y el agua, como energía potencial, a través de la energía cinética del viento y de la energía térmica y fotovoltaica del sol como energías renovables no convencionales. Por otro lado, los energéticos secundarios son los creados a partir de los primarios con el fin de que se distribuyan a los centros de consumo, así por ejemplo se pueden citar: el gas natural procesado, la electricidad y las gasolinas, etc. Por último, los energéticos de uso final son los que se generan a partir de los energéticos secundarios en el sitio mismo de consumo, son aquellos que los seres humanos requieren para la vida diaria: cocción, refrigeración, calefacción, iluminación, movimiento y trabajo, transporte, comunicaciones, tecnologías de la información, entre otros.

El término genérico energía no renovable se aplica a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas en su totalidad, no pueden restituirse o su producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo; un ejemplo es el petróleo y la producción de sus derivados.

Por otro lado, se denomina energía renovable a aquella 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.

Un país con un alto potencial de energías renovables como el Ecuador ha empezado a cambiar en forma drástica su visión energética primaria, por ello es imprescindible definir en los planes energéticos su adecuado aprovechamiento, así como establecer incentivos para la construcción de proyectos con energías renovables (Regulaciones Nos. CONELEC 002/11, 003/11 y 004/11). El apoyo al desarrollo de energías renovables y eficiencia energética como medios para diversificar la matriz energética, prepararán en el Ecuador el camino hacia una era post-petrolera.

En el desarrollo de una planificación energética, se deben seleccionar aquellas fuentes que sean productivas, que perjudiquen menos al ambiente y cuya aplicabilidad y usos sean los más adecuados y sustentables.

El criterio de potencial económicamente aprovechable no es absoluto, sino más bien depende de las condiciones del entorno en el que se planifica la matriz energética del país. Por ejemplo, en los períodos en los cuales el precio del petróleo y sus derivados alcanzan niveles altos, la viabilidad económica de los proyectos de generación eléctrica cambia, y algunos proyectos que pudieron no ser considerados como económicamente factibles en su momento, pasan a serlo debido al precio y costo de oportunidad.

La situación actual del abastecimiento de energía eléctrica amerita una especial atención, pues a pesar de la gran disponibilidad de recursos hídricos con los que cuenta el País, durante la última década, la generación hidroeléctrica ha mostrado una reducción en términos relativos, manteniendo un alto componente de la generación termoeléctrica, y una nueva dependencia de la energía importada de Perú y Colombia.

Con este antecedente, el Gobierno Nacional ha puesto su mayor empeño en revertir esta condición, mediante la estructuración e implementación de un plan que contemple la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, que permitirán en su conjunto, garantizar el abastecimiento de la demanda futura, creando mejores condiciones de vida para la población y apoyando la competitividad del sector productivo en el ámbito internacional.

Son varias las fuentes primarias para la producción de electricidad: la principal es el sol, luego se tienen el agua, el viento, la biomasa, los hidrocarburos, la energía nuclear, etc., razón por la cual, a efectos de tener una utilización óptima de éstas fuentes, se debe tratar bajo un mismo cuerpo legal los aspectos relacionados con todas aquellas energías, de manera que la formulación de un Plan Nacional de Energía, la preparación de una matriz energética y un Proyecto Energético de País, tengan la adecuada gestión en la ejecución de las acciones para cumplirlas, y sean éstas las metas de la gestión pública.

En la producción, distribución y utilización de los energéticos, deben estar inmersos los principios de eficiencia energética, toda vez que la energía es un bien costoso y escaso que debe ser gestionado considerando la preservación ambiental y la responsabilidad social hacia las futuras generaciones. En el proyecto energético nacional se incorporarán los principios básicos para atender las necesidades de la población con la mejor utilización de la energía (auto sostenibilidad), tal como se sustenta en el Plan Nacional para el Buen Vivir. [12]

La planificación del sector eléctrico ecuatoriano, inicia con la definición de una matriz energética y la determinación de políticas energéticas para su transformación, éstos son los instrumentos del planeamiento integrado en el área de la energía, cuyo análisis y evaluación de resultados serán incorporados al proceso del planeamiento estratégico de País. Tanto la matriz como los balances energéticos se consideran como sistemas de información que cuantifican la demanda, transformación, oferta y el inventario de los recursos energéticos del país, y describen su evolución histórica, proyectando las situaciones futuras.

La necesidad de contar con una matriz nacional de energía resultaba imperativa, como parte de un proceso global del planeamiento estratégico para el País, que involucre a la sociedad y al Estado. Con este antecedente, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha desarrollado la matriz energética que sirve para la definición de políticas energéticas y para desarrollar una planificación que incluya las siguientes acciones:

- Diversificar la matriz energética mediante la incorporación de energías limpias y renovables como la eólica, biomasa, solar, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Trabajar en marcos jurídicos para incentivar el uso de biocombustibles, biogás y energía fotovoltaica.
- Promover el uso racional de la energía e introducir como política de Estado el concepto de eficiencia energética.
- Creación de una ley de fomento a las energías renovables y uso eficiente de la energía.
- Inserción del componente de eficiencia energética en la malla educativa de la educación básica y bachillerato.
- Programa de normalización y etiquetado para mejorar la eficiencia energética de los equipos de usos finales producidos y comercializados en el Ecuador como los refrigeradores y aires acondicionados.



- Programa de eficiencia energética en el sector público.
- Programa de eficiencia energética en el sector industrial.
- Programa de focos ahorradores, cocinas de inducción, aires acondicionados y refrigeradores eficientes.
- Sustitución de automóviles con motores de combustión interna, por vehículos con sistemas híbridos.
- Apoyo del MEER en los proyectos de construcción de la nueva Refinería del Pacífico por parte del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

El uso adecuado de los recursos energéticos permitirán la producción de toda la energía eléctrica necesaria para el Ecuador de manera sustentable, brindando la seguridad energética, fomentando la producción, la inversión y la economía.

La demanda energética de electricidad y combustibles y la producción de energéticos para su satisfacción, determinan la matriz energética de un país. Los servicios básicos, necesarios para el buen vivir, implican procesos de planificación de toda la cadena energética, desde la extracción de los recursos primarios para generación de energía: petróleo y sus derivados, gas natural, carbón; dentro de los recursos no renovables; y agua y los recursos provenientes del sol, biocombustibles y otros renovables no convencionales, hasta los procesos de conversión y transformación de estos recursos en energía eléctrica y combustibles, para finalmente ponerlos a disposición del usuario final y cubrir así la matriz energética del país.

En base a una planificación y política de eficiencia energética, y con adecuadas reglas y limitaciones en el uso final de la energía, se puede lograr que los recursos utilizados provean el sustento energético a las futuras generaciones, manteniendo reservas suficientes para brindar soporte al desarrollo sostenible del país.

1.1.1 Producción de energía mediante recursos hídricos

La fuente energética hidráulica proviene de la energía potencial del agua, teóricamente una fuente inagotable existente en la naturaleza. Para establecer su utilización con fines de producción de energía eléctrica se deben cumplir con ciertas condiciones en cuanto a la implantación de los proyectos, a su sostenibilidad, a su aporte a la sociedad y a la conservación del medio ambiente. La energía hidroeléctrica puede ser un patrimonio nacional muy valioso para un país con las condiciones topográficas apropiadas y con una hidrología favorable, pero la simple posesión de un gran potencial hidroeléctrico no siempre significa que su explotación vaya a ser económicamente aprovechable.

Existen diversas ventajas en la generación hidroeléctrica, empezando por el hecho de que su combustible es el agua, líquido repuesto constantemente por la naturaleza de manera gratuita si su utilización se la realiza de manera sustentable y eficiente. La generación hidroeléctrica prácticamente no contamina el ambiente y puede ser combinada con otros beneficios como riego, navegación y turismo. Los costos de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica son generalmente bajos en comparación con otros tipos de generación. La inversión en la construcción de una central de este tipo implica un monto considerable si su referencia corresponde a la producción obtenida por dólares invertidos (USD/kW) y la construcción de las obras de ingeniería de este tipo de centrales tienen una vida considerablemente alta para su explotación (> 50 años) con las debidas políticas de conservación y operación, permitiendo su aprovechamiento y explotación por mucho tiempo.

Existe flexibilidad en su conexión y desconexión de potencia al sistema eléctrico, lo que las convierte en un tipo de centrales muy útiles para seguir el comportamiento aleatorio de la demanda.

Como toda obra efectuada por el hombre, la construcción de un proyecto hidroeléctrico implica un impacto ambiental que debe ser minimizado y remediado; de igual forma la ubicación de este tipo de proyectos, debido a sus ca-



racterísticas naturales, se encuentra lejos de los centros poblados y de consumo de energía, por lo que la inversión en sistemas de transmisión es necesaria, haciendo más alta la inversión inicial en el conjunto y aumentando las pérdidas de energía por su transporte. Su construcción implica varios años si se compara con la disponibilidad en el corto plazo de centrales térmicas y además, dependiendo de la complementariedad hidrológica entre proyectos, su producción puede verse afectada por estacionalidades, por lo que los estudios deben contemplar estos detalles para su producción en el largo plazo.

Para la explotación de los recursos hídricos, con propósitos de generación eléctrica, se debe tener en cuenta la demanda eléctrica y su proyección en un horizonte de tiempo, proyectando su crecimiento y las necesidades económicas y de desarrollo de cada país, así como el mercado eléctrico planificado, ya sea para consumo propio o para exportación. Por lo tanto, el análisis costo beneficio en la expansión debe estar muy bien sustentado en cuanto a la inversión en proyectos hidroeléctricos, los cuales deberán brindar el aporte necesario en un adecuado horizonte de tiempo.

En la ejecución de la prefactibilidad de un proyecto hidroeléctrico es esencial hacer un pronóstico confiable de la cantidad de agua disponible, no solo el promedio sino también las probables variaciones de caudal en cada época del año y una proyección de caudales para un horizonte de tiempo a largo plazo. La estadística es una herramienta útil en estos casos, y se debe contar con la suficiente información altamente confiable, con datos actualizados año tras año para garantizar una proyección confiable de los datos. Se deberá también tener en cuenta, la incertidumbre del cambio climático, variable nueva en la planificación, que afecta de forma importante a la toma de decisiones. Para una mejor planificación de los proyectos hidroeléctricos, se debe mantener actualizada la información de los recursos hídricos obtenida mediante mediciones hidrológicas aproximadas en los casos en donde no se disponga de ellas.

Una vez que el proyecto hidroeléctrico ha sido identificado, y que todos sus estudios y datos estén completos, es decir, que el proyecto se encuentre en fase de factibilidad, mediante la aprobación de su construcción por el organismo regulador, a través de su respectiva concesión, inicia el proceso de diseños definitivos en donde se definirán las características finales del aprovechamiento hidroeléctrico, tales como: potencia nominal final instalada, que dependerá de las verdaderas condiciones hidrológicas, salto de agua, volumen del embalse, caudales, etc., que determinarán las características hidromecánicas de la turbina y de todo el sistema de conducción del agua. Con los datos finales se determinarán: dimensiones de la casa de máquinas, tamaño de transformadores, cables, ubicación de subestación y niveles de voltaje de generación y transporte, determinando así las condiciones físicas de las líneas de transmisión relacionadas al proyecto.

Los estudios y trabajos previos al ingreso a producción de una planta hidroeléctrica al sistema interconectado de un país no termina con los diseños de la planta únicamente, se determinarán también, datos energéticos de producción con diferentes escenarios y distintos periodos de tiempo: mensual, anual o estacional. Se desarrollarán estudios eléctricos para analizar su efecto sobre el sistema interconectado ya existente, así como establecer procedimientos operativos por parte del operador centralizado del sistema. Una vez superadas las pruebas operativas, la central construida pasará a una etapa de operación comercial, formando parte de su sistema eléctrico y aportando con todas sus características energéticas a la productividad del país.

1.1.2 Aprovechamiento de la energía solar

El sol es la fuente que provee de energía a casi toda la Tierra. La energía solar proviene de la fusión nuclear que se produce en el sol y que da como resultado fotones que viajan en el espacio como radiación electromagnética a diferentes frecuencias, atravesando ventanas ópticas de la atmósfera y que permiten el paso de radiación a ciertos niveles de longitud de onda (rango espectral visible). El uso de la energía solar está basado en el aprovechamiento de ésta radiación, recurso últimamente estudiado y desarrollado de manera acelerada para aprovechar la energía solar en diferentes formas como: calefacción en edificios, cocción de alimentos, calentamiento de agua y para producción de energía eléctrica mediante proyectos de centrales termosolares y fotovoltaicas.



La radiación solar cae sobre la corteza terrestre y puede ser descompuesta en 3 tipos: radiación directa, radiación difusa y la suma de las dos anteriores que es la resultante o radiación global. La radiación directa es la que llega del sol sin reflexiones ni refracciones, mientras que la radiación difusa, es aquella que llega a un punto de la Tierra a través de la refracción y reflexión con otros objetos, tanto en la Tierra como en las nubes, el aire o partículas en suspensión en la atmósfera.

El problema del aprovechamiento de la energía solar radica básicamente en que su radiación en algunos sitios del planeta es baja, debiendo localizarse aquellos lugares con el más elevado promedio de radiación solar, preferentemente aprovechable la mayor cantidad de horas del día.

Dos son las principales formas de aprovechamiento de la energía solar, la primera de ellas se basa en generación térmica que se realiza mediante la concentración directa de un haz de calor reflejado por espejos u otros materiales reflectivos (arreglo de helióstatos) dirigidos hacia un punto concentrador de calor (torre de energía). La alta temperatura que se logra mediante este método de acumulación de energía solar en forma de calor, calienta la suficiente reserva de agua para generar así energía eléctrica, con turbinas a vapor. Una variación de este principio se denomina utilización indirecta de la radiación solar, y consiste en usar captadores parabólicos colocados en columnas para de esta manera usar la radiación solar en el calentamiento de tuberías con gas o sales fundidas y almacenar ese calor para ser utilizado en turbinas de vapor. La segunda forma, basada en los principios fotovoltaicos, es mediante la utilización de celdas fotovoltaicas, que aprovechan las propiedades de un material semiconductor (silicio - el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre que se obtiene de la arena) de activar los electrones de sus átomos (efecto fotoeléctrico) produciendo corriente continua. Esta corriente permite almacenar energía en bancos de baterías y acumuladores para a través de elementos inversores de corriente obtener corriente alterna mediante la utilización de arreglos de varias celdas fotovoltaicas.

La ventaja de la tecnología de celdas fotovoltaicas es que no poseen partes móviles, requieren un mantenimiento mínimo y además contribuyen a eliminar la contaminación al utilizar una fuente renovable de energía como es el sol. Adicionalmente este tipo de generación puede ser implementada en zonas remotas donde el acceso con las redes tradicionales de electricidad es complicado y costoso. Una posible desventaja es que cada celda produce poca cantidad de electricidad, requiriéndose un arreglo considerable para aplicaciones en donde se necesiten grandes cantidades de electricidad influyendo esto también en los costos.

Una desventaja para la utilización de una planta solar con aprovechamiento del poder calorífico de los rayos solares (concentrador de calor), es que cuando la sombra cubre la luz que reciben los heliostatos, ésta disminuye considerablemente su nivel de producción. Debido a la cantidad de heliostatos necesarios para producir 1 MW, estos campos utilizan una gran área de terreno, siendo de ubicación difícil y dependiente de aspectos mecánicos para que cada heliostato haga el seguimiento a los rayos solares en el ángulo adecuado y los refleje en la torre concentradora. Por lo previamente indicado, su factor de planta es bajo y en el caso de las centrales tipo CSP (Energía Solar Concentrada, por sus siglas en inglés) no llega a los 0,35 - 0,40. [24].

La energía eléctrica producida mediante campos de heliostatos, tiene una característica especial; ya que la coincidencia entre su producción pico y la demanda horaria máxima, no es coincidente, pues en las mayores horas de sol que generalmente ocurren al medio día y son las de máxima producción de la planta solar, no corresponde con la demanda máxima que es en horas de la noche.

Como en todo proyecto eléctrico, para los proyectos solares, ya sea la opción de solar térmico o solar fotovoltaico, se debe realizar el análisis eléctrico y energético para prever su aporte al sistema eléctrico y los probables inconvenientes y soluciones de tener un punto más de generación en la red. Además es necesario establecer el punto óptimo del lugar eléctrico en donde se requiere este tipo de generación, conveniencia y ubicación por costos y operación técnica, así como las necesidades de generación distribuida.

Para la generación fotovoltaica la limitación tecnológica es la eficiencia de las celdas de silicio que aún no supera el 20% aun cuando se les aplica directamente la máxima radiación solar, por ello su utilización es particularmente



especificada para sitios remotos y de alta radiación. Al igual que para un sistema solar térmico, la potencia requerida en un sistema fotovoltaico dependerá de las necesidades del sitio de su implantación, lo que determinará la cantidad de celdas solares (cada una posee una determinada potencia -kWe- individual), las cuales al ser colocadas en serie, suman la potencia eléctrica requerida para una determinada aplicación. Al contrario del sistema solar térmico, este sistema requiere de menor espacio físico para su instalación así como una menor supervisión y mantenimiento, teniendo también una vida útil de alrededor de 10 años, dado en gran parte por la periodicidad en el mantenimiento de las celdas fotovoltaicas (limpieza), baterías (rendimiento y autonomía) y el sistema eléctrico auxiliar en general (regulador y cargador).

En los últimos años, la inversión requerida para la ejecución de sistemas fotovoltaicos ha ido disminuyendo respecto a los costos de producción de energía con combustibles, lo que ha hecho del aprovechamiento de la energía solar realmente una alternativa más competitiva. Para que un proyecto termo solar o fotovoltaico sea inicialmente factible se requiere que se realicen estudios de la radiación existente en determinadas zonas de ubicación o que se elabore un atlas solar, en el cual estén especificados los niveles de radiación directa, difusa y global, en los diferentes meses del año, así como los límites altos, mínimos y promedios. Con esa información estadística se determinan los mejores sitios de implantación de sistemas solares y se determina la factibilidad de capacidad disponible para un tipo de tecnología, térmica o fotovoltaica, así como la potencia eléctrica que se puede obtener en función del nivel de radiación por metro cuadrado existente en cada zona.

La insolación global solar se mide en kWh/m² - (hora - día - mes o año), habiendo lugares en la Tierra, como el desierto del Sahara; donde existen niveles que pueden llegar a los 5.500 kWh/m² - año (15,2 kWh/m² - día). En algunos países, sobre todo en aquellos con las estaciones climáticas marcadas, se han creado también cartas de la posición solar en distintos días de diferentes meses del año y para diferentes horas de la luz del día (04:00 - 20:00), éste no es el caso de los países que se encuentran sobre la línea ecuatorial, pues se cuenta con la ventaja de una radiación perpendicular y constante.

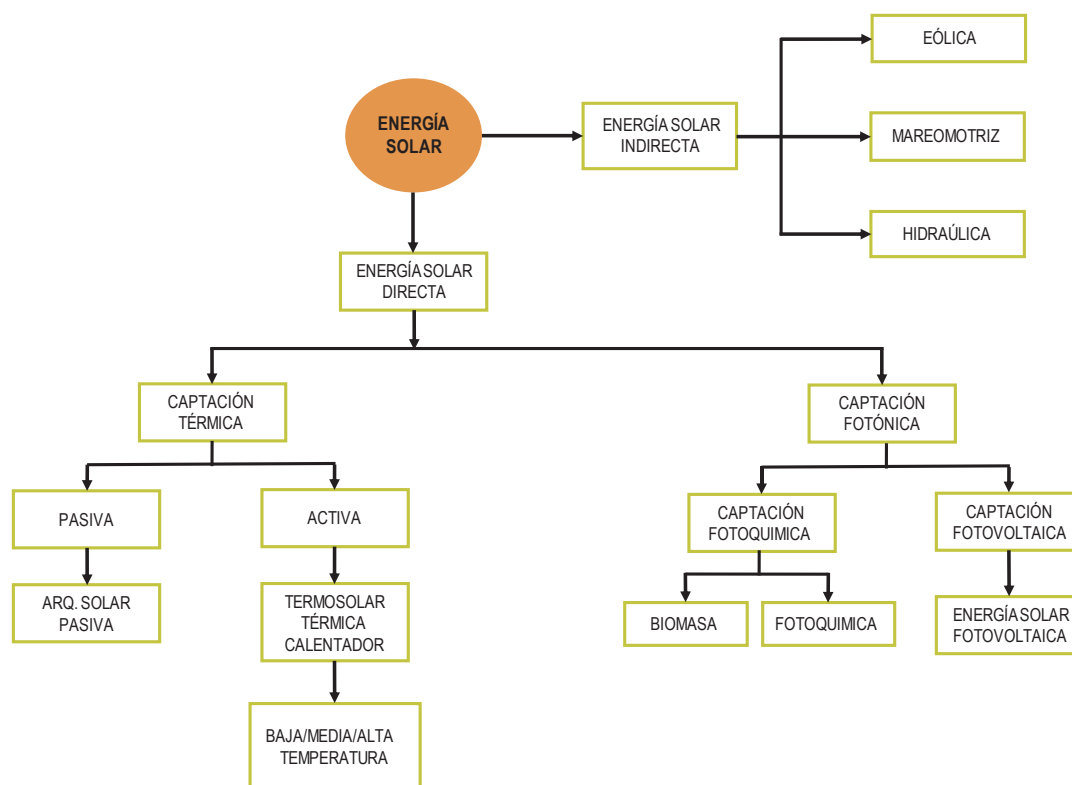
Dado que su utilización puede expandirse en las comunidades alejadas, es una fuente de empleo y beneficio social para la propia comunidad, brindando el conocimiento local para el desarrollo autosustentable de sus lugares de vivienda [24].

1.1.3 Recursos eólicos

De acuerdo a la figura No. 1, la energía eólica es producida por la energía solar indirecta, la cual calienta las diferentes superficies de la Tierra, provocando diferencias de temperatura en el aire de la atmósfera y transformando estas diferencias de temperatura en movimientos de grandes masas de aire en forma de viento; aproximadamente entre el 1% y 2% de esa energía indirecta del sol se transforma en energía eólica a través de los vientos. Los dos tipos principales de vientos que existen son los vientos globales y los vientos locales. Los primeros, son grandes corrientes de aire alrededor del planeta principalmente debidos a la rotación de la Tierra y la irradiación solar global, mientras que los segundos, vientos locales, son originados más cerca de la superficie e influenciados por las condiciones de temperatura de la zona sobre la cual se encuentran, son justamente estos vientos la fuente para la generación de energía eólica.

La energía producida por un tipo de viento local depende de varios factores principalmente climáticos, lo que califica a una determinada zona terrestre en un lugar adecuado para el desarrollo y aprovechamiento óptimo de un recurso eólico. Los factores que influyen para el mejor aprovechamiento de un proyecto eólico son: densidad, presión atmosférica y temperatura del aire, perfil del viento que a su vez depende de la altura y la topografía de la zona, velocidad, dirección y magnitud o duración del viento en promedio y puntual durante un determinado periodo de tiempo, generalmente un año. Si las características existentes del viento en esa zona son muy variables para cada uno de estos parámetros, el desarrollo de un proyecto eólico no sería factible, una variabilidad mínima de las características citadas y principalmente una velocidad constante a lo largo del año, permitirán hacer factible a un proyecto eólico.





Fuente: www.censolar.com

FIG. No. 1: RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DISPONIBLES EN EL PLANETA

La superficie terrestre al poseer una topografía muy variada hace que los vientos locales sean influenciados por la rugosidad del terreno y los obstáculos que encuentre en su viaje, provocándose grandes corrientes debido a los callejones montañosos, al no encontrar obstáculos, siendo así una fuente óptima para la implantación de estos proyectos en dichas zonas, así como también depresiones debidas a obstáculos como centros urbanos, centros industriales, presas hidroeléctricas, plantaciones, etc. lo que haría que un proyecto no tenga las condiciones óptimas de ser implementado. Las mediciones exactas de los parámetros del viento en tales callejones, determinarían específicamente los sitios adecuados de aprovechamiento eólico.

La velocidad de los vientos locales en la superficie terrestre es cero y va creciendo con la altura hasta una en la cual la superficie ya no influye en la velocidad del viento. Este principio es básico para elaborar un perfil de velocidades del viento, una herramienta utilizada para determinar los sitios adecuados en función de la altura y la rugosidad de la superficie en un determinado lugar. La cantidad de energía disponible a partir del viento es proporcional al cubo de su velocidad, por ejemplo un viento con una velocidad de 20 km/h tiene 8 veces más energía disponible que un viento de 10 km/h, pero un viento de menor velocidad tiene mayor probabilidad de ocurrencia.

La forma de aprovechar la energía del viento ha sido desarrollada desde los principios de la humanidad, a través, principalmente de los molinos de viento, en la actualidad, ese principio ha sido investigado y desarrollado con tecnología, con lo cual se ha mejorado la eficiencia de los aerogeneradores, los cuales aprovechan las diferentes variaciones de la velocidad del viento, para generar energía eléctrica. Se estima que si se instalara cada aerogenerador en sitios con una velocidad constante de al menos 6,9 m/s y a una altura de 80 m, se podría producir energía hasta siete veces la demanda mundial actual [23, 24].

Cada aerogenerador es diseñado para una cierta vida útil en función de las condiciones de viento a las que podrían ser sometidos en especial durante sus horas de operación, es por ello que la clasificación de los vientos tienen



en cuenta los esfuerzos, cargas y horas de operación que tendrán estas turbinas; esta clasificación se basa en la velocidad promedio anual o mensual y en los valores de las ráfagas de viento dentro de diferentes periodos de tiempo. El diseño de un aerogenerador dependerá de la carga a la que estará sometido (viento) así como el diámetro de su rotor, para que soporte los esfuerzos y el trabajo a una determinada altura sobre el nivel del mar.

Los diseños del rotor, las aspas y la torre deberán ser estructuralmente coherentes con la zona en la cual van a ser construidos y transportados (vías de acceso), lo que determinará el costo del proyecto. El diseño aerodinámico del aerogenerador debe ser tan exacto que sea capaz de soportar picos de ráfagas de vientos, así como permitir aprovechar las mínimas corrientes que se presenten en diferentes situaciones en el tiempo, haciéndolo eficiente para la velocidad promedio en el lugar elegido de su construcción. Se debe tener presente un adecuado sistema de control para evitar variaciones en la entrega de energía al sistema.

Los avanzados diseños han permitido que la eficiencia de los aerogeneradores sea óptima para velocidades cuya presencia es la más constante en la zona de construcción del proyecto, así como también el avance en cuanto a los materiales con los que se construyen las aspas, los cuales son cada vez más livianos y resistentes, mejorando la calidad, eficiencia y disminuyendo así los costos. La evaluación económica de una turbina de un aerogenerador se basa principalmente en el análisis de la potencia específica del rotor (kW/m^2) y en el costo específico del mismo (costo/m^2).

La ventaja competitiva sobre las otras formas de aprovechamiento de energía renovable se debe a que su periodo de productividad coincide muchas veces con la demanda solicitada, acoplándose muy bien con la demanda base en los sistemas eléctricos, lo que reduce los costos operativos y aumenta su productividad. Contribuye a la disminución del uso de los combustibles fósiles, ayudando a enfrentar así al cambio climático y su desarrollo ha incrementado su competitividad en el sector eléctrico para producción a gran escala, volviéndose una alternativa para el suministro de energía eléctrica.

Entre las desventajas, se deberá tener presente el impacto ambiental visual, ya que aunque mínimo, la afectación a las aves provocada por las aspas de los aerogeneradores, han provocado inconvenientes en estos aspectos ecológicos. Existen diversos desarrollos tecnológicos para este tipo de producción de energía eléctrica, lo que permite tener varias opciones de distintos fabricantes. En este sentido para construir un determinado proyecto se deberá pensar en la homologación de la tecnología que venga al futuro y no centrarse en un solo fabricante de tal manera de reducir los costos de mantenimiento. Se debe mencionar también el bajo factor de planta de estas centrales de generación (< 40%) [23].

1.1.4 Biomasa

Estos proyectos de generación eléctrica son similares a los térmicos convencionales, con la diferencia de que la energía primaria es de origen orgánico. En éstas instalaciones, se aprovecha la materia orgánica de origen vegetal o animal, denominada biomasa, procedente de residuos forestales, agrícolas, de transformación agropecuaria o de la madera, biodegradables, animales o humanos, denominados biocombustibles de segunda generación o de cultivos energéticos como la soja, maíz, remolacha, caña de azúcar, piñón, palma; denominados biocombustibles de primera generación obteniéndose la energía acumulada en estos materiales como resultado de la fotosíntesis (para el caso de las plantas) producto de la energía del sol, y aprovechando esa energía acumulada a través de la combustión de sus residuos, generando así calor para la producción de electricidad con vapor de agua o sustituyendo a los combustibles fósiles a través de los denominados biocombustibles.

La bioenergía no es más que la energía química almacenada en las plantas o animales (que se alimentaron de otras plantas o animales) o en sus desechos; esta bioenergía es liberada en los procesos de combustión u otras formas de aprovechamiento de la energía de la biomasa (biogás, biocombustibles, combustión), la cual se manifiesta en forma de calor. Lo que se está realizando no es más que la restitución del dióxido de carbono utilizado para el crecimiento de aquellas plantas, ahora en un proceso más rápido de restitución hacia el ambiente en forma de combustión de los residuos vegetales, en este caso, no se está añadiendo más dióxido al medio ambiente, en contraste con los combustibles fósiles, por lo tanto la biomasa, es una fuente renovable de energía.



La producción de biocombustibles tales como el etanol y el biodiesel tienen el potencial de sustituir en gran proporción a los combustibles obtenidos de minerales fósiles y que son utilizados para la movilidad automotriz debido a su alta densidad energética. La producción a gran escala es factible, y se basan principalmente en la utilización de plantas como maíz, remolacha, caña de azúcar, soya y aceite de palma, siendo mayormente usados en forma de mezcla con los combustibles habituales (gasolina o diesel), reduciendo el grado de contaminación ambiental y manteniendo la eficiencia así como la inalterabilidad del mecanismo en los motores actuales, lo que implica no cambiar el principio del motor. Se deberá tener presente la fuente de elaboración de los biocombustibles ya que deberá primar el bienestar social y alimenticio, utilizando para ello materia prima adecuada en su elaboración, sin alterar las tierras con monocultivos, lo que afectaría a su productividad en el largo plazo [23].

El uso de la biomasa para generar calor o gas y calentar hogares o sitios en donde se requiera de procesos de calefacción es también un aprovechamiento útil de la característica energética de la biomasa. Como combustible primario para calentar ambientes y cocinar (biogás); o, como combustible secundario para generar vapor de agua y ser aprovechado en calefacción o generación eléctrica en centrales térmicas, la biomasa posee un gran potencial y sobre todo desplaza a los combustibles fósiles, además que; los gases obtenidos de la quema de material de biomasa no contribuyen al efecto invernadero ya que el dióxido de carbono liberado durante la combustión, es igual al dióxido de carbono absorbido por el material de la biomasa durante su crecimiento como recurso natural.

Entre las ventajas más notables de la biomasa están: el uso residual que se puede aún dar a los desechos de cenizas cuando se quema un elemento de residuo orgánico, ya que aportan a la absorción de minerales para la tierra cultivable cuando se los usa como abono, reduce el uso de los combustibles fósiles pues éstos son reemplazados por los biocombustibles o el biogás, una mayor seguridad energética y disminución en el gasto por importación de combustibles derivados de petróleo, apoyo al desarrollo agrícola con plantaciones dedicadas al uso bioenergético y la reducción de emisión de gases de efecto invernadero aportando al compromiso mundial del cambio climático.

Este tipo de energético tiene restricciones en cuanto a su utilización, por ejemplo, debido al volumen y cantidad de desechos obtenidos de cualquier proceso orgánico, es conveniente su utilización para generación eléctrica en el sitio mismo o cerca de donde se realizó el proceso de obtención de residuo orgánico, como ingenios, botaderos de basura, aserraderos, disminuyéndose así los costos de transporte y administración relacionados.

Como se mencionó anteriormente, se deberá analizar la producción de biocombustibles basados en alimentos, ya que su utilización podría afectar tanto el abastecimiento de suministros a la población, cuanto el uso de la tierra para producción de monocultivos para biocombustibles, que son generalmente más extensos que los necesarios para la alimentación de la población. Se debe optar pues por el uso de biocombustibles de segunda generación.

1.1.5 Recursos Geotérmicos

A partir de la firma del protocolo de Kioto en 1997, el uso de tecnologías de generación con energías renovables ha ido en aumento cada vez más en los últimos años, principalmente a través de la utilización de la herramienta de los Mecanismos de Desarrollo Limpio, MDL, mediante los cuales los países que firmaron este tratado estaban obligados a dar incentivos económicos a las tecnologías de generación alternativas, resarciendo de alguna forma los elevados índices de contaminación y emisión de gases de efecto invernadero provocado por sus tecnologías energéticas clásicas.

La geotermia es una fuente de Energía Renovable No Convencional, ERNC, que se encuentra relacionada con la energía existente dentro de la Tierra, la mayoría de los reservorios de este tipo de energía se encuentran relacionados a volcanes y a fuentes internas de zonas tectónicas geológicamente activas, su temperatura aprovechable oscila entre los 30° C y 300°C.

La principal ventaja de este recurso energético es que se constituye en una fuente teóricamente inagotable, económica y sustentable, comparada con otras fuentes de energía convencionales. Por esta razón su uso se vuelve competitivo conforme avanza su investigación y el desarrollo de la tecnología para su construcción. Aportan también a su viabilidad, los incentivos tributarios y la disminución progresiva de sus costos de exploración, explotación



y producción, previéndose que por tratarse de una fuente de energía aun no explotada y con amplias reservas mundiales, se convertirá en un futuro en una de las principales fuentes de generación eléctrica en el mundo [23].

