

Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

3.1. Introducción

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, ha establecido los lineamientos, objetivos y políticas sectoriales e intersectoriales relacionados con el desarrollo del sistema eléctrico ecuatoriano en el marco del Plan Maestro de Electrificación. Un aspecto particularmente importante que contribuye a garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, se relaciona con una adecuada expansión del Sistema Nacional de Transmisión, SNT. Esta tarea es de responsabilidad de la Empresa Pública Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, cuya acción oportuna y responsable se dirige a mantener adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos.

El presente plan ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por parte del MEER, destacándose la adopción de las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013 y de la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico. Un objetivo clave es asegurar el autoabastecimiento energético, maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables con que cuenta el país.

El plan de expansión es elaborado con una visión integral de país, priorizando la atención de la demanda, cuya proyección incluye a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de importantes cargas al sistema, el cambio de la matriz energética y la necesidad de interconectar el sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión.

En el presente documento se detalla el plan de expansión elaborado por CELEC EP a través de la unidad de negocio TRANSELECTRIC que asegura la continuidad de la operación de la red de transmisión hasta finales del periodo de planificación (2013 - 2022), cumpliendo con las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes, permitiendo la incorporación al sistema de los nuevos proyectos de generación definidos y garantizando el suministro de energía eléctrica a los centros de distribución.

3.1.1 Leyes y normas regulatorias

Los estudios eléctricos para la elaboración del plan de expansión del sistema de transmisión consideran las exigencias de calidad, seguridad y confiabilidad establecidas en la normativa vigente, y en especial lo indicado en las siguientes regulaciones:

- Regulación No. CONELEC 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación.
- Regulación No. CONELEC 004/02, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- Regulación No. CONELEC 003/08, Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.
- Regulación No. CONELEC 006/12, Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano.

En estas regulaciones se establecen los parámetros de calidad que se consideran en los estudios de expansión del sistema de transmisión. Los citados parámetros son: voltajes, generación de potencia reactiva, factor de potencia de la carga conectada a barras del sistema de transmisión y cargabilidad de las instalaciones.

3.2. Sistema Actual

3.2.1 Descripción del sistema actual

Las principales instalaciones del SNT se muestran en el mapa geográfico de la figura No. 3.1, las cuales se han agrupado en cinco zonas operativas: Norte, Nororiental, Noroccidental, Sur y Suroccidental, de acuerdo al esquema organizacional del sistema de transmisión de la figura No. 3.2. La configuración topológica del sistema es la existente a diciembre 2012, sobre ella se realiza el diagnóstico de las condiciones operativas del SNT en función de su demanda y generación, actuales y futuras.

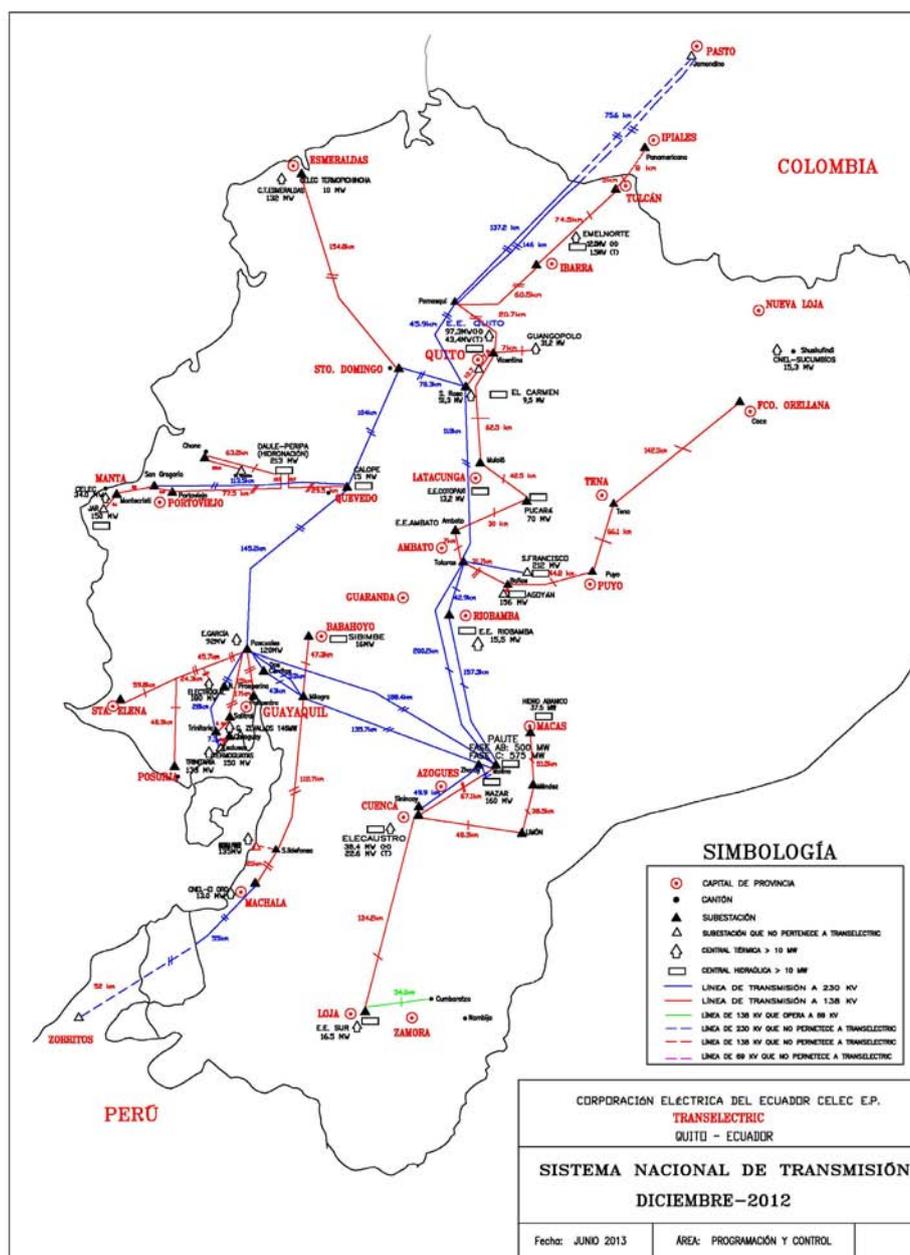


FIG. No. 3.1: DIAGRAMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN A DICIEMBRE 2012



3. Expansión de la Transmisión

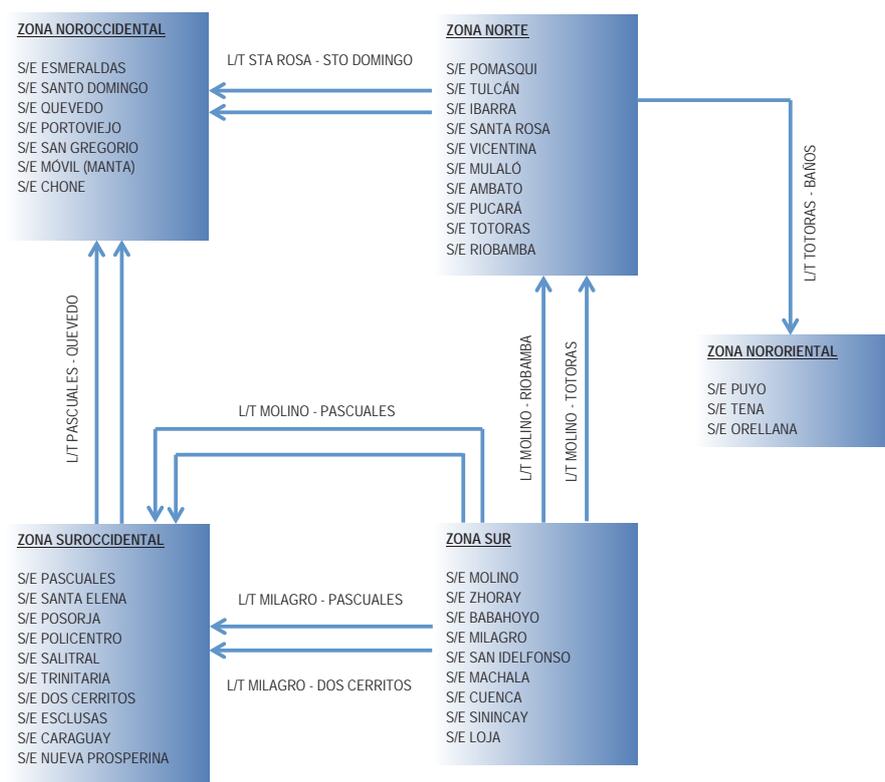


FIG. No. 3.2: ZONAS OPERATIVAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Fuente: CELEC EP

3.2.1.1 Líneas de transmisión

A nivel de 230 kV existen 1.285 km de líneas en doble circuito y 556 km en simple circuito, gran parte de ellas formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba, vinculando de forma directa a los principales centros de generación con los grandes centros de consumo del país.

