**PLAN DE INVERSIONES EN APOYO AL CAMBIO DE**

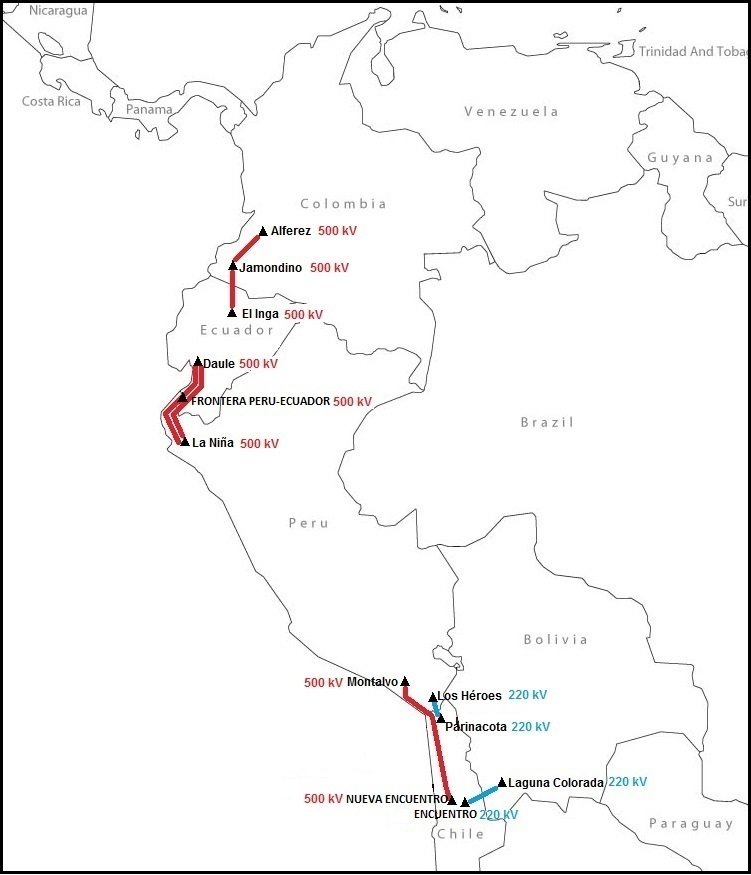
**LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ECUADOR**

Anexo Técnico EC-L1160

Integración Regional

1. **Resumen Ejecutivo**
   1. Ecuador se encuentra inmerso en un proceso de cambio de su matriz productiva, actualmente dependiente en más de 50% de combustibles fósiles en gran parte importados, en el cual el Cambio de la Matriz Energética (CME) juega un papel fundamental, a través del incremento en más de 90% de la oferta eléctrica con energías renovables, y el uso priorizado de la electricidad en sustitución de combustibles fósiles en la económica nacional.
   2. El CME, busca: (i) fortalecer la oferta energética primaria y secundaria más allá de la demanda actual, con: (a) el aumento de la refinación interna, para satisfacer la demanda nacional de derivados de petróleo, de modo de reducir las importaciones y mejorar las opciones de exportación; (b) la producción, uso o reuso de combustibles alternativos endógenos; y (c) fortalecimiento de la explotación racional de los recursos renovables para generación eléctrica; (ii) promover la demanda con el uso intensivo de electricidad como alternativa para reducir la utilización de combustibles convencionales en el sector residencial (introducción del concepto de “cocinas eficientes de inducción”), y en el sector transporte; y (iii) aumentar el intercambio de energía en la región como parte de los compromisos de fomentar el mercado eléctrico andino promovido a través de la iniciativa –Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)-.
   3. La operación EC-L1160 promueve estos cambios, toda vez que (i) impulsa la integración del sistema eléctrico ecuatoriano con la región, a través de inversiones en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) que contribuyen a un mayor intercambio de energía en las conexiones existentes, bajo los mismos objetivos de SINEA; (ii) fortalece el proceso de integración binacional con Colombia, a través del reforzamiento y expansión del Sistema Nacional de Distribución eléctrico (SND), beneficiando la zona de frontera, y (iii) impulsa la modernización y automatización del sistema eléctrico mejorando su eficiencia, calidad y gestión. Como resultado, se espera que el sector eléctrico pueda continuar y aumentar el intercambio de potencia y energía en las conexiones existentes y contribuir al avance del proceso de integración SINEA.
2. **Introducción**
   1. En el marco de la estrategia sectorial del BID, que apoya la Competitividad Global y Regional para la Integración (GN-2565-4), el presente anexo explica los argumentos técnicos por los cuales la Operación EC-L1160 mediante sus componentes I y II se alinea estratégicamente con el Desafío Integración Económica de la Estrategia Institucional Actualizada del Banco (GN-2828).
   2. El presente anexo se estructura en tres secciones: (i) Antecedentes del proyecto, para su análisis desde la perspectiva de integración regional; (ii) Aspectos considerados para la clasificación de la operación como una actuación de integración regional; (iii) Validación de los criterios de clasificación de la operación de acuerdo a lo estipulado en los Lineamientos para la Clasificación de Prioridades en el Programa de Financiamiento, conforme las guías GN-2650 y GN-2733.
3. **Antecedentes del Proyecto**
   1. **Marco conceptual del SINEA**[[1]](#footnote-1)**-*Integración a nivel de transmisión eléctrica con apoyo del Programa*.** Con el propósito de evaluar la construcción de la infraestructura necesaria para la interconexión regional y el diseño de un marco regulatorio que facilite los intercambios y transacciones de energía eléctrica entre Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile; los países acordaron la creación en 2011, de la iniciativa -Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
   2. Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), SINEA avanzó en el desarrollo de los estudios de infraestructura y armonización regulatoria, que han permitido delinear la estrategia de avance de la interconexión eléctrica andina en 500 kV. De acuerdo con estos estudios, se confirma la pertinencia de avanzar en el proceso de interconexión eléctrica en etapas y a nivel binacional, aprovechando las conexiones existentes.
   3. La interconexión bilateral Colombia-Ecuador está limitada a la capacidad existente de   
      525 MW en 230 kV, dado que en 500 kV no resulta viable financieramente si se analiza únicamente en el escenario de una conexión adicional Ecuador-Perú. Esto se debe a que esta última, reduciría las rentas de congestión entre Ecuador-Colombia, y los costos marginales en Ecuador. La interconexión bilateral Ecuador-Perú resulta ser altamente rentable y se recomienda proceder con su inmediata construcción[[2]](#footnote-2). La interconexión entre Perú-Chile resulta igualmente rentable, la cual se recomienda en alta tensión y en corriente directa con una capacidad máxima de 100 MW en el sentido hacia Chile, y de hasta 30MW en sentido inverso.
   4. La materialización del futuro mercado eléctrico Andino depende en gran medida de los acuerdos regulatorios bilaterales y de las condiciones de la infraestructura local existente. Con el apoyo del BID a través de las operaciones EC-L1070, EC-L1140 y EC-L1117, Ecuador ha avanzado de manera firme en los acuerdos con Perú para el desarrollo de los estudios binacionales de factibilidad, y socio-ambientales de la línea de 500 kV, así como en los acuerdos normativos que permiten intensificar los intercambios a nivel de 230 kV con Perú y con Colombia en las conexiones existentes. Como resultado del proceso de reforzamiento del anillo de transmisión (Inter-zonal en 230 kV) financiado con apoyo de la operación EC-L1070, Ecuador, a través de la interconexión en 230 kV con capacidad de 525 MW, registra exportaciones hacia Colombia de 45.193 MWh, e importaciones por 457.244 MWh, al cierre de 2015. Sin embargo, en los primeros meses de 2016 la tendencia de exportaciones *versus* importaciones cambia de manera vertiginosa, al registrar desde febrero, exportaciones desde Ecuador a Colombia por 222.011 MWh. En la interconexión actual con Perú a partir del mes de mayo, Ecuador exporta lo equivalente a 2,619.83 MWh en 230 kV y capacidad de 110 MW. Esos resultados confirman la pertinencia de reforzar los sistemas nacionales en línea con las recomendaciones de SINEA.
   5. De las reuniones SINEA los países acuerdan la importancia de mejorar los sistemas nacionales de generación, transmisión y distribución para alcanzar los estándares técnicos y operativos de un sistema interconectado.