Las plantas de generación eléctrica mediante el uso de la geotermia son similares a las centrales térmicas de vapor convencional, con la excepción de que en este caso, el vapor no se produce mediante el consumo de combustible para recalentar una caldera con agua, sino que el calor necesario proviene directamente del interior de la tierra, en forma directa a través de vapor de agua desde la fuente geotérmica (flasheo, agua más vapor) o mediante ciclo binario (el calor interior de la tierra calienta un fluido de menor grado de ebullición que produce la energía térmica para generar electricidad).

La utilización de cada fuente geotérmica depende de las características técnicas del yacimiento tales como: temperatura del agua, permeabilidad de la formación rocosa, física y química del agua y profundidad de la perforación hasta encontrar el calor necesario.

Una central geotérmica no produce contaminación atmosférica elevada al no quemarse combustibles fósiles, disminuyendo emisiones de Gases de Efecto Invernadero, GEI, ya que en el proceso geotérmico solo se producen emisiones propias del agua extraída del interior de la Tierra tales como: azufre y otros gases (CO_2 , H_2S , NH_3 , CH_4+H_2 , etc.) que pueden ser filtrados antes de salir al ambiente por las chimeneas de las plantas generadoras.

Otra ventaja, es que su combustible es prácticamente inagotable si la explotación es realizada de forma técnica y sostenible, estableciéndose costos operativos sumamente bajos e independientes de la variabilidad e incertidumbre en los precios de los combustibles o regímenes hidrológicos.

Al ser centrales con una disponibilidad permanente de combustible, su operación se la realiza con características de central de base, logrando altos factores de planta que pueden ser mayores a 0,85 en comparación con otras tecnologías.

Por todas estas razones, la energía geotérmica es una forma de aprovechamiento energético sostenible con presente y futuro, desde el punto de vista de aprovisionamiento energético de elevadas garantías, desde el punto de vista térmico como alternativa de alta eficiencia energética y por supuesto desde el punto de vista de disponibilidad a largo plazo debido a que su vida útil es alta y económicamente barata en su operación.

Entre las desventajas asociadas a un proyecto geotérmico se destaca el hecho de los altos costos de exploración e implementación (perforación de pozos), lo que da como resultado costos de inversión inicial superiores a otros tipos de centrales convencionales.

1.1.6 Utilización de combustibles fósiles

Un combustible fósil comprende la gama de compuestos y minerales orgánicos extraídos de la tierra, tales como: carbón y sus variaciones, petróleo y sus derivados y el gas natural. Un combustible fósil generará energía debido a su composición básica de hidrógeno y carbono, elementos que reaccionarán con el oxígeno del aire para producir energía mediante la combustión. Todos los combustibles fósiles al combustionarse producen dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero que produce un alto grado de contaminación.

Ambientalmente, el uso, manejo y recuperación de los limitados recursos fósiles entregados por la Tierra, son los que la están dañando. La contaminación provocada por el uso indiscriminado de recursos fósiles ha provocado la extinción de varias especies tanto de flora como de fauna.

El uso prioritario que se da a los combustibles en generación eléctrica y transporte, ha creado una alta participación de estos recursos energéticos en la matriz energética, tanto en el Ecuador como en la mayoría de países del mundo. Se está llegando así a una culminación de este modelo energético debido al agotamiento de las fuentes



de combustibles fósiles en las décadas venideras (pico petrolero), lo que obliga a reducir su consumo para dilatar la disponibilidad de reservas y reducir de manera significativa los efectos del cambio climático. La utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad está técnicamente justificada debido a la diversificación tecnológica y a aspectos de calidad y seguridad para el sistema eléctrico de potencia. El adecuado consumo y una planificada utilización de generadores eficientes, permitirán el ahorro y evitará la contaminación indiscriminada por el uso de este tipo de tecnologías.

Las centrales a carbón, han sido utilizadas durante décadas en países con suficientes recursos y reservas de este mineral. Existen reservas calculadas para cientos de años en algunos lugares del mundo, lastimosamente el índice de contaminación, tanto en la explotación como en la quema para producción de energía eléctrica de este recurso ha sido nefasto para el planeta. En el Ecuador no existen reservas de carbón capaces de suplir los requerimientos de generación de electricidad.

La tendencia tecnológica se dirige hacia generadores térmicos basados en el uso de combustibles más eficientes y menos contaminantes, sin la emisión de gases como arsénico, selenio, mercurio, sulfuros, anhídrido carbónico y dióxido de carbono; y, a centrales de ciclo combinado cuya eficiencia está por encima de las centrales térmicas tradicionales que usan combustibles como el diesel o el fuel oil. Un ciclo combinado aprovecha la alta temperatura de los gases de escape del primer proceso (turbinas a gas), para producir vapor de agua a alta presión que es expandido en turbinas a vapor, entregando de esta forma mayor potencia al sistema sin incrementar el uso de combustible, obteniendo una mayor eficiencia y una menor contaminación ambiental.

La generación térmica en un sistema de potencia permite otorgar firmeza al abastecimiento de la demanda dado que la disponibilidad de este tipo de energía responde principalmente a la disponibilidad de los combustibles utilizados. La tendencia actual establece los preceptos del uso de combustibles fósiles menos contaminantes y con tecnologías amigables con el medio ambiente.

1.1.6.1 Combustibles líquidos

El principal recurso utilizado para generar energía por más de 100 años a nivel mundial, han sido los combustibles fósiles principalmente líquidos provenientes de la explotación del petróleo (1895). La escasa oferta energética de hidroelectricidad y de otras fuentes renovables no convencionales, la disponibilidad local de energéticos fósiles como el carbón y la tendencia de globalización en los derivados del petróleo, además del poco compromiso ambiental; ha dado paso a la utilización de recursos fósiles líquidos asumiendo los altos costos ambientales y el consiguiente perjuicio al planeta (calentamiento global).

Los principales combustibles fósiles líquidos utilizados para la generación de electricidad son los derivados del petróleo: diesel, bunker, fuel oil en sus diferentes variaciones (composición y concentrados), nafta y residuo de petróleo.

Los derivados del petróleo se los obtiene mediante un proceso denominado refinamiento el cual consiste en calentar el petróleo en una torre de fraccionamiento, para a diferentes temperaturas obtener derivados; hidrocarburos más volátiles y ligeros en la parte alta de la torre y los más pesados en la parte baja, en la figura No. 2 se presenta un esquema de una torre de fraccionamiento, con algunos de los diferentes compuestos obtenidos del petróleo (alrededor de 100 dependiendo de la calidad del crudo y necesidades locales y de exportación).

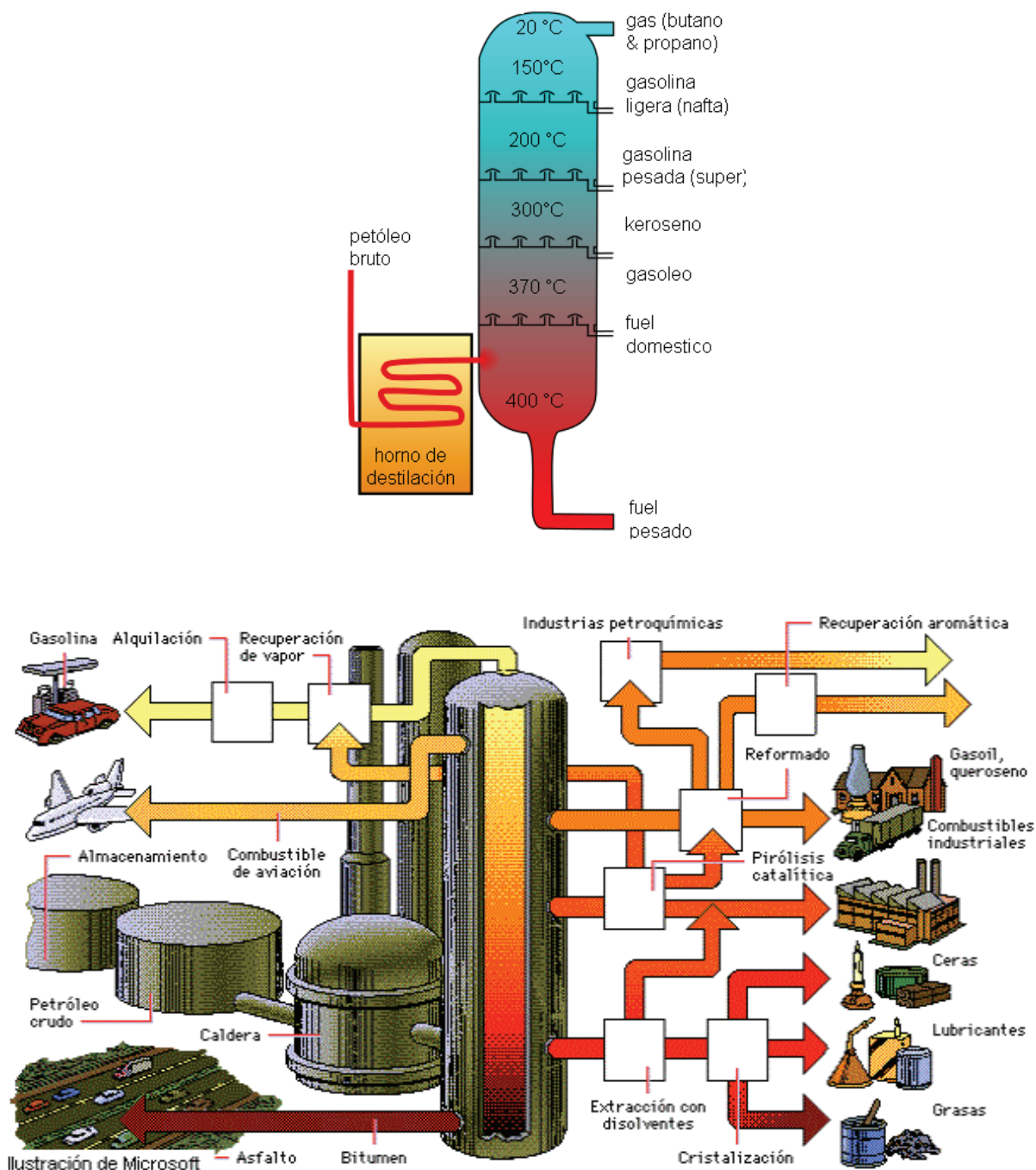


FIG. No. 2: REFINAMIENTO DEL CRUDO Y OBTENCIÓN DE SUS DERIVADOS

Este recurso energético primario, no es únicamente utilizado como fuente de energía eléctrica, es quizá el recurso más utilizado para la producción mundial de energía, transporte, calefacción, movimiento de maquinaria, uso doméstico e industrial, por lo tanto, sus fuentes se están agotando. Existirá un pico petrolero, luego del cual las reservas empezarán a bajar y su utilización deberá ser priorizada provocando esto un considerable aumento de los precios internacionales, debiendo también el Ecuador prever extender sus reservas, mediante políticas de ahorro

y diversificación de fuentes primarias, así como uso de tecnologías alternativas y más limpias, por lo menos en los procesos en donde más se lo utiliza, como transporte y generación de energía eléctrica.

1.1.6.2 Recursos de gas natural y gas licuado de petróleo

A partir de la extracción del petróleo, uno de los residuos y elementos poco aprovechado es el Gas Natural de Petróleo (gas asociado), recurso que muchas veces se lo arroja a la atmósfera o se lo quema, produciendo contaminación, sin un debido procesamiento para aprovecharlo como combustible para generación de energía eléctrica, debido principalmente a que el negocio de la industria petrolera no consiste en la utilización directa del gas, sino en la obtención del petróleo. En lugares en donde se requiere de este combustible su existencia es aprovechada mediante grandes tramos de gasoductos que lo llevan hasta los sitios de almacenamiento y distribución para ser envasados y comercializados a los usuarios finales industriales o residenciales. Otra forma de extracción del gas es como producto del refinamiento del petróleo, del cual se obtiene el Gas Licuado de Petróleo (GLP), de mejor rendimiento calorífico y con similares usos en industria y en generación eléctrica. Existen también yacimientos de Gas Natural cuyas reservas son tal vez más grandes que las de yacimientos petroleros y que constituyen grandes fuentes de energía primaria a nivel mundial.

En una central de generación térmica su principal fuente de obtención de energía primaria o calor es la utilización de combustibles fósiles, ya sean líquidos (derivados de petróleo) o sólidos (carbón natural, coque). Para una central térmica a gas, su combustible principal para generar calor es el gas natural (LNG) o gas licuado de petróleo (GLP), y una central térmica a gas puede ser de tecnología turbo gas, en donde el gas es presurizado y quemado para mover la turbina produciendo energía mecánica que a su vez genera electricidad. Otro tipo de central a gas es la de ciclo combinado, en donde su primera fase es turbo gas (con gas natural o gas licuado de petróleo) y en la segunda etapa el gas residual a altas temperaturas (500°C) es utilizado para calentar agua y producir vapor de agua a alta presión para mover una segunda turbina (turbo vapor), generando así más energía eléctrica lo que hacen del ciclo combinado muy eficiente dado el aprovechamiento del poder calorífico de un combustible que ya cumplió su primera fase dentro del proceso de generación eléctrica.

Esta última tecnología conocida como central de ciclo combinado (CCGT) hace que la eficiencia del ciclo de generación en una planta térmica suba hasta un 60% de rendimiento.

1.1.6.3 Coque

El coque de petróleo (petcoke) es un compuesto residual sólido de elevado contenido de carbón que se obtiene del proceso de refinamiento del petróleo o de otros procesos de "craqueo". El craqueo es un procedimiento químico mediante el cual se separan a las moléculas de un compuesto, produciendo así compuestos más simples, utilizando para ello un catalizador (sustancia que no se modifica ella misma pero si origina otros cambios químicos). En el proceso de refinamiento del petróleo se utiliza un craqueo catalítico (catalizador en forma de arcilla o polvo), método denominado "proceso fluido" en donde el catalizador circula por varios kilómetros de tubería a elevadas temperaturas (500°C) junto con el crudo, vapor, aire y a determinadas alturas en la torre de fraccionamiento se van obteniendo los diferentes compuestos del petróleo. Este moderno procedimiento permite obtener por ejemplo gasolinas de mejor calidad que las obtenidas a través de la destilación del petróleo.

El coque de petróleo es el último componente que queda de una refinación del petróleo y es el componente más pesado, el coque se encuentra revestido del catalizador utilizado para el refinamiento, pero al quemarse como combustible, se consume únicamente el carbón de su contenido y el catalizador puede ser utilizado nuevamente en el proceso de refinamiento o para las industrias cementeras. La producción de energía mediante el coque de petróleo se la obtiene por la combustión del carbón que lo forma.





Fuente: www.wikipedia.com

FIG. No. 3: PLAYAS DE RESIDUO DE COQUE DE PETRÓLEO

Existen diferentes tipos de coque de petróleo: de combustión, regular, de aguja y de carburación, cada tipo tiene diferentes usos y funciones. Su obtención depende del proceso utilizado para el refinamiento de petróleo y de la calidad del mismo, que a su vez depende de las características del pozo del cual ha sido extraído.

En los primeros procesos del refinamiento de petróleo se obtiene los coques verdes: coque de combustión y el coque regular; el primero, es un residuo prácticamente de un bajo grado de contenido de metales y un considerable grado de carbón, por lo que no se calcina y se lo conoce como coque de combustión, y; el coque regular se encuentra en un grado intermedio de composición de carbono y de impurezas, éste es utilizado para la fabricación de ánodos para la producción de aluminio y se lo conoce como coque grado ánodo. [5]

El coque de carburación es un residuo de un alto grado de contenido de carbón, razón por la que también se lo denomina coque negociable, pues puede venderse para su utilización como combustible (como coque grado combustible) llegando a un valor en el mercado internacional de coque de entre 50 y 65 USD/Ton, dependiendo también de los precios del carbón natural, con el cual compite; sirve también para la fabricación de pilas secas en sus electrodos (como coque de grado ánodo). [6]

El coque de aguja o coque acicular, se utiliza en la producción de electrodos de sueldas para acero y aluminio en las industrias de fundición y producción de estos metales.

El coque de mejores características es el coque de carburación que es utilizado para ajustar el contenido del carbono en el acero, por eso debe tener un mínimo contenido de impurezas. Este coque es el más caro en el mercado por sus características.



El coque combustible llamado también coque catalizador, es el más barato de todos, pues es el de más baja calidad, es también el de mayor producción en el mundo debido a la calidad del petróleo y a la falta de procesamiento cuando es coque verde, pues por su calidad no se lo procesa y se lo vende como coque verde. El descenso en su demanda para la utilización como combustible en centrales térmicas e industrias cementeras está haciendo que se busque un nuevo mercado y aplicación.

Como se mencionó al inicio de esta sección, el coque verde unido a un catalizador es el resultado del residuo del proceso de refinamiento del petróleo (crudo pesado), se tiene así, el carbón de coque o residuo de petróleo (cualquiera sea la calidad de éste) junto con el catalizador, que se denomina coque de catalizador, que es un coque impuro y solo sirve para quemarlo (coque combustible). El principal uso que se le da a este producto es como combustible para las calderas de generadores termoeléctricos debido a su alta temperatura de combustión y bajo contenido de ceniza. Una desventaja es su alto contenido de azufre por lo que se aplica una técnica conocida como Snox, que recupera el azufre del coque disminuyendo su grado de contaminación. [5]

El coque se lo obtiene de varios tipos de crudo y mediante varios procedimientos de coquizado. Cuando se inició con el refinamiento del petróleo, éste era de buenas características y mucho más liviano que ahora, por lo que de él se obtenían combustibles de alta calidad (Grado API) y consecuentemente los residuos de coque tenían bajas concentraciones de azufre y de metales pesados como níquel y vanadio. El coque que se obtiene del crudo más pesado, concentra mayor cantidad de impurezas densas como metales y compuestos sulfurosos, el contenido de tales componentes depende de la calidad del petróleo procesado. Existen tres procesos típicos de producción de coque: el coquizado retardado, el coquizado en lecho fluidizado y coquizado fluidizado con gasificación. Utilizando cada uno de estos procesos, por ejemplo, para obtener coque de un petróleo de la misma calidad (pesado), se obtendrá un coque de diferente concentración de metales y azufre. Se puede decir que, la calidad del coque depende de: los procesos por los que pasa la refinación del petróleo, los procesos de coquizado y la calidad del crudo utilizado, dando como resultado un coque de calidad negociable o uno de calidad combustible.

Una refinería produce cierta cantidad de coque de petróleo dependiendo de las cantidades de fracciones pesadas de petróleo que son convertidas en derivados más ligeros, por ejemplo, si se producen aceites, el proceso produce menos coque; pero si se produce un derivado más liviano como combustible de avión, entonces el proceso generará más coque de petróleo.

La generación eléctrica a partir de coque de petróleo es similar a la producción a través de carbón natural, pues se quema el coque para calentar agua y obtener vapor de agua a alta presión, con el que se mueven turbinas para generar electricidad; la operación y el mantenimiento de una central de coque requiere de personal altamente capacitado y entrenado en la limpieza de los filtros de extracción del azufre, producto de la combustión del coque, así como del cumplimiento de normas exigentes para evitar la emisión de residuos al ambiente, producto de la quema del coque para generación eléctrica.

1.1.7 Otras fuentes energéticas

Otras fuentes de Energía Renovable No Convencional, ERNC, existentes son la energía marina y la energía nuclear, que en varios países especialmente los denominados “desarrollados” han sido intensivamente investigadas y utilizadas en beneficio de su economía.

La razón de que estas fuentes energéticas aun no hayan sido explotadas en Ecuador, parte del hecho de que su investigación y desarrollo ha sido desplazada por el desarrollo de otras energías más accesibles en el corto plazo dados sus menores costos tanto en investigación como en utilización.

1.1.7.1 Energía marina

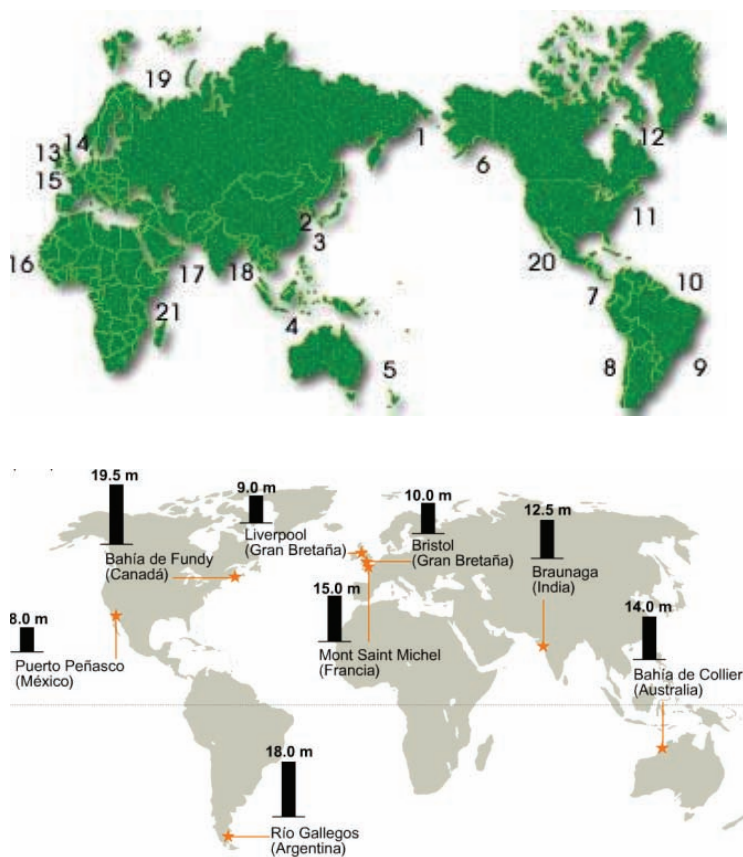
El crecimiento de las necesidades de energía es inevitable y se constituye en uno de los principales problemas que existen a nivel mundial dada la disminución en número y capacidad de las fuentes de energía convencionales. Las



energías alternativas renovables, tales como la eólica, la hidráulica, la solar, la biomasa o la mareomotriz, son las opciones más ecológicas y razonables de cara al futuro. Extrañamente esta última fuente no ha sido ampliamente aprovechada y es desconocida por la mayoría de las personas, a pesar de ser una fuente inagotable y segura, ya que depende del movimiento continuo de las mareas, olas y en general del mar. A nivel internacional existen alrededor de 100 tecnologías, con diseños y prototipos propuestos para su desarrollo, pero ninguno de ellos con la eficiencia requerida para que sea una opción realmente aprovechable.

Los movimientos más importantes del mar se los puede clasificar en tres grupos: las corrientes marinas, las ondas y olas y las mareas. Las ondas y olas y las corrientes marinas tienen origen en la energía solar, mientras que las mareas son producidas por la atracción gravitacional de la Luna.

Los pioneros en el estudio y explotación de este recurso fueron los franceses, quienes en 1966 pusieron en marcha una planta de energía mareomotriz de 240 MW en el río Rance (hace 46 años), un estuario del Canal de la Mancha, en el noroeste de Francia. Consiste en una presa en la unión del río con el mar, permitiendo así almacenar agua en la represa cuando sube la marea y luego liberarla cuando el nivel de agua del mar es menor, generando energía eléctrica tanto al llenar como al vaciar el estuario artificial mediante el paso del agua de mar por las turbinas. Su generación se encuentra aportando actualmente energía al sistema interconectado de ese país. Dicho concepto permitió a los investigadores elaborar una propuesta de generación en distintas regiones en base a la central construida en Francia. Se elaboró así un mapa de ubicación mundial con las bondades existentes de ciertos lugares en el mundo, con las capacidades requeridas para producción de energía eléctrica mediante el uso de las mareas, su ubicación es factible principalmente en zonas de bahías con grandes desniveles en cuanto a la altura del agua y con características similares al proyecto existente en el río Rance.



Fuente: www.fuentesmarinas.com

FIG. No. 4: MAPA MUNDIAL DE RECURSOS MARINOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA



Conforme las leyes de la física, si hay algo que está en continuo movimiento es el mar, lo que conlleva a que éste sea una fuente de la cual se puede obtener una cierta cantidad de energía aprovechable para generar trabajo; su superficie se mueve continuamente mediante ondulaciones que pueden ser muy suaves o pueden convertirse en grandes olas que chocan contra las playas y acantilados. Cualquier cuerpo que se encuentra en el mar, es arrastrado por las corrientes marinas y las olas, además el nivel del mar varía dos veces al día, lo que se conoce como la pleamar y la bajamar (mareas).

Así, todo este movimiento es reflejo de la energía almacenada en el agua, y en ciertos lugares donde el movimiento es mucho mayor y existe diferencia de altura provocada por la pleamar y la bajamar, el contenido en energía también será muy grande y se puede aprovechar utilizando turbinas especialmente desarrolladas para operar a bajas presiones y aprovechar la fuente energética de las mareas.

Otra fuente es el aprovechamiento de la energía de las olas cuyo uso está presente como una forma más de energía alternativa, aunque las investigaciones y su desarrollo indican que aún no es posible obtener la suficiente energía a una inversión razonable.

Entre las ventajas de la energía del mar a través de las mareas se podrían citar que, como todas las energías renovables, no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos; posee en promedio una vida útil de un siglo y su fuente energética es de bajo costo además que se encuentra disponible en cualquier clima y época del año.

Entre las desventajas está la creación de un impacto visual y estructural sobre el paisaje costero, su ubicación es puntual en un determinado sitio con condiciones adecuadas de diferencia de altura de mareas, al ubicarse en la costa requerirá de una red de transmisión que podría resultar costosa si se pretende que la energía producida pase a formar parte del sistema interconectado. Otro efecto medioambiental es también el grado de inundación que producirá la presa que sirve para almacenar el agua, así como un cambio en la flora y fauna del sitio costanero en donde se ubique el proyecto provocando un impacto en el ecosistema local, por otro lado la producción de energía estaría únicamente disponible en ciertos ciclos, dados por la pleamar y bajamar.

Si se ha tardado tanto tiempo en pasar de los sistemas rudimentarios a los que se conocen hoy en día, es porque la construcción de una central mareomotriz plantea problemas importantes, requiriendo sistemas tecnológicos avanzados y un elevado costo inicial por kW de capacidad instalada. Sin embargo se deberá tener en cuenta que esta forma de producción de energía no requiere combustible, no contamina la atmósfera y su vida útil se calcula en un siglo.

El acelerado crecimiento de la demanda energética mundial, y el siempre latente incremento en el precio de los combustibles son factores primordiales que disminuyen cada vez más la brecha entre los costos de generación mareomotriz y los de las fuentes convencionales de energía.

Si bien la obtención de energía es importante y la disponibilidad de la materia prima es abundante, los costos de inversión inicial son muy elevados, aunque a largo plazo es amortizable, debido al gran ahorro que se produciría. Es una energía limpia ya que no produce contaminación atmosférica, aunque su impacto en el ecosistema puede ser significativo.

1.1.7.2 *Energía nuclear*

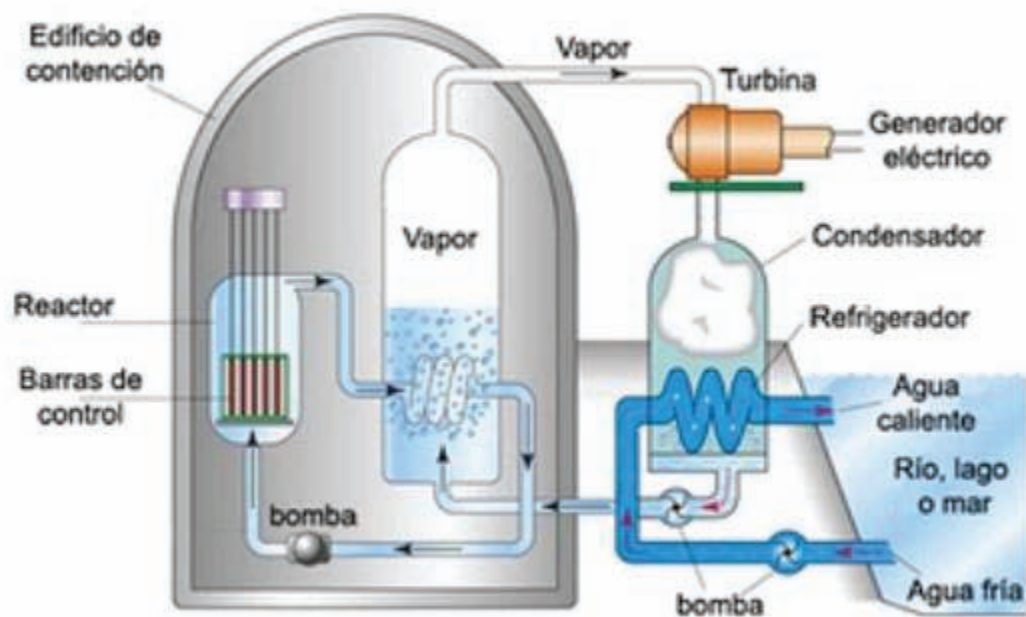
La forma de obtención de energía eléctrica a partir de la energía nuclear se la conoce como “reacción nuclear de los átomos de materiales radiactivos”, a través de los procesos de fisión nuclear; la producción de energía nuclear con fines de producción eléctrica es una fuente de energía no renovable. El periodo de utilización de una fuente radioactiva guarda relación con el tiempo en el que es posible extraer energía útil de los elementos radiactivos y el tiempo en que estos pierden su efecto radiactivo.



La energía desprendida en los procesos nucleares de fisión y fusión nuclear (esta última aún en investigación) se manifiesta en forma de partículas subatómicas en movimiento, las cuales al chocar y frenarse en la materia que las rodea o contiene producen energía térmica, que a su vez es aprovechada como fuente de energía en diversas aplicaciones como transporte (buques, submarinos, trenes, satélites, etc.) o producción de vapor de agua a altas presiones para generación de energía eléctrica.

La reacción en cadena controlada que se produce durante la fisión nuclear ha permitido la construcción de grandes centrales nucleares de producción de energía eléctrica, siendo el método mayormente desarrollado. La fusión nuclear necesita aun de más desarrollo debido a las características requeridas para obtener la energía necesaria para producirla, es decir que la energía para producir la fusión de dos átomos, tiene que ser menor a la energía producida por la fusión de esos átomos, además de obtener un espacio adecuado para confinar esa energía y que sea aprovechable y controlable.

La producción de energía eléctrica a través de la fisión nuclear requiere un continuo control de la reacción trayendo consigo grandes peligros si ésta no puede ser adecuadamente manejada (accidente nuclear). Se tiene además el problema de los desperdicios radiactivos, los cuales deben ser manejados con un alto criterio ambiental y ecológico por parte del país que implemente esta tecnología, creando primero conciencia y educando a su población y autoridades en el uso correcto de este tipo de energía y sus consecuencias.



Fuente: www.nuclearenergy.com

FIG. No. 5: ESQUEMATIZACIÓN DE UNA CENTRAL NUCLEAR

La vida útil de una planta nuclear es de 40 a 50 años, debido a las pérdidas de hermeticidad del contenedor del núcleo reactivo, por lo que será necesaria la construcción de plantas alternativas para albergar los elementos radiactivos de las plantas antiguas, incidiendo en costos extras para mantener operativa una planta. Por otra parte los elementos radiactivos poseen una larga vida de radiación, aun después de perder sus características de generación nuclear, por lo que los desperdicios nucleares deben ser manejados adecuadamente y confinados en sitios sin acceso a los seres vivos (flora y fauna).

1.2. Recursos Renovables Convencionales en el Ecuador

Los recursos energéticos están constituidos por todos los elementos existentes en la naturaleza que tienen la capacidad de producir energía. Se conocen como fuentes de energía convencionales a los recursos que tradicionalmente se han venido utilizando en el Ecuador, como el caso de los recursos hidráulicos, el carbón, la leña, el petróleo y el gas, de las cuales la única fuente renovable es la hidráulica.

Los recursos renovables tienen un reducido impacto sobre el ambiente, no producen desechos o contaminación (a excepción de la biomasa) como resultado de su uso; en cambio, los combustibles fósiles y el uranio contaminan el ambiente.

Se denomina energía renovable convencional a todas las energías que son de uso frecuente en el mundo o que son las fuentes más comunes para producir energía eléctrica. Por ejemplo, la fuerza del agua se utiliza como medio de producir energía mecánica, a través del movimiento de una turbina. En otras ocasiones, se utiliza la combustión del carbón, el petróleo o el gas natural, cuyo origen son los elementos fósiles (y no renovables), que sirve como combustible para calentar el agua y convertirlo en vapor y a su vez en movimiento. El agua por su ciclo de renovación en la naturaleza, pertenece al grupo de energía renovable convencional.

El desarrollo de las energías renovables ha progresado en los últimos años a nivel mundial, la energía eólica ha tenido un crecimiento generalizado en el mundo y de manera especial en el Ecuador, en donde se tiene el primer campo eólico en las Islas Galápagos (2,4 MW) y además ha concluido la construcción del segundo en la provincia de Loja (Villonaco, 16,5 MW). La tendencia se encamina a incentivar más la construcción de este tipo de alternativa energética para que aporte al sistema eléctrico ecuatoriano. La energía solar en base a celdas fotovoltaicas también ha tenido su auge, siendo España el mayor productor de este tipo de energía. En el Ecuador su introducción en el sistema eléctrico se encuentra principalmente en el área rural de sierra y oriente en donde el aporte a las comunidades alejadas de los centros de consumo ha sido de mucha ayuda para el desarrollo social de las mismas. Este grupo de fuentes de energía, por ser nuevas en su desarrollo, pertenecen al grupo de Energías Renovables No Convencionales, ERNC.

El Ecuador es un país que cuenta con un enorme potencial de fuentes renovables de energía que vaticinan un futuro promisorio en el dominio energético sustentable y en su desarrollo. Las fuentes renovables de energía implican tecnologías que incorporan varios factores positivos al desarrollo: ventajas medioambientales, creación de puestos de trabajo, uso de recursos locales, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, seguridad geo-estratégica, estabilidad energética, posibilidades de exportación, entre otras.