A nivel de 138 kV se cuenta con 625 km de líneas en doble circuito y 1.093 km en simple circuito, que fundamentalmente parten de manera radial desde el anillo de 230 kV.

Como parte de las instalaciones en operación del SNT existen además, a nivel de 230 kV, algunas líneas de interconexión internacionales:

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 212 km de longitud cada una, que enlazan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano y que permiten la transferencia de hasta 500 MW.
- Con Perú: una línea de transmisión de 107 km de longitud, que conecta a las subestaciones Machala en el lado ecuatoriano con Zorritos en el lado peruano y que permite la transferencia de hasta 100 MW.



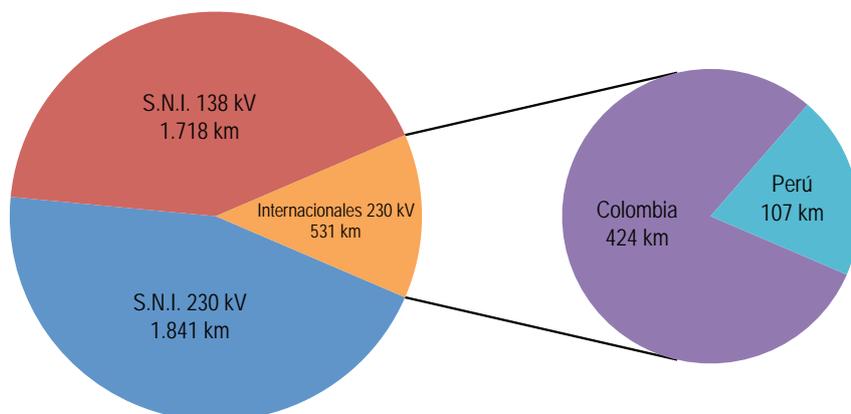


FIG. No. 3.3: COMPOSICIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT

Fuente: CELEC EP

3.2.1.2 Subestaciones

En cuanto a capacidad de transformación y equipamiento de maniobra, en el sistema de transmisión se cuenta con 39 subestaciones, distribuidas de la siguiente manera:

- 15 subestaciones de transformación de relación 230/138/69 kV.
- 20 subestaciones de transformación de relación 138/69 kV.
- 2 subestaciones de transformación móviles, una de relación 138/69 kV y otra de relación 69/13,8 kV.
- 2 subestaciones de seccionamiento, una a 230 kV y otra a 138 kV.

La configuración de barras predominante en las subestaciones de 230 kV es la de doble barra principal y a nivel de 138 kV y 69 kV la de barra principal y transferencia; con equipamiento, en su mayoría, de tipo convencional y algunas instalaciones con equipo compacto en SF6.

La capacidad máxima instalada en los transformadores de las subestaciones del SNT es del orden de los 8.521 MVA, de los cuales 917 MVA corresponden a la capacidad de reserva de los transformadores monofásicos en varias subestaciones.

3.2.1.3 Compensación de potencia reactiva

Es el equipamiento utilizado para mantener los perfiles de voltaje en las barras del SNT de acuerdo a las bandas de variación establecidas en la normativa vigente, para las diferentes condiciones de demanda e hidrología del S.N.I., tanto en estado normal de operación como en condiciones de contingencia.

Se cuenta con un total de 306 MVAR de equipos de compensación capacitiva y 100 MVAR de compensación inductiva, distribuidos en varias subestaciones del SNT.



TABLA No. 3.1: COMPENSACIÓN CAPACITIVA INSTALADA EN EL SNT

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Santa Rosa	138	3	27	81
Pascuales	138	2	30	60
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Total		22	156	306

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.2: COMPENSACIÓN INDUCTIVA INSTALADA EN EL SNT

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Reactores (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Pascuales	13,8	2	10	20
Molino	13,8	2	10	20
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Quevedo	13,8	1	10	10
Santo Domingo	13,8	1	10	10
Totoras	13,8	1	10	10
Riobamba	13,8	1	10	10
Total		10	70	100

Fuente: CELEC EP

3.2.2 Diagnóstico de la operación del sistema

El plan de expansión fundamentalmente comprende las obras de transmisión necesarias para levantar restricciones operativas existentes en el Sistema Nacional de Transmisión, así como las obras que deben ejecutarse para atender el crecimiento de la demanda. En este contexto se desarrolló un diagnóstico de la operación del sistema en las condiciones actuales, cuyos resultados se presentan a continuación.

3.2.2.1 Condiciones operativas del sistema

El SNT presenta problemas específicos en ciertas zonas que podrían poner en riesgo la seguridad operativa y calidad del servicio. Bajo ciertas condiciones operativas y en determinadas zonas, el sistema opera al límite de los criterios establecidos en la normativa, registrándose barras cuyos perfiles de voltaje se encuentran por debajo del mínimo aceptable y nexos de transmisión (líneas y transformadores) con niveles de cargabilidad superiores a los límites establecidos en la normativa.

El Anexo 3.1 contiene, para años representativos, los flujos de potencia que permiten visualizar las respectivas condiciones operativas esperadas del sistema.



3.2.2.1.1 Perfiles de voltaje (demanda máxima)

Es importante señalar que para mejorar las condiciones de calidad y seguridad del S.N.I. es indispensable mantener un adecuado perfil de voltaje (dentro de la banda +7% / -5%) en todo el anillo troncal de transmisión de 230 kV.

En las figuras No. 3.4 y No. 3.5 se muestran los valores promedio de voltajes en barras de 230 kV y 138 kV, respectivamente, del S.N.I. registrados en demanda máxima, para condiciones normales de operación y de hidrología alta en la cadena Mazar - Paute. Como se observa, en 230 kV todas las barras mantienen su voltaje dentro de los límites admisibles, pero hay problemas de baja tensión en barras de 138 kV de las subestaciones Orellana y Loja.

En la zona Suroccidental las subestaciones Pascuales y Nueva Prosperina presentan bajos perfiles de voltaje debido al disminuido aporte de la generación térmica local en condiciones de alta hidrología, mientras que en la zona Sur el perfil de voltaje es bajo en la subestación Machala en caso de indisponibilidad de la generación de la central Termogas Machala.