**Figura 1: Infraestructura de SINEA**

* 1. Además, como complemento a los desarrollos en infraestructura física, todos los países participantes de la interconexión regional tendrán que adecuar sus marcos regulatorios y comerciales para participar en el mercado que se defina (Mercado de Tiempo Real o Predespacho Vinculante). Además, se prevé que los países acuerden las reglas de compensación por la energía que transitará por sus redes provenientes de un país y con destino a un tercero.
  2. Entre los objetivos propuestos de esta iniciativa regional, se incluye asegurar el suministro de energía, promover el uso de energías renovables, y diversificar la canasta energética.
  3. El 25 de Abril de 2014, los Ministros de Energía de los países SINEA firmaron una declaración ministerial, por la cual acordaron, entre otras cosas: (i) Avanzar en el proceso de integración eléctrica regional, según lo establecido en la Hoja de Ruta acordada; (ii) Profundizar los entendimientos de interconexión eléctrica binacionales identificados en los estudios realizados en una primera etapa, indispensable para alcanzar la integración regional en la materia; y (iii) analizar y adoptar un acuerdo de armonización regulatoria que permita conformar un mercado eléctrico regional, en forma gradual.
  4. Dentro de los países SINEA, Ecuador se ha caracterizado por su dinamismo en avanzar en los acuerdos regulatorios binacionales y en el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional con visión regional. En línea con los financiamientos del BID a Ecuador antes mencionados, la operación EC-L1160 financiará la construcción de dos nuevos sistemas de transmisión que contribuyen a la evacuación de la energía eléctrica de los nuevos proyectos hidroeléctricos, y al mismo tiempo refuerzan el SNT para un mayor intercambio de energía en la región (Ver Anexo I y II).
  5. **Agenda Binacional Ecuador-Colombia. Eje de Infraestructura y Conectividad.- *Integración a nivel de distribución eléctrica con impacto rural y con apoyo del Programa***

|  |
| --- |
| **Figura 2: Electrificación Puerto El Carmen (Ecuador) - Puerto Ospina (Colombia)** |
|  |

Adicional a la agenda SINEA, los presidentes de Ecuador, Rafael Correa, y de Colombia, Juan Manuel Santos, han ratificado su decisión de fortalecer la integración binacional, a través de la cooperación entre las entidades gubernamentales de los dos países, con el fin de adelantar iniciativas y esfuerzos conjuntos que favorezcan el bienestar de los ciudadanos de ambos países, así como el desarrollo de la Zona de Integración Fronteriza. En este sentido, dentro del Eje de Infraestructura y Conectividad de la Agenda Binacional, se enmarcan los esfuerzos para adelantar la electrificación de las poblaciones de la zona de frontera por medio de interconexiones de baja tensión entre los dos países.

|  |
| --- |
| **Figura 3: Interconexión El Pailón (Carchi)**  **Ricaurte(Nariño)** |
|  |

* 1. El 9 de diciembre de 2014 se suscribió el contrato para electrificar las poblaciones de Puerto El Carmen (Ecuador) - Puerto Ospina (Colombia). Desde el 25 de febrero de 2015, la población de Puerto Ospina cuenta con suministro de 7.500 kWh mensuales provistos desde Ecuador, beneficiando 250 familias (Figura 2).
  2. En 2016 se planea construir las interconexiones El Pailón (Ecuador) - Ricaurte Colombia) y la electrificación de la zona de Jardines de Sucumbíos, beneficiando a 400 familias adicionales e incrementando el intercambio de energía binacional (Figura 3).