En el análisis de una economía energética, se deben seleccionar aquellas fuentes que sean productivas, que perjudiquen menos al ambiente y cuya aplicabilidad y usos sean los más adecuados. Los shocks petroleros de los años setenta y primeros años del siglo XXI, con la consecuente elevación de los precios de los combustibles fósiles, han determinado condiciones económicas que propician el desarrollo de las energías renovables. A ello se debe que desde los años ochenta, se ha acelerado el desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de recursos renovables a tal punto que el viento, el sol, la geotermia, la biomasa y las fuerzas mareométricas se vuelven cada vez más competitivas ante las fuentes convencionales de energía.

1.2.1 Recursos hídricos

La capacidad hídrica estimada en el Ecuador, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 16.500 m³/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71% y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del País. En las tablas No. 1 y 2 del Anexo 3.C, se puede observar la distribución del potencial hídrico en el Ecuador para las dos vertientes existentes, figura No. 6.

Si se mantiene la tendencia de variación de la demanda en el escenario medio, con una demanda creciente de grandes proyectos y cambio en la matriz industrial (aeropuertos, metro, tranvía, industrias químicas, refinería,



cocción con electricidad, abastecimiento a petroleras, y otras pequeñas industrias) se confirma la necesidad de contar con nueva capacidad de generación que se ubica en promedio en el orden de 300 MW por año para el periodo 2015 - 2018.

Si la demanda se desliza al escenario más crítico, por efectos de la reactivación económica del país y la implementación de los programas de intervención de la demanda y cargas especiales, los requerimientos de generación para el período 2013 - 2022 alcanzarían los 375 MW equivalentes adicionales por año.

Si a esto se suma la necesidad de contar con generación adicional debida al incremento de la demanda por cargas especiales (Refinería del Pacífico), gran industria y para el reemplazo de la generación térmica ineficiente que está por cumplir su período de vida útil, las necesidades de nueva capacidad de generación se ubican en un promedio anual de al menos 500 MW para el escenario de crecimiento medio.

Esto significa que para el período 2013 - 2022, considerando únicamente los requerimientos de potencia, el valor total de nueva capacidad en generación puede alcanzar hasta los 4.600 MW para la hipótesis y escenario más extremos.

Indudablemente que el aporte energético de nuevas centrales con energías convencionales eficientes como las hidroeléctricas es necesario; y, en tal sentido el MEER lleva adelante 8 proyectos considerados como emblemáticos, estos son: Coca Codo Sinclair (1500 MW, febrero 2016), Sopladora (487 MW, abril 2015), Toachi-Pilatón (253 MW, mayo 2015), Delsitanisagua (115 MW, diciembre 2015), Manduriacu (60 MW, noviembre 2014), Minas San Francisco (270 MW, enero 2016), Mazar-Dudas (21 MW, marzo 2014) y Quijos (50 MW, diciembre 2015) que sumados a los proyectos recientemente incorporados a operación comercial, Mazar (170 MW), Ocaña (26 MW), Villonaco (16,5 MW) y Baba (42 MW), y los próximos térmicos a iniciar su operación Guangopolo II (50 MW) y Termoesmeraldas (96 MW); entre otros públicos y privados; aportarán para suplir la demanda eléctrica actual y futura del país. En la Sección 2 se reseñaron los proyectos emblemáticos que al momento se encuentran en construcción y el avance de cada uno de ellos así como las fechas de su ingreso en operación en el sistema eléctrico ecuatoriano, se muestra también los nuevos proyectos necesarios debido a la demanda por cargas especiales.



FIG. No. 6: DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS EN EL ECUADOR



1.3. Recursos Renovables No Convencionales en Ecuador

El término Energías Renovables No Convencionales, ERNC se refiere a aquella forma de producir energía de manera poco común en el mundo y cuyo uso está aún limitado y no desarrollado tecnológicamente en su totalidad, debido principalmente a sus altos costos de inversión. Entre las energías no convencionales con mayor potencialidad para el País se tienen: la energía solar, la biomasa y la geotermia.

De acuerdo a las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano para el 2011, la composición energética renovable en el Ecuador está dividida en: hidráulica 46 %, biomasa 1,97%, eólica 0,03% y solar fotovoltaica 0,002%. Aún no se han desarrollado los demás tipos de energías renovables no convencionales, pero existen estudios y proyectos en: energía solar, geotérmica, biomasa y eólica.

A lo largo de este numeral se presentan resúmenes sobre la disponibilidad de estos recursos no convencionales en el Ecuador, algunos de los cuales se encuentran en desarrollo y otros que tienen un potencial desarrollo para su ejecución.

1.3.1 Recursos solares disponibles en el país

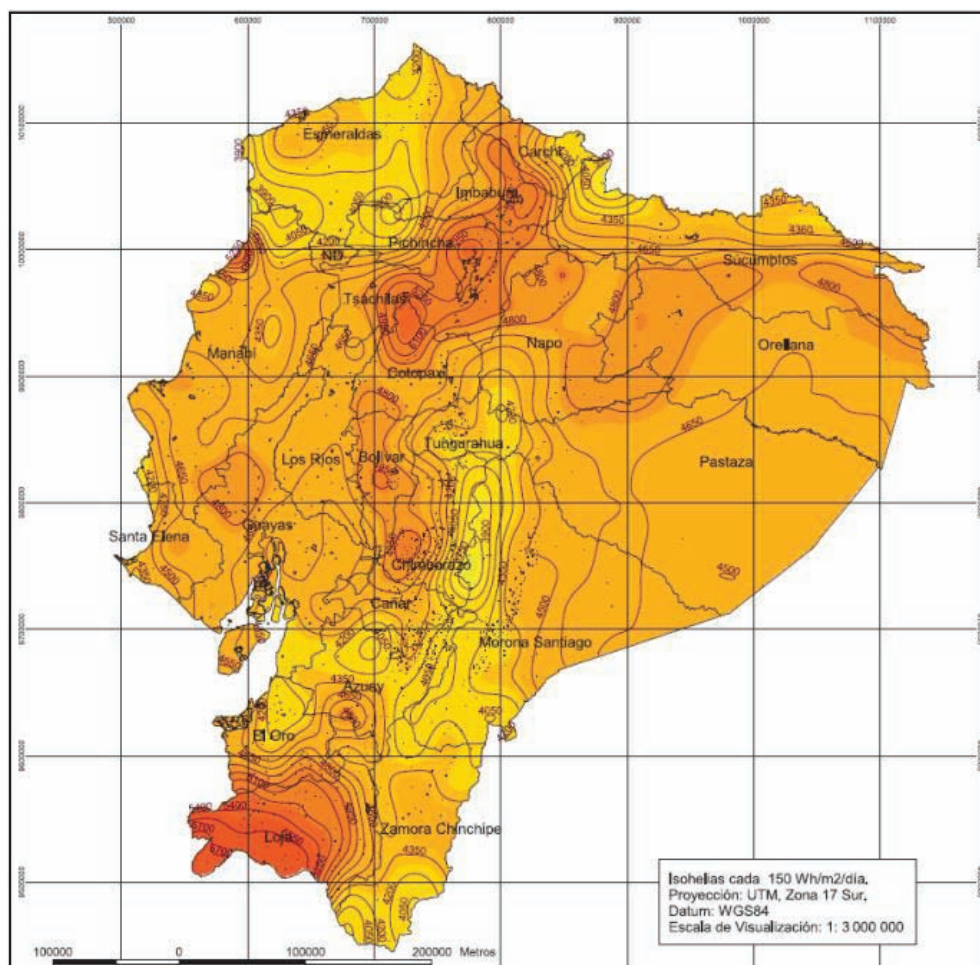
Dado que el País se encuentra en la línea ecuatorial, el potencial solar del Ecuador es muy importante, con niveles de insolación solar global promedio en el territorio ecuatoriano del orden de 4,575 kWh/m² - día o un promedio anual de 1.650 kWh/m² - año. El nivel de insolación diario se mantiene a lo largo de todo el año y la homogeneidad que se presenta en todo el territorio nacional lo hace un país en el cual se puede aprovechar de forma sostenible este recurso renovable. Los sitios que más radiación promedio tienen en el año son: Galápagos, Manabí (Pedernales), Sto. Domingo, Pichincha (Mindo, Nanegalito), Imbabura (Ibarra), Loja (Zapotillo, Celica, Macará) y Santa Elena (La Libertad). Esta información se la puede obtener del Atlas solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica - 2008 [7], figura No. 7.

El uso de este tipo de recurso traerá como principal beneficio al País la disminución en el consumo de combustibles fósiles para generación de electricidad, con la consecuente disminución de emisión de gases de efecto invernadero y de egresos por costos de importación de combustibles. Por otro lado, para el sistema eléctrico nacional, la ubicación apropiada de los proyectos solares fotovoltaicos o térmicos solares, permitirán mejorar la calidad y confiabilidad del sistema en aquellas zonas alejadas de los grandes centros de consumo, así como en las zonas urbanas (smart grids y generación distribuida).

El uso de la energía solar, no está limitado exclusivamente a la generación de energía eléctrica, pudiéndose en aquellos sitios con niveles de insolación adecuados establecer proyectos que satisfagan otras necesidades colectivas tales como: calefacción, refrigeración, cocinas, hornos, procesos industriales, agrícolas y a escala industrial o artesanal, principalmente en zonas que no poseen una infraestructura óptima de distribución eléctrica.

Actualmente el uso de celdas solares fotovoltaicas (PV) ha sido el que más se ha desarrollado en el Ecuador, debido principalmente a la asignación de recursos por parte del FERUM, estos sistemas han sido instalados en zonas del oriente ecuatoriano y principalmente en las provincias de Sucumbíos, Zamora Chinchipe y Loja. Ante el BID actualmente se gestiona un crédito no reembolsable con Fondos del GEF (Fondo Global para el medioambiente), el cual servirá para la inversión de las empresas de distribución en proyectos renovables y principalmente fotovoltaicos. "Luces para aprender" es un proyecto auspiciado por la Organización de Estados Iberoamericanos, OEI, que consiste en dotar de energía eléctrica a escuelas del país mediante sistemas fotovoltaicos, éstos se desarrollarán principalmente en el archipiélago de la isla Puná en el Golfo de Guayaquil y en la provincia amazónica de Pastaza.

Existen lugares en el sur del país especialmente en Macará provincia de Loja en donde se podrán desarrollar sistemas térmicos solares concentrados (CSP) para la generación de electricidad, ya que conforme a la información suministrada en [7], sería factible un proyecto de este tipo pues existen las condiciones de insolación constante y máximos térmicos muy aceptables.



Fuente: Atlas Solar del Ecuador. CONELEC 2009

FIG. No. 7: DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS SOLARES EN EL ECUADOR

1.3.2 Recursos eólicos actuales

En el Ecuador, las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial son ricas en vientos, debido principalmente a la presencia de la cordillera de Los Andes y la cercanía con el Océano Pacífico, por lo que se pueden encontrar zonas con un alto potencial eólico, que al momento se encuentran en fase de estudio. Los sitios que presentan condiciones óptimas para la instalación de aerogeneradores se encuentran en las crestas de montañas en el sector andino y en lugares cerca de las costas del Ecuador o fuera de ellas en el mar. En el oriente existen pocos estudios sobre potencial eólico aprovechable.

Se deben realizar actualizaciones de los estudios del potencial eólico, teniendo como base los estudios realizados por el INAMHI, mejorando los equipos y eligiendo sitios apropiados para la ubicación de equipos de medición a alturas adecuadas. El país cuenta ya con un atlas de energía eólica, publicado por el MEER en marzo de 2013, figura No. 8.

Las localidades con posible interés para generación de electricidad con energía eólica se presentan a continuación en la tabla No. 1.

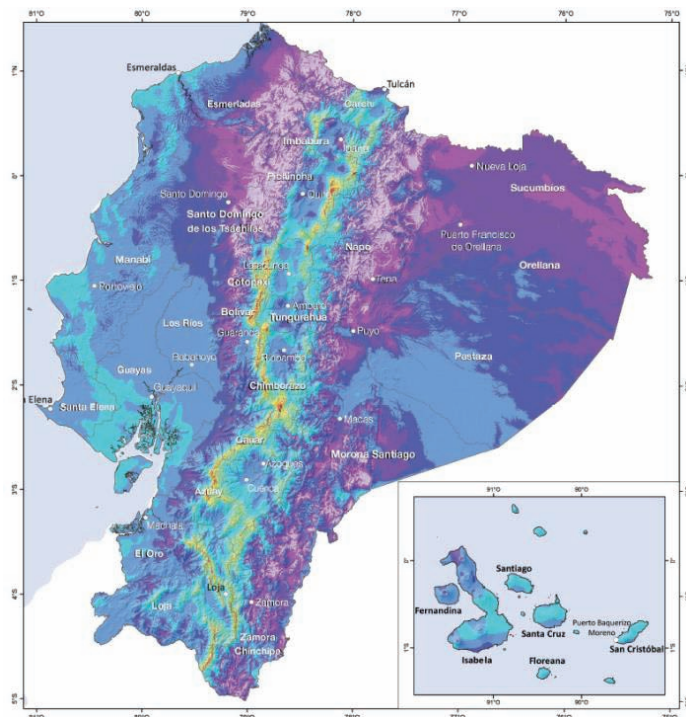
TABLA No. 1: RECURSOS EÓLICOS DISPONIBLES

| PROYECTO | PROVINCIA |
|---|--------------|
| El Angel | Carchi |
| Salinas | Imbabura |
| Machachi, Malchinguí, Páramo Grande | Pichincha |
| Minitrac, Tigua | Cotopaxi |
| Chimborazo, Tixán, Altar | Chimborazo |
| Salinas, Simiatug | Bolívar |
| Huascachaca | Azuay - Loja |
| Saraguro, El Tablón, Manú | Loja |
| Villonaco Fase 2, Membrillo, Las Chinchas | Loja |
| San Cristobal, Santa Cruz, Baltra | Galápagos |
| Ducal Wind Farm | Loja |
| García Moreno | Carchi |

De estas zonas se enumeran en la tabla No. 2 los proyectos que se encuentran en avanzado nivel de estudios, concesión, contrato y construcción, con la probabilidad de ser implementados en el corto plazo.

TABLA No. 2: ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS EÓLICOS

| PROYECTO | CAPACIDAD (MW) | ESTADO |
|--|----------------|---|
| Huascachaca | 50,0 | Estudios de factibilidad finalizados, Elecaastro S.A. |
| Villonaco Fase 2 Ducal - Membrillo) | 50,0 | En estudios, CELEC EP |
| Salinas | 15,0 | En estudios |
| García Moreno | 15,0 | En estudios, INP |
| Las Chinchas | 10,5 | En estudios |
| Santa Cruz - Baltra | 3,0 | En construcción |
| Total | 143,5 | |



Fuente: Atlas Eólico del Ecuador. MEER 2013.

FIG. No. 8: DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS EÓLICOS EN EL ECUADOR

La concreción de cada uno de estos proyectos estará dada por el interés y el incentivo que reciba cada uno de ellos en lo referente a la inversión y criterio para mejorar la matriz energética del Ecuador y también en lo que se refiere a mejorar la generación distribuida en el sistema eléctrico.

1.3.3 Recursos de biomasa por crearse

La generación a través de biomasa en el Ecuador se ha desarrollado principalmente mediante el aprovechamiento del bagazo de caña en los grandes ingenios azucareros y gracias a los proyectos impulsados por el MEER para la elaboración de biocombustibles y construcción de biodigestores. El bagazo de caña ha sido utilizado como combustible para producir energía eléctrica, que es aportada al S.N.I., por parte de los ingenios azucareros del sector privado Ecoelectric, San Carlos y E cud os. Actualmente esta se constituye como la principal aplicación de bioenergía en el Ecuador con 101 MW instalados.

La utilización de los residuos sólidos de las grandes ciudades, puede realizarse a través de la instalación de plantas de tratamiento de basura que incluyan centrales de generación de energía eléctrica. Este tipo de instalaciones basadas en un sistema denominado termólisis aún no ha sido desarrollado a nivel nacional; sin embargo, una empresa española concluyó los estudios de factibilidad de un proyecto al cual el CONELEC otorgó el Permiso respectivo para la construcción de una planta generadora (10,7 MW) en la ciudad de Chone bajo el auspicio del Municipio de esa ciudad.

De igual manera, en la ciudad de Cuenca, la Empresa Pública Municipal de Aseo de Cuenca, EMAC EP, en el Relleno de Pichacay, ubicado a 13 km al sur de la ciudad, procesará 638 m³/h de biogás producido por la basura recolectada en este relleno sanitario, cantidad que iría creciendo conforme los desechos de la ciudad y la capacidad del relleno se incrementen durante su vida útil. La energía eléctrica será producida por dos generadores de combustión interna a biogás (gas metano), para una potencia estimada de 2 MW. La energía generada servirá para autoabastecimiento y los excedentes serán colocados en la red a 22 kV propiedad de la Empresa Eléctrica



Regional Centro Sur C.A.

Se ha dado inicio a un programa de promoción por parte de las entidades gubernamentales relacionadas al agro, a través del cual se fomenta la producción de biogás, mediante la construcción de biodigestores que aprovechen los desechos animales en las zonas de producción ganadera o agrícola. Lo que se pretende es obtener el combustible requerido para su utilización en motores para bombeo, calefacción e iluminación en los sitios en donde se produzca este biocombustible.

Al momento el MEER se encuentra desarrollando importantes proyectos para aprovechamiento de la biomasa. Uno de ellos consiste en la construcción de biodigestores a nivel nacional para el aprovechamiento de residuos sólidos de origen agrícola y urbano. Actualmente a través de este proyecto se cuenta con dos biodigestores, uno en el Jardín Botánico de Quito y otro en el Camal Metropolitano. Adicionalmente se lleva a cabo proyectos en instituciones en donde se instalarán biodigestores educativos-demostrativos mediante la firma de convenios conjuntos, impulsando así a agricultores, ganaderos e industriales a optar por esta alternativa energética y ampliar la escala de su utilización. Otro proyecto que se lleva a cabo consiste en la contratación de los estudios de consultoría de factibilidad para la elaboración de biocombustible a partir del aceite de palma en Galápagos mediante la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos” que busca sustituir el uso del diesel por biodiesel en las islas. Se puede también mencionar que se encuentra en marcha el plan piloto de producción de aceite de piñón para la generación eléctrica en Galápagos, con el apoyo del gobierno de Alemania. Este proyecto prevé la producción de la planta y extracción del aceite en las provincias de Manabí y Santa Elena y la generación eléctrica en la Isla Floreana [8].

Se han dado así los primeros pasos hacia una autonomía energética, mediante la incorporación de proyectos de energía renovable. El crecimiento en cuanto a información abrirá los caminos para que cada vez más personas en el país tengan acceso a fuentes de energía en base a biomasa. El objetivo es propiciar que ganaderos, agricultores e industriales, opten por esta alternativa, la cual además de ser limpia, provee de economía y ahorro en los procesos a los que va encaminado el uso energético de sus actividades. La puesta en marcha de proyectos piloto permitirá conocer los posibles mercados para el uso de biocombustibles, pero de igual forma es necesario incentivar y formalizar la investigación científica, a fin de explotar el verdadero potencial de desarrollo de los cultivos en el país de manera sustentable para el ecosistema y para la economía agrícola del Ecuador.

Al momento ciertas aerolíneas en Sudamérica han utilizado ya biocombustibles para realizar viajes, como proyectos piloto; y, la Agencia Internacional de Transporte Aéreo, IATA, tiene como meta que el 5% de los vuelos sean operados con biocombustibles de segunda generación para el año 2020 [9]. He aquí una buena iniciativa para promover el uso de dichos combustibles alternos dentro del Ecuador, tanto para el transporte terrestre, con planes piloto de vehículos híbridos (mezcla combustible-biodiesel) o para vuelos locales en ciertas rutas con alta sensibilidad ecológica.

Otro proyecto piloto que se inició en el 2011 es el denominado Ecopaís, en la ciudad de Guayaquil el cual consiste en comercializar un combustible mezcla de 95% gasolina y 5% etanol, el plan tendrá una evaluación de dos años antes de extenderlo a todo el Ecuador.

1.3.4 Recursos geotérmicos

En el Ecuador existe gran potencial geotérmico, CELEC EP se encuentra desarrollando al momento los estudios de prefactibilidad inicial para la evaluación del potencial geotérmico en las áreas de Tufiño, Chacana, Chachimbaro y Chalupas, de cuyo resultado se obtendrán los modelos conceptuales de posibles yacimientos [10].

Existen en el país cadenas volcánicas que establecen un potencial aprovechable energéticamente, dando la etiqueta a Ecuador de uno de los mejores países del mundo para la exploración de energía geotérmica, según se reportan en estudios realizados por la CEPAL y la OLADE, que; entre otras cosas señalan que: “*Las aplicaciones eléctricas, así como los usos directos del calor geotérmico podrían jugar un papel trascendente en las políticas de desarrollo sustentable de áreas rurales....*”. [11]



Resulta así de suma importancia la explotación de recursos geotérmicos en el Ecuador, como parte del cambio en la matriz energética del país y el uso de nuevas tecnologías mediante el aprovechamiento de la modalidad de incentivo de proyectos MDL hacia proyectos de energías renovables.

La cantidad de energía que deben cubrir las fuentes renovables se basa en la capacidad y seguridad que se garantice de las mismas con un aprovechamiento sustentable y costos sociales accesibles. La geotermia es entonces una fuente que ofrece buenas condiciones técnicas, económicas y ambientales para el cumplimiento de este propósito.

Los incentivos hacia la exploración y estudios que ha implementado el Gobierno Nacional para el desarrollo de este tipo de tecnología en el país, cambiará el horizonte energético del Ecuador, al tener fuentes energéticas con un alto factor de productividad, según lo demuestran los estudios que lleva adelante la CELEC EP. Los recursos han estado allí desde siempre y sus estudios preliminares han sido desarrollados hace más de 30 años por el INECEL y retomados ahora por las políticas energéticas del MEER a través de CELEC EP.

Se deberá continuar con los estudios de los demás proyectos existentes en el país y determinar así sobre cuáles de ellos poner más énfasis para desarrollar esta alternativa de generación de energía eléctrica.

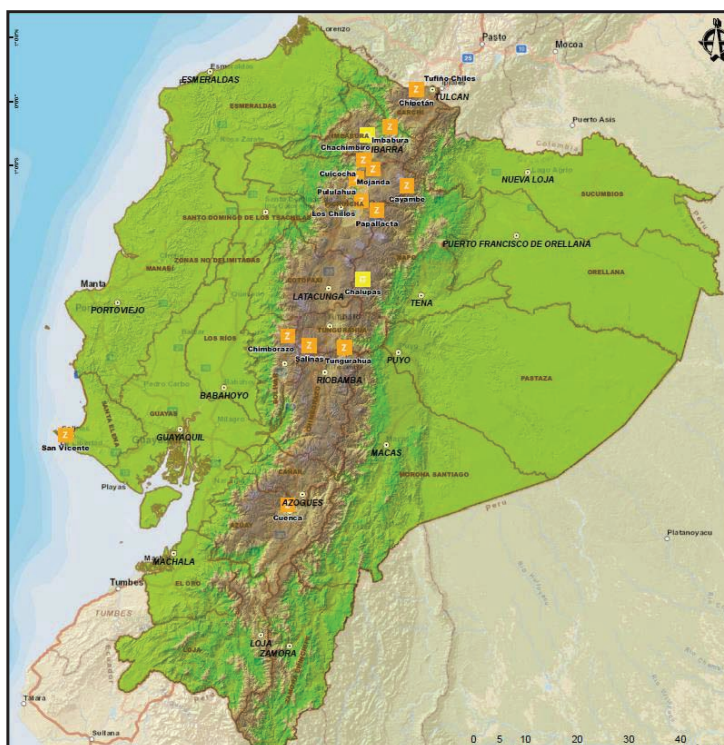


FIG. No. 9: DISTRIBUCIÓN DE FUENTES DE GEOTÉRMIA EN EL ECUADOR

1.3.5 Energía del mar

Este tipo de tecnología aún no se ha desarrollado en el país, la información existente se basa en las experiencias de la central de Francia en el río Rance; bajo un modelo similar, las posibilidades de verificar la capacidad técnica de generación eléctrica en la unión del río Guayas con el mar en el Golfo de Guayaquil, causaría una gran expectativa, pudiendo crear trabajos investigativos en ese aspecto y según los resultados obtenidos, iniciar con las demás etapas de aprovechamiento energético del río Guayas con fines de generación hidroeléctrica basados en la energía del mar.

En cuanto a este tipo de tecnología a nivel mundial existen únicamente prototipos, y se encuentra aún en inves-



tigación y desarrollo de elementos comunes para unificar las diferentes tendencias de conversión mecánica de la energía de las olas y del mar. El propósito es fomentar también en el país la investigación académica en los posibles sitios en donde se podría desarrollar esta tecnología con la construcción de pequeñas represas que aprovechan las mareas. Se tendrá que avanzar mucho antes de contar con un proyecto de este tipo en el Ecuador.

1.4. Recursos No Renovables en el Ecuador

La tendencia mundial de consumo energético ha sido también la trayectoria preferente de las políticas energéticas en el Ecuador, políticas que han permitido una predominante utilización de los combustibles fósiles y derivados de petróleo como fuente principal de energía primaria, con apenas una ínfima integración de fuentes renovables convencionales y no convencionales en los últimos años.

El eje fundamental de la oferta energética a nivel mundial en los próximos años se sustentará en el petróleo y el gas, un lapso en el que lamentablemente las reservas en el Ecuador estarán disminuyendo por su condición de recurso no renovable. Dependiendo de la tasa de extracción de petróleo y de las tecnologías que se utilicen, la disminución en las reservas de recursos de origen fósil podría ser acelerada o dilatada en el tiempo. Estos indicadores invitan a una reflexión oportuna y a prepararse para una transición evidente hacia una economía post-petrolera.

La tarea entonces no es simplemente ampliar la producción petrolera, sino optimizar su extracción y procesamiento sin ocasionar graves daños ambientales y sociales. Por ello, dentro del cambio de la Matriz Energética de la Agenda Sectorial y del Plan Nacional para el Buen Vivir, se encuentra la optimización del uso de los recursos mediante la construcción de la Refinería del Pacífico, a través de la cual se logrará el objetivo de optimizar el aprovechamiento de tan limitado recurso energético, produciendo en territorio nacional combustibles para abastecer el consumo interno y permitiendo un ahorro de millones de dólares actualmente gastados en importación de derivados.

Actualmente el abastecimiento de electricidad del país depende en gran medida del uso de derivados de petróleo en centrales térmicas, que en muchos de los casos se encuentran en un estado de obsolescencia. Esto ha significado que más del 80% de la matriz energética esté constituida por el consumo de energía proveniente del petróleo (generación eléctrica y transporte de vehículos). Dentro de la matriz eléctrica para el año 2011 se registra que el 41,8% de la energía fue generada en centrales térmicas que utilizaban combustibles fósiles, mientras que las energías renovables no convencionales representan tan solo el 1,3% [25].

El haber apostado en el pasado al petróleo como principal fuente de energía primaria no le ha permitido al Ecuador diversificar su matriz energética ni planificar el aprovechamiento de otras fuentes de energía para generación de electricidad y usos en transporte.

1.4.1 Combustibles líquidos

En el Ecuador, la producción de combustibles líquidos está a cargo de las refinerías de Petroecuador EP y Petroamazonas EP, que producen e importan combustibles, derivados y aditivos para la comercialización de gasolinas, diesel y nafta de avión para el consumo nacional.

El diesel para generación termoeléctrica mantiene precios subsidiados, dando una imagen distorsionada de los precios finales de la energía generada.

1.4.2 Gas natural

Otra manera de producir electricidad a un precio económicamente y ambientalmente razonable es mediante el aprovechamiento del Gas Natural. En el Ecuador existen dos centros de producción de gas: en el oriente se produce gas asociado y en la región costa, en el campo Amistad, se obtiene gas natural libre. Las reservas de gas asociado del oriente, se estiman en 700 mil millones de pies cúbicos (20 mil millones de metros cúbicos).



En el Campo Amistad, desde el inicio de su operación en el año 2002, la producción de gas ha sido de uso exclusivo para producción de electricidad en la Central Térmica ubicada en Bajo Alto (Machala Power 2002-2011). A mediados del año 2011 los activos de la empresa Machala Power pasaron a formar parte de CELEC EP, con lo que se conformó la nueva Unidad de Negocio Termogas Machala. Adicionalmente se nacionalizó la explotación, extracción y producción del gas natural del bloque 3 del Campo Amistad, en el Golfo de Guayaquil.

En Bajo Alto, provincia de El Oro, actualmente se encuentran operando con gas natural del Campo Amistad: 130 MW en dos turbinas de 65 MW cada una (ex-Machala Power); y, 120 MW en seis turbinas reubicadas desde su posición original en Pascuales en donde originalmente operaron con diésel; para un total de 250 MW de potencia instalada y disponible para operación con gas natural.

Para el año 2013 se tiene previsto el traslado de una séptima turbina de 20 MW desde su actual posición en la Central Miraflores en Manta y adicionalmente CELEC EP se encuentra licitando una tercera turbina a gas de 70 MW y una turbina a vapor de 100 MW que permitirá cerrar un ciclo combinado. En términos generales el complejo térmico en la localidad de Bajo Alto a cargo de la Unidad de Negocio Termogas Machala contará con una potencia instalada de 440 MW de los cuales 300 MW corresponderán a una configuración en ciclo combinado y 140 MW en 7 unidades de 20 MW cada una, operando en ciclo abierto.

La ubicación geográfica del Campo Amistad, cercano a la ciudad de Guayaquil, establece la posibilidad de implementar su utilización en el sector industrial, comercial y para fines de generación termoeléctrica ubicada en esta área. Debido que actualmente existe una alta concentración de unidades térmicas que utilizan combustibles líquidos como diesel, nafta y fuel oil en la zona de Guayaquil, siendo unidades térmicas cuya producción es utilizada para mantener la seguridad y confiabilidad en la operación del S.N.I., existe un proyecto impulsado por CELEC EP para convertir a estas unidades de la zona de Guayaquil en generación dual, aprovechando el gas del golfo.

El mercado local de gas ha crecido constantemente en la medida en que la industria y que las compañías generadoras han llegado a apreciar las ventajas de este energético respecto de las alternativas de combustible fósil líquido. En respuesta a este requerimiento, Petrocomercial EP está desarrollando un estudio para la construcción de un gasoducto que conectaría la producción de gas del golfo con los potenciales clientes del área de Guayaquil.

1.4.3 Coque

La Refinería del Pacífico fue constituida como Compañía de Economía Mixta en el año 2008 con una participación del 51% de las acciones para el Ecuador y el 49% restante de Venezuela; es el primer complejo refinador y petroquímico ecuatoriano, que refinará 300.000 barriles al día aprovechando la totalidad del petróleo nacional. En la figura No. 10 se puede observar el avance que tenía la obra hasta mediados del año 2012.

En el complejo de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP - CEM, fue concebida inicialmente la incorporación de generación térmica que utilice el coque de petróleo (petcoke). La planta de refinación producirá aproximadamente 5.325 Ton/día lo que podría operar una potencia de hasta 618 MW. La demanda de electricidad de la refinería es de 370 MW, a lo que se adiciona el consumo de sus campamentos (5 MW) y algunos poblados aledaños. El presente Plan considera el abastecimiento de la refinería desde el S.N.I.





Fuente: Refinería del Pacífico Eloy Alfaro CEM - PDVSA Ecuador

FIG. No. 10: AVANCE DE LA RDP MEDIADOS DE 2012



1.1. Introducción

Un país que planifica su futuro debe establecer políticas consensuadas entre los diversos actores energéticos del Estado y ejecutarlas a través de planes estratégicos de mediano y largo plazo que excedan a los gobiernos de turno. Dichos planes, actualmente se encuentran enmarcados dentro de las estrategias propuestas en el Plan Nacional Para el Buen Vivir 2009 - 2013 [12].

La planificación de la Matriz Energética es clave para el desarrollo económico de un país porque permite mejorar la calidad de vida de sus habitantes. El objetivo es elaborar un plan integral para el sistema energético observando las políticas y estrategias para el cambio de la Matriz Energética del Ecuador [1] y la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico [2] proyectando bases para un Ecuador post-petrolero.

La planificación de la generación se basa en la proyección de la demanda futura, en Ecuador se modelan escenarios conforme a datos históricos y programas de proyección estadística, surgiendo múltiples variables que incorporan modelos con incertidumbres. Con sentido práctico, se toman en cuenta los escenarios más reales y probables para su análisis (opciones reales). La demanda proyectada, la infraestructura de la nueva generación y la existente, presentan un dilema debido a que parte de la información utilizada en la proyección de demanda y de estimación de las capacidades de generación nueva se correlaciona con variables probabilísticas como crecimiento económico del país, crecimiento poblacional, caudales de centrales hidráulicas, costos de los combustibles y variables determinísticas como: pérdidas de energía, políticas de eficiencia energética y nuevos proyectos de gran consumo energético.

Debido al comportamiento de las variables, existe la probabilidad de que los valores de demanda futura estimada y las de capacidad de generación proyectada no coincidan, sin embargo se debe asegurar que se mantengan con una tendencia similar de crecimiento de tal forma de conservar un adecuado nivel de reserva. Las estimaciones se las realiza en el ámbito del planeamiento de largo plazo, de tal forma que si el sistema muestra un comportamiento diferente al proyectado, pueden ser realizados ajustes a través de la planificación a corto y mediano plazo. De esta manera se evitan sobredimensionamientos innecesarios en el plan de expansión de largo plazo que den origen a un incremento de costos en el futuro.

Uno de los principios a considerar es la diversificación de las fuentes de generación, mediante el uso apropiado de fuentes renovables y fuentes renovables no convencionales. La poca diversificación en el abastecimiento así como la concentración de fuentes de energía en ciertas tecnologías y vertientes hídricas, han restringido la capacidad de respuesta del parque generador, volviéndose un sistema con acción limitada.