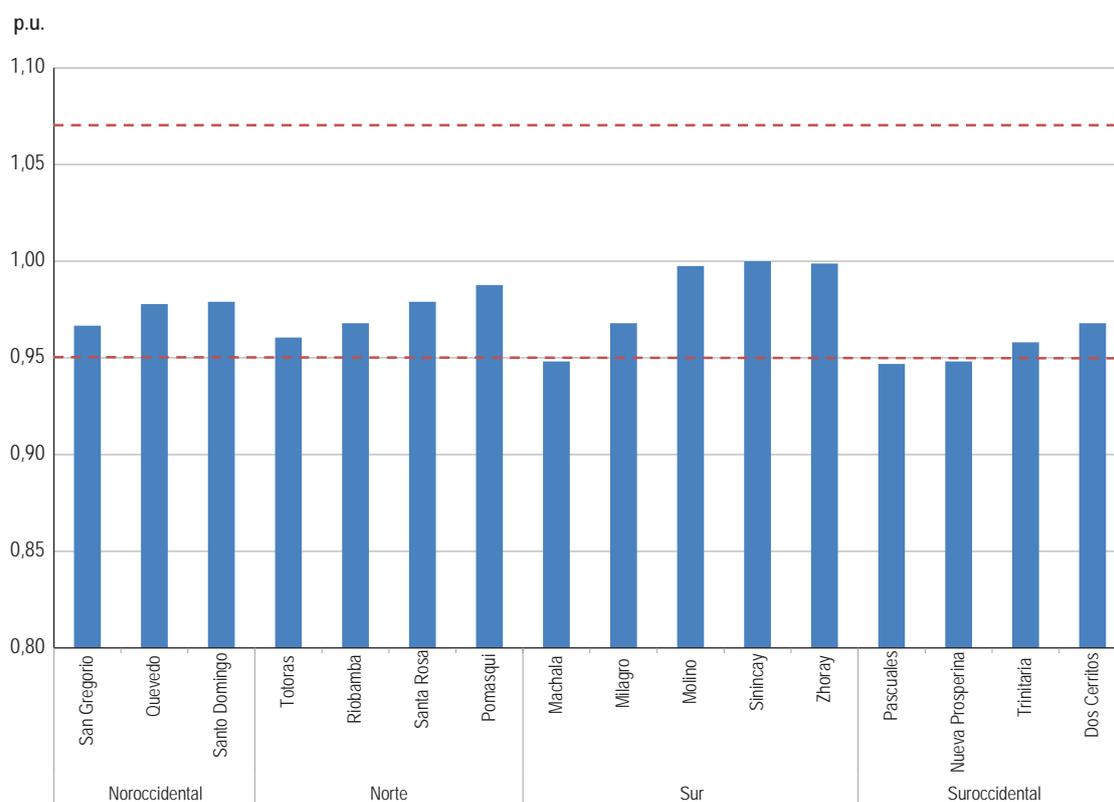


FIG. No. 3.4: PERFILES DE VOLTAJE EN EL ANILLO DE TRANSMISIÓN 230 kV

Fuente: CELEC EP



3. Expansión de la Transmisión

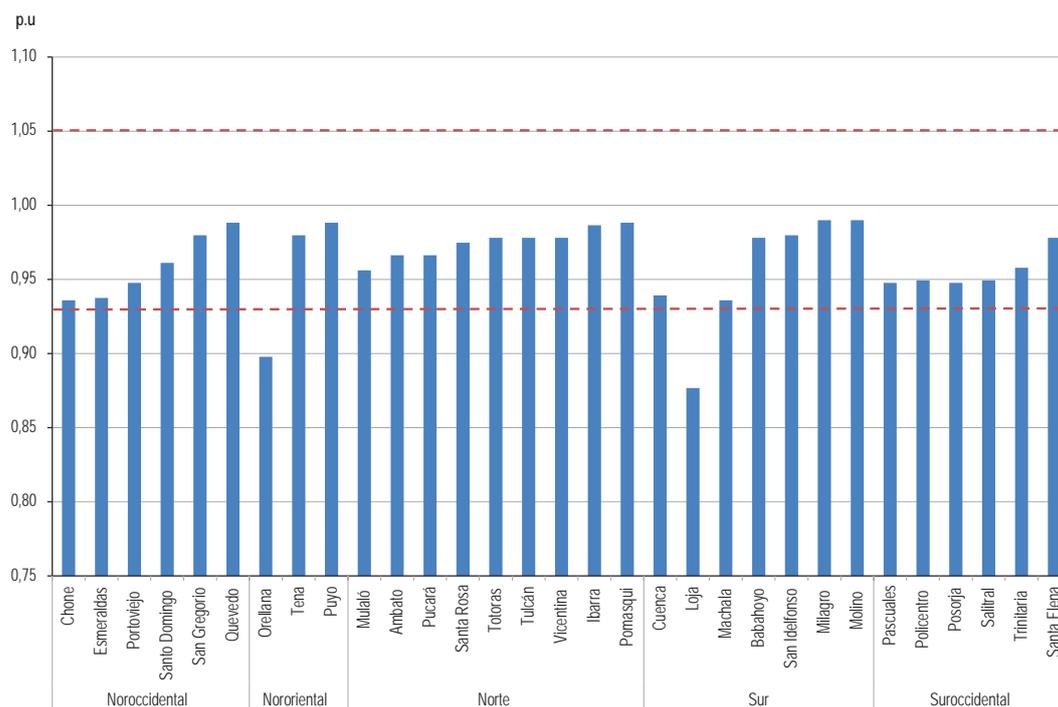


FIG. No. 3.5: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 138 kV

Fuente: CELEC EP

En barras de entrega 69 kV y 46 kV no existe problemas con el perfil de voltaje para demanda mínima. Para demanda máxima, como se muestra en las figuras No. 3.6 y No. 3.7, la única subestación que presenta bajo perfil de voltaje a nivel de 69 kV, en la zona Nororiental, es Orellana.

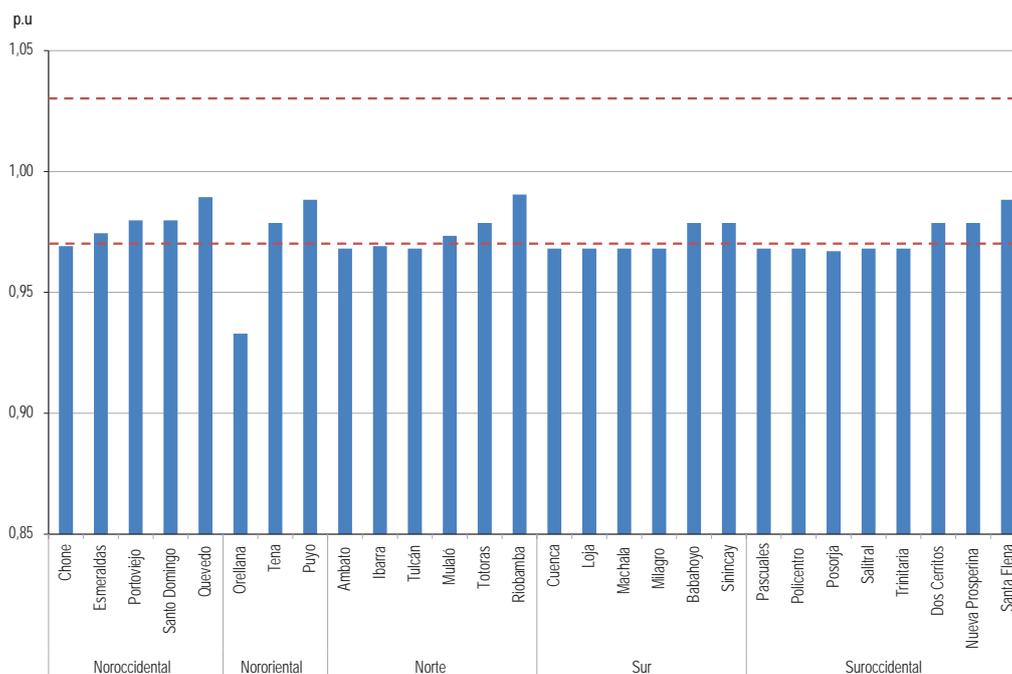


FIG. No. 3.6: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 69 kV

Fuente: CELEC EP



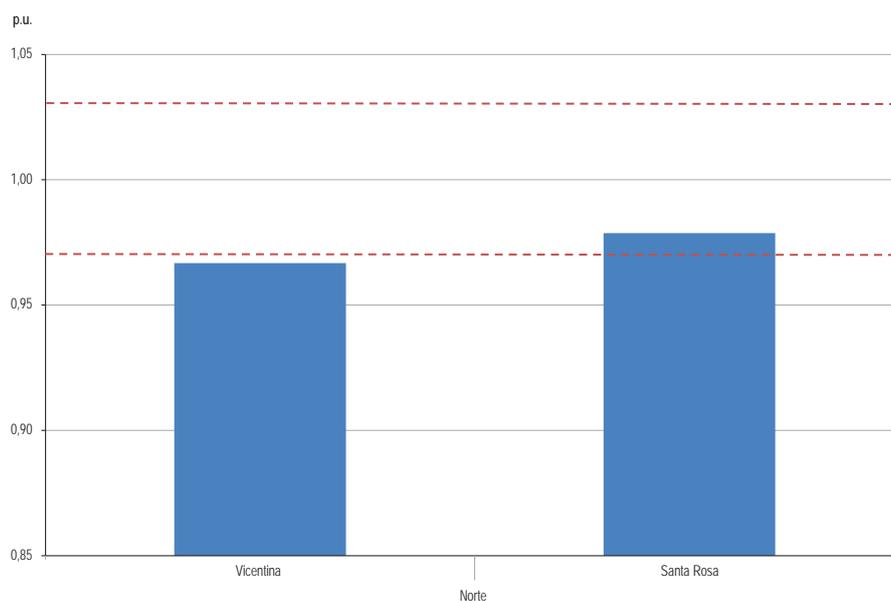


FIG. No. 3.7: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 46 kV

Fuente: CELEC EP

Una situación muy particular en la operación del SNT se registra durante el periodo de alta hidrología de las cadenas energéticas Mazar - Paute y Agoyán - San Francisco, puesto que para mantener un adecuado perfil de voltaje con el objeto de garantizar la estabilidad del sistema ante contingencias, se requiere del ingreso de generación forzada, principalmente en la Zona Suroccidental.

En resumen, las barras con perfiles de voltaje inferiores al mínimo son:

- En condiciones normales:
 - Zona Sur: subestación Loja.
 - Zona Nororiental: subestación Orellana.
- En caso de indisponibilidad de generación:
 - Subestación Loja, debido a indisponibilidad de la central Catamayo de la Empresa Eléctrica Regional Sur.
 - Subestación Machala, por la indisponibilidad de la central Termogas Machala.
 - Subestación Orellana, provocadas por la indisponibilidad de unidades de generación de CNEL EP - Sucumbíos (central Jivino).
 - Subestaciones Pascuales y Trinitaria, debido a indisponibilidad de generación termoeléctrica de la zona de Guayaquil en condiciones de alta hidrología de la cuenca Mazar - Paute.

3.2.2.1.2 Cargabilidad de líneas y transformadores

En las figuras No. 3.8 a No. 3.12 se muestran los niveles de cargabilidad de líneas y transformadores del SNT que se registran en condiciones normales de operación.