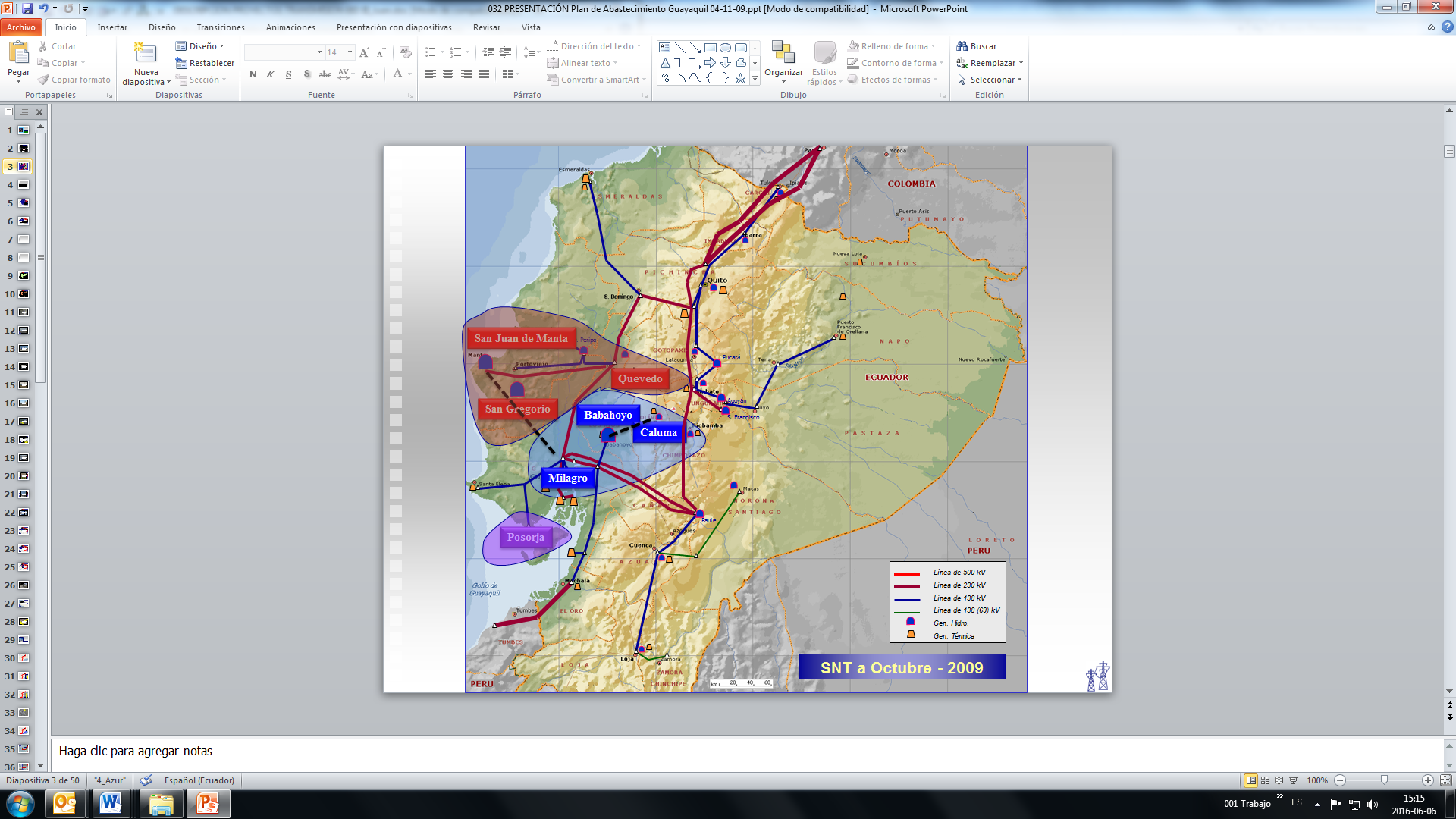
1. **Principales aspectos considerados para la clasificación de EC-L1160, como operación de integración regional** 
   1. La operación EC-L1160, tiene como objetivo apoyar el avance del plan de reforzamiento, modernización y expansión del SNT y del SND y de esa forma garantizar el avance del CME. Los objetivos específicos son: (i) dar continuidad a la ejecución de los proyectos del SNT que aseguren el transporte oportuno y eficiente de la energía eléctrica de los nuevos proyectos hidroeléctricos hacia los principales centros de consumo, y fortalecer la infraestructura que permita mejorar el intercambio de energía de Ecuador con los países de la región; (ii) ejecutar los proyectos de reforzamiento y expansión del SND en zonas Urbano-Marginales (UM) y rurales que contribuyan a mejorar el acceso al servicio eléctrico de calidad; (iii) apoyar el avance del PNCE con el despliegue de las CEI en el sector residencial; y (iv) fortalecer las capacidades institucionales de gestión del sector eléctrico ecuatoriano.
   2. Los objetivos del proyecto se reflejan en sus cuatro componentes: (i) Componente I - Expansión y reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión; (ii) Componente II - Expansión y modernización del Sistema Nacional de Distribución; (iii) Componente III - Implementación del Plan Nacional de Cocción Eficiente; (iv) Componente IV - Desarrollo de capacidades institucionales. Estando los componentes I y II orientados a consolidar sistemas de interconexión regional.
   3. El Componente I, contribuye a la futura implementación del mercado regional andino SINEA. El fortalecimiento y expansión del Sistema Nacional de Transmisión, permite fortalecer y expandir la infraestructura para el transporte de energía de los nuevos proyectos hidroeléctricos tanto al mercado nacional, como al mercado regional, acorde con el objetivo país de convertirse en un exportador neto de electricidad.
   4. El Componente II, mediante la extensión del Sistema Nacional de Distribución en la zona de frontera, permite continuar con los proyectos de interconexión binacional para la electrificación de las Zona Fronteriza de Ecuador y Colombia. De esta forma la energía adicional de las nuevas plantas de generación se estaría canalizando al mercado binacional mediante el SND, adicional a la ya tranzada por medio del SNT. Las interconexiones en áreas de frontera, permiten reducir los niveles de pobreza e inseguridad que se presentan en estas poblaciones que son de difícil acceso para los gobiernos de ambos países, y contribuye a mejorar los indicadores de cobertura en ambos países.
2. **Validación de Criterios en el Marco de la Estrategia de Integración**
   1. Según la estrategia sectorial del BID de apoyo a la Competitividad Global y Regional para la Integración (GN-2565-4), las operaciones de integración regional serán identificadas de acuerdo a cuatro criterios indicativos que no son mutuamente excluyentes entre sí: (i) Focalización multinacional; (ii) Subsidiariedad nacional; (iii) Adicionalidad regional y; (iv) Compensación de fallas de coordinación.
   2. Con base en el alcance de EC-L1160 antes expuesto, se evidencia que esta operación contribuye con lo siguiente: (i) ***Focalización multinacional***- En línea con los objetivos de SINEA, los Componentes I y II financian el desarrollo de infraestructura que contribuye a la internacionalización del sector eléctrico con impactos transfronterizos; (ii) ***Subsidiariedad nacional***- Apoya de manera directa las inversiones a nivel nacional del Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal, facilitando además, el avance de los compromisos de la agenda bilateral de electrificación de comunidades fronterizas Ecuador- Colombia; (iii) ***Adicionalidad regional***- Incorpora objetivos internacionales y/o de cooperación regional (SINEA). Es decir, el alcance de la operación apoya de manera simultánea a un grupo de países que promueven el mercado eléctrico regional. (Ver anexos I y II)
   3. De otra parte, las actividades que apoyan la integración y cooperación regional, globales y regionales se pueden clasificar en tres grandes ámbitos principales: i) Infraestructura; ii) Fortalecimiento institucional y desarrollo de la capacidad y; iii) Cooperación funcional y bienes públicos regionales. De acuerdo a los componentes descritos en la propuesta de préstamo, la operación se clasifica dentro del ámbito **de Infraestructura.**

# Anexo I- Descripción Técnica de los proyectos del Componente I-Expansión y Reforzamiento del SNT, y su aporte a la integración eléctrica

De manera general, los proyectos del Componente II buscan optimizar los recursos regionales considerando un mejor intercambio de energía eléctrica con los países de la región. La dirección del intercambio regional, exportación e importación de energía eléctrica dependen del nivel de incremento de demanda, de compromisos entre países de la región, regulaciones, interés de promover el intercambio, costos, entre otros.