Las necesidades eléctricas del Ecuador actualmente y en el mediano plazo serán cubiertas en un porcentaje representativo por centrales termoeléctricas, hasta que se concreten los proyectos hidroeléctricos que se encuentran en desarrollo y que cambiarán la composición de la matriz energética del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El resultado de la estimación económica de un plan de expansión de generación entrega información valiosa que permite orientar las inversiones que se realizan en un país. Los riesgos asociados dan la perspectiva sobre el

camino a seguir y las metas a cumplir, para ello el CONELEC, como ente regulador y de control, deberá realizar la supervisión del cumplimiento de los cronogramas de nuevas inversiones en generación, dando las indicaciones adecuadas ante variaciones negativas y proponiendo medidas en el corto plazo para evitar inconvenientes energéticos que afecten al país.

Proyectos calificados como emblemáticos están siendo desarrollados por el Estado, bajo la coordinación del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, la gestión del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, la ejecución de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y la supervisión y control del CONELEC. Utilizando herramientas de planificación y optimización técnico económica, con las cuales cuenta el CONELEC, se ha realizado la inclusión y modelación de estos proyectos considerando diversos escenarios de crecimiento de la demanda. Los resultados obtenidos incluyen proyectos complementarios que permiten mantener la seguridad y firmeza energética del Ecuador dentro del periodo de planificación considerado (10 años).

1.2. Metodología y Criterios para la Planificación de la Expansión de la Generación

La planificación de la expansión de la generación es tratada como un problema de optimización para encontrar la estrategia óptima en la hoja de ruta de inversión y construcción de nuevas fuentes de generación, a la vez que se satisfacen las restricciones técnicas y económicas del problema de Despacho Económico Hidrotérmico y de la demanda proyectada futura para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (límites de embalses, disponibilidad de generación y costos variables). En la actualidad debido al cambio producido en la estructura del mercado eléctrico ecuatoriano en base a una estructuración vertical con mayoritaria participación del Estado, la prioridad no está en el beneficio financiero de una inversión, lo primordial es el beneficio social, la capacidad de autoabastecimiento y la soberanía energética.

Se han considerado fuentes renovables no convencionales sobre la base de los incentivos establecidos para la promoción de su inversión en el contexto de la diversificación de la matriz energética.

El propósito de la planificación es proveer de una herramienta de decisión que permita la toma de decisiones en la ejecución de proyectos de generación eléctrica futura. El análisis se centra en determinar “opciones reales” en contextos probables de ocurrencia, lo que significa insertar al análisis incertidumbres que podrían provocar no siempre que un escenario óptimo financieramente sea el más adecuado.

El marco legal vigente en el Ecuador establece que la Planificación de la Expansión del sistema eléctrico ecuatoriano le corresponde al CONELEC, el cual elaborará el Plan Maestro de Electrificación con un horizonte de 10 años (LRSE artículos 5a y 13b).

El plan de expansión se enmarca dentro de tres horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo, en los cuales se realizarán diferentes acciones y gestiones para cumplir con el objetivo de garantizar un abastecimiento óptimo de la demanda eléctrica nacional a través del cumplimiento estricto en la construcción de la infraestructura planificada.

El proceso de planificación requiere de procedimientos y metodologías homologadas para recabar la información requerida, entregando responsabilidades a los agentes y empresas que gestionan proyectos de generación. Adicionalmente la planificación requiere del planteamiento de propuestas metodológicas estandarizadas a nivel mundial y de herramientas computacionales y recursos humanos suficientes y capaces.

La herramienta computacional utilizada para obtener resultados óptimos en la planificación de la infraestructura a implementarse en el parque generador, se fundamenta en una metodología basada en la Programación Dinámica



Dual Estocástica (SDDP por sus siglas en inglés). Para su utilización se requiere del ingreso de valores estadísticos de demanda proyectada, recursos de generación disponibles (inventario, cronograma de construcción, precios y tecnología para los proyectos futuros) y generadores existentes (planes de mantenimiento). La herramienta tiene como función objetivo la minimización de los costos de infraestructura en generación. Con los resultados se obtienen posibles escenarios de expansión de mínimo costo, resultado de varias condiciones operativas del sistema (hidrología, precios de combustibles a nivel internacional, recursos de generación existentes, fallas de unidades en operación y retraso en los cronogramas de ejecución de obras).

Los resultados de la modelación de la expansión brindan a los entes de control y ejecución herramientas para tomar las decisiones adecuadas en cuanto a prioridad de inversiones futuras y visión acerca de los posibles déficits energéticos. Se genera información referencial para mantener el equilibrio en materia energética, así como también se establece un cronograma para la búsqueda del financiamiento y recursos necesarios para la ejecución del plan de expansión de acuerdo a las políticas de Estado.

Dentro de los criterios adoptados para la planificación de la expansión se considera la seguridad, que determina la necesidad de mantener un límite en la reserva tanto de potencia como de energía dentro del sistema eléctrico.

Aquellos proyectos de generación que cuentan con Contratos de Concesión o Permiso y aquellos que se encuentran en fase de estudios de factibilidad, también han sido considerados en el proceso de planificación. Esto significa contar con proyectos en un estado avanzado y con alta probabilidad de que su ejecución sea efectiva en el mediano plazo.

Dos factores fijos son utilizados dentro del proceso de planeamiento energético: el costo de la energía no suministrada y la tasa de descuento, valores que se estiman en 1.533 USD/MWh y 12% anual, respectivamente.

Con la información necesaria para su ingreso al modelo matemático de optimización (Software OPTGEN), se sigue un procedimiento a través del cual se encontrará un conjunto de soluciones de expansión (escenarios), mismas que formarán parte del plan de expansión, sujeto a restricciones e incertidumbres tecnológicas e hidrológicas. Estas soluciones permitirán tomar la decisión de elegir el plan más idóneo y adoptarlo como un plan referencial para el largo plazo, debiendo ajustarse y corregirse en la planificación de corto plazo, reduciendo los riesgos asociados a las incertidumbres establecidas en el proceso de optimización.

1.2.1 Proceso de planificación en el Ecuador

El proceso de planificación de expansión de la generación en el Ecuador, se basa en la elaboración de escenarios que satisfagan las necesidades de energía proyectadas a través de una línea base de proyección de la demanda en el horizonte de tiempo considerado (2013 - 2022). En este sentido, el primer dato requerido es la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica en el Ecuador, esta información debe incluir diversas hipótesis de crecimiento en función de las políticas emitidas por el MEER para el sector eléctrico y escenarios de crecimiento menor, mayor y promedio para cada una de dichas hipótesis.

Entre los aspectos considerados en la proyección de la demanda están los descritos en la tabla No. 1.



TABLA No. 1: HIPÓTESIS CONSIDERADAS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA (ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO)

| Hipótesis de Proyección | Año | Consideraciones / Sector | Proyección de la MATRIZ ENERGÉTICA | Potencia media requerida (MW) | Crecimiento Anual Promedio (%) |
|-------------------------|--------------------|------------------------------|---|-------------------------------|--------------------------------|
| Hipótesis 1 | 2013 - 2022 | LÍNEA BASE DE PROYECCIÓN | Datos estadísticos, ajustes y proyección | | 3,8 |
| Hipótesis 2 | 2016 | MINERÍA | Río Blanco, Quimsacocha, Mirador, Fruta del Norte | 115 | 5,0 |
| Hipótesis 2 | 2016 | TRANSPORTE | Metro Quito, Tranvía Cuenca, Vehículos Eléctricos | 114 | 5,0 |
| Hipótesis 3 | 2016 | INDUST. ACERO & CEMENTO | Industrias de Acero y Cemento Nacionales | 180 | 7,7 |
| Hipótesis 4 | 2016 | REFINERÍA & PETROQUÍMICA | Refinería del Pacífico, Industria Petroquímica | 370 | 5,8 |
| Hipótesis 4 | 2017 | MATRIZ ENERGÉTICA PRODUCTIVA | Cambio en la producción del país | 100 | 5,8 |
| Hipótesis 5 | 2015 - 2017 - 2022 | COCCIÓN CON ELECTRICIDAD | Cambio de cocinas de GLP a cocinas de inducción | 105 - 982 - 1.312 | 8,4 |
| Hipótesis 5 | 2012 - 2022 | EFICIENCIA ENERGÉTICA | Refrigeradoras, focos ahorradores, AA, calefones | -100 | 8,4 |

El ingreso de la demanda proyectada en el software OPTGEN - SDDP, se realiza mediante un procesamiento previo de normalización del cual se obtienen bloques de demanda que configuran una curva de duración horaria de potencia del sistema.

Otra información necesaria es la correspondiente al Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación Eléctrica [13]. En este inventario deben constar con suficiente detalle, las características técnicas, financieras y de inversión, ambientales e hidrológicas de todas las posibles fuentes de energía, así como los cronogramas y fechas de ingreso de dichos recursos al sistema eléctrico; se debe diferenciar entre fuentes renovables convencionales, renovables no convencionales o fuentes no renovables.

La información de cada proyecto de generación del inventario, permitirá que en el desarrollo de la optimización, con el software OPTGEN - SDDP, se procesen valores de plazos, potencia, hidrología, precios de combustible, con los cuales se realizarán los cálculos para obtener la mejor solución al mínimo costo de infraestructura y operación de generación.

A más de los datos ya indicados, otras variables de ingreso para el proceso son requeridas y corresponden a programas de mantenimiento de generadores existentes lo que permite establecer las fechas en las cuales no se podrá contar con la potencia de aquellas fuentes en mantenimiento programado. Adicionalmente se ingresan índices de fallas de cada generador existente en el parque hidrotérmico del país.

Para la generación hidroeléctrica se consideran los datos de hidrología histórica, volúmenes, límites de embalses existentes, límites operativos por unidad y restricciones operativas, mientras que para las unidades térmicas se toman en cuenta los precios de combustibles a nivel internacional y tecnología de generación a utilizarse.

Con los datos de ingreso contrastados y verificados, se inicia el proceso de optimización de la generación mediante el uso de la herramienta OPTGEN - SDDP. Una vez obtenidos los resultados de la simulación se generan alternativas para el plan de expansión en las que se establecen estimaciones de costos y fechas de ingreso de proyectos de generación que permiten cubrir la proyección de la demanda considerada. Estos resultados representan un conjunto de escenarios probables, los cuales, bajo el criterio técnico del planificador y aplicando criterios de incertidumbres estratégicas y opciones reales, serán analizados con la finalidad de elegir un escenario Base que establecerá la hoja de ruta para la inversión en infraestructura de generación y consecuentemente de transmisión.



1.3. Modelamiento del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

1.3.1 Datos requeridos

Para la modelación del sistema ecuatoriano en el software OPTGEN - SDDP se necesita información del estado actual de su sistema eléctrico, dentro de estas variables de ingreso se pueden citar las siguientes: estadística de fallas y mantenimientos de unidades existentes en el sistema, proyección de la demanda, características del parque hidrotérmico existente y futuro, costos de inversión por tecnologías para los proyectos existentes y futuros, tiempos y cronogramas de construcción de los proyectos e hidrología.

La estadística de los mantenimientos efectuados en el parque hidrotérmico del Ecuador será ingresada como dato dentro del programa de optimización. Los datos solicitados a cada agente del MEM son: tasas de mantenimientos e indisponibilidades, tasas de salidas forzadas y tasas de salidas compuestas (considera la falla más el mantenimiento programado), estadística de mantenimientos programados, fallas y mantenimientos mayores. Es obligación del agente la entrega de todos los datos solicitados para la elaboración de la planificación del sector eléctrico conforme lo establece la LRSE y el Mandato Constituyente No. 15.

La información solicitada a los agentes que planifican la construcción de centrales de generación (CELEC EP, MEER, Privadas) se refiere a: índices financieros de los proyectos, cuantificación de recursos energéticos, tipo de fuente energética (renovables y no renovables), año de inicio de operación, tiempo de vida útil declarada, tiempo de concesión, potencia, energía, niveles de generación mínima y máxima, combustibles, tipos de embalses, volúmenes máximos y mínimos, caudales, hidrología histórica, etc. Estos datos obviamente se disponen con exactitud en proyectos en construcción y en proyectos en estado de factibilidad o de diseño de licitación, razón por la que estos proyectos son considerados como opciones más reales.

Cada dato de referencia utilizado en el modelamiento del sistema eléctrico del Ecuador, es solicitado aplicando los Reglamentos y Procedimientos existentes en la normativa ecuatoriana y son entregados por parte de los agentes del sector y entidades públicas vinculadas con los proyectos a través de documentos y archivos sin un estándar ni formato de presentación, por lo que el planificador debe previamente a su ingreso al software de optimización, realizar un procesamiento para adaptar el formato a la base de datos patrón para la aplicación requerida.

1.3.1.1 *Proyectos considerados para la expansión*

Dentro del análisis de expansión de la generación, se considera como base del modelamiento del sistema eléctrico los proyectos actuales, aquellos que se encuentran en fase de diseño de licitación y los que están en construcción. Son considerados también los proyectos que están en estado de factibilidad y en proceso de Concesión por el CONELEC, los proyectos que están en períodos de pruebas operativas previo a su operación comercial y aquellos proyectos nombrados como emblemáticos por parte del MEER. Adicionalmente se consideran los proyectos calificados por la Regulación No. CONELEC-004/11.

En el Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica 2009 [13] se muestran los proyectos considerados como base para la modelación que junto con los proyectos candidatos son ingresados para su elección mediante la ejecución del modelo matemático del programa OPTGEN - SDDP.

1.3.1.2 *Disponibilidad de recursos energéticos*

El Ecuador posee un gran potencial energético, dividido en recursos renovables (principalmente) y no renovables. Entre los recursos renovables el país cuenta con un alto potencial hidroeléctrico que está dividido en dos vertientes hidrológicas, la del Pacífico (21%) y la del Amazonas (79%). Los proyectos que podrían desarrollarse en cada vertiente van desde los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como mini y micro centrales, hasta grandes proyectos con embalses de regulación. En el documento de inventario de proyectos [13] se encuentra una síntesis de las características individuales de cada uno de los proyectos hidroeléctricos y su ubicación en la respectiva



vertiente hidrográfica, los cuales son fuente principal de consulta para su análisis dentro de la planificación a largo plazo y forman parte de la base de datos con la que trabaja el software OPTGEN - SDDP.

En el documento en mención [13], constan también proyectos a ser desarrollados con energías renovables tales como la energía solar, que cuenta con el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica [7]; además proyectos cuyas fuentes de energía primaria son la energía eólica, la biomasa y fuentes geotérmicas.

En lo que se refiere a energías no renovables como gas, combustibles líquidos y coque, existen proyectos para el aprovechamiento del gas del Golfo de Guayaquil mediante el cambio en el combustible utilizado en ciertas centrales térmicas que actualmente utilizan combustibles fósiles líquidos. La potencia a ser operada con gas dependerá de la capacidad de producción del Campo Amistad y de las proyecciones de explotación que defina Petroecuador EP. Como proyecto en marcha se tiene la instalación de un ciclo combinado por parte de CELEC EP Termogas Machala que optimizará el uso del gas producido en el Campo Amistad.

La información de todos estos recursos energéticos descritos son parte de la base de datos del programa OPTGEN-SDDP y podrán ser considerados como candidatos para formar parte de la infraestructura en la modelación del sistema eléctrico de generación.

1.3.2 Estadística requerida

Toda la información suministrada corresponde a datos enviados por parte de los agentes del sistema nacional interconectado, información de generadores actuales y futuros, empresas de transmisión y distribución e instituciones públicas que coordinan la construcción de los grandes proyectos auspiciados por el Estado Ecuatoriano. Todos estos datos son procesados e ingresados conforme al formato establecido por el programa de planificación.

Para generación eléctrica la información tanto de infraestructura como de transacciones se encuentra almacenada en una base de datos del sistema informático SISDAT, en la cual consta información de características constructivas de cada planta y central, operativa, técnica, hidrológica, entre otras.

El planificador realiza todo el procesamiento de los datos solicitados, para integrar y formar matrices de datos en el formato requerido para los cálculos con el software de planificación.

1.3.2.1 Capacidad de generación instalada

Con corte a diciembre de 2012 se tiene instalada en el Ecuador la capacidad de generación que se muestra en la tabla No. 2.

TABLA No. 2: CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA AL 2012

| Sistema | Tipo Central | Potencia Nominal (MW) | Potencia Efectiva (MW) |
|-----------------------------|--------------|-----------------------|------------------------|
| S.N.I. | Hidráulica | 2.259,49 | 2.232,62 |
| | MCI | 858,63 | 789,75 |
| | Turbovapor | 547,30 | 536,40 |
| | Turbogas | 976,74 | 897,50 |
| Total S.N.I. | | 4.642,15 | 4.456,27 |
| No Incorporado | Eólica | 2,40 | 2,40 |
| | Fotovoltaica | 0,08 | 0,08 |
| | Hidráulica | 4,40 | 4,00 |
| | MCI | 690,88 | 512,55 |
| | Turbovapor | 12,24 | 11,24 |
| Total No Incorporado | | 812,25 | 606,67 |
| Total general | | 5.454,40 | 5.062,95 |



En la figura No. 1 se muestra la evolución de la capacidad instalada para la energía térmica e hidráulica hasta el 2012.

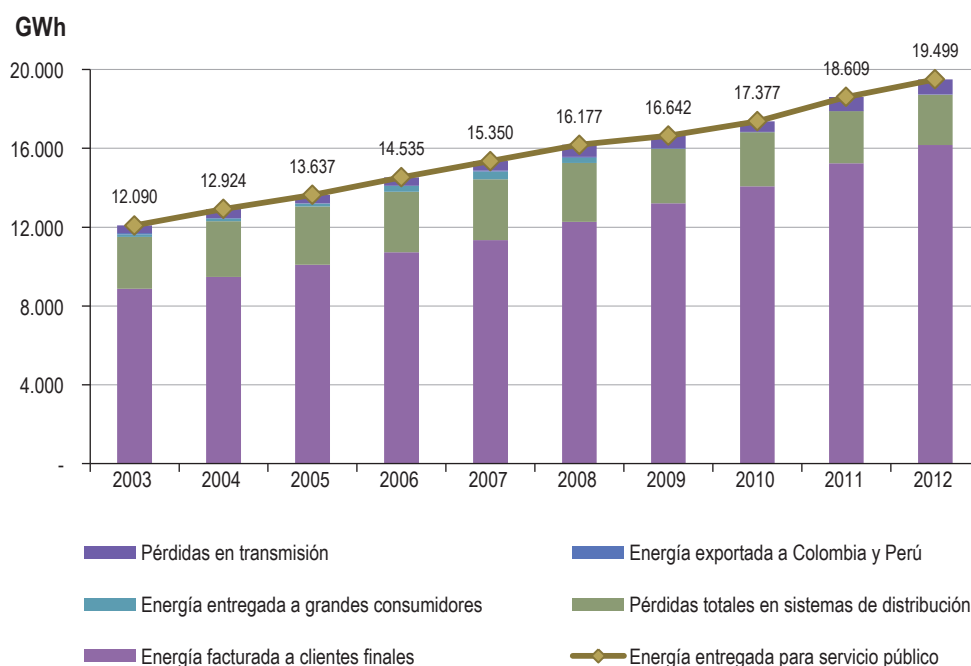


FIG. No. 1: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN HASTA EL 2012

1.3.2.2 Tecnologías

Dentro de la planificación de la expansión de la generación, se han introducido fuentes de Energía No Renovables Convencional, ERNC, dando las pautas y el camino efectivo hacia un cambio de la matriz energética en cuanto a las fuentes de producción de energía primaria.

Se ha priorizado la gran disponibilidad de recursos hídricos en el país, se consideran 12 proyectos hidroeléctricos en marcha por iniciativa estatal y 6 bajo la iniciativa privada, los mismos que aportarán con 4.600 MW de potencia nominal al país. Proyectos de energías limpias como geotérmica (Chachimbiro, Chalupas, Chacana y Tufiño-Chiles), eólica (Villonaco), fotovoltaica y biomasa.

1.3.2.3 Vertientes

En el Ecuador existen dos grandes vertientes con su periodicidad hidrológica definida; estas vertientes son: vertiente del Pacífico con lluvias entre los meses de enero a junio; y la vertiente Amazónica con lluvias en los meses de abril a septiembre y el estiaje para esta vertiente durante los meses de octubre a marzo.

Es bien marcada la coincidencia entre el inicio de las lluvias en la región Amazónica y la región Costa, aunque entre octubre y diciembre la ocurrencia de lluvias en las dos vertientes es baja, lo que provoca la disminución en los niveles y caudales de los ríos asociados, debido principalmente a los efectos del Fenómeno de El Niño.

La situación actual establece la existencia de una gran central por cada vertiente, la Central Marcel Laniado de Wind de CELEC EP - Hidronación con su embalse Daule Peripa de 6.000 Hm³ de capacidad y 213 MW de potencia nominal instalada en la vertiente del Pacífico, mientras que en la vertiente Amazónica se ubica el complejo Hidroeléctrico Paute, con el embalse de Mazar que alimenta a la central del mismo nombre y regula el caudal de ingreso al embalse de Amaluza que alimenta a la central Molino (1.100 MW). La capacidad del embalse de Mazar es de 420 Hm³ y su central genera 170 MW.



FIG. No. 2: VERTIENTES HIDROLÓGICAS EXISTENTES EN EL ECUADOR

Si bien el 21% de potencial hidroeléctrico del Ecuador se encuentran en la vertiente del Pacífico y el 79% en la vertiente Amazónica (figura No. 2), se debe realizar un análisis más exhaustivo para conformar un parque hidroeléctrico con complementariedad y eliminar los inconvenientes causados por estiajes pronunciados en cada una de las vertientes, dando firmeza y seguridad energética al sistema eléctrico.

El objetivo del Plan Maestro de Electrificación consiste en garantizar el abastecimiento de los escenarios de demanda considerados, utilizando para ello de forma eficiente los recursos energéticos existentes, entre ellos el hídrico, aprovechando la complementariedad hidrológica que existe entre las vertientes del Pacífico y la del Amazonas. Para la selección de proyectos se considerará, a más de los resultados obtenidos del modelamiento y optimización, criterios y factores estratégicos como son las características de hidrología complementaria, lo que aporta firmeza energética a todo el sistema en los periodos de estiaje en cada una de las vertientes.



Debido a que el mayor potencial hidroeléctrico se concentra en la vertiente del Amazonas, una complementariedad total con los proyectos de la vertiente del Pacífico no es realizable pues la relación entre grandes proyectos de una y otra vertiente es prácticamente de 1 a 6. Sin embargo, un mejor balance energético entre las vertientes se lograría desarrollando el potencial actual en los proyectos de la vertiente del Pacífico, particularmente los de la cuenca de los ríos Esmeraldas y Guayllabamba [13].

1.3.2.4 Datos hidrológicos

Información de entrada muy importante en la modelación del sistema eléctrico, es la correspondiente a la hidrología, tanto de las centrales existentes como de los nuevos proyectos. El horizonte histórico de los datos entregados por los agentes e instituciones estatales y privadas que llevan adelante los proyectos es muy diverso, existe información histórica para ciertos proyectos nuevos a partir de los 5 y 10 años, mientras que para los que ya existen su estadística alcanza los 50 años.

Es el trabajo del planificador realizar una proyección de estos datos a través del software de optimización. Para los datos incompletos o en caso de proyectos con muy poca información, se realiza la estimación de los valores a través de interpolación de datos históricos para generar escenarios afinados con probabilidad de ocurrencia basados en opciones reales. A partir de esta información se realizan las simulaciones en el horizonte de planificación planteado, acotando el comportamiento hidrológico.

1.4. Flujoograma del Proceso de Planificación de la Expansión de la Generación

1.4.1 Introducción al proceso de optimización de la planificación de generación

En la figura No. 3 se presenta el flujoograma del proceso de planificación empleado para el PME 2013 - 2022 del Ecuador.

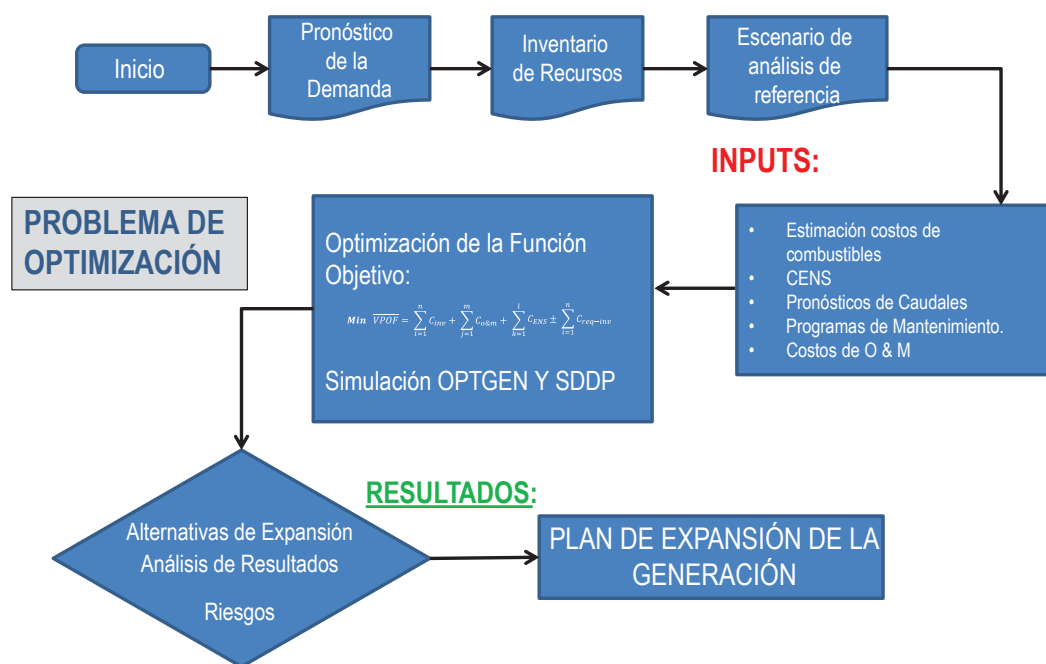


FIG. No. 3: FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Conforme a la figura No. 5, el proceso de la planificación de la generación inicia con los datos de pronóstico de la demanda reflejado en hipótesis planteadas sobre el comportamiento tendencial y el ingreso de carga que estará presente en el horizonte de estudio (2013 - 2022). Posteriormente es necesario ingresar la información de los cro-

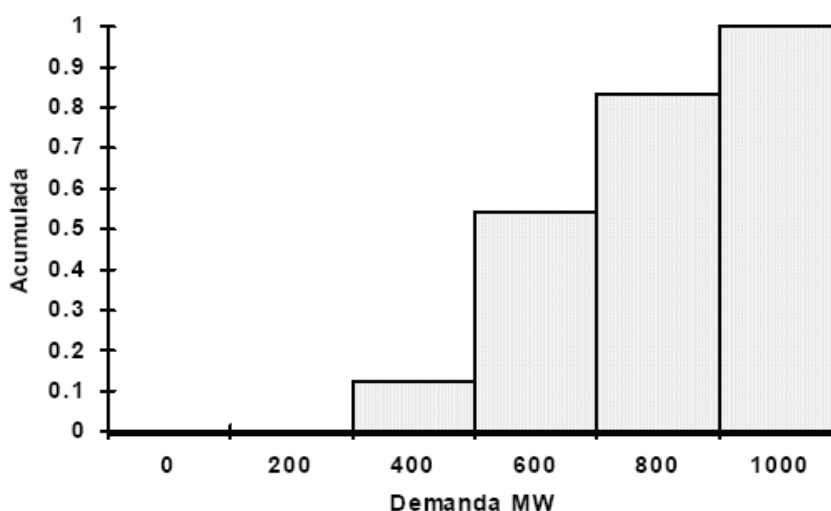
nogramas y datos de proyectos de generación candidatos, de los cuales el proceso de selección elegirá aquellos que formarán parte del parque hidrotérmico del sistema eléctrico. Se obtienen así, de acuerdo a cada hipótesis de demanda, un conjunto de escenarios de infraestructura de generación resultado de la simulación y optimización con el software OPTGEN - SDDP; para cada conjunto (resultado) se realiza el análisis de riesgos correspondiente para determinar el parque hidrotérmico a ser elegido como Plan de Expansión de la Generación, PEG, para el Ecuador.

1.4.2 Entradas del proceso

Varios son los datos necesarios para alimentar la base de datos con la que trabajan los programas computacionales SDDP y OPTGEN. Estos datos corresponden a valores característicos de cada unidad de generación del parque hidrotérmico del país, tanto existentes como de los proyectos candidatos. Los datos necesarios se muestran en la tabla No. 3.

La información de la demanda se introduce de manera normalizada, para el efecto, a la proyección de la demanda realizada con métodos econométricos (demanda tendencial), se adicionan las cargas extras especiales (industria, proyectos especiales y eficiencia energética), formando así un escenario inicial de la curva de demanda. En base a esta información se elabora una curva de duración de la demanda, en la cual se ordenan los bloques de energía horaria de mayor a menor (se consideran 5 bloques en el SDDP). Dichos valores se formulan como una función acumulada de probabilidad discreta de la demanda: $F(x) = p(X \leq x)$ tal como se muestra en la figura No. 4.

| Bloque k | Duración | Valor (GWh) |
|------------|----------|--------------------------------|
| 1 | 10% | $0.10 \times d(t) \times 400$ |
| 2 | 40% | $0.40 \times d(t) \times 600$ |
| 3 | 30% | $0.30 \times d(t) \times 800$ |
| 4 | 20% | $0.20 \times d(t) \times 1000$ |



Fuente: PSR (Brasil), Manual del usuario del SDDP

FIG. No. 4: NORMALIZACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA



De esta manera se la demanda multianual es ingresada en el SDDP como la carga a suplir por la infraestructura de generación existente y futura (selección de proyectos candidatos).

Otro dato de ingreso es la hidrología histórica de todo el sistema de generación hidroeléctrica del país, en esta información constará la mayor cantidad de datos estadísticos históricos de todas las centrales con embalses, sus caudales históricos de sus sistemas hídricos antes de su operación y el comportamiento de los caudales reportados luego de su operación (aportes laterales, turbinados, vertidos, etc.), valores en su mayoría medidos y monitoreados. Con la información obtenida se realiza una proyección de la serie histórica para el periodo de análisis de planificación, creando diversos escenarios: optimista, pesimista y medio. Para aquellos datos incompletos, el software SDDP realiza estimaciones e interpolaciones de todas las series sintéticas de hidrología, completando así la estadística histórica de la hidrología para ser procesada en la optimización. Todos los datos hidrológicos son proyectados para 50 escenarios con diferente distribución de probabilidad hidrológica y series proyectadas de 10 años que es el periodo de análisis para la planificación considerada.

Los datos de los proyectos futuros hidráulicos, térmicos y renovables, de los proyectos en estado de construcción, y de aquellos que cuentan con contrato firmado y en factibilidad, son los que deben ser actualizados constantemente en el listado de proyectos candidatos y futuros en la base de datos del programa SDDP.

Para los proyectos existentes en el sistema eléctrico, las empresas generadoras entregarán al CONELEC los datos concernientes a los mantenimientos en sus unidades, índices y factores de salidas forzadas y fallas acumuladas.

TABLA No. 3: DATOS DE INGRESO PARA LOS PROGRAMAS OPTGEN YSDDP

| Variable | Descripción | Unidades |
|--|--|-------------------------|
| Demanda normalizada | Bloques de duración de demanda mensual en el horizonte del periodo de análisis (2012-2022) . | (GWh) |
| Hidrología histórica del sistema | Configuración de embalses, embalses en cascada, estadística de caudales (1950). | (m³/s) |
| Generación hidroeléctrica existente y futura | Capacidad instalada, caudales max./min. Factor Disponibilidad, Costos de O&M. Producción. | (MW), (m³/s), (USD/MWh) |
| Datos hidrológicos por central existente y futura | Tipo de embalse, volúmenes, valores operativos críticos, cotas, centrales en cascada, curvas vol.-cota, vol.-producción. | (Hm³), (m.s.n.m.) |
| Generación térmica existente y futura | Tipo de combustible, precio, Factor de emisión CO ₂ . | (USD/MWh) |
| Datos térmica por central existente y futura | Capacidad instalada, límites max./min. Factor Disponibilidad, combustible, Costos de O&M por bloque. | (MW), (USD/MWh) |
| Fuentes renovables | Capacidad instalada, factor de operación, Fallas. | |
| Bloques de intercambio de energía por la interconexión | Bloques de duración de intercambio horario/día | (MW), (USD/MWh) |
| Plan de Mantenimiento por Central Hydro & Térmica | Potencia indisponible horaria por unidad. | (MW) |
| Restricciones operativas de los embalses | Niveles mínimos de cotas y volúmenes. | (m.s.n.m.), (Hm³) |

Las fechas de ingreso en operación de los proyectos candidatos varían debido a diversas circunstancias como cumplimiento de cronogramas por parte de las firmas constructoras y otros imprevistos tales como retrasos en importaciones, transporte, desembolsos financieros, y causas de fuerza mayor, etc. El cumplimiento en las fechas utilizadas para el cálculo de disponibilidad de la infraestructura de generación futura, no siempre es exacto, por lo que se plantean diversos escenarios con proyecciones de alternativas en generación en el corto plazo (opciones reales), actualizados con los datos proporcionados por las empresas que llevan adelante los proyectos. La planificación a corto plazo hará las correcciones del caso conforme sea necesario el ajuste de requerimientos de generación. El cumplimiento de las proyecciones de demanda también será tomado en cuenta para prever las necesidades inmediatas y tomar los correctivos necesarios.

Los datos de las fuentes de generación existentes en el país, son la base para la elaboración de cálculos, ya que de acuerdo a la disponibilidad existente se podrá proyectar las soluciones más económicas, que en combinación



con las fuentes existentes, darán como resultado el despacho hidrotérmico proyectado en el horizonte de tiempo analizado (10 años).

Es importante también la información de las salidas de bloques de generación por mantenimientos programados e índices de fallas, ya que para cumplir con los índices y parámetros de seguridad, se deberá satisfacer la demanda por sobre las condiciones requeridas, en cumplimiento con las normativas vigentes y criterios de seguridad y calidad del servicio. La información histórica, declarada por cada agente, así como una proyección más cercana a la realidad de disponibilidad futura en cada central de generación, permitirá tener una planificación adecuada y con suficientes reservas para asegurar el abastecimiento de energía bajo condiciones de calidad.