3. Expansión de la Transmisión

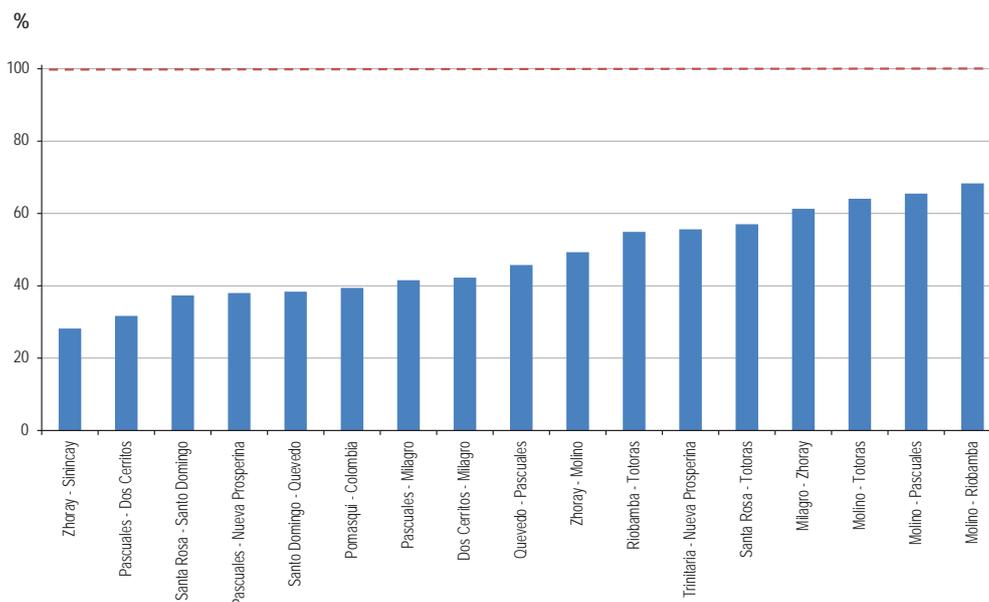


FIG. No. 3.8: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV

Fuente: CELEC EP

Como consecuencia de la falta de generación en la Zona Norte del S.N.I., en condiciones de máxima y media demanda, por la línea de transmisión Totoras – Santa Rosa 230 kV, de 110 km de longitud, normalmente se registran altas transferencias de potencia, en varios casos superiores a los 400 MW. Si bien las condiciones de operación en esta zona del sistema de transmisión y de esta línea en particular presentan voltaje y cargabilidad aceptables, la indisponibilidad de la línea por fallas, causa serios riesgos operativos para el suministro de energía de Quito y parte norte del país, a pesar de que la actuación de protecciones sistémicas ayudan a mitigar los efectos de esta contingencia en el sistema.

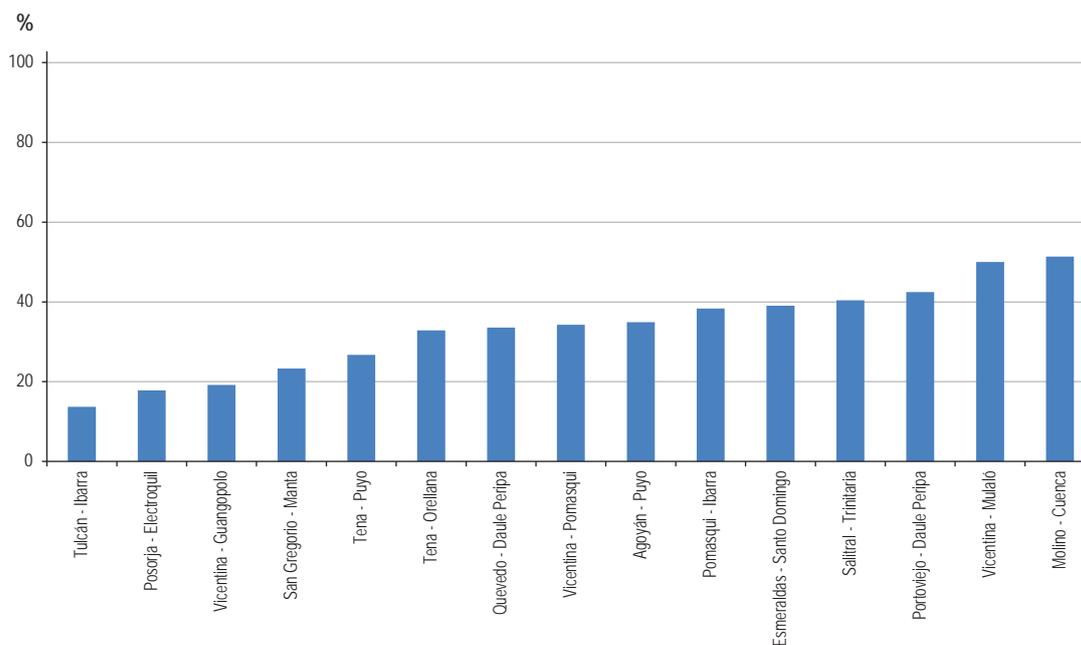


FIG. No. 3.9: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV

Fuente: CELEC EP



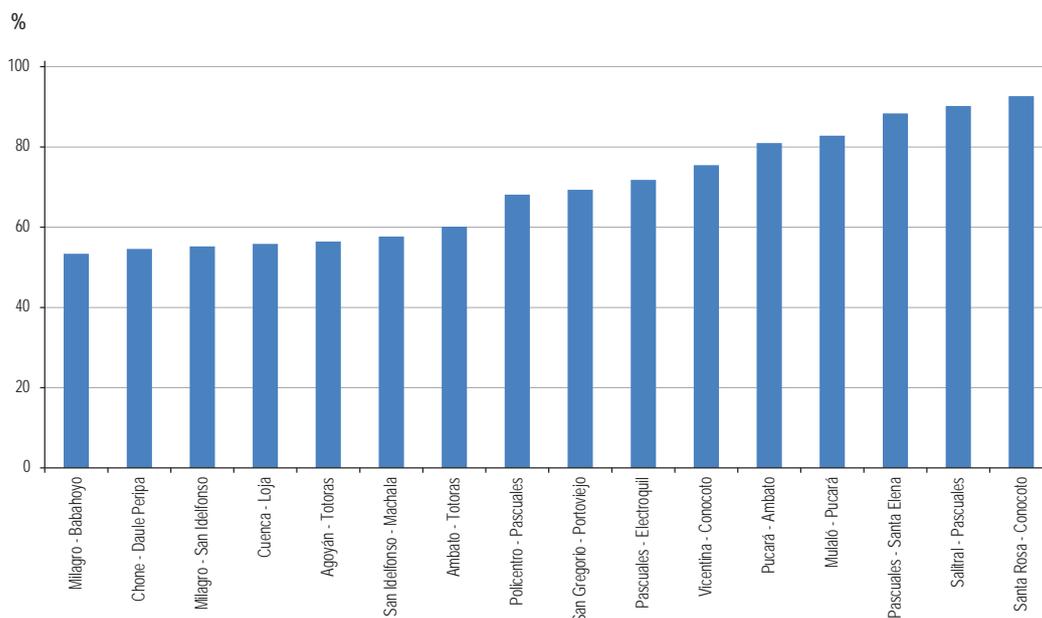


FIG. No. 3.10: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV (cont.)

Fuente: CELEC EP

En la figura No. 3.10 se puede apreciar que las líneas Ambato – Pucará y Pucará – Mulaló de 138 kV sobrepasan el 80% de su capacidad para aquellos casos en que se considera la indisponibilidad de la central hidroeléctrica Pucará; igualmente la línea Pasuales – Salitral de 138 kV presenta altas transferencias de potencia en el periodo de estiaje de la cadena Mazar - Paute, cuando se requiere una elevada generación térmica en las zonas de Salitral y Trinitaria.

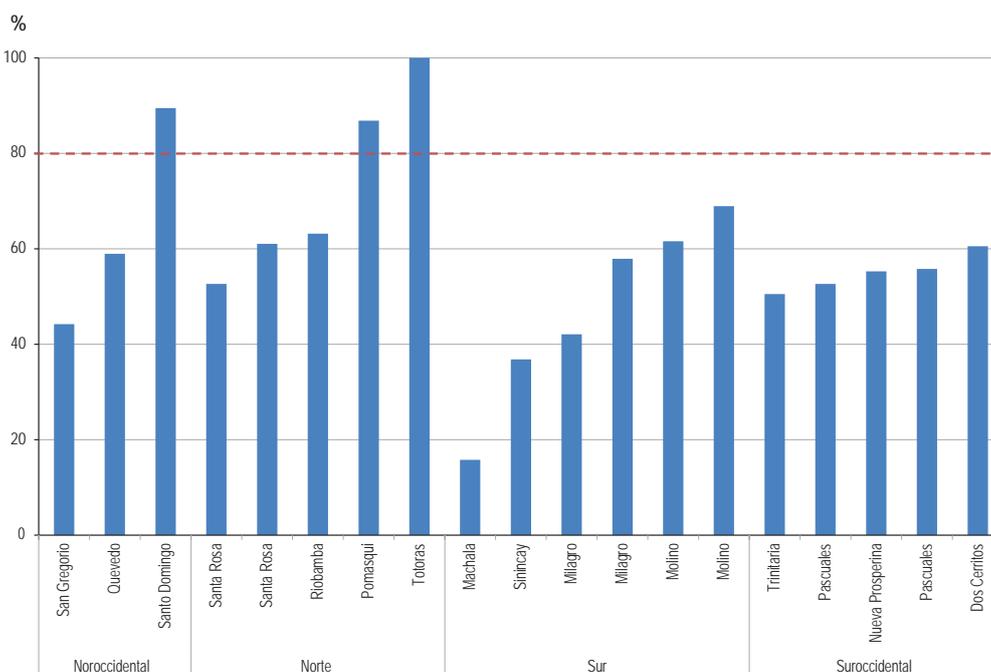


FIG. No. 3.11: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 230/138 kV

Fuente: CELEC EP



Los transformadores 230/138 kV que tienen niveles de carga superiores al 80% de su capacidad nominal son:

- Pomasqui 300 MVA, debido al crecimiento de la demanda de la zona Norte.
- Santo Domingo 167 MVA, en caso de indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.
- Totoras 100 MVA, en circunstancias de indisponibilidad de la central Pucará.