Las obras de transmisión propuestas permitirán promover los intercambios regionales, a través del concepto de ***eliminación de la generación forzada***. Esto, con el fin de mantener un menor costo marginal de energía eléctrica, en beneficio de mayores exportaciones de generación a base de energías renovables, principalmente hidroeléctricas. En la Figura 1 se presentan los proyectos de expansión de transmisión con su ubicación geográfica, para mayor referencia de lo indicado.

En el caso del primer Sistema de Transmisión: San Gregorio – San Juan de Manta 230 kV, éste formará parte del anillo eléctrico, que facilita la descarga del actual sistema de transmisión, promoviendo mejorar las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos. El segundo, Sistema de Transmisión Milagro – Babahoyo 138 KV es similar al anterior debido a que se conforman anillos eléctricos a menor nivel de tensión; aliviando el sistema principal de 230 kV, necesario para favorecer las exportaciones libre de restricciones en la transmisión de energía eléctrica. El tercer sistema, Ampliación y Modernización de la Subestación Posorja, permitirá abastecer la demanda incremental, por lo cual de manera inicial, promoverá las importaciones de energía eléctrica en condiciones internas de desabastecimiento.



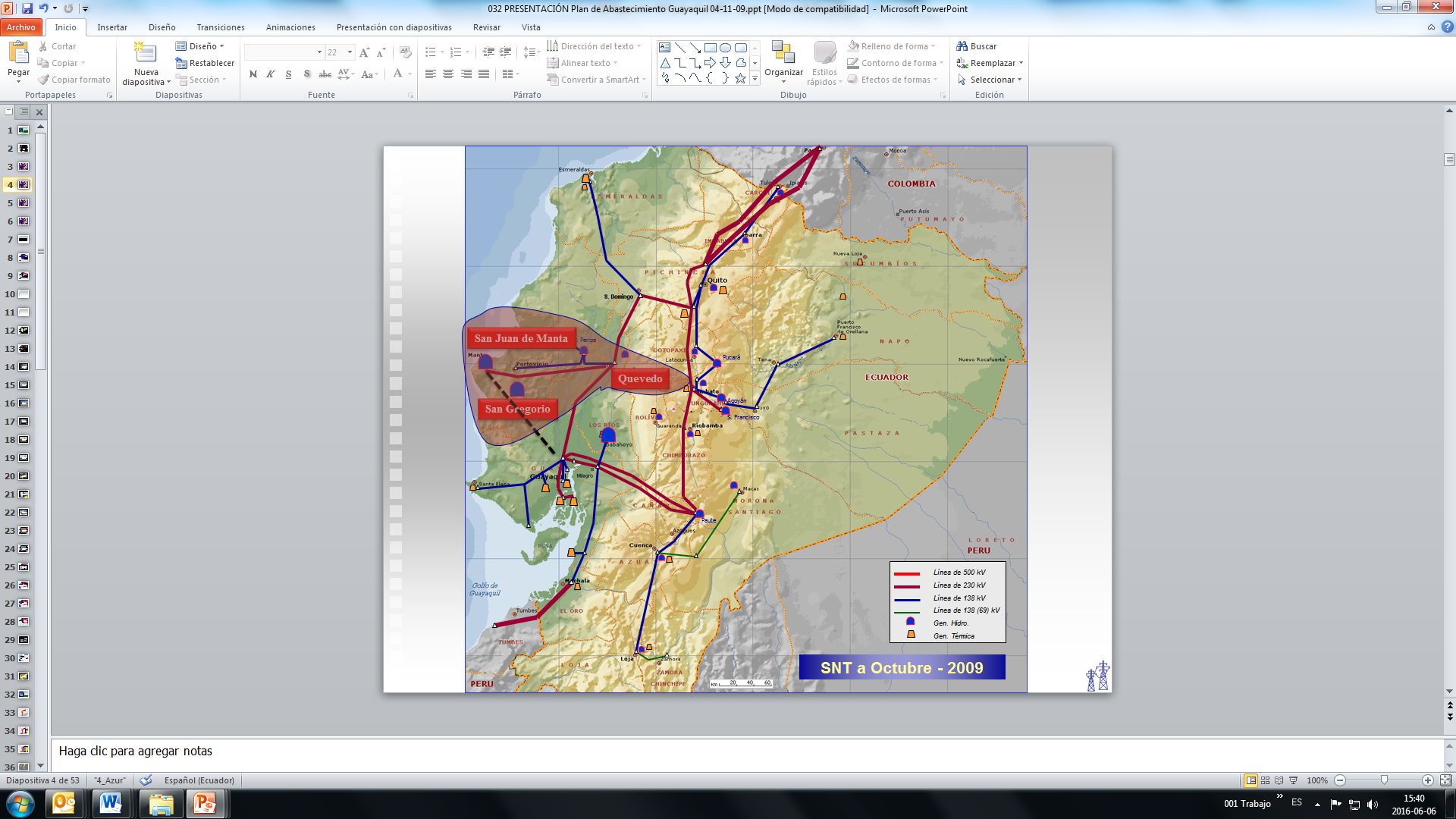
**Figura 1. Diagrama unifilar geográfico con proyectos**

# SISTEMA DE TRANSMISIÓN SAN GREGORIO – SAN JUAN DE MANTA

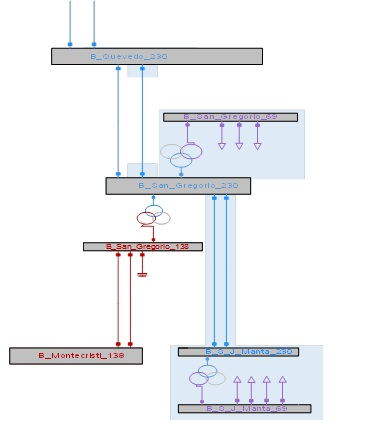
Este sistema de transmisión contribuirá al fortalecimiento del suministro de energía en la zona de Manabí y a través del reforzamiento del sistema eléctrico ecuatoriano, mejorando los intercambios regionales de energía eléctrica, de la siguiente manera:

* La interconexión eléctrica entre las subestaciones San Gregorio – San Juan de Manta forma parte de un sistema integral de transmisión entre las subestaciones Quevedo – ***San Gregorio – San Juan de Manta*** – Refinería y Chorrillos, conformando un nuevo anillo eléctrico a nivel de 230 kV en la zona occidental del Ecuador. Este anillo occidental aliviará las líneas de transmisión de 230 kV del anillo principal eléctrico, incrementado la capacidad remanente con lo cual hará factible incrementos de exportación de energía eléctrica sin restricciones en la transmisión y favorecerá un menor costo de producción, incentivando una mejor competencia de mercados eléctricos entre países.
* Suministro de energía eléctrica hacia la Subestación-Refinería del Pacífico. Se prevé realizar esto a través de importaciones de electricidad en ciertos periodos de condiciones hidrológicas secas (periodo de estiaje). Este abastecimiento directo, se podrá realizar entre agentes de mercado eléctrico o través de la producción nacional de electricidad con energías renovables.