En la parte correspondiente a las centrales hidroeléctricas, las restricciones operativas de los embalses deben ser tomadas en cuenta, porque esta información servirá para determinar las reservas energéticas en periodos de hidrología media y seca. Las reservas de combustibles también son un dato importante para las centrales térmicas, así como los costos operativos tanto fijos como variables.

La información de las centrales térmicas y del tipo de tecnología que utilizan es importante dentro del proceso de ingreso de datos; la determinación de costos reales de combustible que utiliza cada unidad o central debe ser lo más exacto posible para obtener resultados óptimos en la simulación. El ingreso de costos reales al proceso de generación producirá como resultado las verdaderas necesidades de generación en el sistema, seleccionando a los proyectos necesarios para cubrir la demanda proyectada al mínimo costo operativo.

La selección de aquellos proyectos con mayor viabilidad técnica, económica y socio ambiental, además de aquellos cuyos plazos de construcción estén dentro del horizonte de estudio del plan, permitirán la reducción en corto plazo de posibles déficits energéticos. Proyectos de corto plazo constructivo como proyectos que usan energías renovables de mediana escala, mini y micro centrales hidroeléctricas y principalmente proyectos térmicos darán la firmeza que el sistema eléctrico requiere en la época de estiaje y permitirán cubrir adecuadamente los requerimientos energéticos de la demanda mientras se concretan los grandes proyectos hidroeléctricos.

Dentro de la modelación, se pueden considerar los bloques de intercambio internacional de energía a través de la interconexión eléctrica. Al simular el sistema eléctrico ecuatoriano con un sistema autónomo, los bloques de energía importada no son considerados.

Una vez ingresadas las variables y parámetros necesarios para iniciar el proceso de optimización, se obtendrán los resultados de la simulación, los cuales deberán ser también analizados aplicando criterios de opciones reales y técnicos por parte del planificador, para determinar así un conjunto de escenarios de expansión.

1.4.3 Salidas del proceso

El OPTGEN y el SDDP determinan un conjunto de valores esperados ($\overline{VP\text{OF}}$) de costos de inversiones y operación de los planes de expansión en los diferentes escenarios considerados, la función objetivo del proceso de optimización es:

$$\mathbf{Min} \overline{VP\text{OF}} = \sum_{i=1}^n C_{inv} + \sum_{j=1}^m C_{o\&m} + \sum_{k=1}^l C_{ENS} \pm \sum_{i=1}^n C_{req-inv}$$

Dónde: C_{inv} : Costo de inversión de cada proyecto nuevo.

$C_{o\&m}$: Costo de operación y mantenimiento por proyecto existente.

C_{ENS} : Costo de la Energía no suministrada.

C_{req_inv} : Costo de recuperación de la inversión.

Para cada proyecto se tendrá el año de ingreso a operación comercial y su porcentaje de aporte para satisfacer



la demanda del sistema conforme la proyección del crecimiento de la misma, esto determinará resultados de superávit o de déficit de energía. Del formato de salida de resultados se elaborarán cuadros y gráficos en los que se mostrarán los resultados mencionados, manteniendo los valores de límites de potencia y energía por calidad y seguridad del servicio.

El análisis de los resultados obtenidos de la optimización comprende: evaluación de los resultados para cada escenario considerado, validación de los resultados a través de la selección aleatoria de las respuestas obtenidas y su coherencia dentro de los criterios técnicos del planificador (límites operativos y despachos) así como de las condiciones planteadas en el sistema y su coherencia con los datos ingresados.

Se verificará también la autonomía energética así como el abastecimiento a la demanda considerada dentro de las políticas energéticas (Refinería del Pacífico, transporte, etc.), además de analizar la existencia de superávit energético en condiciones competitivas para una posible exportación en el mercado regional.

Se realizará también un análisis de riesgos e incertidumbres para determinar el plan óptimo de acuerdo no únicamente al resultado obtenido de la simulación, sino integrando análisis de riesgos de opciones reales para determinar el escenario y el plan más realista para la construcción de infraestructura de generación que cubra la demanda proyectada.

El riesgo seleccionado corresponde al retraso en la ejecución del cronograma de infraestructura de nueva generación.

1.4.4 Proceso de optimización de la planificación

El software de optimización matemática utilizado para la planificación de la expansión de generación es el programa SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual en combinación con otro software denominado Optgen (Optimización de la Generación), permite realizar planificación de corto, mediano y largo plazo en sistemas eléctricos interconectados.

El OPTGEN determina la expansión de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento), y se integra con el SDDP considerando la incertidumbre en los caudales y las restricciones de capacidad de las centrales. Estos dos programas en conjunto permiten obtener la infraestructura operativa de menor costo en diferentes escenarios hidrológicos, así como el despacho hidrotérmico, para un sistema dado.

La figura No. 5 describe la forma en la que interactúan los programas de modelamiento energético del sistema eléctrico ecuatoriano.



FIG. No. 5: INTERACCIÓN DE LOS PROGRAMAS PARA EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

El SDDP calcula la política operativa estocástica de mínimo costo a través del análisis y elaboración de escenarios hidrológicos (50).

Entre los aspectos a tomar en cuenta por los programas de modelación se tienen etapas de inversión y operación de centrales nuevas, proyectos de carácter opcional y obligatorio, proyectos mutuamente excluyentes, restricciones de precedencia en ingreso de proyectos, capacidades instaladas, límites y restricciones operativas para tecnologías diferentes, costos marginales proyectados, disponibilidad de combustibles y análisis de múltiples escenarios.

Para la definición de la expansión de generación, se tiene como función objetivo minimizar el costo total que resulta de la suma del costo de inversión y del costo de operación y mantenimiento (figura No. 6). La solución óptima matemática se da cuando la función costo total encuentra un mínimo. Sin embargo, la solución óptima técnica, que es una solución robusta que considera riesgos e incertidumbres, es aquella localizada al lado derecho de la solución óptima matemática, y que requiere un incremento en el costo de inversión y una disminución en el costo operativo.

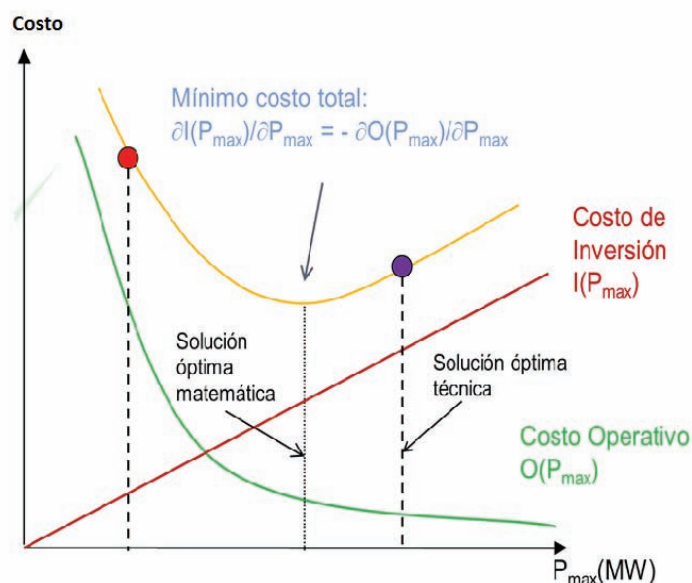


FIG. No. 6: SOLUCIÓN ÓPTIMA MATEMÁTICA DE LA EXPANSIÓN 2013 - 2022

La modelación de las plantas térmicas e hidroeléctricas toma en cuenta valores de costos operativos, basados en los costos de combustibles para las primeras y en el balance hídrico para las segundas, así como límites de embalses y turbinamiento de las plantas individualmente o en cascada. Esta información le permite al programa la realización de un despacho hidrotérmico en el que se toma en cuenta la disponibilidad hídrica. La modelación estocástica de los caudales permite representar las características de un sistema hidrológico con estacionalidad, dependencia temporal y espacial, así como efectos de fenómenos climáticos.

El método utilizado por el SDDP es una combinación de la Programación Dinámica y la Programación Lineal, considerando al problema de despacho hidrotérmico como un problema multietapa, con la inclusión de la incertidumbre hidrológica. El análisis multietapa del SDDP resuelve problemas de programación lineal de menor tamaño y complejidad, disminuyendo la dimensionalidad del problema y el número de variables y restricciones. En cada etapa se establece una función esperada de costos futuros, linealizada de tal forma que se posibilita la obtención una la solución dual del problema de programación lineal de cada etapa.

1.5. Incertidumbres

Dentro de las simulaciones operativas de la generación del Sistema Nacional Interconectado en el corto, mediano y largo plazo debe considerarse la incertidumbre que afecta a las variables primarias en el proceso de planificación, tales como la demanda, los aportes hidrológicos, las fallas de los generadores, el retraso en las inversiones entre otros aspectos.

En el Ecuador, la energía eléctrica producida por centrales hidráulicas representa, en promedio, más del 50% del total de la demanda de energía eléctrica (sistema hidrotérmico), por tanto la planificación y operación del S.N.I. presenta mayores contingencias que aquellos sistemas que únicamente están compuestos por generación termoeléctrica, debido a la considerable inseguridad que afecta la oferta primaria de recursos hidrológicos.

Las incertidumbres sobre la operación de los sistemas predominantemente hidráulicos se originan esencialmente en la incertidumbre que afecta la oferta hidrológica. Otras fuentes primarias de incertidumbre son: la evolución de la demanda, los precios de los combustibles, la tasa de salida forzada de las unidades térmicas y el diferimiento en las inversiones del nuevo equipamiento eléctrico. Estas incertidumbres se propagan a otras variables, afectando, por ejemplo, los precios marginales de generación, la evolución de los embalses y el nivel de confiabilidad del sistema.

La caracterización de las incertidumbres puede obtenerse tanto a través de métodos analíticos como técnicas estocásticas de simulación. En los procedimientos analíticos se calculan los parámetros deseados del sistema como funciones matemáticas de los datos de entrada. Para la deducción de estas funciones analíticas se requiere en general realizar hipótesis simplificadoras. En el marco de estas hipótesis se obtienen resultados exactos [35].

Los procedimientos simulativos (también llamados de Monte Carlo), por el contrario, pueden asimilarse a hacer experimentos estadísticos con un modelo matemático del sistema para estimar su comportamiento estocástico. Cada simulación representa una realización posible del proceso estocástico estudiado. A través de una evaluación estadística de la muestra así obtenida es posible estimar los valores de los parámetros buscados. La obtención de los resultados a través de simular una cantidad finita de veces el comportamiento estocástico del sistema es, por su propia naturaleza, una técnica imprecisa. Estos procedimientos requieren en general una gran cantidad de simulaciones para obtener resultados suficientemente exactos. Sin embargo, los procedimientos simulativos brindan posibilidades reales para formular modelos matemáticos muy cercanos a la realidad, lo que representa su más importante ventaja. En la práctica, estos modelos pueden incluso suministrar mejores resultados que los métodos analíticos. Otra ventaja de los métodos simulativos es que la distribución de probabilidades de los resultados deseados puede obtenerse con el mismo esfuerzo de cálculo.

En el análisis de incertidumbres, esto constituye una diferencia significativa respecto de los métodos analíticos, los cuales brindan normalmente el valor esperado, y más raramente, la varianza de los parámetros buscados [35].

1.5.1 Variables elegidas

Los proyectos hidroeléctricos, al igual que la mayoría de las fuentes renovables, tienen beneficios ambientales y estratégicos, ambientalmente son deseables porque no emiten gases de efecto invernadero ni agotan recursos fósiles limitados, estratégicamente ayudan a modificar la matriz energética del país, sin embargo, se debe reconocer que el desarrollo de este tipo de proyectos conlleva una serie de obstáculos y de riesgos mayores en comparación con la instalación de centrales térmicas, lo que dificulta el aprovechamiento del potencial hídrico.

Algunos de estos problemas son: tiempos de construcción mayores, tiempo de recuperación de la inversión mayor, riesgo hidrológico, riesgo de construcción mucho más alto, capital de inversión más alto, riesgo de pre-inversión, entre otros.

Riesgos similares afrontan otros desarrollos con recursos renovables, tales como la geotermia, en los que existe el riesgo minero y geológico del reservorio. Adicionalmente, los impactos locales que podría provocar un proyecto



hidroeléctrico lo hacen vulnerable al ataque de grupos pseudo-ambientalistas, independientemente de su valoración ambiental global.

En este contexto, este documento presenta una modelación matemática con el programa CrystalBall (Monte Carlo) para cuantificar el riesgo existente en los aportes hidrológicos a las centrales hidráulicas, al igual que el riesgo existente en el diferimiento de la entrada en operación del futuro equipamiento eléctrico del país.

1.6. Riesgos Asociados

Los conceptos de riesgo e incertidumbre están relacionados pero son muy diferentes. La incertidumbre involucra variables que están constantemente cambiando, mientras que el riesgo involucra solamente las variables inciertas que afectan o impactan directamente el resultado del sistema, según señala el Dr. Jonathan Mun en su libro “Applied Risk Analysis” [4].

Una vez definidas las variables primarias de análisis, se cuantifican los riesgos asociados que estos conllevan, tales como: niveles de confiabilidad del sistema, racionamientos de energía, costos marginales mayores, mayor costo de operación del sistema, mayor consumo de combustibles fósiles y mayor contaminación al medio ambiente debido a la emisión de CO₂.

1.6.1 Análisis de riesgos

Considerando que el riesgo es la probabilidad de tener éxito o fracaso en la operación de un proyecto, es necesario evaluar el riesgo que se está asumiendo dentro de la planificación del futuro abastecimiento de energía eléctrica, para el efecto, mediante la aplicación de modelos matemáticos (métodos probabilísticos) se asocian las variables con una distribución de probabilidad. El cambio de enfoque determinístico a uno probabilístico para el manejo de incertidumbre incorpora la percepción del riesgo, mediante la simulación basada en el método Monte Carlo, permitiendo analizar resultados adversos o favorables que bajo métodos tradicionales no son percibidos.

1.6.1.1 Régimen hidrológico y cambio climático

La gran volatilidad de la oferta de energía eléctrica a lo largo del tiempo, es uno de los problemas más importantes a enfrentar dentro de la planificación de la expansión de la generación en el Ecuador. En efecto, las sequías extremas, que reducen dramáticamente los caudales ingresantes a las centrales de generación hidroeléctrica, han dejado vulnerable periódicamente al sistema eléctrico ecuatoriano durante dichos periodos, provocando una disminución alarmante en los niveles de reserva del sistema.

La modelación de los aportes hidrológicos naturales afluentes a cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos es un aspecto de fundamental importancia en el análisis de incertidumbres. El modelo matemático debe contemplar el claro patrón estacional que presentan la mayoría de los ríos. Típicamente, los caudales de los ríos presentan un importante auto correlación temporal que se extiende a veces por meses.

Generalmente, las incertidumbres presentes en la predicción de caudales son sistemáticamente consideradas a través de una modelación probabilística-estocástica. No obstante, en la actualidad, nuevas incertidumbres hasta hoy omitidas, como los efectos del cambio climático, conducirían a desaciertos en los pronósticos de los caudales.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en el Artículo 1 ratifica como concepto de cambio climático al “cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempos comparables”, lo cual, desde el punto de vista de analizar el impacto en la disponibilidad del recurso hídrico y por tanto disponibilidad de energía hidroeléctrica, implica el conocimiento de las tendencias naturales o variabilidad natural del clima. [19]



Bajo la premisa de que gran parte de la vulnerabilidad del sector eléctrico se encuentra en los bajos niveles de reserva de agua ante eventos extremos de sequía, es importante recalcar los hallazgos realizados por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, IPCC por sus siglas en inglés, con respecto al recurso hídrico (IPCC, 2008).

Los datos observados y las proyecciones proveen abundante evidencia de que los recursos hídricos (agua dulce) son vulnerables y poseen un alto potencial de ser fuertemente impactados por el cambio climático, con un amplio espectro de consecuencias para los seres humanos y ecosistemas, así:

- Cambios temporales y de magnitud en los ciclos hidrológicos, con probable realce de las crecidas con caudales mayores y de las sequías con caudales menores (Beninston, 2003).
- Cambios en la calidad del agua por el incremento de la temperatura.
- Pérdida de áreas naturales de reserva de agua, como son los glaciares. A lo anterior debe agregarse que en cuencas andinas como la del Paute existe la probabilidad de que las zonas de páramo cuyo suelo y vegetación regulan de manera natural los caudales manteniendo el flujo durante los tiempos de sequía, también disminuyan su área por el movimiento ascendente de las fronteras de los ecosistemas, impulsados también por el incremento de la temperatura (IDEAM, 2001).
- En el caso del reservorio de Amaluza se estima que entre el 20 y 40% del agua que llega al reservorio tienen su origen en los páramos y bosques altoandinos de las cordilleras Oeste y Central. En períodos secos, sin embargo, podría alcanzar 100% (Buytaert, et al 2008).

Con respecto al cambio de temperatura, en la cuenca del río Paute se prevé un incremento decenal de 0,28 °C (PACC, 2009) y aproximadamente 0,2 °C para Daule, esto implica un impacto en la disponibilidad de agua por el incremento en la evapotranspiración y el cambio de humedad del suelo, además que para los cuerpos de agua como el embalse de Daule, Mazar y Amaluza, significa un incremento en el crecimiento de vegetación acuática, que podrían causar restricciones en la movilidad y, por ende, dificultades operativas con respecto a actividades como el dragado o problemas de eutrofización.

1.6.1.2 Inversiones en la última década

Durante la última década existió una incipiente inversión en centrales de generación con energías renovables, la tendencia estuvo enmarcada en suplir las necesidades inmediatas de potencia y energía, mediante la instalación de centrales térmicas de rápida instalación. A partir del 2003 se dio inicio a la operación de la interconexión con Colombia, representando un aporte significativo para las necesidades coyunturales del país. Los aportes energéticos provenientes de la importación han significado una dependencia del país debido a la falta de inversión interna en nuevas fuentes de generación que permitan dotar al sistema de suficientes reservas y fuentes económicas de generación eléctrica. Las centrales de generación que han sido instaladas en el periodo comprendido entre el 2002 y el 2012, suman un total de 1.412 MW de oferta nominal que ha sido adicionada al S.N.I. Estas centrales son:

- Turbinas a gas natural, Bajo Alto, Machala Power, 140 MW, 2002;
- Central Hidroabanico Fase I, 15 MW, 2005;
- Unidades Sibimbe, hidroeléctrica, 15 MW, 2006;
- Motores de combustión interna, Termoguayas, 150 MW, 2006;
- Central Hidroabanico Fase II, 23 MW, 2007;

- Central Hidroeléctrica San Francisco, 230 MW, 2007;
- Central Termoeléctrica Miraflores TG1, 22,8 MW, 2009;
- Turbinas a diésel de Pascuales II, 120 MW, Termogas Machala, 2010;
- Central Termoeléctrica Santa Elena, 75 MW, arrendada, 2010;
- Central Termoeléctrica de Quevedo, 130 MW, arrendada, 2010;
- Central Hidroeléctrica Mazar, 167 MW, 2010;
- Central Termoeléctrica Manta II, 20 MW, 2011;
- Central Termoeléctrica de Santa Elena II, 90 MW, 2011;
- Central Termoeléctrica de Quevedo II, 100 MW, 2011;
- Central Termoeléctrica de Jivino, 45 MW, 2012;
- Central Termoeléctrica de Santa Elena III, 42 MW, 2012;
- Central Hidroeléctrica Ocaña, 26 MW, 2012;
- Central Hidroeléctrica Buenos Aires, 1 MW, 2012.

1.6.1.3 Retraso en cronogramas y restricciones financieras

Para los diferentes planes de expansión han existido diferentes situaciones, tanto políticas como económicas, que han frenado el cumplimiento cabal de la planificación de largo plazo. A partir del 2000, se han realizado planes maestros de electrificación, cuyo porcentaje de cumplimiento se resume en la tabla No. 4.

La evaluación de proyectos considera alternativas de inversión futuras que generan flujos operacionales también futuros. Esta situación obliga a realizar estimaciones tanto en los montos como en los momentos en que estos flujos se producirán, ya que toda estimación de eventos venideros tiene un grado de incertidumbre.

Bajo este concepto, se busca desarrollar una metodología que permita analizar el impacto que tendría para el país el retraso de la entrada en operación de los proyectos contemplados dentro del posterior equipamiento eléctrico, en comparación a las fechas definidas como resultado del Plan de Expansión de Generación. En la tabla 4 se presentan los retrasos que han sufrido algunos proyectos con respecto a las fechas definidas en el PME del CO-NELEC, debido a la falta de decisión sobre los mismos.



TABLA No. 4: RETRASOS EN LOS PROYECTOS CONTEMPLADOS EN EL PME

| Proyecto /Central | Potencia (MW) | Potencia Actualizada (MW) | Plan Maestro de Electrificación - CONELEC | | | | | | Fecha real o estimada actualmente, de entrada en operación |
|-----------------------|---------------|---------------------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--|
| | | | 2002 - 2011 | 2004 - 2013 | 2006 - 2015 | 2007 - 2016 | 2009 - 2020 | 2012 - 2021 | |
| | | | Fecha estimada de operación | | | | | | |
| Bajo Alto 1 | 130 | | ene-03 | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | oct-02 |
| Bajo Alto 2 | 70 | 70 | jul-05 | ago-08 | ene-09 | ene-10 | ene-12 | nov-13 | ene-14 |
| Bajo Alto 3 | 112 | 100 | abr-08 | may-11 | ene-11 | ene-11 | jun-12 | may-14 | feb-15 |
| Sibimbe | 18 | | ene-04 | ago-05 | ene-07 | N/A | N/A | N/A | ago-06 |
| San Francisco | 230 | | may-06 | abr-08 | ene-07 | N/A | N/A | N/A | jun-07 |
| Mazar | 160 | | ene-07 | ago-08 | ene-10 | - | abr-10 | N/A | dic-10 |
| Poza Honda | 3 | | - | ago-05 | N/A | N/A | N/A | N/A | may-07 |
| La Esperanza | 6 | | - | abr-05 | N/A | N/A | N/A | N/A | nov-06 |
| Ocaña | 26 | | - | nov-06 | ene-09 | - | jul-11 | mar-12 | ago-12 |
| Abanico I | 15 | | - | - | ene-06 | N/A | N/A | N/A | dic-05 |
| Calope | 15 | | - | - | ene-07 | N/A | N/A | N/A | dic-06 |
| Termoguayas | 150 | | - | - | ene-07 | N/A | N/A | N/A | dic-06 |
| Topo | 22,8 | 22,8 | - | - | ene-08 | ene-10 | jul-12 | nov-13 | nov-13 |
| Sabanilla | 30 | 30 | - | - | ene-09 | - | - | may-18 | may-18 |
| Abanico II | 22,5 | | - | - | ene-09 | N/A | N/A | N/A | may-07 |
| Coca Codo Sinclair I | 432 | 1500 | - | - | ene-11 | - | abr-15 | feb-16 | feb-16 |
| Coca Codo Sinclair II | 427 | | - | - | ene-14 | - | | | |
| Delsi Tanisagua | 105 | 116 | - | - | ene-12 | - | - | nov-15 | dic-15 |
| Sopladora | 312 | 487 | - | - | ene-15 | ene-11 | abr-14 | abr-15 | abr-15 |
| San José del Tambo | 8 | 8 | - | - | - | ene-08 | mar-12 | oct-13 | oct-13 |
| Chorrillos | 4 | 4 | - | - | - | ene-08 | ene-12 | jul-14 | jul-14 |
| Sigchos | 17 | 17,4 | - | - | - | ene-09 | dic-12 | sep-14 | sep-14 |
| Victoria | 10 | 10 | - | - | - | ene-09 | ene-13 | sep-14 | sep-14 |
| Toachi Pilatón | 228 | 253 | - | - | - | ene-12 | mar-14 | mar-15 | abr-15 |
| Baba | 42 | 42 | - | - | - | - | ene-11 | dic-12 | feb-13 |
| Villonaco | 15 | 16,5 | - | - | - | - | jul-11 | oct-12 | oct-12 |
| Esmeraldas II | 144 | 96 | - | - | - | - | ene-12 | oct-14 | feb-14 |
| Mazar Dudas | 20,9 | 20,9 | - | - | - | - | ago-12 | ene-14 | ene-14 |
| Quijos | 50 | 50 | - | - | - | - | sep-14 | dic-15 | dic-15 |
| Baeza | 50 | 50 | - | - | - | - | sep-14 | - | ene-17 |
| Chespí | 167 | 460 | - | - | - | - | abr-15 | - | ene-18 |
| Minas San Francisco | 273 | 276 | - | - | - | - | jun-15 | ene-16 | ene-16 |
| Cardenillo | 400 | 400 | - | - | - | - | ene-17 | - | ene-19 |
| Manduriacu | 62 | 62 | - | - | - | - | - | may-15 | nov-14 |



1.7. Precios de las Diferentes Tecnologías de Generación en el País

1.7.1 Tecnologías de generación del país

En la determinación del despacho hidrotérmico óptimo de generación, el planificador del sistema eléctrico ecuatoriano utiliza modelos computacionales de optimización sofisticados (SDDP y OPTGEN), en los que básicamente se comparan los costos totales de operación de cada tecnología y se determina cuál es la tecnología más económica, dependiendo del número de horas de funcionamiento que se prevea.

El costo marginal de generación de electricidad en la actualidad se encuentra determinado fundamentalmente por los costos de generación de unidades térmicas. En la figura No. 7 se muestra la cobertura de la curva de carga de acuerdo a estadísticas del 2011, en la curva se aprecian las diferentes tecnologías existentes en el Ecuador hasta esa fecha.

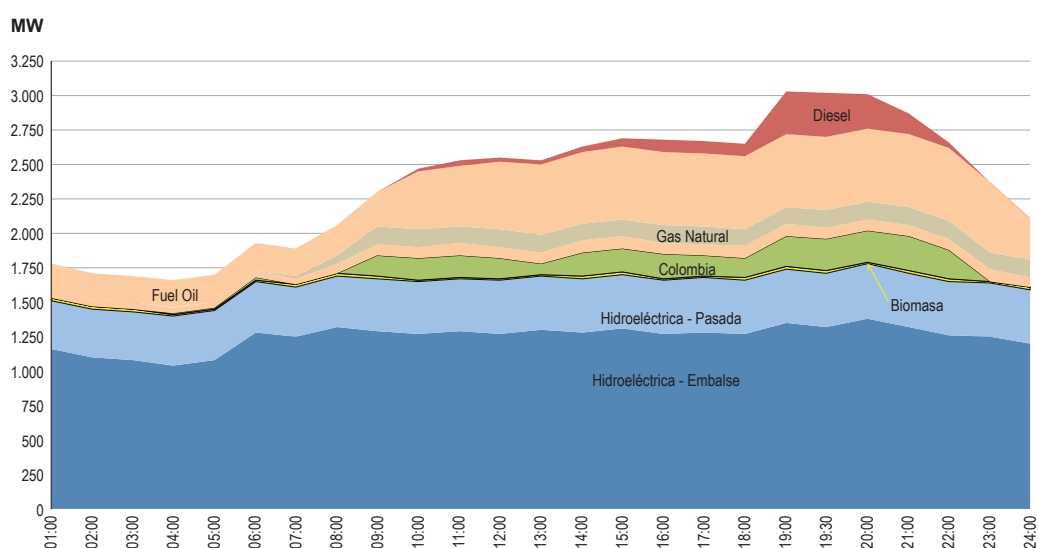


FIG. No. 7: COBERTURA DE LA DEMANDA HORARIA EN 2011, POR LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN EL ECUADOR

La Demanda es una variable de comportamiento aleatorio a lo largo del tiempo, presentándose una gran diferencia entre horas de mínima y máxima demanda. Ordenando la demanda de mayor a menor y considerando su duración durante el año, se obtiene la “curva monótona de la demanda”. En la figura No. 8, se puede observar dicha curva para el caso de Ecuador.

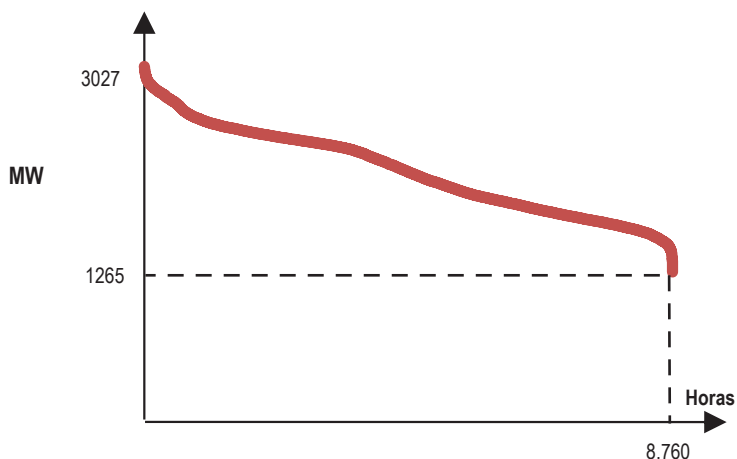


FIG. No. 8: CURVA DE DEMANDA PARA ECUADOR



Para cubrir esta demanda de forma óptima (al mínimo costo total) hay que utilizar las tecnologías disponibles y de menores costos operativos para cada uno de los rangos de horas de funcionamiento. Cubriendo la demanda de acuerdo a este criterio resulta que cada tecnología funciona al año un número de horas dentro del cual la misma es óptima. Así, resulta un parque de generación (potencia instalada de cada tipo de tecnología) que minimiza el costo total de la generación eléctrica.

En la figura No. 9 se muestra la curva monótona de demanda para Ecuador en el 2011 dividida en horas de punta, media y base. En esta curva se puede observar que el segmento horario de la punta alcanza una potencia máxima de 3.027 MW y tiene una duración de 1.095 horas, la demanda media registra una potencia máxima de 2.543 MW y una duración de 4.380 horas, mientras que en el segmento correspondiente a demanda mínima, la potencia alcanza los 1.924 MW, y tiene una duración de 3.285 horas.

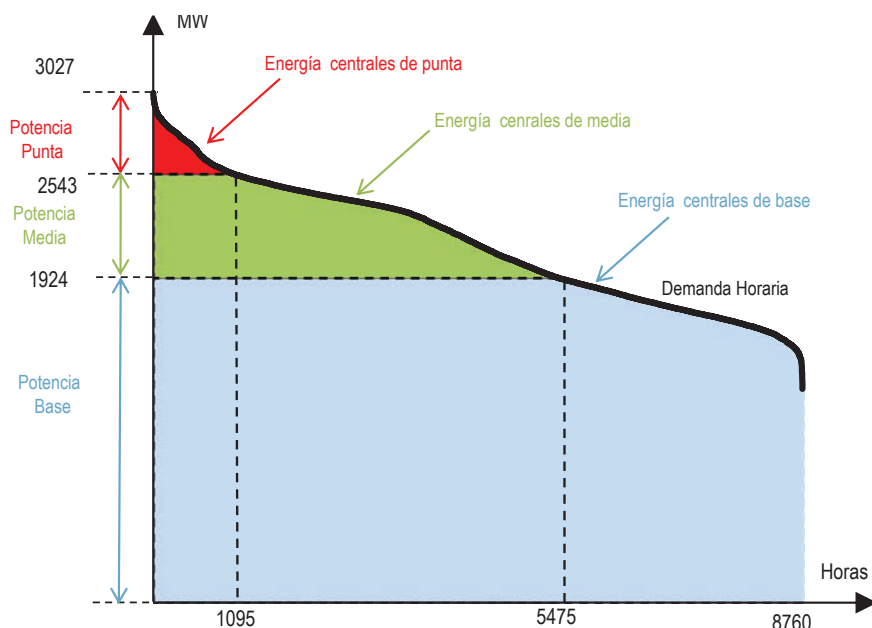


FIG. No. 9: DISTRIBUCIÓN DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN POR HORAS DE DEMANDA

En la figura No. 10 se muestra las tecnologías óptimas en función de las horas de funcionamiento al año, en esta curva se puede observar que cada tecnología es óptima (mínimo costo total) para un determinado número de horas de funcionamiento esperado al año. El costo fijo viene dado por el punto inicial de la curva de costo total, mientras que el costo variable se obtiene dependiendo del número de horas de operación al año.

Para realizar el análisis de precios por tecnología, se tomó como referencia el despacho de carga del día de máxima demanda del 2011, en el cual las primeras unidades en ser despachadas son las pertenecientes al grupo de las centrales hidroeléctricas de embalse, por ello se consideró como referencia de producción hidroeléctrica a la central Mazar; debido a su reciente entrada en operación, por tanto vida útil completa y costos de producción referenciales actualizados; adicionalmente se consideró a la hidroelectricidad como la tecnología base para el análisis del resto de tecnologías existentes en el Ecuador.

Para la representación de tecnologías con gas natural se utilizó a la central Termo Gas Machala, por ser la única referente en el país. En el caso de las centrales con fuel oil se analizó a la central Trinitaria, por potencia e importancia en el sistema; de las tecnologías que utilizan diesel se representó a tres centrales termoeléctricas con diferentes características: la primera Santa Rosa, la segunda Pascuales II y por último a la central que determinó el costo marginal del día considerado, es decir última unidad despachada - Miraflores 15.

Del gráfico se extrae que la tecnología más barata en un funcionamiento continuo en el año es la hidroelectricidad con sus centrales Mazar, Daule Peripa, Paute, Agoyán, San Francisco, Pucara, Ocaña, Baba, Saymirín, Saucay),

mientras que la más cara en este sentido es Santa Rosa y Miraflores que operan a diesel, y su operación se restringe al segmento de demanda de punta; mientras que en costos totales intermedios se encuentran centrales con fuel oil y gas natural (Termo Gas Machala, Trinitaria, Termoesmeraldas). El resto de unidades encarecen el sistema debido a su poca eficiencia con el uso de combustibles caros, su incorporación al despacho se da debido a falta de otros recursos energéticos más económicos y por seguridad técnica del sistema eléctrico en ciertas partes del anillo interconectado.