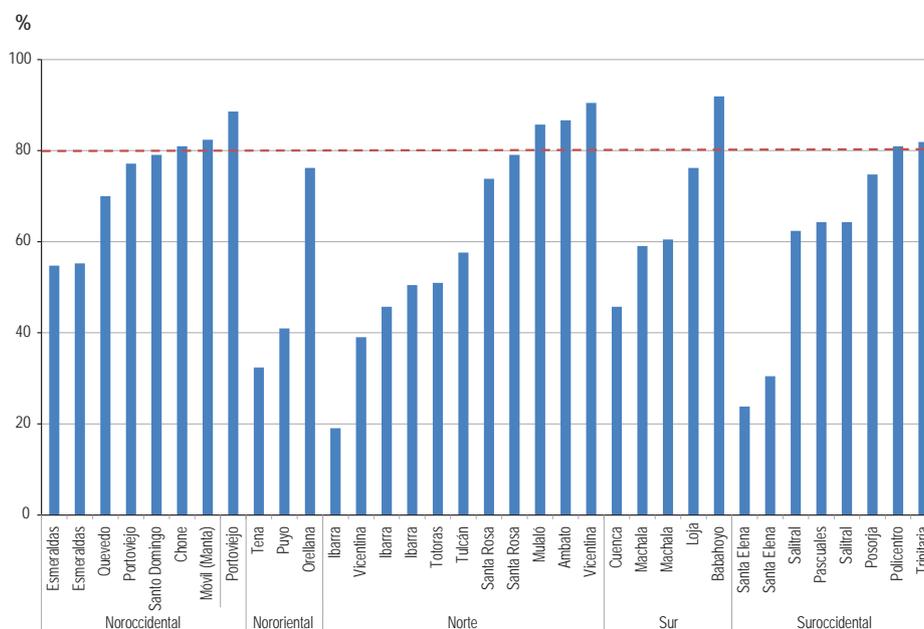


FIG. No. 3.12: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 138/69 kV

Fuente: CELEEC EP

Los transformadores 138/69/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia son los siguientes:

- Babahoyo, 67 MVA;
- Chone, 60 MVA;
- Trinitaria, 150 MVA;
- Ambato, 44 MVA;
- Mulaló, 67 MVA;
- Móvil, instalado en la zona de Manta, 32 MVA;
- Portoviejo, 75 MVA.

El transformador 138/46/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia es el siguiente:

- Vicentina, 48 MVA

3.2.3 Restricciones operativas del sistema y sus soluciones

A continuación se presentan las restricciones operativas del sistema considerando tanto perfiles de voltaje como niveles de cargabilidad de nexos de transmisión. Las restricciones son identificadas por zona operativa, indicándose en cada caso los proyectos de corto plazo propuestos para levantarlas.

TABLA No. 3.3: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NORTE

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Pomasqui: Barra 230 kV.	Registra voltajes del orden de 1,05 p.u. Causa: Se opera abriendo circuitos de las líneas de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, afectando la confiabilidad del S.N.I.	Instalación reactor 25 MVAR 230 kV en subestación Pomasqui.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Ambato: Transformador 138/69 kV, 43 MVA.	Registra cargabilidad del 89%. Causa: crecimiento de la demanda en ELEPCO y E.E. Ambato.	Instalación de un transformador 138/69 kV, 75 MVA.
Subestación Mulaló: Transformador 138/69 kV, 55 MVA.	Registra cargabilidad del 87%. Causa: crecimiento de la demanda en ELEPCO.	Instalación de un autotransformador 138/69 kV, 66 MVA, con ULTC.
Subestación Totoras: Transformador 230/138 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del orden del 104%. Causa: Sobrecargas por indisponibilidades de la central Pucará y disminución de generación en central Agoyán.	Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 150 MVA.
Subestación Pomasqui: Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Registra cargabilidad del 88%. Causa: Transferencia alta de potencia desde Colombia, con restricciones operativas en centrales Pucará y Agoyán; crecimiento de la demanda en la Zona Norte del país.	Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.
Subestación Vicentina: Transformador 138/46 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del 91%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de la EEQSA. Máxima demanda en el anillo de la EEQSA.	Construcción subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
Circuito 1 de la línea de transmisión Totoras – Agoyán, 138 kV.	Circuito 2 indisponible, Posición 138 kV de línea en subestación Agoyán es utilizada para alimentar a la Zona Nororiental del país.	Energización del patio de 138 kV de la subestación Baños, permitirá normalizar el Circuito 2 de la línea indicada.
Línea de transmisión Mulaló - Pucará, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (112 MVA) hacia la zona norte del país por crecimiento de la demanda de ELEPCO.	Repotenciación de la línea de transmisión (cambio de conductor) Pucará – Mulaló, 138 kV.
Línea de transmisión Pucará – Ambato, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (77 MVA) por el corredor Totoras-Pucará, 138 kV, ante indisponibilidad de la central Pucará.	Normalización de la operación de la central Pucará.
Línea de transmisión Santa Rosa – Conocoto, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (112 MVA) debido a indisponibilidad de la central Pucará.	Seccionamiento de la línea de transmisión Mulaló – Vicentina, 138 kV, en la subestación Santa Rosa.

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.4: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NORORIENTAL

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Orellana: Barras 138 y 69 kV.	Se registran voltajes de 0,90 y 0,93 p.u respectivamente. Causa: Condiciones topológicas del Sistema en la Zona Nororiental del país.; indisponibilidades de centrales Agoyán y Jivino.	Entrada en operación en CNEL EP - Sucumbios de central térmica Jivino 40 MW.
Subestación Tena: Barras 138 y 69 kV.	Registran tensiones de 0,95 p.u. Causa: Condiciones topológicas del Sistema en la Zona Nororiental del S.N.I.; indisponibilidad de central Agoyán.	Entrada en operación en CNEL EP - Sucumbios de la central térmica Jivino 40 MW y normalización del circuito 2 de la línea Agoyán – Baños – Totoras 138 kV.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
	Sin restricciones.	
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
	Sin restricciones.	

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.5: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NOROCCIDENTAL

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Esmeraldas: Barras 138 y 69 kV.	Se registra voltajes de 0,94 y 0,96 p.u. Causa: Indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas y crecimiento de la demanda en esta zona.	Construcción de la subestación Quinindé 138/69 kV, 100 MVA; normalización operativa de la central Esmeraldas; construcción del sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas -Santo Domingo.
Subestación Portoviejo: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,95 y 0,97 p.u respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda, y falta de potencia reactiva en la zona de Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA; instalación de generación térmica en la zona.
Subestación Chone: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,97 p.u respectivamente. Crecimiento de la demanda y falta de potencia reactiva en la zona norte de la provincia de Manabí. Restricciones operativas por falta de calidad del servicio en el sistema de subtransmisión de CNEL EP - Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA; instalación de generación térmica en la zona. Análisis conjuntos de los planes de expansión de transmisión y subtransmisión, con fines de mejora de la calidad del servicio en la zona norte de la provincia de Manabí.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Santo Domingo: Transformador 230/138 kV, 167 MVA. Transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del 90 y 80%, respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Santo Domingo y Esmeraldas; indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.	Instalación de un transformador 138/69 kV, 167 MVA.
Subestación Móvil: Transformador 138/69 kV, 32 MVA.	Registra cargabilidad del 82%. Causa: Crecimiento de la demanda en la Zona de Manta.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA.
Subestación Chone: Transformador 138/69 kV, 60 MVA.	Registra cargabilidad del 82%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona norte de la provincia de Manabí.	Reemplazo del transformador actual por uno de 100 MVA, con ULTC.
Subestación Portoviejo: Transformador AA1 138/69 kV, 75 MVA.	Registra cargabilidad del 90%. Causa Crecimiento de la demanda en la zona de Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
	Sin restricciones	

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.6: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA SUR

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Machala: Barras 230, 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,93, 0,94 y 0,96 p.u. respectivamente. Causa: Indisponibilidad de la generación de Machala Power.	Construcción de la línea de transmisión Milagro – Machala, 230 kV. Montaje de un circuito.
Subestación Loja: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,95 p.u. respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda en la E.E. Regional Sur.	Montaje del segundo circuito de la línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Babahoyo: Transformador 138/69 kV, 66,7 MVA.	Registra cargabilidad del 93%. Causa: crecimiento de la demanda en CNEL EP - Los Ríos; indisponibilidades de la central Sibimbe.	Construcción de una nueva subestación Babahoyo 138/69 kV, 2 x 67 MVA.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
Sistema de transmisión 69 kV Cuenca – Limón - Méndez -Macas.	Sistema de subtransmisión sobrecargado operando a 69 kV.	Repotenciación a 138 kV del sistema Cuenca – Limón – Méndez - Macas, y construcción de subestaciones 138/13,8 kV en las subestaciones intermedias.