Este sistema de transmisión permitirá mejorar las condiciones de calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica a la provincia de Manabí, conforme se aprecia en la Figura 2 y 3.



**Figura 2. Diagrama geográfico en detalle**



**Figura 3. Diagrama unifilar**

* 1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN GREGORIO – SAN JUAN DE MANTA

Construcción de una línea de transmisión entre las subestaciones San Gregorio y San Juan de Manta, a 230 kV, de 41 km de longitud en doble circuito, con conductor tipo 1200 ACAR. Un tramo de 5 km de esta línea de transmisión, estará conformada por estructuras multicircuito para 2 circuitos a 230kV y dos circuitos a 138 kV.

* 1. SUBESTACIÓN QUEVEDO

Ampliación de la S/E Quevedo

* 1 bahía de línea de 230 kV
  1. SUBESTACIÓN SAN GREGORIO

Ampliación de la S/E San Gregorio, patio de 230 kV:

* 3 bahías de línea de 230 kV
  1. SUBESTACIÓN SAN JUAN DE MANTA

Construcción de la S/E San Juan de Manta: kV

1. Patio de 230 kV:

* 2 bahías de línea de 230 kV
* 1 bahía de transformador de 230 kV
* 1 bahía de acoplamiento de 230 kV
* 1 transformador trifásico 230/69 kV de 135/180/225 MVA

1. Patio de 69 kV:

* 4 bahías de línea de 69 kV
* 1 bahía de transformador de 69 kV
* 1 bahía de acoplamiento de 69 kV

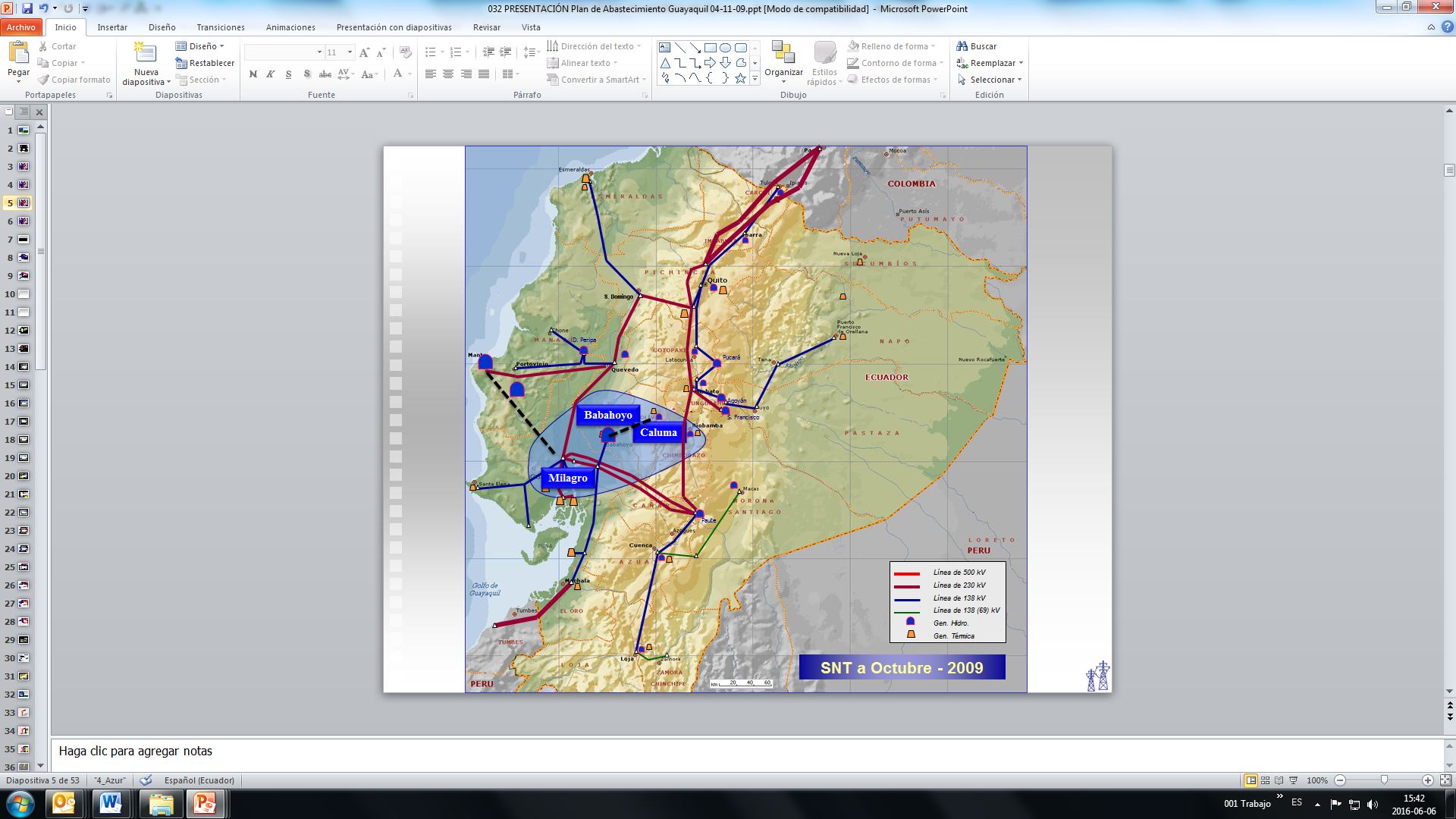
# SISTEMA DE TRANSMISIÓN MILAGRO – BABAHOYO

Con el propósito de mejorar el suministro de energía eléctrica en el área de concesión de CNEL-Los Ríos, para garantizar mejores transferencias de energía entre los centros de generación y consumo; y adicionalmente, la futura interconexión a nivel de 138 kV entre Babahoyo y Caluma (provincia de Bolívar). Esto permitirá enlazar eléctricamente la zona costera con el centro del país, por lo cual se requiere incrementar la confiabilidad de la transmisión de energía eléctrica en un corredor que abastecerá la demanda en ciudades importantes y facilitar la descarga del anillo de 230 kV, contribuyendo a los intercambios de energía.