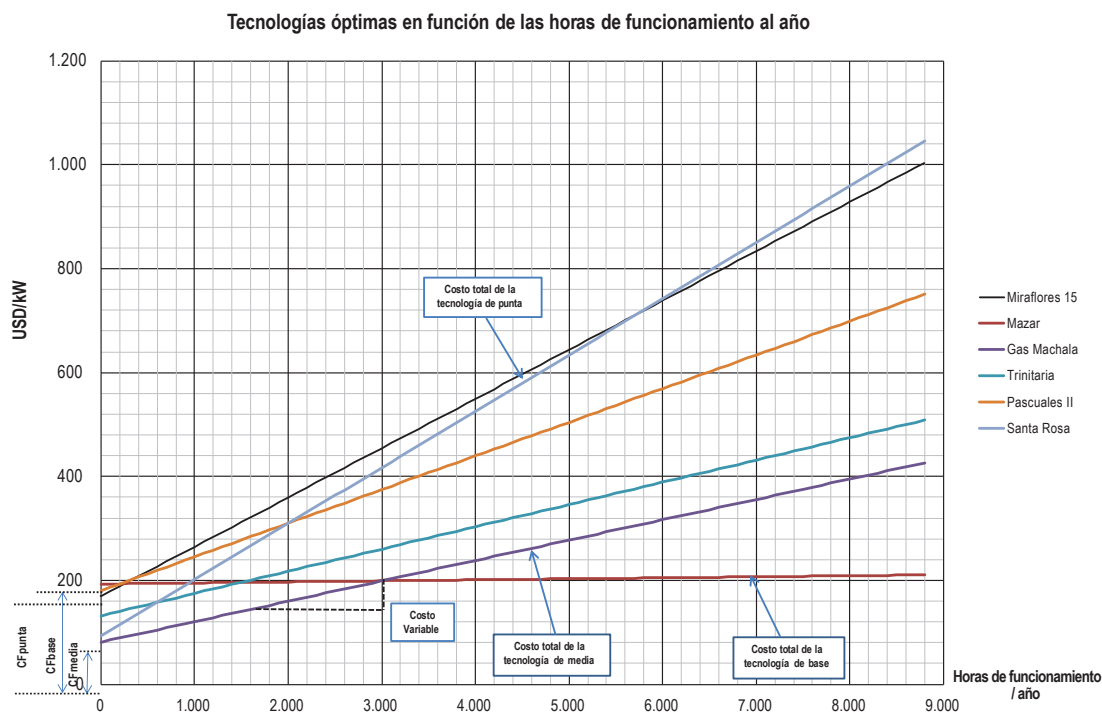


FIG. No. 10: CURVAS DE COSTOS TOTALES DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

Se observa que para satisfacer la demanda de forma óptima (al mínimo costo) es necesario que en determinados instantes (horas pico) haya más de una tecnología generando electricidad. Asimismo, es importante resaltar que sólo si la demanda se satisface al mínimo costo será posible ofrecer a la población los precios más bajos posibles.

Por último, es necesario considerar que en los momentos en los que la demanda varía de forma brusca (incrementándose o reduciéndose) no todas las tecnologías son capaces de variar su producción con la necesaria rapidez (hay que recordar que la electricidad no es un producto almacenable, por tanto la producción debe igualar a la demanda en todo momento). Así, ésta restricción física hace que, en dichos momentos, parte de la demanda deba ser satisfecha por aquellas tecnologías con capacidad de “seguir” a la demanda, aunque éstas no sean las de menor costo. Este es otro factor que explica que en un mismo instante haya diferentes tecnologías generando electricidad. Otras restricciones son las que se relacionan con el aspecto técnico operativo de cada unidad, tales como horas mínimas de operación luego de un arranque y tiempo mínimo de parada luego de la salida de sincronismo, características propias de funcionamiento y mantenimiento de unidades térmicas.

1.7.2 Unidades generadoras de referencia tecnológica y estimación de sus precios

Las curvas de costos totales de las diferentes tecnologías de generación, proyectadas sobre la curva de demanda de electricidad, permiten, bajo una serie de supuestos entre los que hay que incluir la libertad de entrada en todos los segmentos de la actividad de generación, estimar la estructura óptima de un parque de generación.

En la tabla No. 5, se presentan las características de las principales tecnologías de generación en Ecuador. De acuerdo a esta tabla las tecnologías se pueden clasificar en:

- Tecnologías de demanda base (hidroeléctricas, algunas centrales geotérmicas), con costos fijos relativamente elevados y costos variables relativamente bajos.
- Tecnologías de demanda intermedias (algunas centrales de gas natural, fuel oil, y centrales eólicas), con costos fijos y variables intermedios respecto a las centrales de base y de punta).
- Tecnologías de demanda punta (algunas centrales de diesel), con costos fijos bajos y costos variables altos.

TABLA No. 5: CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN EL ECUADOR

| Tecnología | Costos fijos (USD/kW) | Costos variables (ctvs.USD/kWh) | Régimen óptimo de funcionamiento (horas a plena potencia/año) | Costo total de operación (USD/kW) | Emisiones |
|-------------|-----------------------|---------------------------------|---|-----------------------------------|---|
| Hidráulica | 192,93 | 0,20 | 8.760 | 210 | No emite |
| Gas Natural | 81,34 | 3,92 | 3.000 | 199 | Niveles moderados de CO ₂ y reducidos de SO ₂ , NO ₁ |
| Fuel Oil | 131,96 | 4,28 | 1.500 | 196 | Niveles altos de CO ₂ , SO ₂ , NO ₁ |
| Geotérmica | 100,00 | 0,70 | 8.760 | 161 | No emite |
| Eólica | 101,31 | 5,00 | 1.910 | 197 | No emite |
| Diesel | 170,00 | 9,48 | 250 | 194 | Niveles altos de CO ₂ , SO ₂ , NO ₁ |

En la figura No. 11 se presentan las tecnologías óptimas en función de las horas de funcionamiento al año. En la figura se pueden observar las tecnologías existentes en el país consideradas en la figura No. 7, y adicionalmente se presentan y estiman tecnologías adicionales a las existentes como la geotermia y la energía eólica. En la geotérmica se consideró únicamente la inversión en el proyecto de construcción sin considerar el costo en la investigación, exploración y prospección de los yacimientos.

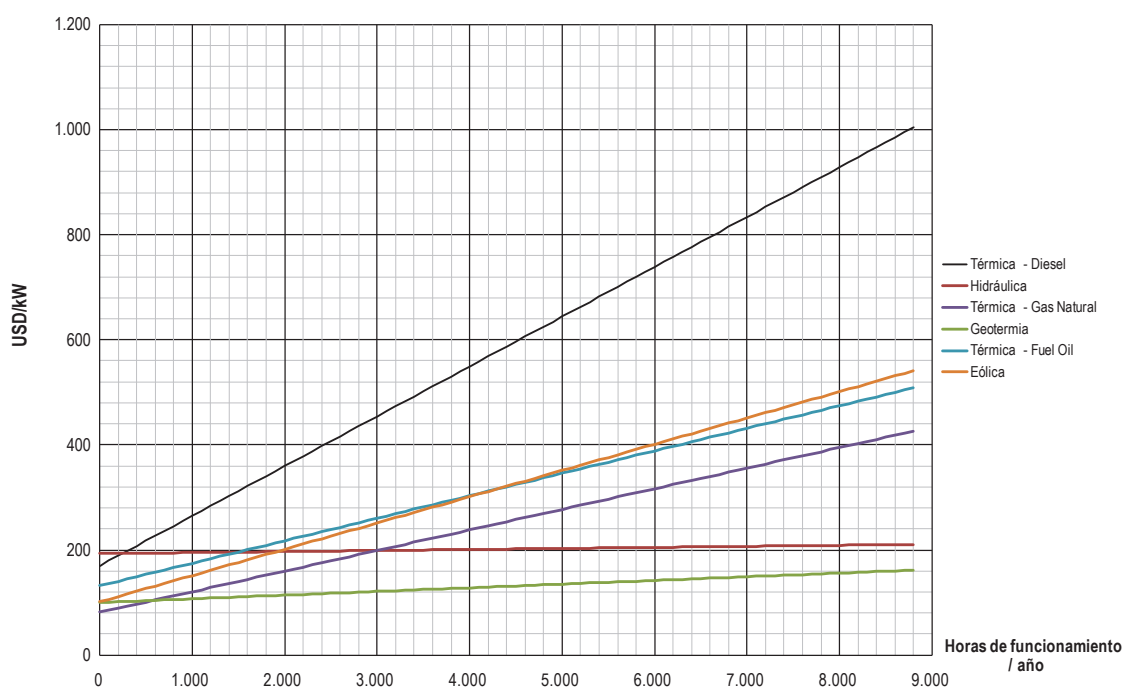


FIG. No. 11: TECNOLOGÍAS ÓPTIMAS EN FUNCIÓN DE HORAS DE FUNCIONAMIENTO AL 2012



1.7.3 Tablas y valores asumidos

TABLA No. 6: ORDEN EN EL DESPACHO DE GENERACIÓN DEL S.N.I. DÍA DE MÁXIMA DEMANDA EN 2011

| Orden de Despacho | Central/Unidad | Tipo | Potencia (MW) | Orden de Despacho | Central/Unidad | Tipo | Potencia (MW) |
|-------------------|-----------------------|------------------------------|---------------|-------------------|---------------------|---------------------------|---------------|
| 1 | Paute-Molino | Hidroeléctrica - Embalse | 1075,00 | 42 | Trinitaria | Termoeléctrica - Fuel Oil | 133,00 |
| 2 | Mazar | Hidroeléctrica - Embalse | 160,00 | 43 | Gonzalo Zevallos V3 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 73,00 |
| 3 | Marcel Laniado | Hidroeléctrica - Embalse | 213,00 | 44 | Santa Elena 2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 88,40 |
| 4 | Agoyán | Hidroeléctrica - Pasada | 156,00 | 45 | Gonzalo Zevallos V2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 73,00 |
| 5 | San Francisco | Hidroeléctrica - Pasada | 212,00 | 46 | Aníbal Santos V1 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 33,50 |
| 6 | Nayón | Hidroeléctrica - Pasada | 30,00 | 47 | Lafarge | Termoeléctrica - Fuel Oil | 14,10 |
| 7 | Cumbayá | Hidroeléctrica - Pasada | 42,00 | 48 | Termo Guayas 1 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 20,00 |
| 8 | Guangopolo | Hidroeléctrica - Pasada | 21,90 | 49 | Termo Guayas 2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 40,00 |
| 9 | Chillos | Hidroeléctrica - Pasada | 1,80 | 50 | Termo Guayas 3 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 40,00 |
| 10 | Paschoa | Hidroeléctrica - Pasada | 4,60 | 51 | Termo Guayas 4 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 50,00 |
| 11 | Saucay | Hidroeléctrica - Pasada | 24,00 | 52 | Guangopolo 4 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,20 |
| 12 | Saymirín | Hidroeléctrica - Pasada | 14,40 | 53 | Guangopolo 5 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,20 |
| 13 | Alao | Hidroeléctrica - Pasada | 10,40 | 54 | Miraflores 11 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,00 |
| 14 | Río Blanco | Hidroeléctrica - Pasada | 3,00 | 55 | Miraflores 12 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,00 |
| 15 | Ambi | Hidroeléctrica - Pasada | 8,00 | 56 | Generoca 1 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,20 |
| 16 | San Miguel de Car | Hidroeléctrica - Pasada | 2,80 | 57 | Generoca 2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,20 |
| 17 | La Playa | Hidroeléctrica - Pasada | 1,23 | 58 | Generoca 5 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,20 |
| 18 | Illunchi 1 | Hidroeléctrica - Pasada | 4,00 | 59 | Generoca 6 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,20 |
| 19 | Illunchi 2 | Hidroeléctrica - Pasada | 5,00 | 60 | Generoca 7 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,20 |
| 20 | Península | Hidroeléctrica - Pasada | 3,00 | 61 | Generoca 8 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,20 |
| 21 | Carlos Mora | Hidroeléctrica - Pasada | 2,40 | 62 | Pascuales 2 | Termoeléctrica - Diesel | 20,70 |
| 22 | El Carmen | Hidroeléctrica - Pasada | 8,30 | 63 | Pascuales 3 | Termoeléctrica - Diesel | 20,70 |
| 23 | Recuperadora | Hidroeléctrica - Pasada | 14,70 | 64 | Santa Elena | Termoeléctrica - Diesel | 45,00 |
| 24 | Loreto | Hidroeléctrica - Pasada | 2,10 | 65 | Guangopolo 7 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 1,40 |
| 25 | Papallacta | Hidroeléctrica - Pasada | 6,10 | 66 | Catamayo 7 | Termoeléctrica - Diesel | 2,50 |
| 26 | Abanico | Hidroeléctrica - Pasada | 38,00 | 67 | Miraflores TG1 | Termoeléctrica - Diesel | 20,00 |
| 27 | Sibimbe | Hidroeléctrica - Pasada | 14,50 | 68 | Electroquil 2 | Termoeléctrica - Diesel | 46,00 |
| 28 | Calope | Hidroeléctrica - Pasada | 14,00 | 69 | Electroquil 1 | Termoeléctrica - Diesel | 45,00 |
| 29 | Ecoelectric | Biomasa | 33,00 | 70 | Catamayo 8 | Termoeléctrica - Diesel | 2,25 |
| 30 | Colombia Importación | Interconexiones | 500,00 | 71 | Electroquil 3 | Termoeléctrica - Diesel | 45,00 |
| 31 | El Descanso 4 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,30 | 72 | Catamayo 10 | Termoeléctrica - Diesel | 2,25 |
| 32 | Quevedo 2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 102,00 | 73 | Electroquil 4 | Termoeléctrica - Diesel | 45,00 |
| 33 | El Descanso 2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,30 | 74 | Anibal Santos G2 | Termoeléctrica - Diesel | 20,00 |
| 34 | El Descanso 1 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 4,30 | 75 | Lligua 1 | Termoeléctrica - Diesel | 1,80 |
| 35 | Machala Gas 1 | Termoeléctrica - Gas Natural | 70,00 | 76 | Miraflores 10 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |
| 36 | Machala Gas 2 | Termoeléctrica - Gas Natural | 70,00 | 77 | Miraflores 14 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |
| 37 | Gualberto Hernández 3 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,60 | 78 | Miraflores 16 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |
| 38 | Gualberto Hernández 4 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,60 | 79 | Miraflores 18 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |
| 39 | Gualberto Hernández 5 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,60 | 80 | Miraflores 8 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |
| 40 | Gualberto Hernández 1 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 5,60 | 81 | Miraflores 22 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |
| 41 | Manta 2 | Termoeléctrica - Fuel Oil | 20,40 | 82 | Miraflores 15 | Termoeléctrica - Diesel | 2,00 |

Fuente: CENACE, Reportes post-operativos.

1.8. Riesgos y Escenarios de Sensibilidad

Mediante la aplicación de modelos matemáticos (métodos probabilísticos) se asocian las variables con distribuciones de probabilidad. El cambio de enfoque determinístico a uno probabilístico para el manejo de incertidumbre incorpora la percepción del riesgo, mediante la metodología Monte Carlo, permitiendo analizar resultados adversos o favorables que bajo métodos tradicionales no son percibidos.



1.8.1 Definición de escenarios

Siempre es posible imaginar un número ilimitado de factores y de escenarios de evolución para cada uno de ellos. De igual manera, la combinación libre de escenarios produce cantidades infinitas de alternativas. Por tal motivo, es indispensable limitar el análisis a los aspectos que se consideran más relevantes o que tengan interés especial.

Bajo este contexto, se ha considerado para el análisis de los riesgos, el diferimiento en la entrada en operación de los proyectos contemplados en el Plan de Expansión de la Generación 2013 - 2022, hipótesis 5 de la proyección de la demanda. Esta hipótesis representa el escenario más crítico de crecimiento de la demanda, y sobre el cual se verá el impacto económico en el costo adicional de operación con los márgenes de reserva esperados en cada caso.

1.8.2 Datos para selección de supuestos

En la figura No. 13 se muestra un diagrama de flujo del modelo matemático propuesto y utilizado para la estimación de los riesgos asociados al retraso en la entrada en operación de los proyectos contemplados dentro del Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022.

Dentro de los datos necesarios para la modelación del problema, se encuentran el Plan de Equipamiento, el despacho hidrotérmico promedio y la disponibilidad del parque generador térmico. Se ha medido el impacto directo del retraso en la operación del PEG 2013 - 2022 en el costo adicional de operación, que se refiere al consumo de combustible adicional utilizado para generación eléctrica, y en algunos casos debido al racionamiento.

El modelo matemático planteado considera la incertidumbre hidrológica que se presenta en la producción hidráulica, con la ayuda de los modelos computacionales OPTGEN y SDDP.

En la tabla No. 7 se presentan los costos de operación por tipo de tecnología, considerados para la estimación del costo adicional de generación.

TABLA No. 7: COSTOS DE OPERACIÓN POR TIPOS DE TECNOLOGÍA

| Tipo de Combustible | Costos de Operación (ctvs.USD/kWh) |
|-------------------------|---------------------------------------|
| Gas Natural | 3,95 |
| Fuel Oil | 16,91 |
| Diesel | 24,12 |
| Energía no Suministrada | 153,3 |

La metodología planteada considera la utilización de la distribución probabilística BetaPERT, la cual estima subjetivamente la distribución de una variable aleatoria (fecha de entrada en operación) cuando todo lo que puede precisarse de la misma es la fecha optimista de operación, la fecha más probable de operación y la fecha pesimista de operación.

A continuación se presentan las razones por las cuales se ha utilizado la distribución probabilística BetaPERT y no la triangular:

- La media de una distribución BetaPERT es cuatro veces más sensible al valor medio que a los valores extremos.
- La desviación estándar de una distribución BetaPERT es menos sensible a los valores extremos que los extremos de la distribución triangular.



- La desviación estándar de una distribución BetaPERT es sistemáticamente menor que el de una triangular.

En la figura No. 12 se muestra un ejemplo de la distribución BetaPERT, donde el número mínimo del rango de datos es fijo, el número máximo del rango de datos es fijo, y el número más probable del rango de datos debe estar entre los valores máximos y mínimos, formando una distribución uniforme en el triángulo fundamental. Esto muestra que los valores más cercanos al mínimo y máximo son menos probables de que ocurran a diferencia de los que están cerca del valor más probable.

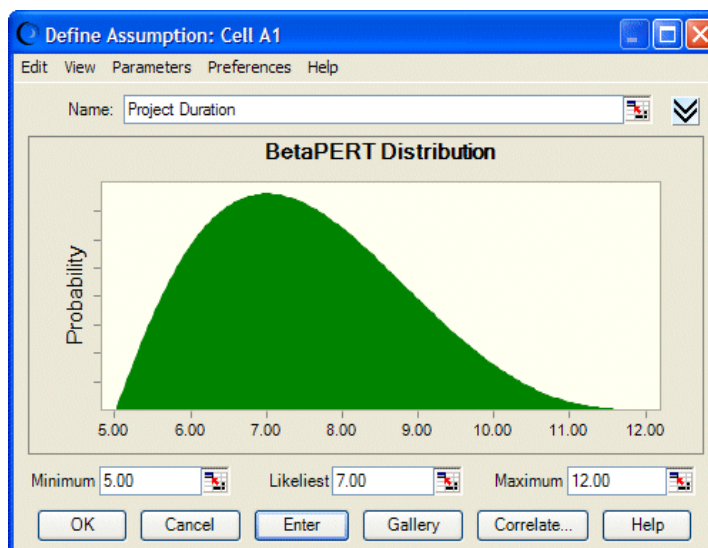


FIG. No. 12: DISTRIBUCIÓN PROBABILISTICA BETA-PERT

En la tabla No. 8 se presentan las consideraciones utilizadas con respecto a los valores mínimo, más probable y máximo para la aplicación del modelo matemático planteado con la distribución de probabilidad Beta PERT.

TABLA No. 8: CONSIDERACIONES DE FECHAS PARA LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CANDIDATOS

| Proyecto | Fecha Optimista | Fecha más Probable | Fecha Pesimista | Proyecto | Fecha Optimista | Fecha más Probable | Fecha Pesimista |
|-------------------|-----------------|--------------------|-----------------|---------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| TOPO | nov-13 | jun-14 | dic-16 | TOACHI | abr-15 | abr-16 | dic-22 |
| CUBA I GUANGOPOLO | dic-13 | jun-14 | dic-16 | PILATÓN | abr-15 | abr-16 | dic-22 |
| MACHALA GAS 3 | ene-14 | jul-14 | dic-16 | PAUTE SOPLADORA | abr-15 | abr-16 | dic-22 |
| ALAZÁN | ene-14 | ago-14 | dic-16 | SAN BARTOLO | may-15 | may-16 | dic-22 |
| DUDAS | ene-14 | ago-14 | dic-16 | DELSI TANISAGUA | dic-15 | dic-16 | dic-22 |
| SAN ANTONIO | ene-14 | ago-14 | dic-16 | QUIJOS | dic-15 | jun-16 | dic-22 |
| ESMERALDAS II | feb-14 | feb-15 | dic-16 | MINAS SAN FRANCISCO | ene-16 | ene-17 | dic-22 |
| CUBA II (QUITO) | abr-14 | oct-14 | dic-16 | COCA CODO SINCLAIR | feb-16 | feb-17 | dic-22 |
| CUBA II (JAMA) | abr-14 | oct-14 | dic-16 | TIGRE | ene-17 | ene-18 | dic-22 |
| CHORRILOS | jul-14 | ene-15 | dic-16 | TÉRMICA GAS | oct-17 | abr-19 | dic-22 |
| VICTORIA | sep-14 | mar-15 | dic-16 | BAEZA | oct-19 | oct-20 | dic-22 |
| SIGCHOS | sep-14 | mar-15 | dic-16 | SABANILLA | may-18 | nov-18 | dic-22 |
| MANDURIACU | nov-14 | nov-15 | dic-22 | PAUTE CARDENILLO | dic-21 | oct-23 | dic-26 |
| MACHALA GAS CC | feb-15 | feb-16 | dic-16 | CHIRAPÍ | oct-21 | oct-23 | dic-26 |



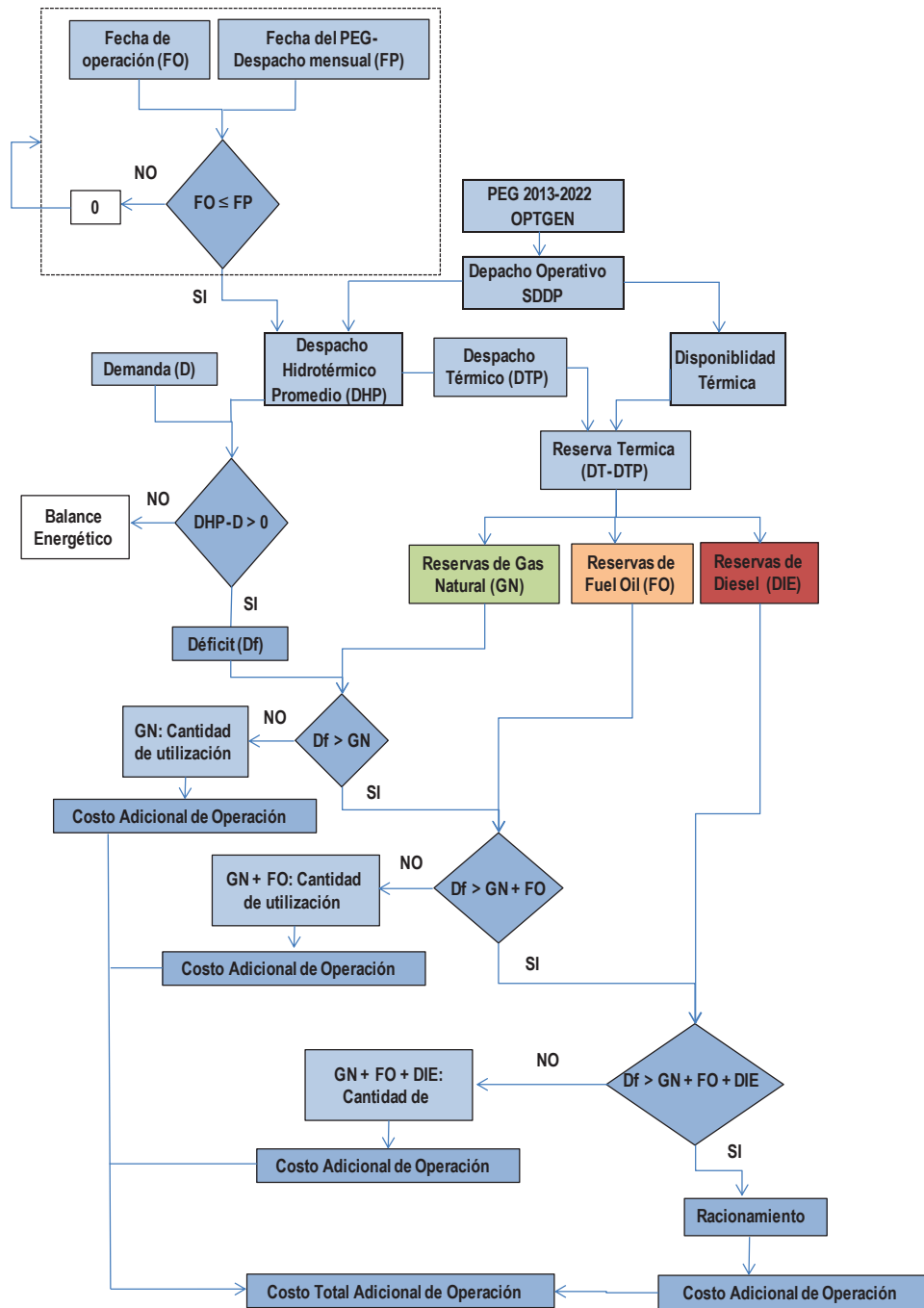


FIG. No. 13: DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MATEMÁTICO UTILIZADO

1.8.3 Análisis de sensibilidad

En la tabla No. 9 se muestran los resultados de realizar 5.000 iteraciones con el programa computacional Crystal-Ball, el cual se basa en la simulación de Monte Carlo, resumidos en los percentiles 10%, 50% y 90%.



TABLA No. 9: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTECARLO CON CRYSTAL BALL

| Proyecto | P 10% | P 50% | P 90% | Proyecto | P 10% | P 50% | P 90% |
|-------------------|--------|--------|--------|---------------------|--------|--------|--------|
| TOPO | jul-15 | ene-15 | abr-14 | TOACHI | dic-15 | sep-17 | mar-20 |
| CUBA I GUANGOPOLO | abr-14 | ene-15 | ene-14 | PILATÓN | dic-16 | feb-16 | may-17 |
| MACHALA GAS 3 | abr-14 | mar-14 | ago-14 | PAUTE SOPLADORA | abr-18 | sep-17 | sep-18 |
| ALAZÁN | abr-14 | abr-14 | sep-15 | SAN BARTOLO | sep-15 | ene-17 | ene-17 |
| DUDAS | jul-14 | feb-15 | nov-14 | DELSI TANISAGUA | ene-18 | ago-17 | jun-18 |
| SAN ANTONIO | mar-14 | oct-15 | feb-16 | QUIJOS | ene-16 | sep-16 | dic-16 |
| ESMERALDAS II | nov-15 | feb-16 | feb-15 | MINAS SAN FRANCISCO | jun-16 | ago-16 | ago-16 |
| CUBA II (QUITO) | jun-15 | abr-14 | mar-15 | COCA CODO SINCLAIR | jun-16 | ago-17 | jul-18 |
| CUBA II (JAMA) | ene-16 | jun-14 | ene-15 | TIGRE | ago-18 | may-18 | ene-18 |
| CHORRILOS | dic-14 | nov-14 | ene-16 | TÉRMICA GAS | sep-19 | sep-18 | may-18 |
| VICTORIA | mar-15 | jun-15 | sep-14 | BAEZA | jul-21 | jun-21 | dic-18 |
| SIGCHOS | nov-15 | oct-14 | sep-14 | SABANILLA | mar-19 | mar-20 | may-20 |
| MANDURIACU | nov-16 | may-16 | ene-19 | PAUTE CARDENILLO | feb-23 | mar-23 | dic-22 |
| MACHALA GAS CC | dic-15 | abr-15 | abr-15 | CHIRAPÍ | may-24 | feb-25 | abr-24 |

En la figura No. 14 se muestran los niveles de reserva de energía que se alcanzarían debido al retraso en los proyectos de generación establecidos en el PEG, se muestran los percentiles: 10%, 50% y 90%; así como los niveles de reserva en caso de cumplir con el cronograma establecido. Del gráfico se puede observar que el periodo más sensible al retraso es el de enero 2015 a diciembre 2018.

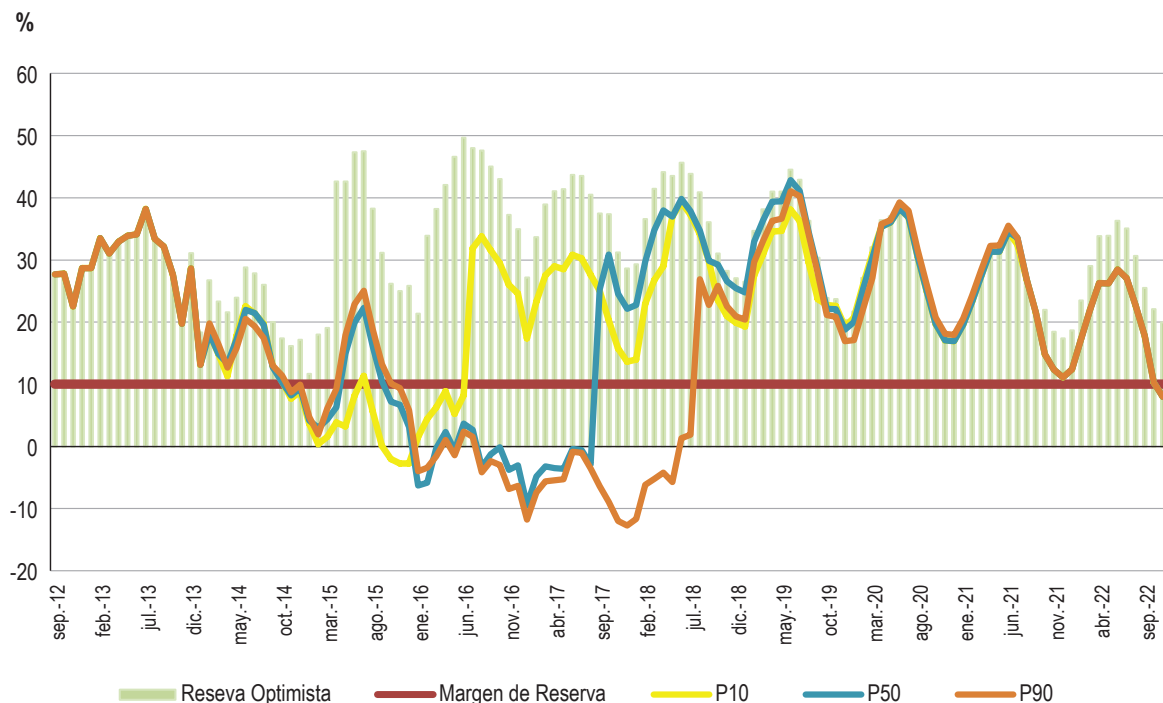


FIG. No. 14: NIVELES DE RESERVA DEBIDO AL RETRASO EN PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la figura No. 15 se muestra el déficit energético ocasionado por el retraso en la operación de los proyectos de generación. Como se puede observar el déficit energético podría alcanzar valores de alrededor de 400 GWh/mes y el pico máximo podría darse a finales de diciembre del 2017. Es importante acotar que este análisis considera



un despacho operativo promedio; por tanto con hidrología seca (90% de probabilidad de excedencia), el déficit ascendería considerablemente.

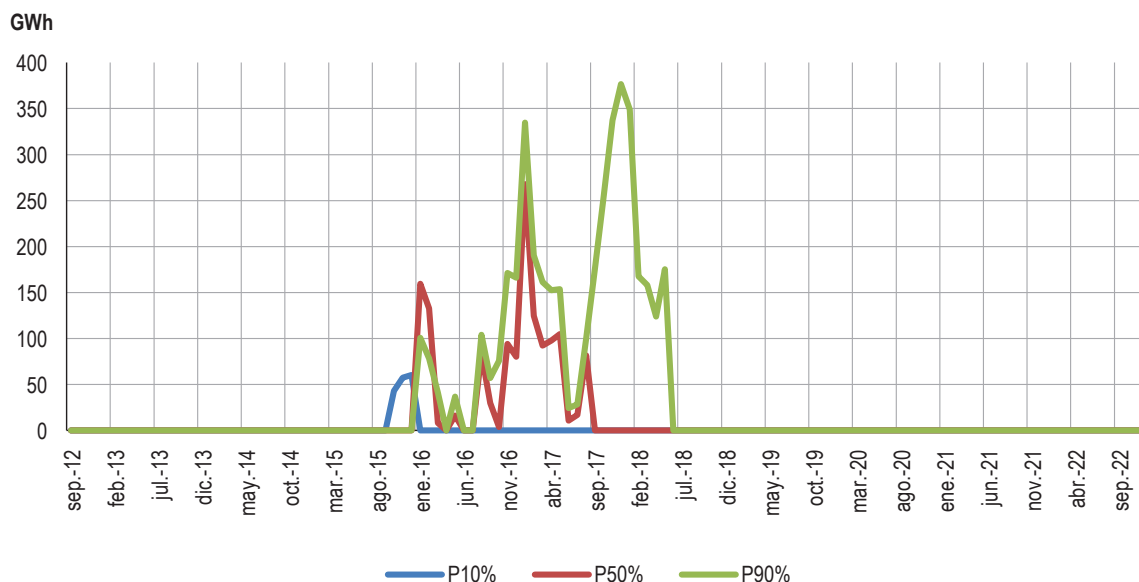


FIG. No. 15: DÉFICIT POR RETRASO EN PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la figura No. 16 se muestra el impacto directo del retraso en el costo de operación adicional por consumo de combustible y racionamiento de energía. Se puede observar el costo adicional del percentil 10%, 50% y 90%, adicionalmente el mínimo realizable, el máximo realizable y su respectiva mediana. Estos datos fueron estimados con una certidumbre del 90%.