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.7: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA SUROCCIDENTAL

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Salitral: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,95 y 0,98 p.u respectivamente. Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema. Operación del Sistema en condiciones no económicas de generación.	Incremento de la confiabilidad operativa de la generación térmica en la zona de Guayaquil.
Subestación Trinitaria: Barras 230 y 138 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,96 p.u. respectivamente. Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema. Operación del Sistema en condiciones no económicas de generación.	Incremento de la confiabilidad operativa de la generación térmica en la zona de Guayaquil.
Subestación Posorja: Barra 138 kV.	Registra voltajes de 0,95 p.u. Causa: Crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santa Elena en Posorja.	Construcción del sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena; que operará inicialmente a 138 kV.
Sobrecarga en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Salitral: Transformador ATQ 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 96% Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Subestación Policentro: Transformador 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 83%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Subestación Trinitaria: Transformador 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 86%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Sobrecarga en líneas	Restricción operativa	Solución
Línea de transmisión Pascuales - Santa Elena, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (113,5 MVA). Causa: generación térmica de las centrales APR Energy 2 y Santa Elena.	Construcción del sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena; que operará inicialmente a 138 kV.
Línea de transmisión Pascuales – Salitral, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (190 MVA). Causa: crecimiento de la demanda y alta generación térmica en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.

Fuente: CELEC EP



3.3. Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

El Art. 33 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Obligaciones del Transmisor, establece: *“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC”.*

El Art. 62 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico señala: *“La expansión del Sistema Nacional de Transmisión, para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, que se establezcan en la normativa aplicable, será planificada obligatoriamente por la compañía única de transmisión en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.”*

La expansión del sistema de transmisión en el periodo indicado del plan, se hace en base a estudios técnico económicos que son aprobados por el CONELEC, y que establecen el plan de expansión de transmisión necesario para garantizar la operación del Sistema Nacional de Transmisión dentro de los límites de calidad y seguridad exigidos por la normativa vigente, permitiendo la incorporación al Sistema Nacional Interconectado de nuevos proyectos de generación; y, asegurando el suministro de energía eléctrica a la demanda, tanto a empresas distribuidoras como a grandes consumidores.

3.3.1 Procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022

3.3.1.1 Objetivos

El Plan de Expansión del SNT tiene como finalidad determinar la red de transmisión que se debe implementar para atender los requerimientos del crecimiento de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación al S.N.I. en el periodo de diez años, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía para el servicio de transporte de energía eléctrica hacia los diferentes centros de consumo del sistema eléctrico ecuatoriano.

3.3.1.2 Información de entrada

La información básica utilizada en la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión es la siguiente:

- Regulaciones referentes a calidad, seguridad y confiabilidad del servicio.
- Proyección de la demanda anual de potencia y energía. (Hipótesis No. 5. Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica)
- Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022 (escenarios de suministro que aseguren el cumplimiento de las políticas energéticas nacionales).
- Plan de Expansión de cada una de las Empresas Distribuidoras.
- Estadísticas de operación del S.N.I. disponibles en el CENACE y en el Centro de Operaciones de Transmisión – COT.
- Proyectos que se encuentran en construcción y aquellos cuya ejecución se prevé iniciar en el corto plazo.
- Costos de inversión de suministros y de construcción de los proyectos ejecutados por CELEC EP – TRANSELECTRIC, actualizados con los últimos procesos de contratación.

3.3.1.3 Análisis de criterios y procedimiento

La formulación del plan de expansión de transmisión se realiza luego del análisis de diferentes alternativas de equipamiento técnicamente realizables y económicamente viables para cada uno de los años del periodo de

planificación, mediante la ejecución de estudios eléctricos para condiciones de demanda máxima, media y mínima y para los escenarios de alta y baja hidrología en el S.N.I.

3.3.1.4 Definición de hipótesis

La determinación del plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión toma como base para los análisis, el estado de avance de los proyectos de expansión en ejecución y los cronogramas de aquellos que iniciarán próximamente su construcción. A esta información considerada como referencial, se suma para el estudio las siguientes proyecciones y simulaciones:

- Proyección decenal de la demanda anual de potencia y energía de las empresas de distribución.
- Despachos de generación: se formulan en función de los resultados de las simulaciones energéticas del S.N.I. entregadas por el CONELEC y de los costos variables de producción de cada una de las unidades de generación del sistema publicados por el CENACE.
- Análisis eléctricos: se realizan considerando la demanda máxima no coincidente del sistema, desagregada por barra de entrega del S.N.I. de acuerdo con las estadísticas de operación disponibles.
- Capacidad de nuevas subestaciones: el equipo de transformación se dimensiona para que a la fecha de entrada en operación, el nivel de carga inicial sea del orden del 40% de su capacidad máxima.
- Líneas de transmisión: en condiciones normales de operación no deben superar el 100% de su capacidad de transporte.
- Normativa vigente: se debe cumplir principalmente lo indicado en las regulaciones: “Procedimientos de Despacho y Operación (No. 006/00)”, “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM (No. 004/02)” y “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el S.N.I. (No. 003/08)”, mediante las cuales se establecen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad que deben ser observados por el transmisor y demás agentes del MEM.

Las alternativas son analizadas mediante criterios económicos (considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red, operación del sistema, restricciones, energía no suministrada y pérdidas de potencia y energía), con la tasa de descuento referencial del 12% definida por SENPLADES y una vida útil de 30 años para subestaciones y de 45 años para líneas de transmisión.

Para la valoración de la energía no suministrada se considera un costo de 1.533 USD/MWh, de acuerdo con lo establecido por el CONELEC.

3.3.1.5 Evaluación de costos

De los resultados de estudios eléctricos realizados por CELEC EP se determina el correspondiente plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión para el periodo 2013 - 2022. Los proyectos que constituyen el plan de expansión permitirán obtener los siguientes beneficios en el Sistema Nacional Interconectado:

- Abastecer el crecimiento de la demanda en diferentes zonas del país.
- Incrementar los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad en el servicio eléctrico.
- Posibilidad de incorporar nueva generación al S.N.I.
- Mejorar las condiciones operativas del S.N.I.
- Disminuir las pérdidas de potencia y energía en el SNT.



- Mejorar el despacho económico de generación en el sistema.

Los presupuestos de los proyectos de expansión fueron formulados en base a costos unitarios tomados de los antecedentes de CELEC EP - TRANSELECTRIC en la contratación de obras similares y de la información definida para las obras de 500 kV, por la consultoría contratada para este efecto.

El siguiente es un detalle de esos costos:

TABLA No. 3.8: BAHÍAS DE SUBESTACIÓN

Tecnología	Tensión (kV)	Tipo	Costo (kUSD)
Conventional	500	Línea acoplamiento	2.948
		Transformador	2.398
		Acoplamiento	1.904
		Reactor de línea (sin interruptor, con reactor de neutro)	231
		Reactor de barras	858
	230	Línea	770
		Transformador	747
		Acoplamiento	614
		Capacitor	584
	138	Línea	625
		Transformador	594
		Transferencia	484
		Capacitor	525
	69	Línea	470
		Transformador	448
		Transferencia	349
Capacitor		352	
SF ₆	230	Línea	1.389
		Transformador	1.314
		Acoplamiento	1.290
	138	Línea	927
		Transformador	867
		Transferencia	855
	69	Línea	504
		Transformador	488
		Transferencia	480
		Capacitor	488

Fuente: CELEC EP

Estos costos corresponden a los siguientes esquemas de subestaciones:

- 230 kV: doble barra principal,
- 138 kV: barra principal y transferencia,
- 69 kV: barra principal y transferencia.