Es necesario indicar, que con el sistema Milagro – Babahoyo se promueve la interconexión a nivel de 138 kV entre Milagro - Babahoyo – Caluma – Sistema de distribución de la CNEL Bolívar. Este abastecimiento requiere de confiabilidad y como efecto permitirá el incremento de la capacidad remanente del anillo de 230 kV. La construcción de este ST permitirá incrementos de exportación de energía eléctrica hacia el sistema peruano. Ver Figura 4 y 5.

El diseño original de esta línea fue realizado para el nivel de voltaje de 69 kV, motivo por el cual fue construida con postes de hormigón y en 32 sitios con estructuras tipo H, haciendo la función de suspensión, por lo que, para incrementar la altura de amarre, que apenas es de 8,5 m, debe realizarse el reemplazo por nuevas estructuras.

Adicionalmente, debido a las condiciones ambientales de la zona, que presenta un alto grado de contaminación y salinidad, sumado al tiempo de operación de esta línea de transmisión, el conductor de ésta se encuentra en mal estado, motivo por el cual, como parte de la expansión del SNT, para mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el área de concesión de CNEL-Los Ríos, y fortalecer el sistema de transmisión central, que permita garantizar mejores transferencias de energía entre los centros de generación y consumo, incluyendo exportación, se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión doble circuito hacia la zona de Babahoyo, a 230 kV operando inicialmente a 138 kV.



**Figura 4. Diagrama geográfico en detalle**



**Figura 5. Diagrama unifilar**

* 1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO – BABAHOYO

Construcción de una línea de transmisión entre las subestaciones Milagro y Babahoyo, a 230 kV, de 47 km de longitud en doble circuito, con conductor tipo 1200 ACAR.

* 1. SUBESTACIÓN MILAGRO

Ampliación de la S/E Milagro:

* 1 bahía de línea de 138 kV
  1. SUBESTACIÓN QUEVEDO

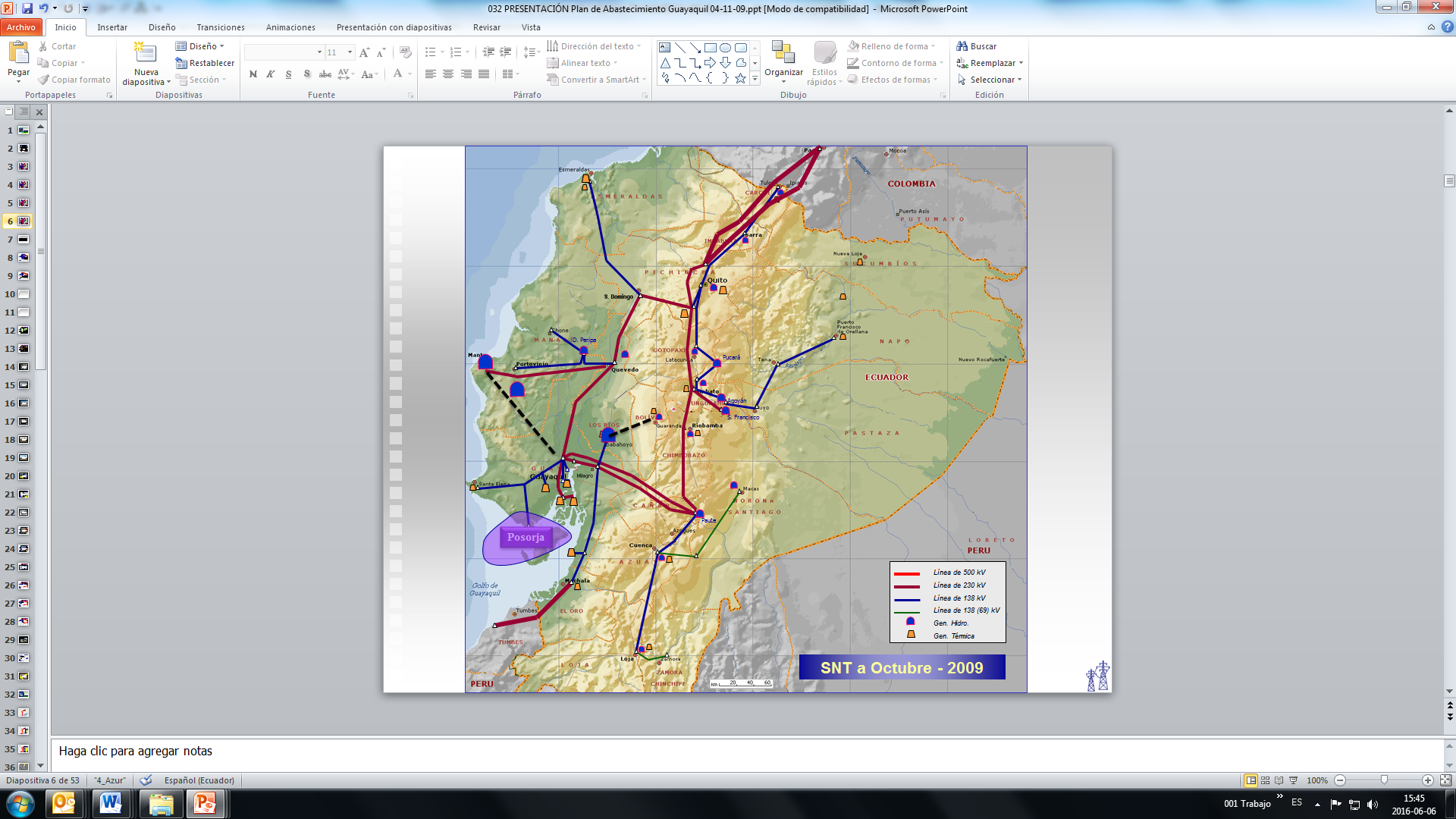
Ampliación de la S/E Quevedo:

* 1 bahía de línea de 138 kV

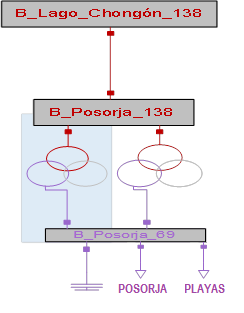
# AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN POSORJA:

El transformador ATQ 138/69 kV de la Subestación Posorja, está próximo a alcanzar su valor nominal en condiciones de operación normal e inclusive puede presentar sobrecargas de hasta un 10%, por lo que, conforme la evolución de la demanda de esta zona, es necesario incrementar la capacidad de transformación en esta subestación, mediante la instalación de un segundo transformador trifásico, para lo cual se requiere además completar el esquema de barra principal y transferencia a nivel de 138 kV. Ver Figura 6 y 7.