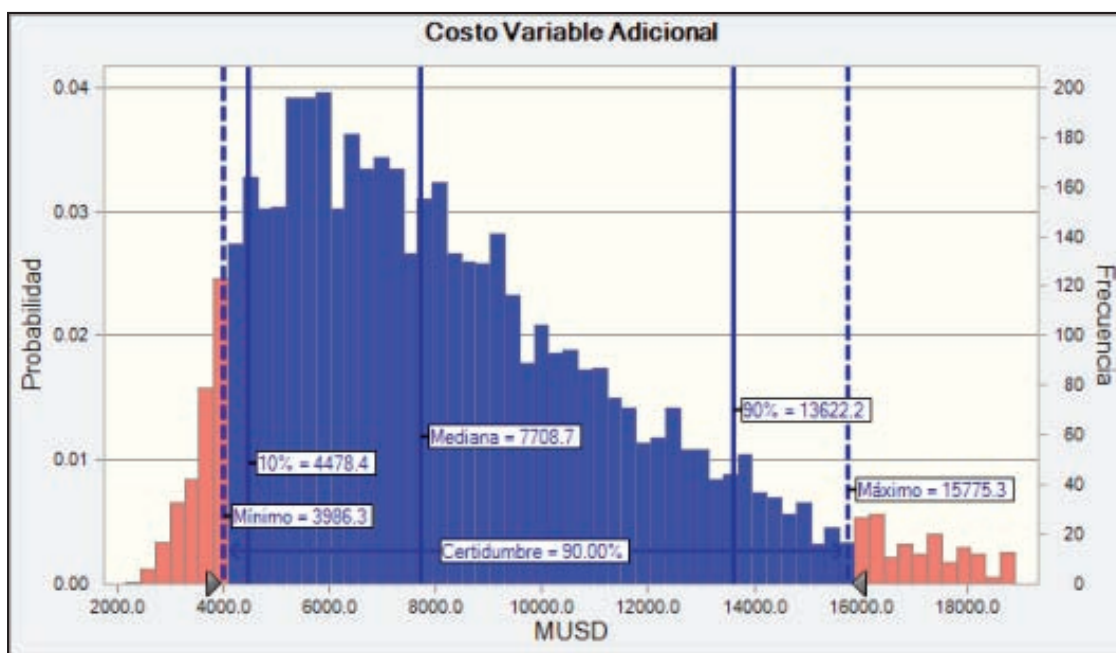


FIG. No. 16: IMPACTO OCASIONADO POR EL RETRASO DE PROYECTOS EN LOS COSTOS VARIABLES DEL PARQUE HIDROTÉRMICO

En la figura No. 17 se muestra el grado de sensibilidad que presentan los proyectos del PEG 2013 - 2022 con relación al costo de operación adicional, en este sentido, el proyecto de mayor incidencia económica representativa es Coca Codo Sinclair con 66,3 %. Es decir, el peor impacto negativo se da si ocurren retrasos en los proyectos: Coca Codo Sinclair, Paute Sopladora, Minas San Francisco y Toachi-Pilatón.

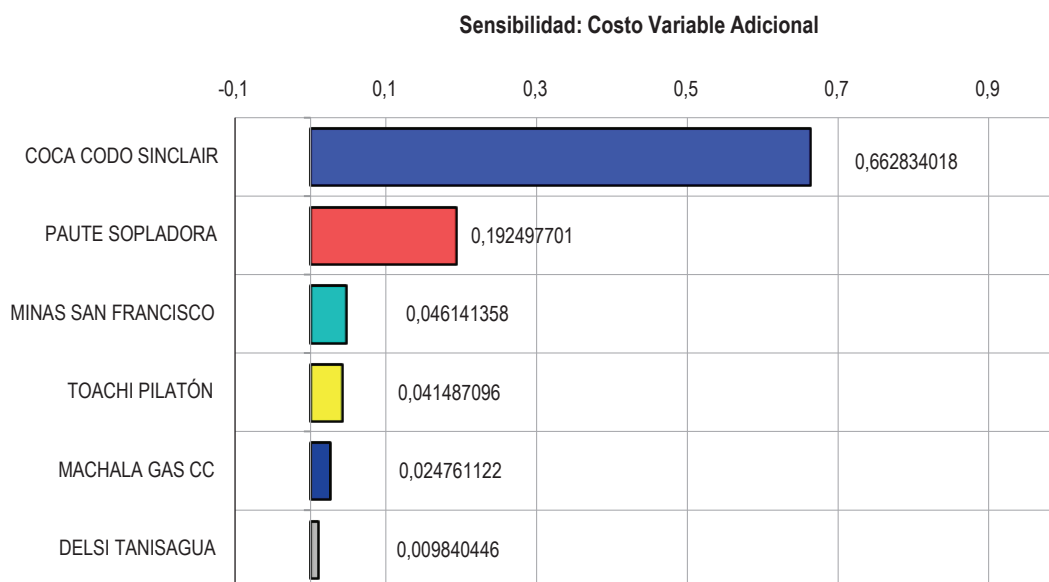


FIG. No. 17: PROYECTOS CON MAYOR SENSIBILIDAD EN SU EJECUCIÓN



1.1. Introducción

Durante los últimos años, la política energética se ha convertido en un tema prioritario dentro del panorama energético nacional y, por supuesto, también en el ámbito mundial. En el Ecuador, la infraestructura energética se basa en el consumo de combustibles fósiles en cerca del 50% de la generación nacional, el resto es predominantemente hidroeléctrico, dependiendo únicamente de un embalse y una central para poder tener la suficiente reserva de energía y satisfacer la demanda del país, hasta que la mayoría de proyectos emblemáticos entren en operación.

El cada vez menos disponible recurso de combustibles fósiles y su encarecimiento, obliga a la búsqueda de alternativas energéticas más económicas y más autosustentables, para llegar así a la meta de un Ecuador autosuficiente energéticamente, contando además con tecnologías amigables con el medio ambiente.

Para tener acceso a un mejor escenario energético, se deberán seleccionar adecuadamente las futuras fuentes de energía del país y, con ello, diversificar la matriz energética e impulsar los procesos productivos y la economía. La penetración de tecnologías renovables es aún mínima en relación a las metas contempladas en el Plan Maestro con horizonte al 2021.

La mejor estrategia de expansión energética significa tener la capacidad de realizar una planificación consensuada entre los distintos actores energéticos, vigilar la ejecución de aquellos planes y efectuar las correcciones y ajustes necesarios según la evolución de éstos en el tiempo (corto, mediano y largo plazo).

La planificación de la expansión de la generación eléctrica contempla una proyección macro de la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda futura, obtenida ésta, mediante proyecciones y directrices de hacia donde se requiere dirigir el consumo de la población.

Para el caso de Ecuador, el horizonte de análisis de largo plazo ha sido considerado en 10 años, en el cual han sido modelados proyectos de generación de diversa tecnología, con costos actualizados al periodo de estudio y con proyecciones de demanda conforme la visión actual del sector eléctrico y que obedecen a decisiones globales en el ámbito de país y a lineamientos y políticas energéticas estratégicas. Para el análisis de mediano plazo, se considera un tiempo de 4 años, en el cual se deberán tomar decisiones y correcciones para los próximos periodos de análisis. En el periodo de análisis de corto plazo, un año, se debe verificar el cumplimiento de los proyectos y metas, resultado de la planificación en los periodos anteriores y las necesidades inmediatas de la operación en tiempo real para la infraestructura eléctrica. Figura No. 1.

La complementariedad entre el seguimiento de corto, mediano y largo plazo, en los planes de expansión realizados determinarán los proyectos de infraestructura impostergables que se deben cumplir para satisfacer la demanda futura y actual (cambiante de manera dinámica en el corto plazo), la meta es el balance social, la auto sostenibilidad energética y ambiental y el cumplimiento de niveles establecidos de seguridad y confiabilidad del abastecimiento para el sistema eléctrico nacional. Esto hace que la planificación sea un ejercicio de toma de decisiones dinámicas en el tiempo, debiendo realizarse ajustes y revisiones de manera periódica a medida que varía el crecimiento de la demanda, con el ingreso de industrias e innovación tecnológica (transporte eléctrico, minería, siderurgia y petroquímica), escenarios capaces de modificar las condiciones iniciales de una planificación de expansión de la generación.

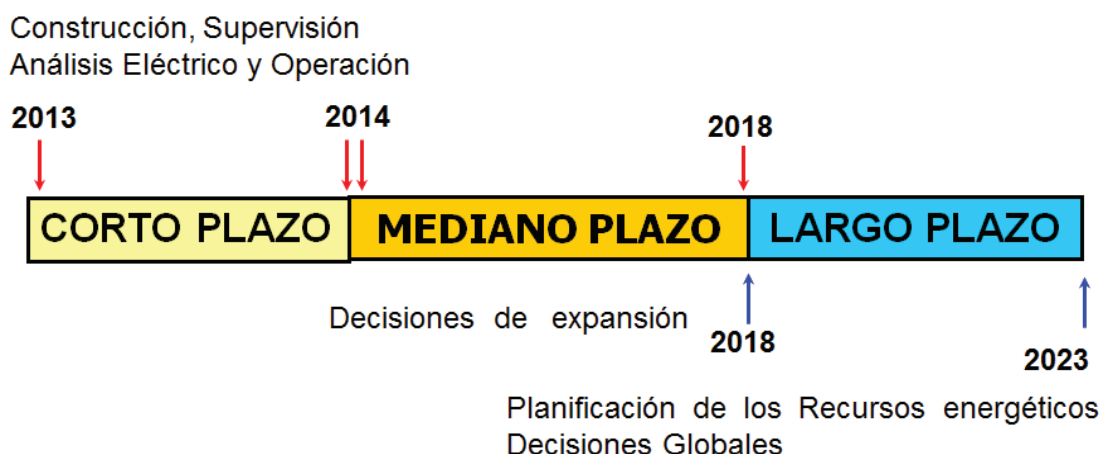


FIG. No. 1: HORIZONTES DE ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN

La planificación y gestión de un sistema eléctrico es una tarea compleja que interrelaciona distintas actividades y aspectos multidisciplinarios en el tiempo, financiamiento de proyectos, costos e inversiones, costos de oportunidad de proyectos estratégicos, diversificación de tecnologías, análisis de riesgos, políticas tarifarias y valores de la energía por unidad energética, aspectos sociales y subsidios, recursos humanos, aspectos sociales y de medioambiente, situaciones y escenarios que deberán ser absolutamente claros, para que los protagonistas de la toma de decisiones elijan la mejor opción.

La planificación de un sistema eléctrico es el resultado de un análisis de largo plazo con la planificación de la expansión en la capacidad de generación y transmisión asociada. En el mediano plazo la programación de mantenimientos y la coordinación hidrotérmica, establece el marco, en el que se materializa el planeamiento de corto plazo, despacho económico diario, y la operación en tiempo real.

Las decisiones de expansión deben basarse en los resultados obtenidos en simulaciones realizadas mediante modelos de cálculo mundialmente utilizados que se basan en consideraciones y restricciones de eficiencia económica, de demanda y operativos, con el debido sustento matemático para el análisis técnico del sistema eléctrico.

El criterio técnico que sustenta el proceso de planificación y la toma de decisiones es, sin duda, la maximización de la utilidad social en el consumo y producción de energía eléctrica. Las metodologías de optimización, minimizan los costos de inversión de los proyectos candidatos y minimizan los costos operativos de los proyectos existentes y elegidos, pero el criterio matemático de decisión deberá ser discutido y consensuado para ser aplicado. La experiencia del planificador y el sentido común, determinará la selección de uno u otro proyecto para cubrir las necesidades básicas de la sociedad, sin poner en riesgo la infraestructura del sistema eléctrico (transmisión y generación) y manteniendo la diversificación y reservas suficientes para las futuras generaciones.

1.2. Expansión en el Corto Plazo

La planificación operativa de mediano plazo (Plan Anual Operativo - PAO) se lleva a cabo anualmente y es elaborada por la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, organismo que efectúa el despacho económico centralizado y la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional, la programación operativa proporciona las entradas para el proceso de ajuste en tiempo real y la toma de decisiones operativas en el corto plazo. La planificación operativa de corto plazo se refiere a la planificación semanal y/o diaria necesaria para la operación en tiempo real de un sistema eléctrico de potencia (unit commitment).

La planificación de la expansión de corto plazo se sustenta en la supervisión y seguimiento de la ejecución financiera y física de las obras y proyectos asociados (transmisión) de las fuentes de generación que fueron seleccionadas mediante la planificación de largo plazo.

El seguimiento al avance de la infraestructura y las condiciones de la operación en tiempo real del sistema de generación existente deben ser analizados para el establecimiento de políticas y toma de decisiones inmediatas sobre los cronogramas de los proyectos en construcción.

Desde la creación del CONELEC en 1997, se ha elaborado el Plan Maestro de Electrificación, el cual es de cumplimiento obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado, cada plan ha sido obtenido mediante estudios, planificación y coordinación con los distintos actores del sector eléctrico.

Si bien la planificación ha sido elaborada y actualizada de forma periódica, su cumplimiento por parte de los actores del sector eléctrico no ha sido el adecuado desde la creación del MEM. Diferentes políticas y diferentes gobiernos han tenido puntos de vista y decisiones no necesariamente ajustadas a los resultados de los planes elaborados, lo que ha dado como resultado la desadaptación de la oferta y demanda del sistema eléctrico nacional.

Desde hace menos de una década, se ha dado un mayor cumplimiento a los planes propuestos, debido básicamente a un mayor financiamiento estatal a proyectos de transmisión (interconexión con Colombia) y generación (San Francisco y Mazar). La propuesta actual, a través de este plan de expansión de la generación, es la de realizar diferentes ajustes a la planificación de largo plazo y realizar el control eficiente de las metas trazadas. La supervisión realizada en los proyectos actualmente en marcha, junto con la promulgación de regulaciones para incentivar la inversión en fuentes renovables de energía, son los indicadores de que la institución está encaminada hacia el seguimiento más minucioso del sector eléctrico ecuatoriano.

1.3. Expansión en el Mediano Plazo

El crecimiento de la oferta energética de mediano plazo implica la consolidación de infraestructura planificada en el largo plazo y ajustada al momento de la decisión de su ejecución. El mediano plazo es el periodo de tiempo en el cual se decide la ejecución de proyectos planificados en el horizonte de largo plazo considerando las condiciones reales de crecimiento de la demanda.

El periodo de análisis considera 4 años, (2014 inclusive hasta el 2017), periodo de tiempo en el cual, en base a la proyección de la demanda y considerando el cumplimiento de cronogramas de proyectos de generación, se prevén reservas de potencia capaces de satisfacer y garantizar la confiabilidad en la operación del S.N.I. En este contexto se hará el seguimiento respectivo a los proyectos asociados de transmisión, los cuales deberán ser concluidos y estar listos en plazos necesarios para la incorporación de los proyectos de generación planificados.

1.3.1 Verificación de cumplimiento de planes anteriores y ajustes operativos

En el horizonte de tiempo que le compete a una estrategia de expansión en el mediano plazo (2-4 años), se deberá verificar el cronograma de cumplimiento de los proyectos en marcha y realizar ajustes para los futuros planes considerados en el largo plazo. Este criterio de supervisión permite realizar las rectificaciones necesarias para cumplir con los objetivos planteados en el largo plazo.

La programación de mediano plazo implica también la determinación y coordinación de los ciclos de mantenimiento de las centrales de generación existentes, para conseguir que la demanda proyectada sea abastecida en las mejores condiciones técnicas; ajustando la programación a la disponibilidad del parque hidrotérmico existente y coordinando el cumplimiento de despacho de mediano plazo. Las acciones de corrección propuestas por el planificador, se encaminarán a tomar las medidas necesarias para crear nuevos proyectos de generación, obtenidos del análisis de mediano plazo, así como sugerir la implementación de acciones correctivas urgentes para mantener la armonía en el despacho de energía del S.N.I.

La gestión del combustible requiere una planificación cuidadosa, adecuadas políticas de manejo de embalses, para proporcionar suficientes reservas en el sistema; deberán también ser consideradas dentro de la planificación de mediano plazo y aplicar una adecuada operación hidrotérmica.



1.4. Expansión en el Largo Plazo

El ámbito de la planificación de largo plazo considera el periodo comprendido a partir del año 5 hasta el año 10 ó 15, según sea el horizonte planificado, figura No. 1.

Las decisiones de largo plazo son decisiones globales y determinan las metas de un sistema eléctrico en su infraestructura tanto de generación como de transmisión. La oferta futura disponible deberá cubrir las previsiones de crecimiento de la demanda, proyectada dentro de un mismo horizonte, brindando la información sobre detalles de fuentes y tipos de energía basada en alternativas tecnológicas existentes en el tiempo adecuado y de sus costos actualizados (renovables y no renovables). Lo anterior proporciona una herramienta útil para la toma de decisiones energéticas en el futuro, basados en criterios de confiabilidad, análisis de riesgos, impacto ambiental, políticas de diversificación de fuentes, producción local de combustibles o exportaciones y cambios en la matriz energética de consumo y producción, dando como resultado el tipo, la capacidad y el momento adecuado para iniciar los estudios de nueva generación y el momento en que será necesario su aporte productivo al sistema eléctrico.

Los horizontes de tiempo lejanos considerados en la planificación de largo plazo, sirven para elegir entre otros, aquellos proyectos que deben ser capaces de proporcionar un adecuado retorno de la inversión, por ello se consideran grandes proyectos de elevadas inversiones y con un tiempo de vida útil alto, lo que proporcionará un gran beneficio debido a los años de operación de la central (30 años térmicas y 50 años hidroeléctricas). Sin duda, dado el horizonte de tiempo de estos estudios, la incertidumbre es un factor muy determinante por lo que será necesario trabajar con múltiples escenarios así como con variables probabilísticas y adoptar criterios de selección de alternativas, que podrían basarse en: minimización de costos medios esperados, minimización del riesgo, etc. También son considerados proyectos de pequeña inversión y de tiempo de construcción corta, para que aporten con firmeza al sistema, así como brindar la diversificación necesaria a la generación eléctrica.

Una base de datos consistente y confiable es primordial para la evaluación de proyectos en el largo plazo, datos de tipos de centrales, costos fijos y variables, costos de inversión, datos históricos de demanda, hidrología y fallas o mantenimientos, entre otros, son consideraciones esenciales para un apropiado modelamiento del sistema eléctrico a futuro. La elección de un determinado grupo de tecnologías de generación o una alternativa sustentable, determinará los costos para cubrir la proyección de la demanda y, por ende, los valores de inversión para los planes de expansión. Generalmente la solución óptima se basa en el cálculo de los costos de expansión o inversión (OPTGEN) junto con el cálculo de los costos de operación (SDDP), la solución de mínimo costo es la combinación óptima de estos dos cálculos.

Las decisiones de expansión de la generación en el largo plazo serán dinámicas en el tiempo y deberán ser revisadas periódicamente en la medida de que el crecimiento real de la demanda, las innovaciones tecnológicas, los precios de combustibles, etc., modifiquen las hipótesis y escenarios considerados en la planificación de la expansión de la generación.

1.4.1 Planificación de los recursos energéticos en el horizonte futuro

La diversificación de tecnologías permitirá preservar los recursos propios disponibles para su utilización en el futuro y para el bienestar de las nuevas generaciones.

La base de datos de proyectos se la conoce como el “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, cuya última versión es al 2009 y consiste en una descripción básica de los proyectos existentes de generación, hidroeléctricos, térmicos y renovables. Consta de un listado detallado de centrales de generación en diferentes tipos de tecnologías, para las cuales se presenta el estado en que se encuentran sus proyectos: inventario, prefactibilidad, factibilidad, diseño para licitación o construcción. Se enumera también diferentes tipos de proyectos con energías alternativas como geotermia, eólicos y solares.

El listado de proyectos aptos para participar en la optimización de la simulación energética del sistema eléctrico se determina en base a consideraciones de cercanía a la demanda, facilidades de conexión a la red eléctrica na-



cional, nivel de impacto ambiental, potencia o capacidad óptima requerida para aportar a la demanda proyectada, características técnicas de calidad del servicio y seguridad del sistema, su pertenencia a una vertiente determinada, características que son básicas para aplicar a la selección de determinando tipo de proyecto de generación.

Para el caso de una central térmica, la selección de ubicación, potencia y aspectos ambientales (emisiones CO₂) estarán determinados por las necesidades técnicas y ubicación del combustible (transporte), además de aspectos relevantes de la demanda a suplir. Todo esto permite que un proyecto tenga las características técnicas, sociales, ambientales y energéticas indispensables para ser tomado en cuenta en su elección como una propuesta viable para alcanzar las metas energéticas del Ecuador, enmarcadas dentro del Plan Nacional para el Buen Vivir y de la Agenda Sectorial emitida por el MEER.

Los estudios energéticos son complementados con estudios eléctricos para determinar el impacto que tienen las nuevas fuentes de generación sobre el sistema existente y determinar además las características del sistema nacional de transmisión y las adecuaciones necesarias a ser implementadas para su expansión. Equipamiento adicional será necesario para adecuar el sistema de transmisión a las nuevas condiciones de generación y demanda, involucrando nuevas inversiones que deberán ser consideradas en toda la evaluación económica de la expansión total del sistema, incluyendo la generación y transmisión.

Al igual que para una central hidroeléctrica se consideran las condiciones hidrológicas para determinar su aporte energético al sistema eléctrico; para una central térmica se deberá considerar los aspectos del combustible a ser utilizado. El transporte del combustible, su disponibilidad, su poder calorífico y el impacto ambiental son consideraciones básicas en un proyecto térmico.

1.4.2 Interdependencia de proyectos de generación y transmisión

Un gran porcentaje de los proyectos de generación eléctrica en el Ecuador se encuentran distribuidos a lo largo de toda la geografía nacional y lejos de los grandes centros de consumo como lo son Quito y Guayaquil. Sería deseable que la generación sea instalada cerca de estos centros de consumo y también ideal que estén operando cerca del sitio de producción del combustible para su funcionamiento, pero por la naturaleza propia de dichos proyectos y la ubicación de las fuentes de energía primaria, esto no es posible en la mayoría de los casos.

Algunas de las centrales térmicas se encuentran lejos de los grandes centros poblados a causa de los problemas de contaminación por el combustible que utilizan y debido al peligro que implica el uso de derivados de petróleo inflamables así como a la contaminación por ruido y otros factores atmosféricos y ambientales.

Por estas causas es la red de transmisión la encargada de trasladar la electricidad generada hasta los centros de consumo. Las economías de escala inherentes a la construcción de grandes proyectos de generación, con capacidades cada vez mayores y ubicaciones remotas, implican la necesidad de corredores de evacuación eléctrica hacia subestaciones en los centros de consumo.

La red de transporte es la columna vertebral de todo sistema eléctrico, es un elemento clave en el equilibrio dinámico entre la producción y el consumo, razón por la que generalmente adquiere una topología mallada, permitiendo que todas las centrales de generación se encuentren aportando al sistema eléctrico en respaldo de las demás unidades, cubriendo eventuales fallas y contingencias. Además de la relevancia en la confiabilidad del suministro, la red de transmisión adquiere un papel estratégico pues es el elemento facilitador de transacciones tanto del mercado eléctrico local como internacional, creando así la posibilidad de mercados eléctricos regionales que permiten la optimización del uso de los recursos energéticos de la región.

La expansión de la red de transmisión está supeditada a las necesidades de los nuevos proyectos de generación y al crecimiento de la demanda. Generalmente los costos asociados de proyectos de expansión de transmisión debido a la nueva generación son mucho menores a éstos, al igual que sus tiempos de construcción, con excepciones debidas a las distancias geográficas.



Con la expansión de la generación y con el crecimiento de la demanda, se planifica la expansión de la transmisión realizando el análisis de costos y estudios técnicos de la mejor opción a construir (costos operativos, pérdidas en el sistema, confiabilidad). En este contexto, es necesaria la realización de análisis de confiabilidad y seguridad operativa del sistema para un horizonte de mediano plazo.

El impacto al ambiente provocado por la expansión de los sistemas de transmisión debido a utilización de terrenos, cruce sobre zonas protegidas, etc., ha derivado en la investigación de equipamiento que permita ampliar la capacidad de las líneas de transmisión existentes a través del uso de dispositivos FACTS.

1.5. Decisiones Globales de Expansión. Criterios de Autoabastecimiento: Reservas y Excedentes

Conforme a las premisas para la ejecución de un Plan de Expansión de la Generación basadas en las Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador [1], la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico [2] y el Plan Nacional para el Buen Vivir, los resultados obtenidos se enmarcarán en los objetivos planteados en dichos documentos, mediante los cuales se podrán tomar las decisiones globales de expansión, cuyos resultados se presentan en el PME 2013 - 2022 y permiten vislumbrar el futuro energético del Ecuador como un país energéticamente autosustentable (autarquía), con proyecciones de cambio en su matriz energética y con posibilidades de ser un exportador de energía en la región.

La planificación de la expansión de la generación bajo los criterios expuestos en los numerales previos, permitirán el cambio de la matriz energética del Ecuador, la cual es clave para el desarrollo económico del país.

La diversificación de las fuentes de generación, mediante el uso apropiado de fuentes eficientes con energías renovables, así como la utilización de energía no renovable eficiente y los proyectos calificados como emblemáticos que desarrolla el Estado, han permitido pensar en un cambio industrial en el Ecuador con visión hacia el futuro y compromiso nacional cuyos resultados serán palpables en el mediano plazo, con efectos trascendentales en beneficio de la sociedad y la economía ecuatoriana.

La situación pasada del sector eléctrico alertó a sus autoridades y al gobierno nacional para tomar las acciones necesarias que eviten volver a sufrir las consecuencias que implican un déficit energético. Las políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador y la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico, además de otros lineamientos y políticas sectoriales que aportarán principios a seguir, junto con los resultados obtenidos en éste Plan de Expansión de Generación, permitirán cumplir con los objetivos planteados.

La planificación de la expansión de la generación, producto de un trabajo minucioso del CONELEC, ha sido elaborada con una visión global de país, teniendo presente las realidades de todos los sectores de la economía nacional, previendo su expansión hacia el desarrollo y la modernización de los sectores productivos, que con su progreso y perfeccionamiento brindarán a la sociedad un mejor futuro y el objetivo planteado en el Buen Vivir.

Los esfuerzos de la gestión gubernamental se han centrado en la promoción e incentivo a los proyectos de generación eléctrica necesarios para proporcionar la energía suficiente y necesaria a fin de suplir un nuevo futuro energético en el Ecuador.

1.6. Hidrología y Complementariedad

Las dos vertientes que están presentes en el Ecuador continental son: la vertiente del Pacífico y la vertiente del Amazonas. Las grandes centrales hidroeléctricas se encuentran en su mayoría en la vertiente del Amazonas, cuyo régimen fluvial cuenta con la presencia de lluvias entre abril y septiembre en tanto que su periodo de estiaje se presenta entre octubre y marzo. Los embalses más representativos de cada vertiente son el de Daule Peripa con su central Marcel Laniado de Wind en la vertiente del Pacífico y el embalse de Mazar con las centrales de



Paute-Mazar y Paute-Molino (embalse Amaluzá, regulado por Mazar) en la vertiente amazónica. Entre éstos dos embalses se produce una cuasi complementariedad (octubre a diciembre no se complementan), que ayuda en cierta medida a un adecuado programa de manejo para conservar reservas energéticas en el S.N.I. durante los meses de estiaje.

El comportamiento hidrológico en la cuenca del Daule está marcado principalmente por dos periodos bien diferenciados, el primero, el periodo lluvioso entre los meses de enero a junio con máximos en los meses de marzo y abril, lo que es claramente apreciable con las lluvias que se presentan anualmente en la región Litoral. El periodo seco se hace presente entre los meses de julio a diciembre, con mínimos en octubre y noviembre.

Por otro lado, el comportamiento hidrológico en la cuenca del río Paute presenta su periodo de lluvias de manera histórica para los meses comprendidos entre abril a septiembre con máximos en los meses de junio y julio, y el estiaje comprendido entre octubre a marzo, con mínimos en los meses de diciembre y enero. La región interandina, lugar en donde nacen los ríos que aportan como afluentes al río Paute (embalses de Mazar y Amaluzá), presentan precipitaciones débiles durante el periodo entre septiembre y marzo y lluvias de gran intensidad durante los meses de abril y mayo, lo que provoca grandes crecidas en los ríos de Azuay y Cañar, principales afluentes del río Paute, por otro lado el aporte de la hidrología de la región amazónica con temporadas de lluvias entre abril y septiembre, aportan con sus caudales altos a la cuenca baja del río Paute, haciendo que éste mantenga sus caudales altos durante esa época del año.

La mayoría de proyectos en marcha pertenecen a la vertiente del Amazonas, siendo necesario a futuro prever la construcción y operación de centrales en la vertiente del Pacífico con la finalidad de mejorar la característica de complementariedad hidrológica entre los proyectos hidroeléctricos del Ecuador.

Para el caso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, sus periodos de lluvia y estiaje se encuentran definidos de la siguiente forma: de abril a septiembre el periodo lluvioso con máximos en los meses de junio y julio; y, un periodo seco de octubre a marzo con mínimos en diciembre y enero, un comportamiento similar a la cuenca del río Paute, por lo que se considera como un régimen amazónico.

Con lo expresado en las líneas anteriores, la complementariedad entre las dos vertientes no es completa ya que existen meses en los cuales estas vertientes mantienen un régimen hidrológico bajo (octubre a enero). Mientras que para los meses de febrero a marzo la vertiente del Pacífico presenta regímenes hidrológicos altos que complementan a los caudales bajos de la vertiente del Amazonas; y, de manera similar o complementaria, la vertiente amazónica presenta caudales altos durante los meses comprendidos entre abril a septiembre comparados con la hidrología baja presente en la vertiente del Pacífico para esos mismos meses.

Una mayor firmeza en la producción de energía eléctrica es especialmente necesaria para los meses en donde existen bajos caudales y por ende déficit de energía almacenada en los grandes embalses de cada vertiente, por lo que se requiere del aporte de centrales térmicas para brindar al sistema eléctrico nacional adecuadas condiciones de calidad y seguridad.

La planificación del parque generador del país está encaminada al máximo aprovechamiento de los recursos hídricos para su aporte al S.N.I. a través de la construcción de centrales hidroeléctricas en la vertiente del Pacífico y además de centrales térmicas eficientes a gas y con fuentes renovables (eólicas, solares y geotérmicas) para brindar al firmeza requerida en el corto plazo al sistema eléctrico ecuatoriano. El presente Plan de Expansión de la Generación cumple con el objetivo de establecer en el mediano y largo plazo la firmeza y el máximo aprovechamiento de las fuentes de generación para brindar la seguridad y calidad energética en el S.N.I.

1.6.1 Distribución de la generación futura

La precipitación promedio multianual del Ecuador es de 2.087 mm/año. Si se considera el área total de 256.370 km², que incluye la parte continental y la región insular; el volumen de agua que cae por efecto de las lluvias al país es de aproximadamente 535.000 Hm³. La parte continental está dividida en dos vertientes hidrográficas: la



del Océano Pacífico y la del Amazonas o del Atlántico; esto se debe a las especiales condiciones geomorfológicas del Ecuador. La Cordillera de Los Andes divide al territorio continental en las dos redes fluviales o vertientes antes indicadas. Ambas vertientes se dividen en sistemas hidrográficos y éstos en cuencas y subcuencas hidrográficas que se identifican de acuerdo al río que forma su cauce principal.

El potencial hídrico estimado, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 16.500 m³/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71% y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del País.

Con relación al potencial hidroeléctrico, cuyo tratamiento se amplía en el Anexo 1, se puede resumir lo siguiente:

- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Ecuador continental: 90.976 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Ecuador Continental: 37.981MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Amazonas: 66.501 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Amazonas: 29.404 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Pacífico: 24.475 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Pacífico: 7.647 MW.
- Potencial hidroeléctrico teórico, calculado con caudales medios, de las 11 cuencas hidrográficas seleccionadas: 73.390 MW.
- Potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 30.865 MW.
- Potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 21.903 MW.
- Potencial aprovechado en el Ecuador (suma de la capacidad de las centrales hidroeléctricas en operación): 2.273 MW de potencia nominal y 2.246 MW de potencia efectiva, que equivalen al 10,3% del potencial técnica y económicamente aprovechable.

Como se observa, el potencial hidroeléctrico de la vertiente Amazónica es bastante mayor que el potencial de la vertiente del Pacífico.

Por otro lado, la mayoría de las grandes centrales hidroeléctricas se encuentran en la vertiente amazónica: Paute Molino (1.100 MW), San Francisco (230 MW), Paute Mazar (167 MW), Agoyán (156 MW), Pucará (73 MW); mientras que la única gran central hidroeléctrica de la vertiente del Pacífico es Marcel Laniado de Wind (213 MW). Más del 80% de la capacidad hidroeléctrica instalada en el Ecuador se encuentra en la vertiente Amazónica, situación que representa una vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica al régimen pluvial amazónico.

En el Plan de Expansión 2013 - 2022 propuesto, se han incorporado proyectos tanto de la vertiente del Amazonas como de la vertiente del Pacífico. En la vertiente del Amazonas se incorporarían 2.918 MW, con una producción energética media anual de 16.249 GWh. En la tabla No. 1 se presentan los proyectos de generación que se han planificado para el periodo 2013 - 2022 en la vertiente amazónica. En la vertiente del Pacífico se incorporarían 912



MW, con una producción media anual de 4.546 GWh, en la tabla No. 2 se presentan los proyectos de generación que se han planificado para el periodo 2013 - 2022 en la vertiente del Pacífico.