TABLA No. 3.9: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Tipo	Tensión (kV)	Descripción	Costo unitario (kUSD)	Costo total (1) (kUSD)
Banco (3 Monofásico)	500	Transformador 500/230 kV, 150 MVA	6.138	7.986
	230	Autotransformador 230/138 kV, 75/100/125 MVA	4.764	4.865
		Autotransformador 230/138 kV, 33/44/55 MVA	2.682	2.782
		Autotransformador 230/69 kV, 33/44/55 MVA, con ULTC	3.591	3.691
		Autotransformador 230/69 kV, 20/26/33 MVA, con ULTC	3.249	3.349
	138	Autotransformador 138/69 kV, 30/40/50 MVA, con ULTC	3.471	3.571
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA	701	2.203
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA, con ULTC	958	2.974
	Trifásico	230	Autotransformador 230/138 kV, 180/240/300 MVA	3.406
Autotransformador 230/138 kV, 135/180/225 MVA			2.754	2.854
Autotransformador 230/69 kV, 100/133/166 MVA			2.207	2.307
138		Autotransformador 138/69 kV, 45/60/75 MVA	1.512	1.612
		Autotransformador 138/69 kV, 40/53/66 MVA	1.374	1.474
		Autotransformador 138/69 kV, 33/44 MVA	1.010	1.110
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA	807	907
		Autotransformador 138/69 kV, 224 MVA	2.033	2.133
		Autotransformador 138/69 kV, 100/133/167 MVA	1.637	1.737

(1) Incluye obras civiles y montaje

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.10: CAPACITORES

Tensión (kV)	Descripción	Suministro (kUSD)	Montaje (kUSD)	Total (kUSD)
230	Banco 2 x 60 MVAR	1.026,0	266,8	1.292,8
	Banco 1 x 60 MVAR	513,0	133,4	646,4
138	Banco 3 x 25 MVAR	1.041,0	270,0	1.311,0
	Banco 2 x 25 MVAR	694,0	180,0	874,0
	Banco 1 x 25 MVAR	347,0	90,0	437,0
	Banco 2 x 30 MVAR	774,0	180,0	954,0
	Banco 1 x 30 MVAR	387,0	90,0	477,0
69	Banco 2 x 12 MVAR	379,0	60,0	439,0
	Banco 1 x 12 MVAR	189,5	30,0	219,5
	Banco 1 x 12 MVAR	118,0	30,0	148,0
	Banco 1 x 6 MVAR	70,0	30,0	100,0

Fuente: CELEC EP



TABLA No. 3.11: REACTORES

Ítem	Capacidad	Total (kUSD)
1	Banco de 90 MVAR para línea (incluye reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2.739 (1)
2	Banco de 30 MVAR para línea (incluye con reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2.035 (1)
3	Banco de 30 MVAR para barra	1.705 (1)
4	Reactor monofásico 30 MVAR	693
5	Reactor monofásico 10 MVAR	462
6	Reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR	303

(1) Incluye obras civiles y montaje

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.12: LÍNEAS

Tensión (kV)	Ítem	Línea	Longitud (km)	Costo Unitario (kUSD)	Costo Total (kUSD)
500	1	Línea de transmisión 1 circuito, 4 conductores/fase	1	308	308
230	2.1	Línea de transmisión Milagro – Machala	135	130	17.549
	2.2	Línea de transmisión Zhoray – Cuenca	52	146	7.573
	2.3	Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui	67	180	12.088
	2.4	Línea de transmisión Tap a subestación Nueva Prosperina (2 líneas)	3	127	760
	2.5	Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas	54	295	15.945
	2.6	Línea de transmisión Trinitaria - Las Esclusas	7,3	454	3.315
	2.7	Línea de transmisión Esmeraldas - Santo Domingo	155	188	29.212
138	3.1	Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena	81	152	12.329
	3.2	Línea de transmisión Las Esclusas – Caraguay	6	596	3.575
	3.3	Línea de transmisión Deriv. Manta – Montecristi	7	203	1.418

Fuente: CELEC EP

TABLA No. 3.13: INSTALACIONES COMUNES (PROTECCIONES, SERVICIOS AUXILIARES, CONTROL)

Típo	Módulo	Costo unitario (kUSD)
1	Para barras con 6 bahías o menos	6.570
2	Para barras con más de 6 bahías	7.821

Fuente: CELEC EP

3.3.2 Proyectos de expansión de transmisión

La necesidad no sólo de solucionar los problemas operativos detectados en el diagnóstico sino también de integrar al S.N.I. la producción de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en construcción, especialmente Sopladora (487 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW), previstos para los años 2015 y 2016, respectivamente (estos proyectos permitirán desplazar generación térmica, principalmente la existente en la ciudad de Guayaquil), requiere de un sistema de transmisión de capacidad suficiente para evacuar la energía de dichos proyectos.



El Plan de Expansión de Transmisión 2013 -2022 determina la necesidad de ejecutar varios proyectos, que se resumen en:

- La implementación de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito.
- La instalación de 7.645 MVA de transformación adicionales.
- La incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva.
- La incorporación de 195 MVAR de compensación inductiva.

De los resultados del análisis del Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2022, se tiene que entre los años 2019 y 2022 no se necesitarán de obras de transmisión adicionales en el S.N.I.

La figura No. 3.13 muestra el sistema ampliado propuesto:

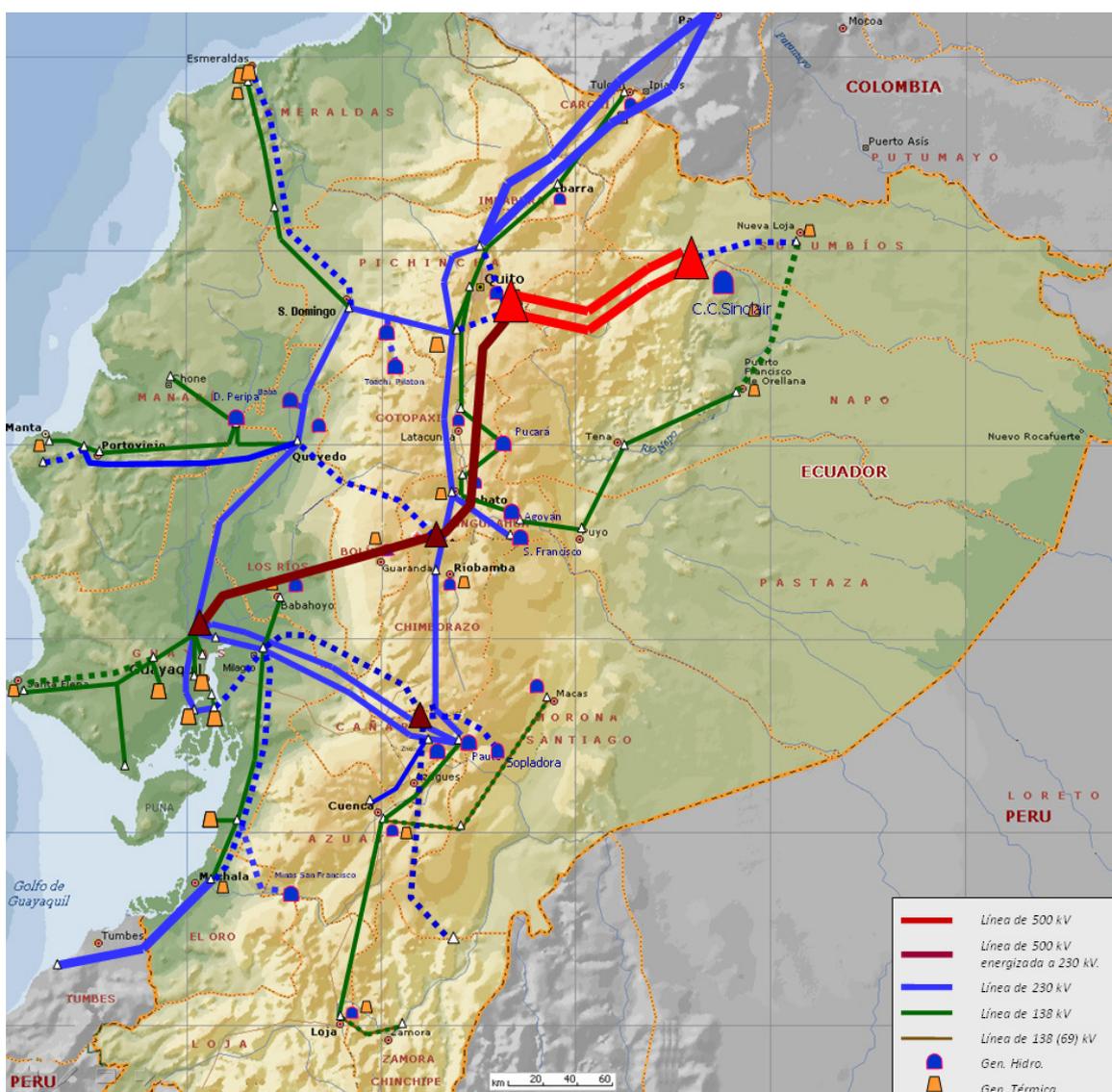


FIG. No. 3.13: MAPA DE LAS OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Fuente: CELEC EP

3. Expansión de la Transmisión

Para ubicar la subestación a la cual se conectará el proyecto hidroeléctrico Sopladora se consideró la necesidad de contar con un sitio estratégico que permitiera además la conexión del proyecto de generación Cardenillo, determinándose que el lugar más idóneo para la construcción de la misma se ubica en el sector de Taday, provincia del Cañar.

Por otro lado, para evacuar la generación del proyecto Coca Codo Sinclair se estableció como mejor alternativa la implementación de un sistema de 500 kV, que además de vincular Coca Codo Sinclair con Quito (subestación El Inga) permitirá interconectarlo con el principal centro de carga del país, Guayaquil (subestación Daule).

Cabe señalar que debido a la falta de experiencia que se tiene en el país respecto al diseño, construcción y operación de instalaciones de 500 kV, para definir la configuración del sistema de transmisión de Extra Alta Tensión del Ecuador que se adapte a las necesidades energéticas de mediano y largo plazo del país, CELEC EP – TRANSELECTRIC, con el aporte del BID, a través de una cooperación técnica no reembolsable, contrató la consultoría del Consorcio CESI-EFFICACITAS.

3.3.2.1 Obras de transmisión con inicio de operación en el 2012

A continuación se presenta un resumen de las obras de transmisión que en cada una de las zonas operativas del SNT ingresaron en operación en el 2012.

TABLA No. 3.14: CRONOLOGÍA DE OBRAS POR ZONA OPERATIVA, AÑO 2012

Fecha de entrada en operación	Obra	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 230 kV Bajo Alto – San Idelfonso: Montaje del segundo circuito, inicialmente energizado a 138 kV.	Evacuación de generación de la zona de Bajo Alto.	Sur
2do. trimestre 2012	Subestación Ibarra: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA y modernización subestación.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del S.N.I.	Norte
3er. trimestre 2012	Subestación Pomasqui: Instalación reactor 230 kV, 25 MVAR.	Controlar los perfiles de voltaje en la Zona Norte del S.N.I. en casos de bajos intercambios de potencia con el sistema colombiano.	Norte
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Nororiental: Construcción subestación Baños, patio 138 kV y tramo de línea.	Normalizar el segundo circuito de la línea de transmisión Agoyán (Baños) – Totoras, 138 kV; y, alimentación a la Zona Nororiental del S.N.I. (línea de transmisión Baños – Puyo, 138 kV).	Nororiental
3er. trimestre 2012	Subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA. Línea de transmisión Victoria – Montecristi, 138 kV, doble circuito, 7 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona de Manta y mejora de la calidad de servicio.	Noroccidental
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Gualaceo - Limón - Méndez – Macas: Cambio de voltaje a 138 kV de líneas de subtransmisión.	Mejorar la calidad de servicio en la zona. Disminución de pérdidas de potencia en el sistema de transmisión.	Sur
3er. trimestre 2012	Modernización de la subestación Pascuales patios 230, 138 y 69 kV, segundo transformador 138/69 kV, 224 MVA, instalación bahía transformador ATT 230 kV.	Confiabilidad de los sistemas de control.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

Las figuras No. 3.14 y No. 3.15 muestran la ubicación geográfica de los sitios de los proyectos mencionados anteriormente.



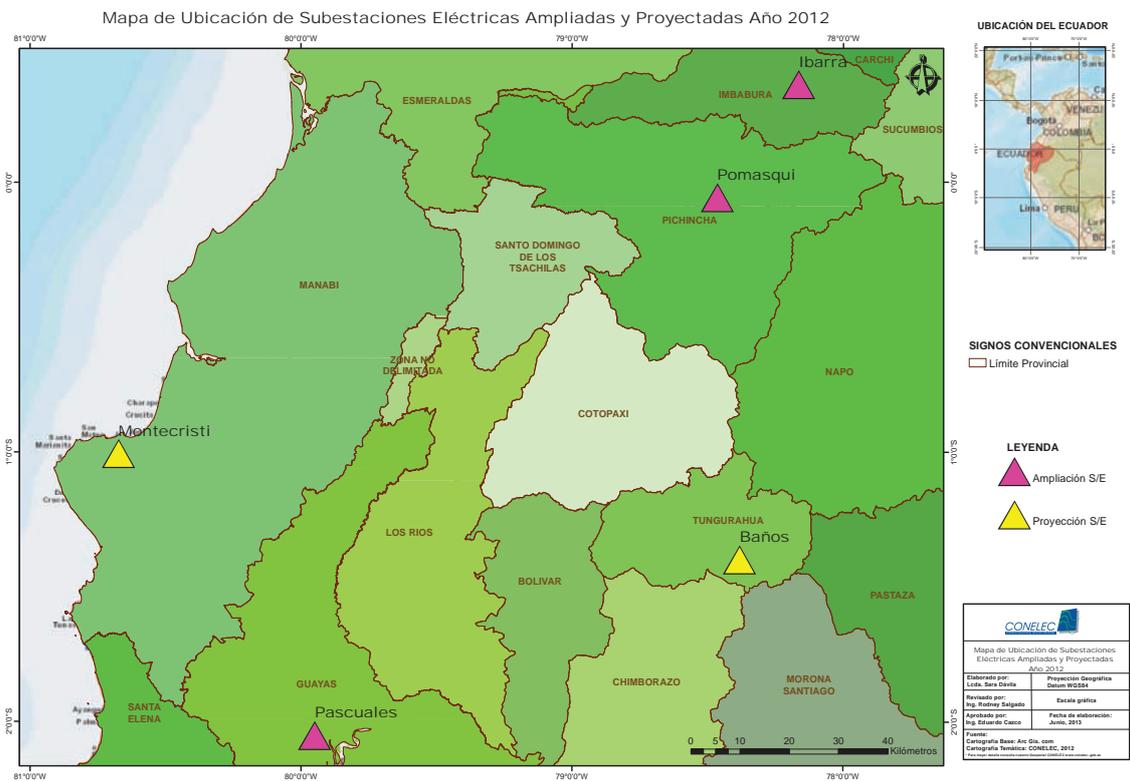


FIG. No. 3.14: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES, AÑO 2012

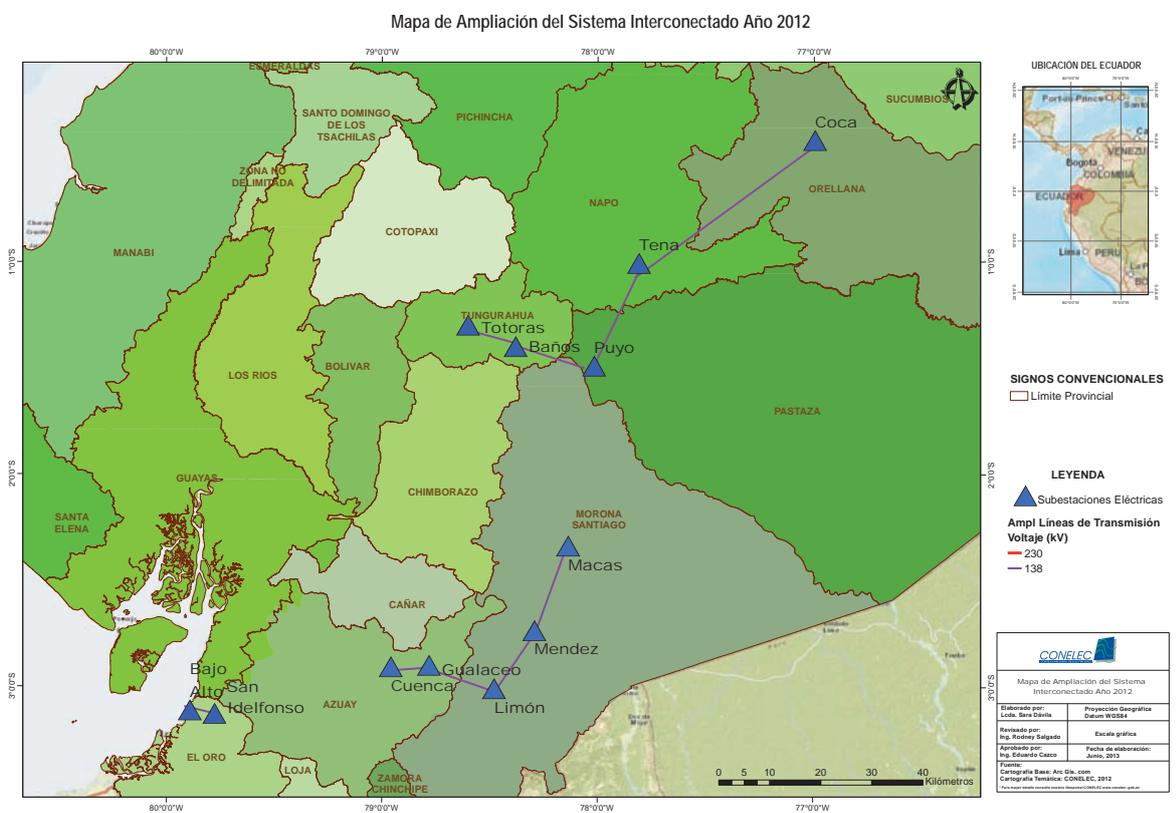


FIG. No. 3.15: AMPLIACIÓN DEL SNT, AÑO 2012