El alto crecimiento de la demanda en la zona de Posorja por la construcción del puerto de aguas profundas, punto de intercambio internacional de mercado vía marítima, dará un alto dinamismo a la producción y altos consumos de energía eléctrica. Para abastecer grandes cantidades de energía, con generación interna o a través de importaciones de países vecinos, en primera instancia, se realiza la repotenciación de la subestación Posorja. Es necesario indicar que la zona de Posorja se contempla como una zona industrial que viene acompañado de un sistema de transmisión y la construcción de la central hidroeléctrica Santiago de 2400 MW, que contribuirá a mejorar los excedentes de potencia para la exportación. En el corto plazo la Ampliación y Modernización de la Subestación Posorja responderá al incremento de la demanda como efecto del dinamismo de la producción. El siguiente diagrama unifilar contempla lo indicado:



**Figura 6. Diagrama geográfico en detalle**



**Figura 7. Diagrama unifilar**

Para esta obra se ha considerado lo siguiente:

1. Implementación de un Sistema de Automatización de la Subestación SAS.
2. Ampliación del patio de 138 kV:

* 1 bahía de línea de 138 kV
* Segundo autotransformador, 40/53/66 MVA.
* 2 bahías de transformador de 138 kV.
* 1 bahía de acoplamiento de 138 kV

1. Modernización del sistema de control y protección del Patio de 69 kV:

* 1 bahías de transformador de 69 kV
* 1 bahía de transferencia de 69 kV.
* 2 bahías de línea de 69 kV.
* Integración de sistema de control y protección del banco de capacitores al SAS.

**COSTOS DE INVERSIÓN**

En las siguientes tablas se detallan los valores previstos para la ejecución de las obras:

**Recursos de financiamiento externo:**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rubro / Mes** | | **TOTAL PROYECTO** | **TOTAL AÑO 2016** | **TOTAL AÑO 2017** | **TOTAL AÑO 2018** | **TOTAL AÑO 2019** |
|
|  | **REFORZAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN** | **60.000.000,00** | **28.895.673,24** | **19.582.692,94** | **9.852.406,30** | **1.669.227,53** |
| **1** | **CONSTRUCCIÓN L/T MILAGRO - BABAHOYO 230 kV, 47 KM, DOBLE CIRCUITO, 1200 ACAR (OPERA ENERGIZADA A 138 kV)** | **17.586.501,63** | **8.793.250,82** | **7.034.600,65** | **1.758.650,16** | **-** |
| 1.1 | CONSTRUCCIÓN L/T MILAGRO - BABAHOYO 230 kV, 47 KM, DOBLE CIRCUITO, 1200 ACAR (OPERA ENERGIZADA A 138 kV) | 13.301.570,68 | 6.650.785,34 | 5.320.628,27 | 1.330.157,07 | **-** |
| 1.2 | S/E MILAGRO 138 kV, AMPLIACIÓN | 1.042.469,91 | 521.234,96 | 416.987,97 | 104.246,99 | **-** |
| 1.3 | S/E BABAHOYO 138 Y 69 kV, AMPLIACIÓN | 3.242.461,04 | 1.621.230,52 | 1.296.984,41 | 324.246,10 | **-** |
| **2** | **SISTEMA DE TRANSMISIÓN SAN GREGORIO – SAN JUAN** | **33.384.550,58** | **15.738.430,99** | **9.538.443,02** | **6.438.449,04** | **1.669.227,53** |
| 2.1 | S/E QUEVEDO, AMPLIACIÓN 1 BAHÍA LÍNEA 230 kV | 1.168.719,23 | 550.967,64 | 333.919,78 | 225.395,85 | 58.435,96 |
| 2.2 | SUBESTACIÓN SAN GREGORIO, AMPLIACIÓN PATIO 230 kV, CONEXIÓN QUEVEDO Y SAN JUAN DE MANTA | 3.845.067,84 | 1.812.674,84 | 1.098.590,81 | 741.548,80 | 192.253,39 |
| 2.3 | CONSTRUCCIÓN L/T SAN GREGORIO - SAN JUAN DE MANTA 230 kV, 35 KM, DOBLE CIRCUITO, 1200 ACAR (MONTAJE DE LOS DOS CIRCUITOS) | 11.834.487,64 | 5.579.115,60 | 3.381.282,18 | 2.282.365,47 | 591.724,38 |
| 2.4 | CONSTRUCCIÓN S/E SAN JUAN DE MANTA 230/69 kV, 225 MVA | 16.536.275,86 | 7.795.672,91 | 4.724.650,25 | 3.189.138,92 | 826.813,79 |
| **3** | **AMPLIACIÓN S/E POSORJA 138/69 kV, 33 MVA** | **9.028.947,79** | **4.363.991,43** | **3.009.649,26** | **1.655.307,10** | **-** |
| 3.1 | SUBESTACIÓN POSORJA, AMPLIACIÓN 138/69 Kv | 9.028.947,79 | 4.363.991,43 | 3.009.649,26 | 1.655.307,10 | - |

**Recursos de aporte local:**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rubro / Mes** | | **TOTAL PROYECTO** | **TOTAL AÑO 2016** | **TOTAL AÑO 2017** | **TOTAL AÑO 2018** | **TOTAL AÑO 2019** | **TOTAL AÑO 2020** |
|
|  | **COMPONENTE 1. REFORZAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN** | **16.585.204,37** | **5.515.866,84** | **7.510.534,58** | **3.245.995,65** | **275.307,30** | **37.500,00** |
| **1** | **CONSTRUCCIÓN L/T MILAGRO - BABAHOYO 230 kV, 47 KM, DOBLE CIRCUITO, 1200 ACAR (OPERA ENERGIZADA A 138 kV)** | **5.429.148,16** | **2.304.351,41** | **2.658.325,16** | **424.284,09** | **28.125,00** | **14.062,50** |
| 1.1 | CONSTRUCCIÓN L/T MILAGRO - BABAHOYO 230 kV, 47 KM, DOBLE CIRCUITO, 1200 ACAR (OPERA ENERGIZADA A 138 kV) | 4.411.463,35 | 2.089.660,56 | 1.998.729,91 | 309.010,38 | 9.375,00 | 4.687,50 |
| 1.2 | S/E MILAGRO 138 kV, AMPLIACIÓN | 266.843,38 | 54.638,27 | 165.284,61 | 32.858,01 | 9.375,00 | 4.687,50 |
| 1.3 | S/E BABAHOYO 138 Y 69 kV, AMPLIACIÓN | 750.841,43 | 160.052,58 | 494.310,65 | 82.415,70 | 9.375,00 | 4.687,50 |
| **2** | **SISTEMA DE TRANSMISIÓN SAN GREGORIO – SAN JUAN** | **9.132.187,70** | **1.948.413,58** | **3.700.262,12** | **2.336.264,77** | **237.807,30** | **18.750,00** |
| 2.1 | S/E QUEVEDO, AMPLIACIÓN 1 BAHÍA LÍNEA 230 kV | 294.618,23 | 46.093,55 | 137.600,20 | 89.849,67 | 16.387,32 | 4.687,50 |
| 2.2 | SUBESTACIÓN SAN GREGORIO, AMPLIACIÓN PATIO 230 kV, CONEXIÓN QUEVEDO Y SAN JUAN DE MANTA | 883.414,92 | 140.912,76 | 431.233,87 | 274.135,39 | 32.445,41 | 4.687,50 |
| 2.3 | CONSTRUCCIÓN L/T SAN GREGORIO - SAN JUAN DE MANTA 230 kV, 35 KM, DOBLE CIRCUITO, 1200 ACAR (MONTAJE DE LOS DOS CIRCUITOS) | 3.978.673,85 | 1.761.553,06 | 1.307.787,36 | 824.264,01 | 80.381,93 | 4.687,50 |
| 2.4 | CONSTRUCCIÓN S/E SAN JUAN DE MANTA 230/69 kV, 225 MVA | 3.975.480,69 | 890.544,13 | 1.823.640,69 | 1.148.015,71 | 108.592,66 | 4.687,50 |
| **3** | **AMPLIACIÓN S/E POSORJA 138/69 kV, 33 MVA** | **2.023.868,51** | **372.411,92** | **1.151.947,30** | **485.446,79** | **9.375,00** | **4.687,50** |
| 3.1 | SUBESTACIÓN POSORJA, AMPLIACIÓN 138/69 kV | 2.023.868,51 | 372.411,92 | 1.151.947,30 | 485.446,79 | 9.375,00 | 4.687,50 |

**COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) asociados a cada uno de los Proyectos se estimaron mediante la aplicación de indicadores de costos unitarios, y corresponden a un 2.5% de la inversión, valor típico usual para proyectos de transmisión y subestaciones.

# Anexo II- Descripción Técnica de los proyectos del Componente II-Expansión y modernización del SND, y su aporte a la integración eléctrica regional

**II.1 Contexto**

En cumplimiento con la transformación de la matriz energética, la presente operación de financiamiento incluye a través de su Componente II, recursos para apoyar la continuidad del programa de expansión y refuerzo del sistema nacional de distribución (RSND) y también para posibilitar avances en la estrategia de integración eléctrica regional en baja tensión.

El financiamiento para RSND, permitirá cubrir necesidades en las etapas de;

* Subtransmisión (expansión y repotenciamiento de líneas y subestaciones en 69 kV)
* Distribución (expansión, repotenciamiento, automatización, en el sistema de distribución de media y baja tensión -13.8/0.22 kV)
* Electrificación Rural y Urbano Marginal (aumento de cobertura normalizada del servicio eléctrico

Las obras de expansión y reforzamiento señaladas en el cuadro anterior, abordan necesidades previstas en relación con; i) construcción de nuevas posiciones en subestaciones de subtransmisión 69/13.8 kV, ii) repotenciamiento por obsolescencia de líneas de subtransmisión de 69 kV, iii) reemplazo de equipamiento en subestaciones 69/13.8 kV, iv) completamiento de obras en subestaciones nuevas y v) extensión de líneas de subtransmisión para posibilitar interconexiones a nivel de 69 kV y 138 kV.

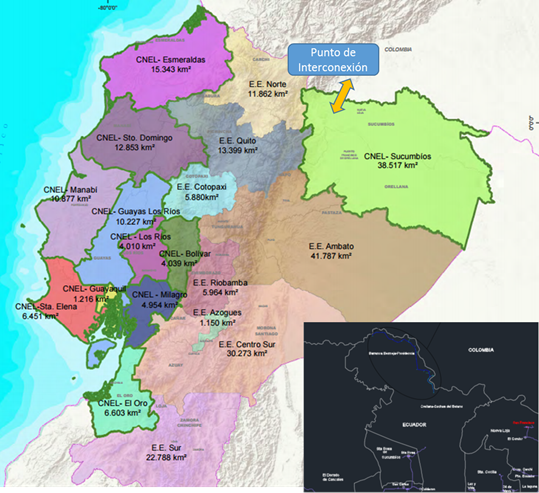
Estas obras permiten canalizar la mayor demanda del sistema eléctrico y apoyan las transferencias de energía con Colombia según compromisos derivados del IV-GABINETE BINACIONAL COLOMBIA – ECUADOR, realizado en diciembre de 2015.

**II.2 Proyecto con aporte a la integración regional: *Electrificación de la localidad colombiana “Jardines de Sucumbíos”***

El proyecto consiste en repotenciar una red aérea de distribución para operar en 13,8 kV, reforzando un circuito monofásico (Alimentador Providencia), en una extensión de 38 km, desde la red trocal al norte de la Ciudad de Santa Rosa, alimentada desde la subestación de subtransmisión Lumbaqui, en una extensión de 38 km, hasta el punto frontera con Colombia. La inversión se estima en US$ 730.000 y el tiempo de ejecución en 6 meses.

El proyecto genera beneficios de mejoramiento de calidad de servicio tanto a familias ecuatorianas como a familias colombianas, posibilitando también la superación de dificultades en el servicio eléctrico para servicio de salud y de servicio a la comunidad. En conjunto, entre hogares y servicios comunitarios de ambos países, se benefician con el proyecto aproximadamente 800 suministros.

El proyecto permitirá la electrificación de la localidad colombiana denominada Jardines de Sucumbíos; desde las redes de distribución de CNEL EP Sucumbíos (PROVINCIA DE SUCUMBIOS, CANTON CASCALES Y PARROQUIA SEVILLA.). Su localización geográfica es la siguiente:



1. Sistema de Interconexión Eléctrica Andina. [↑](#footnote-ref-1)
2. Se estima que la primera interconexión Perú y Ecuador en 500 KV tendría una tasa interna de retorno para Ecuador de 35,7%. [↑](#footnote-ref-2)