En potencia instalada se tendría una relación Amazonas / Pacífico de: 3,20 a 1,0.

En energía media anual se tendría una relación Amazonas / Pacífico de 3,57 a 1,0.

TABLA No. 1: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DEL PEG, VERTIENTE AMAZONAS

| Operación completa | Proyecto / Central | Empresa / Institución | Estado | Público / Privado | Potencia (MW) | Energía media (GWh/año) | Provincia |
|--------------------|--------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|---------------|-------------------------|-------------------------|
| oct-13 | Isimanchi | EERSSA | En construcción | Público | 2,25 | 17 | Zamora Chinchipe |
| mar-14 | Mazar-Dudas | Hidroazogues - CELEC EP | En construcción | Público | 21,0 | 125 | Cañar |
| mar-14 | Saymirin V | Elecaastro S.A. | En construcción | Público | 7,00 | 32 | Azuay |
| jul-14 | Chorrillos | Hidrozamora EP | En construcción | Público | 3,96 | 23 | Zamora Chinchipe |
| ago-14 | Topo | Pemaf Cía. Ltda. | En construcción | Privado | 29,2 | 175 | Tungurahua |
| sep-14 | Victoria | Hidrovictoria S.A. | En construcción | Público | 10,0 | 64 | Napo |
| abr-15 | Paute - Sopladora | CELEC EP - Hidropaute | En construcción | Público | 487,0 | 2.800 | Azuay y Morona Santiago |
| may-15 | San Bartolo | Hidrosanbartolo | En construcción | Privado | 48,1 | 315 | Morona Santiago |
| dic-15 | Delsi Tanisagua | CELEC EP - Gensur | En construcción | Público | 116,0 | 904 | Zamora Chinchipe |
| dic-15 | Quijos | CELEC EP Enernorte | En construcción | Público | 50,0 | 353 | Napo |
| feb-16 | Coca Codo Sinclair | CocaSinclair EP | En construcción | Público | 1.500,0 | 8.743 | Napo y Sucumbíos |
| may-18 | Sabanilla | Hidrelgen S.A. | Cierre financiero | Privado | 30,0 | 210 | Zamora Chinchipe |
| dic-21 | Paute - Cardenillo | CELEC EP - Hidropaute | En estudios | Público | 564,0 | 3.356 | Morona Santiago |
| Total | | | | | 2.868 | 17.117 | |

TABLA No. 2: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DEL PEG, VERTIENTE DEL PACÍFICO

| Operación completa | Proyecto / Central | Empresa / Institución | Estado | Público / Privado | Potencia (MW) | Energía media (GWh/año) | Provincia |
|--------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------------------|-------------------|---------------|-------------------------|-------------------------------|
| jun-13 | Baba | Hidrolitoral EP | En operación | Público | 42,0 | 161 | Los Ríos |
| mar-14 | San José del Tambo | Hidrotambo S.A. | En construcción | Privado | 8,0 | 45 | Bolívar |
| oct-14 | San José de Minas | San José de Minas S.A. | En construcción | Privado | 5,95 | 37 | Pichincha |
| nov-14 | Manduriacu | CELEC EP Enernorte | En construcción | Público | 60,0 | 349 | Pichincha |
| may-15 | Toachi - Pilatón | Hidrotoapi EP | En construcción | Público | 253,0 | 1.190 | Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi |
| ene-16 | Minas - San Francisco | CELEC EP Enerjubones | En construcción | Público | 276,0 | 1.290 | Azuay |
| ene-17 | Tigre | Hidroequinoccio EP | Negociación previa a la construcción | Público | 80,0 | 408 | Pichincha |
| oct-21 | Chontal - Chirapi | CELEC EP Enernorte | Prefactibilidad | Público | 351,0 | 1.766 | Pichincha |
| Total | | | | | 1.076 | 5.246 | |



1.6.2 Susceptibilidad del sistema hídrico ecuatoriano al cambio climático

El antecedente de una crisis energética debido a un estiaje severo en el 2009 (bajos caudales afluentes en las cuencas hidrográficas de las grandes centrales del país), ha condicionado la planificación de la expansión de la generación del S.N.I. Esta incertidumbre tradicionalmente ha sido considerada mediante la predicción de caudales basada en el análisis estadístico de series históricas, la que muchas veces no acierta en el comportamiento real, como se ha comprobado mediante análisis estadísticos; en este punto es en donde se introduce el concepto de una nueva incertidumbre la misma que está afectando el comportamiento natural de los caudales, ésta es el efecto del cambio climático global, lo que pudiera ser un causal para los desaciertos significativos en las predicciones de caudales.

La vulnerabilidad en el sistema eléctrico ecuatoriano se acentúa en condiciones extremas de sequía, evento que históricamente se ha presentado en los años 1992, 1995 y 2009, trayendo como consecuencia episodios de racionamiento eléctrico, acciones técnico-operativas para disminuir el consumo (calidad del servicio, voltaje y frecuencia) y un aumento de las importaciones de energía desde Colombia y Perú, situaciones que se han agravado aún más debido a similares condiciones climáticas de los países vecinos.

El abastecimiento deficiente de energía al S.N.I. en los periodos de estiaje, ha tenido su principal causa en el diferimiento prolongado por varios años en la construcción de grandes centrales con embalses capaces de proveer de energía en los meses críticos, además de ser complementarios entre sí, así como en la inversión tardía en centrales térmicas eficientes, útiles para dar firmeza suficiente al sistema.

Las medidas oportunas propuestas a partir de una planificación adecuada, determinarán la infraestructura en generación necesaria para afrontar con éxito eventos hidrológicos extremos, este Plan de Expansión de la Generación ha sido desarrollado en base al análisis de un modelo estocástico, basado en la evaluación de caudales medios futuros. Uno de los objetivos planteados fue la reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico a estiajes prolongados en la cuenca amazónica. Sin embargo, la externalidad del cambio climático debe ser considerada ya que, la evolución en el comportamiento de los caudales no obedece exclusivamente a un comportamiento histórico sino que se encuentran evolucionando en el tiempo influenciado por el cambio climático y la intervención humana en el ecosistema [19].

Los criterios adoptados para la planificación de la Expansión de la Generación 2013 - 2022, consideran, entre otros, la selección de proyectos en la vertiente del Pacífico así como la incorporación de generación renovable en el largo plazo. Para el corto plazo se prevé generación hidroeléctrica y térmica eficiente (Gas del Golfo) en aquellas zonas en donde las condiciones de calidad técnica del sistema lo requieren.

Entre otros aspectos, las consecuencias del cambio climático y su influencia en los ciclos hidrológicos se pueden resumir en: episodios extremos de periodos de lluvia intensa pero de corta duración y periodos de sequías extremas y de larga duración (situación indicativa de la alteración climática). Las variaciones en la composición química del agua debido a las temperaturas elevadas de la atmósfera, el descongelamiento de los glaciares, principal fuente de agua dulce que origina y alimenta los ríos de las cuencas andinas, la mayor evaporación tanto en los ríos afluentes como en los propios embalses, plantean claramente un impacto en la forma de concebir la disponibilidad futura de los recursos hídricos y por ende, de los servicios relacionados, como es la producción de energía hidroeléctrica, que para el caso del Ecuador se encuentra estrechamente ligada tanto al plan de expansión de la generación del sistema nacional como a la operación del mismo.

A continuación, se presentan gráficos con los caudales medios mensuales de ingreso al embalse Amaluza en distintos períodos. Si se compara la curva correspondiente al período 1964 - 2011 con la curva 2004 - 2011, se puede observar un incremento del caudal medio en el mes de junio y un decremento en octubre.



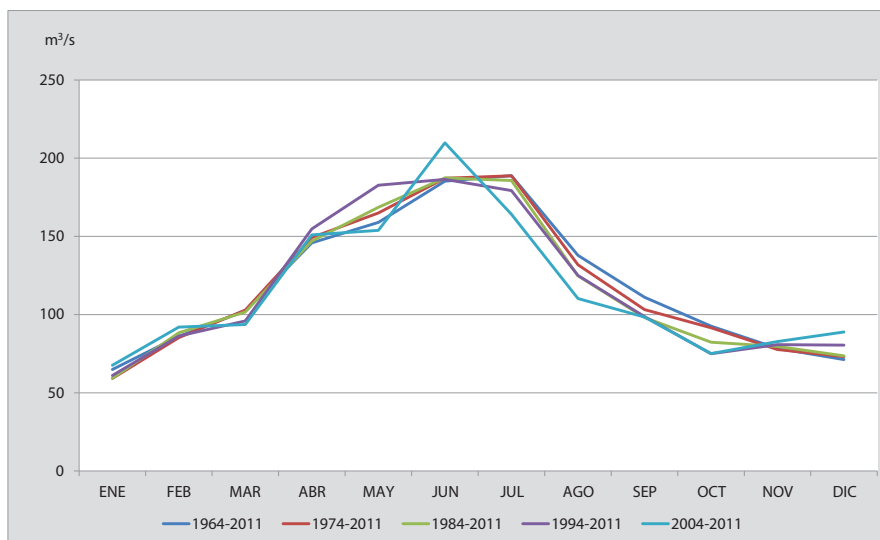


FIG. No. 2: CAUDALES MEDIOS MENSUALES PAUTE, EMBALSE AMALUZA, DISTINTOS PERIODOS

En la siguiente figura se han graficado períodos de diez años desde 1964, con excepción del último, que es de ocho años. Se observa que en la curva 1994 - 2003 se incrementan los caudales medios de mayo, mientras que en la curva 2004 - 2011 se incrementan los caudales medios en junio, desplazándose el mes históricamente más lluvioso que es julio.

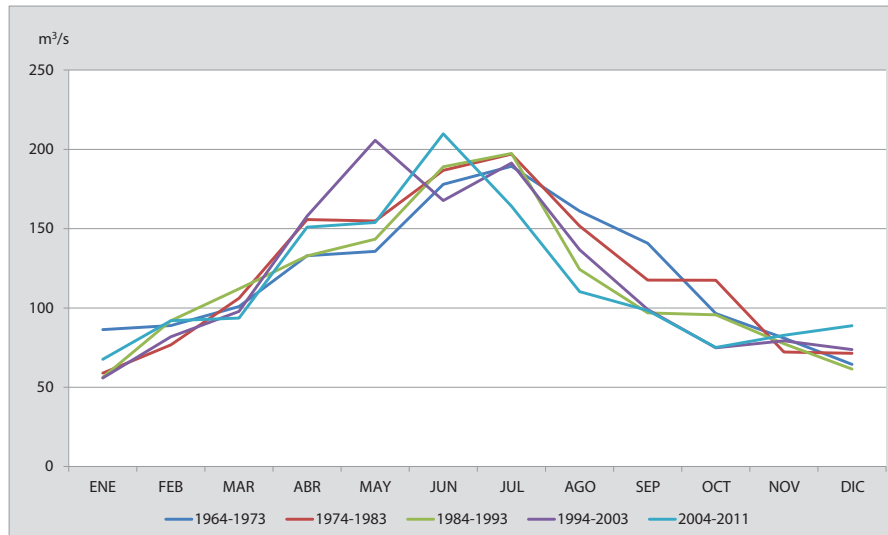


FIG. No. 3: CAUDALES MEDIOS MENSUALES PAUTE, EMBALSE AMALUZA, PERIODOS DECENALES

En resumen, el efecto del cambio climático es la modificación en el patrón de caudales, incrementándose los caudales de estiaje en época seca y los caudales de crecida en época húmeda, efecto que solo puede ser afrontado con embalses de gran regulación. De ahí la necesidad de estudiar posibles aprovechamientos hidroeléctricos con embalses de regulación mensual y multimensual.

1.6.3 Estiajes y crecidas en el periodo de los últimos 10 años

El Ecuador sufrió de racionamientos de energía eléctrica entre noviembre de 2009 y enero de 2010, debido especialmente a los bajos caudales que alimentan el embalse Amaluza y la central Paute Molino (1.100 MW).



Si se realiza un análisis de los últimos 10 años (2002 - 2011) se puede observar lo siguiente:

- Si se considera un caudal medio mensual multianual de 118,6 m³/s, este valor fue superado en tres años: 2007 (128,6 m³/s), 2008 (146,5 m³/s) y 2011 (141,6 m³/s).
- Se presentó un caudal medio anual menor al valor de 118,6 m³/s en siete años: 2002 (99,4 m³/s), 2003 (104,8 m³/s), 2004 (108,3 m³/s), 2005 (105,8 m³/s), 2006 (95,2 m³/s) y 2010 (92,1 m³/s).
- En la época de racionamientos se tuvo lo siguiente: en noviembre de 2009, el caudal medio fue de 41,6 m³/s (siendo el medio para ese mes de 78,46 m³/s y un mínimo histórico de 31,4 m³/s); para el mes de diciembre de 2009 se presentó un caudal medio de 45,5 m³/s (siendo el medio de 69,6 y el mínimo histórico de 25,8 m³/s); y, en enero de 2010 se presentó un caudal medio de 40,7 m³/s (siendo el medio 66,6 y el mínimo de 33,8 m³/s).

Por tanto se puede concluir que en los últimos años, en la cuenca del río Paute se han presentado siete años con caudales medios menores al medio multianual y tres años con caudales medios mayores al medio multianual.

Para el caso del embalse Daule Peripa, central Marcel Laniado, representativo de la vertiente del Pacífico, se ha encontrado lo siguiente:

- Si se considera un caudal medio mensual multianual de 173,2 m³/s, este valor fue superado en tres años: 2002 (210,2 m³/s), 2008 (197,9 m³/s) y 2010 (221,3 m³/s).
- Se tuvo un caudal medio anual menor al valor de 173,2 m³/s en siete años: 2003 (139,6 m³/s), 2004 (99,8 m³/s), 2005 (100,9 m³/s), 2006 (117,4 m³/s), 2007 (128,22 m³/s) y 2011 (147,7 m³/s).
- En la época de racionamientos se tuvo lo siguiente: en noviembre de 2009, el caudal medio fue de 9,4 m³/s (siendo el medio para ese mes de 25,1 m³/s y un mínimo histórico de 0,5 m³/s, presentado en 2007); para el mes de diciembre de 2009 se presentó un caudal medio de 44,7 m³/s (siendo el medio de 54 y el mínimo histórico de 3,9 m³/s); y, en enero de 2010 se presentó un caudal medio de 181,5 m³/s (siendo el medio 155,9 y el mínimo de 12,8 m³/s).
- Entre agosto y diciembre de los años 2005 y 2007, se presentaron estiajes muy severos en Daule Peripa.

De manera similar a Paute Molino, se puede concluir que en los últimos años, en la cuenca del río Daule se han presentado siete años con caudales medios menores al medio multianual y tres años con caudales medios mayores al medio multianual.

Con la entrada en operación de la central Paute - Mazar (diciembre de 2010) se ha logrado mejorar la reserva energética del S.N.I. con el embalse de 410 Hm³ de capacidad.

Debido a la actual composición del parque generador hidroeléctrico del país, donde la gran mayoría de las centrales instaladas en el S.N.I. pertenecen a la vertiente del Amazonas, la baja producción de energía hidroeléctrica durante los meses de octubre a marzo conlleva a que el sistema eléctrico tenga que suplir la demanda de energía mediante el uso intensivo de centrales térmicas. Esta situación crea un nivel de vulnerabilidad en la operación del S.N.I. si no existe la suficiente capacidad instalada en tecnologías que complementen la reducción en la producción de las centrales hidroeléctricas de esta vertiente, fuentes que cubran las necesidades de consumo de energía del país con adecuadas condiciones de calidad y seguridad.

Por lo expuesto, y dada la actual distribución espacial del parque generador del S.N.I., se ha hecho necesario tomar acciones encaminadas a reducir la dependencia entre la operación del sistema y las condiciones hidrológicas, tornándolo indispensable impulsar el desarrollo de nuevas centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica



eficiente. Así mismo, es necesario disponer de las interconexiones de electricidad, como oferta y demanda de energía eléctrica de sistemas vecinos, para poder aprovechar las oportunidades de intercambio con base en esquemas solidarios, cumpliendo de esa manera las políticas establecidas al inicio del presente Plan Maestro de Electrificación.

1.7. Centrales de Generación Hidroeléctrica en Construcción

Con la planificación obtenida en el PME 2012 - 2021 y planes anteriores, se dio inicio a la construcción de una serie de proyectos hidroeléctricos, los que han sido considerados para el Plan de Expansión de la Generación 2013 - 2022 (PEG 2013 - 2022) como parte de la planificación de la generación de corto y mediano plazo; las centrales de generación hidroeléctricas consideradas llegan a un número de 12 centrales de carácter público y 7 de carácter privado, cuyas características constructivas generales se resumen una a continuación.

Proyecto Isimanchi (2,25 MW)

Central hidroeléctrica de 2,25 MW de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., ubicada en Zamora Chinchipe, que prevé un tiempo de construcción de 12 meses y cuyo ingreso se programa para mayo del 2013; actualmente se encuentra en estado de construcción.

Proyecto Mazar-Dudas (21 MW)

Este complejo hidroeléctrico es considerado un proyecto emblemático y está compuesto por 3 centrales en cascada con el aprovechamiento de los ríos Mazar y Dudas y una capacidad total de 21 MW; ubicado en la provincia de Cañar y bajo la concesión a CELEC EP Hidrozogues, se compone de tres unidades de generación ubicadas en Dudas, Alazán y San Antonio, la fecha para la operación comercial propuesta se estima para febrero de 2014. Al momento se encuentran en construcción.

Proyecto Saymirín V (7 MW)

La central hidroeléctrica Saymirín forma parte del complejo hidroeléctrico Machángara que aprovecha los caudales de los ríos Chulco y Machángara, ubicados en la ciudad de Cuenca, Azuay. La modernización de las etapas I y II (6,4 MW) de la antigua central se ha denominado Saymirín V, para lo cual se aprovecharán las obras existentes del tanque de presión de estas unidades para acoplarlas al nuevo proyecto de 7 MW, además de otras obras necesarias como tubería de presión, edificio de control y cuarto de máquinas. La fecha para la operación comercial de esta central se estima para marzo de 2014. A diciembre de 2012 el avance de las obras físicas se encuentra en el 35%.

Proyecto Chorrillos (3,96 MW)

La Central Chorrillos de 3,96 MW está a cargo de la empresa Hidrozamora EP, la obra está situada en la ciudad de Zamora y aprovecha las aguas del río del mismo nombre. Se prevé el inicio de su operación comercial para julio de 2014. A fines de diciembre de 2012 las obras se encuentran con un 72% de avance físico.

Proyecto Victoria (10 MW)

A cargo de la empresa Hidrovictoria S.A. se encuentra ubicado a 80 km al sureste de la ciudad de Quito y a 17 km de Papallacta, aprovecha los caudales del río Victoria y tendrá una potencia de 10 MW a través de 2 turbinas Pelton. La fecha para su operación comercial se estima para agosto de 2014. Las obras de vías de acceso, captación y conducción suman a diciembre de 2012 un avance total del 19%.



Proyecto Manduriacu (60 MW)

Este proyecto emblemático se encuentra ubicado en las parroquias Pacto y García Moreno (cantones Quito y Cotacachi), aprovecha los caudales de la cuenca baja del río Guayllabamba mediante 2 turbinas Kaplan de eje horizontal para generar 60 MW de potencia nominal, posee además un pequeño embalse y pertenece a la vertiente del Pacífico. Es parte del conjunto de proyectos emblemáticos y se encuentra a cargo de la Unidad de Negocio Enernorte de CELEC EP. La fecha para su operación comercial se la prevé para noviembre de 2014 y al momento el proyecto se encuentra en construcción.

Proyecto Toachi-Pilatón (253 MW)

Al frente de este proyecto emblemático se encuentra la Unidad de Negocio Hidrotoapi de CELEC EP, se prevé su ingreso para abril del 2015 con un aporte al S.N.I. de 253 MW desde sus dos centrales, Sarapullo de 49 MW y Alluriquín de 204 MW. El proyecto se encuentra ubicado en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, posee un embalse de regulación semanal de 2 Hm³ de capacidad y pertenece a la vertiente del Pacífico. A diciembre de 2012 registra un avance físico del 18%.

Paute Sopladora (487 MW)

Este proyecto emblemático aportará al sistema eléctrico ecuatoriano 487 MW de potencia nominal, se encuentra a cargo de la Unidad de Negocio Hidropaute de CELEC EP. Está ubicado entre las provincias de Azuay y Morona Santiago; consiste en el aprovechamiento de las aguas turbinadas de la Central Molino a través de 3 turbinas Francis (163 MW c/u). Su operación comercial está planificada para abril de 2015 y el avance físico de excavación de túneles de desvío, casa de máquinas e interconexión, se encuentran en el 18%, a diciembre de 2012.

Proyecto Delsitanisagua (116 MW)

Este proyecto emblemático se encuentra ubicado en el cantón Zamora de la provincia de Zamora Chinchipe a unos 36 km de Yanacocha y tiene una capacidad instalada de 116 MW. El proyecto se encuentra a cargo de CELEC EP Gensur estimando su ingreso en operación comercial para diciembre de 2015, contando a diciembre de 2012 con un avance del 6% en obras preliminares de campamentos y vías de acceso.

Proyecto Quijos (50 MW)

Ubicado a 90 km al sureste de la ciudad de Quito, en la parroquia Cuyuja del cantón Quijos, provincia de Napo, este proyecto emblemático es desarrollado por la empresa CELEC EP. La capacidad nominal del proyecto es de 50 MW y se prevé su operación para diciembre de 2015; el avance global de la fase de construcción se encuentra, a diciembre de 2012, en el 6% y comprende las vías de acceso a los principales frentes de obra.

Proyecto Minas San Francisco (276 MW)

Este proyecto emblemático se encuentra a cargo de la empresa CELEC EP Enerjubones y está ubicado entre los cantones de Pasaje en la provincia de El Oro y Pucará en la provincia de Azuay. La potencia instalada es de 276 MW (3 turbinas Pelton) y aprovecha el potencial hidrológico de la cuenca del río Jubones perteneciente a la vertiente del Pacífico mediante la construcción de presa de 6 Hm³. Al momento se encuentra en fase de construcción.

Proyecto Coca Codo Sinclair (1.500 MW)

Se constituye en el proyecto hidroeléctrico más grande del Ecuador y se encuentra ubicado en los cantones El Chaco y Lumbaqui en las provincias de Napo y Sucumbíos, respectivamente. Este proyecto emblemático pertenece a la vertiente del Amazonas y contará con 8 turbinas tipo Pelton que aportarán al S.N.I una energía media anual de 8.743 GWh/año. La empresa a cargo del desarrollo del proyecto es CocaSinclair EP y la fecha estimada



de operación de las 2 primeras unidades está planificada para junio de 2015, en tanto que la totalidad de su generación operará para el 2016. A diciembre de 2012 el proyecto reporta un avance físico del 21%.

Proyecto San José del Tambo (8 MW)

A cargo de la empresa privada Hidrotambo S.A., esta central hidráulica de pasada contará con una potencia instalada de 8 MW en 2 turbinas Francis. La central se encuentra ubicada en la cuenca del río Chima, en el cantón Chillanes, provincia de Bolívar. La fecha prevista de entrada en operación se estima para octubre de 2013. A diciembre de 2012 cuenta con un avance físico del 40%.

Proyecto Topo (29,2 MW)

La ejecución de este proyecto se encuentra a cargo de la empresa Pemaf Cía. Ltda. El proyecto se encuentra ubicado en la cuenca del río Topo en la parroquia Río Negro del cantón Baños, provincia de Tungurahua y aportará 29,2 MW al S.N.I. a través de 2 turbinas Francis, previéndose su operación comercial para marzo de 2014 y actualmente el avance de sus obras como vías de acceso, bocatomas, túneles y canales se encuentran en el 40%.

Proyecto San José de Minas (5,95 MW)

Este proyecto hidroeléctrico cuenta con una potencia instalada de 5,95 MW y se encuentra ubicado en la provincia de Pichincha en la cuenca de los ríos Perlabí y Cubí, a 35 km al noroccidente del cantón Quito. La concesionaria del proyecto es la Empresa de Generación Hidroeléctrica San José de Minas S.A., y ha reportado un último avance del 30,4%, estimando su inicio de operación comercial para abril de 2014.

Proyecto San Bartolo (48,1 MW)

El proyecto se encuentra concesionado a la empresa Hidrosanbartolo S.A., consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 48,1 MW generados a través de 2 turbinas Francis de eje vertical que aprovechan el gran volumen de agua del río Negro. Se encuentra ubicado en el cantón Santiago de Méndez, cerca de la población de Copal, en la provincia de Morona Santiago. A diciembre de 2012 se encuentran en construcción las obras preliminares como vías de acceso y campamentos, la fecha de inicio de operación comercial se estima para mayo de 2015.

Proyecto Sabanilla (30 MW)

La empresa Hidrelgen S.A. es la concesionaria de este proyecto de generación hidroeléctrico que consiste en una central de pasada con 2 turbinas Pelton de eje horizontal que generarían 30 MW. Ésta se encuentra ubicada en la parroquia El Limón, cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe. A diciembre de 2012, el proyecto se encuentra en la etapa de cierre financiero. Se prevé el inicio de su operación comercial para mayo de 2018.

Proyecto Due (49,7 MW)

La empresa Hidroalto Generación de Energía S.A. firmó en diciembre de 2012, con el CONELEC, el contrato de permiso de autogeneración con venta de excedentes para la construcción, instalación y operación del proyecto hidroeléctrico Due. Consiste en una central de pasada con 3 turbinas que generarían 49,7 MW, de los cuales 9,93 MW son consumos propios y 39,78 MW están destinados a venta de excedentes. El proyecto se encuentra ubicado en las parroquias de Lumbaqui y Gonzalo Pizarro, Cantón Gonzalo Pizarro, provincia de Sucumbios. Se estima que produzca una energía media de 420,9 GWh y que el inicio de su construcción se produzca a partir de octubre de 2014, previéndose su operación comercial para julio de 2017.



1.8. Centrales de Generación Térmica en Construcción

Al momento la única central térmica en construcción es Esmeraldas II, de carácter público y que ha sido considerada en la modelación del PME 2013 - 2022. El resto de centrales térmicas proyectadas dentro del PME se detallaron en el punto 1.7.

Proyecto Térmico Esmeraldas II (96 MW)

La Unidad de Negocio Termoesmeraldas de CELEC EP se encuentra construyendo una central termoeléctrica de combustión interna con consumo de Fuel oil No. 6 de 96 MW. La central actualmente se encuentra en su etapa de construcción, previéndose su ingreso a operación comercial para febrero de 2014, previo al ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas.



Bibliografía:

- [1] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER (Enero 2008). Políticas y estrategias para el cambio de la Matriz Energética del Ecuador. Quito.
- [2] Ministerio de Electricidad y Energía renovable, MEER (Octubre 2011). Agenda Sectorial, Sector Eléctrico. Quito.
- [3] Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, SENPLADES. (Octubre 2010). Normas para la Inclusión de Programas y Proyectos en los Planes de Inversión Pública. Quito.
- [4] Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, CEDA. (Noviembre 2011). Hacia una Matriz Energética Diversificada en el Ecuador. Quito.
- [5] Wikipedia. La Enciclopedia Libre. http://es.wikipedia.org/wiki/Coque_de_petroleo
- [6] Aldo R. Santos, Rogerio J. Silva. Análisis del consumo de Coque de petróleo en algunos sectores industriales. Universidad Santa Cecilia, Universidad Federal de Itajubá, Brasil.
- [7] Consejo Nacional de Electricidad. CONELEC (2008) Atlas solar del Ecuador con fines de generación Eléctrica. Quito.
- [8] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER. www.meer.gob.ec
- [9] Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, CEDA. No. 25 (Abril 2012). Reflexiones en torno al desarrollo de los biocombustibles en Ecuador. Quito.
- [10] Corporación Eléctrica del Ecuador. CELEC EP. (Febrero 2012). Conferencia sobre Experiencias y Exploración Geotérmica en el Ecuador. Proyectos Chacana y Chachimiro. Quito.
- [11] Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas (CEPAL), Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Secretaria Nacional de Planificación y desarrollo (SENPLADES). Gobierno de Italia (Cooperazione Italiana), Gobierno Provincial delmbabura (GPI). (Julio 2010). Geotermia en el Ecuador, Una hoja de ruta para su desarrollo sustentable, Primera conferencia Nacional de Energía Geotérmica en el Ecuador. Ibarra.
- [12] Consejo Nacional de Planificación. Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo. (2009). Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013. Quito.
- [13] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC. (2009). Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de generación Eléctrica - 2009. Quito.
- [14] Arthur Mazer. (2007). Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets. New Jersey, USA. Wiley-Interscience-IEEE Press.
- [15] PSR. (2009). OPTGEN. Manual de Metodología. Brasil.
- [16] PSR. (2011). SDDP. Manual de Metodología. Brasil.
- [17] Centro Nacional de Control de energía-CENACE. (Julio 2011). Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado Octubre 2011-Septiembre 2012. Quito.
- [18] Plan de Expansión de la Transmisión PET 2013 - 2022. Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública Estratégica, CELEC EP- Unidad de Negocio TransElectric. Marzo 2012. Quito.
- [19] Cambio de paradigma en el pronóstico del recurso hidrológico-influencia del cambio climático, P. Vásquez, P. Guzmán. Enero 2010. Quito.



- [20] Análisis de la conversión de la generación de seguridad en la zona de Guayaquil para la utilización de Gas Natural del Golfo durante el periodo 2013-2023.
- [21] Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC. 2009. Quito.
- [22] Plan Maestro de Electrificación 2012-2021. Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC. 2012. Quito.
- [23] James A. Fay and Dan S. Golomb. (2002). Energy and Environment. Oxford University Press. New York. USA.
- [24] Mukund R. Patel. (2000). Wind and Solar Power Systems. U.S. Merchant Marine Academy. CRC Press. New York. USA.
- [25] Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011. Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC. 2012. Quito.
- [26] CAN; “Gaceta del Acuerdo de Cartagena, Decisiones CAN: 536, 720 y 757”, Lima, 2002, 2009, 2011.
- [27] PREP; “Plan Referencial de Electricidad 2008-2017”, Lima, 2010.
- [28] PREC; “Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024”, Bogotá, 2010.
- [29] PROCEEDINGS OF THE 2012 SIXTH T&D-LA, “Guidelines for transmission expansion planning in a regional electricity market superposed to imperfect national markets”, Montevideo, 2012.
- [30] PREC; “Plan de Expansión Preliminar de Referencia Generación-Transmisión 2011-2025”, Bogotá, 2011.
- [31] CBC Newsletter. Corporación de Bienes de Capital, “Plataforma de Proyectos de inversión en Perú”. Chile, marzo 2012.
- [32] CDEC-SING, “Anuario y Estadísticas de Operación Decenio 2002-2011”, Chile, 2012.
- [33] CIER; “Proyectos CIER de Integración Energetica, Grupo de desarrollo de generacion y transmision”, Uruguay, 2000-2006-2010.
- [34] PNUD; “Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo: Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, Octubre, 2009.
- [35] Olsina Fernando, Larrison Carlos, Garcés Francisco. (2007). Análisis de Incertidumbre en Sistemas Hidrotérmicos de Generación a través de Simulación Estocástica. VII Latin American Congress on Electricity Generation & Transmission.
- [36] Consejo de Electrificación de América Central –CEAC (diciembre 2010). Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Periodo 2011-2025.
- [37] Dr. Mun Johnathan. (2003). Applied Risk Analysis.



Colaboradores

Coordinación General:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Elaborado por:

CAPÍTULO 1: EFICIENCIA ENERGÉTICA

Marcelo Arias Castañeda, CONELEC

Santiago Cañar Olmedo, CONELEC

Xavier Segura Guerrero, CONELEC

Carlos Dávila Dávila, MEER

CAPÍTULO 2: ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Paola Andino Alarcón, CONELEC

Javier González Martínez, CONELEC

CAPÍTULO 3: GESTIÓN DEL RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Marcelo Arias Castañeda, CONELEC

Santiago Cañar Olmedo, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

ANEXOS 1: ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS DE PROYECTOS CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Rodney Salgado Torres, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

ANEXO 2: INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Santiago Espinoza Gualotuña, CONELEC

ANEXO 3: CRITERIOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Pablo Arias Reyes, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

Revisores:

Andrés Chávez Peñaherrera, CONELEC

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Ana Villacís Larco, CONELEC

Maribel Enríquez Sánchez, CONELEC

Rodney Salgado Torres, CONELEC

Paúl Vásquez Miranda, CONELEC

Washington Jijón Arguello, CONELEC

Alfredo Samaniego Burneo, MEER

Carolina Orozco Ávila, MICSE

Comisión de Revisión designada por Directorio:

Víctor Orejuela Luna, MEER

José Oscullo Lala, SENPLADES

Eduardo Cazco Castelli, CONELEC

Consolidación, Diseño y Diagramación

Investigación y Servicios en Mercados Energéticos
ENERESERCH Cía. Ltda.

Grafikos Creative Publicidad Cía. Ltda.

Impresión

Advantlogic Ecuador S.A.

Fotos Portada:



Volcán Cotopaxi y Panel Solar



Central Villonaco, Loja



Cascada San Rafael,
El Reventador



AGENCIA BABAHOYO

Av. 10 de Agosto, entre Rocafuerte y Eloy Alfaro
Telf: 05 2737 076 - 2736 739 - 2736 627

AGENCIA CUENCA

Av. Florencia Astudillo s/n y Alfonso Cordero
Edificio Cámara de Industrias 4to. piso Of. 403
Telf: 07 2817 770

AGENCIA GUAYAQUIL

Cdla. La Garzota 1ra. Etapa,
Av. Guillermo Pareja Rolando
Edificio D'Bronce planta baja Of. 7
Telf: 04 2628 027 - 2627 838

AGENCIA QUITO

Av. Naciones Unidas E7-71
y Av. de los Shyris
Telf: 02 2268 746 - 2268 744



Ministerio Coordinador
de **Sectores Estratégicos**



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable