****

**PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN Y RENOVACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO - EC-L1231**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA**

Jaime García Calderón

Consultor Internacional

Mayo 2018

Contenido

[Resumen 3](#_Toc515556576)

[1. Metodología, Evaluaciones y Resultados por Componente 7](#_Toc515556577)

[**1.1.** **Generalidades** 7](#_Toc515556578)

[**1.1.1.** **Beneficios y costos del proyecto** 7](#_Toc515556579)

[**1.2.** **Situación Sin Proyecto** 9](#_Toc515556580)

[**1.2.1.** **Calidad de Servicio** 9](#_Toc515556581)

[**1.2.2.** **Relación Demanda/Capacidad** 10](#_Toc515556582)

[**1.3.** **CI.1 y 2: Proyectos de Modernización de la Operación y Administración del Sistema Nacional de Distribución (SND)** 11](#_Toc515556583)

[**1.3.1.** **Evaluación Financiera Componente I.1 y 2** 12](#_Toc515556584)

[**1.3.2.** **Evaluación Económica Componente I.1 y 2** 16](#_Toc515556585)

[**1.4.** **Componente.II.1: Proyectos de Renovación y Repotenciación de la Transmisión** 20](#_Toc515556586)

[**1.4.1.** **Flujo de Potencia y Capacidad Relevante** 21](#_Toc515556587)

[**1.4.2.** **Evaluación Financiera Componente II.1** 22](#_Toc515556588)

[**1.4.3.** **Evaluación Económica Componente II.1** 23](#_Toc515556589)

[**1.5.** **Componente II.2 y 3. Proyectos de Renovación y Repotenciación del Sistema Nacional de Distribución** 30](#_Toc515556590)

[**1.5.1.** **Flujo de Energía Relevante** 31](#_Toc515556591)

[**1.5.2.** **Evaluación Financiera Componente II.2 y 3** 31](#_Toc515556592)

[**1.5.3.** **Evaluación Económica Componente II.2 y 3** 40](#_Toc515556593)

[2. Evaluación Integral Componentes I y II, del Programa EC-L1231 42](#_Toc515556594)

[**2.1.1.** **Resultados Evaluación Integral** 43](#_Toc515556595)

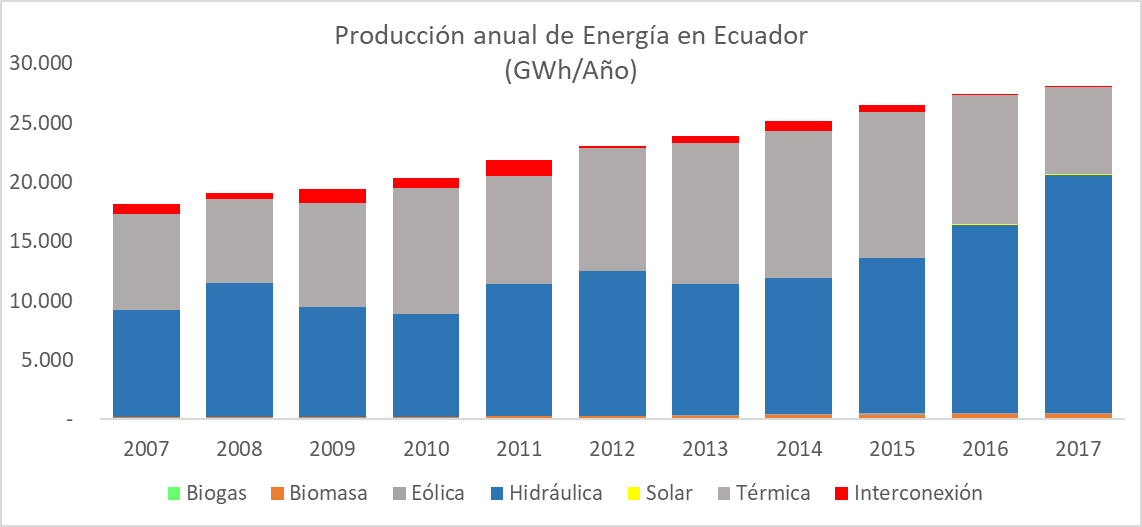
[**2.1.2.** **Flujos y Parámetros Dominantes Evaluación Integra** 44](#_Toc515556596)

[3. Análisis de Sensibilidad 45](#_Toc515556597)

[4. Conclusiones 48](#_Toc515556598)

# Resumen

El presente documento muestra la evaluación Financiera y Económica, basada en la metodología de Costo/Beneficio, respecto de una condición contra factual, para los proyectos del programa de inversiones EC-L1231. El programa está circunscrito fundamentalmente por el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador y el Plan Maestro de Electricidad. Con éste, se persiguen los objetivos de adecuar y repotenciar el Sistema Interconectado Nacional de tal forma de asegurar el flujo confiable de energía, interno y regional, ante un nuevo esquema de generación, liderado desde 2017 en un 74% por generación renovable (esencialmente hidroeléctrica) proveniente principalmente desde el Nor Oriente del País con la plena entrada en operación de la Central Coca Codo Sinclair (1500 MW).



**Figura 1**. Producción anual de energía en Ecuador.

Se suman en este mismo programa, de forma consistente con lo anterior, iniciativas de repotenciación y mejora de los sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica, así como una modernización del sistema nacional de distribución y el incremento de capacidades de gestión.

En general, para la realización de la evaluación Financiera y Económica, se consideró los antecedentes presentados por el MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) para una muestra representativa del 68.5% del monto del Préstamo, proyectando sus costos y beneficios para un horizonte de 30 años, descontados a una tasa de descuento de 12%.

El Programa de préstamo del BID EC-L1231, por US$ 100 Millones, consta de 3 componentes de inversión además del financiamiento para la adecuada administración del programa:

**Tabla N°1 Detalle Préstamo EC-L1231 del BID**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | **Montos** |
| **Componente I. Modernización de la operación y administración del SND** | **$ 23.090.000** |
| 1.1. Proyectos de modernización en subtransmisión, fiscalizados y energizados | $ 2.973.000 |
| 1.2. Proyectos de modernización en distribución, fiscalizados y energizados | $ 20.117.000 |
|  |  |
| **Componente II. Renovación y repotenciación de activos del sector eléctrico** | **$ 72.348.000** |
| 2.1. Proyectos de transmisión, fiscalizados y energizados[[1]](#footnote-1) | $ 44.500.000 |
| 2.2. Proyectos de repotenciación en subtransmisión, fiscalizados y energizados | $ 13.714.000 |
| 2.3. Proyectos de repotenciación en distribución, fiscalizados y energizados | $ 14.134.000 |
|  |  |
| **Componente III. Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del sector eléctrico** | **$ 3.562.000** |
| 3.1. Reforzamiento de la gestión ambiental de residuos en empresas eléctricas | $ 979.000 |
| 3.2. Fortalecimiento institucional para el análisis y prospectiva energética | $ 2.383.000 |
| 3.3. Plan de Acción de Genero e Inclusión para el Sector Eléctrico (1) | $ 200.000 |
|  |  |
| **Administración del Programa** | **$ 1.000.000** |
|  |  |
| **Total** | **$ 100.000.000** |

**Componente I. Modernización de la operación y administración del Sistema Nacional de Distribución (US$23.1 millones)**. Se financiarán proyectos que contribuyan a la automatización del SND, incluyendo sistemas SCADA, Telegestión de redes, alimentadores y equipos de transformación, así como la adquisición de sistemas operativos (software) para la gestión integral de pérdidas eléctricas y de activos del sistema.

Para el componente I, se evaluó una muestra de 28/73 (28 de un total de 73) proyectos: 2/5 de Subtransmisión y 26/68 de Distribución.

Estos proyectos están orientados principalmente a la modernización de las redes en zonas que presentan hasta 29 interrupciones anuales y que acumulan hasta 55.8 horas en el mismo período. Su impacto se refleja en una reducción del indicador TTIK (Tiempo Medio de Interrupción anual por KVA instalado en las redes de distribución) y con ello se estima la Energía No Suministrada (ENS) por interrupciones de servicio, valorándola como las posibles multas evitadas (en la perspectiva financiera) o como los menores Costos asumidos por los clientes (bajo la perspectiva económica), al Costo de Energía No Suministrada (CENS) estandarizado para el Ecuador en 1533 US$/MWh, representando un beneficio de US$ 0.97 millones desde el primer año siguiente a la realización del programa y que asciende gradualmente con la demanda hasta los US$ 2.48 millones hacia el final del horizonte de evaluación de 30 años.

Además, algunos de estos proyectos normalizan las redes de distribución permitiendo que los consumidores de energía eléctrica con un uso irregular de la red puedan acceder al servicio de distribución con la debida medición de sus consumos. Esto se traduce en una reducción de pérdidas no técnicas estimado en 967 MWh/anuales valorado en US$110 mil anuales para las distribuidoras que implementan estas soluciones, asociado con Mayores Ventas de Energía y Menores Compras de Energía (por el mayor consumo registrado, aunque con menor intensidad unitaria como efecto de la incorporación del proceso de lectura/facturación donde antes no había control comercial).

Con los beneficios aquí valorados el Componente I muestra una rentabilidad financiera limitada, con un VAN-F de pérdida relativa de **-US$3.4 millones** y una TIR-F de **8.5%**, para una inversión de US$ 7.2 millones, de los proyectos muestra. Desde el punto de vista económico, se obtiene resultados positivos, con un VAN-E de **US$ 1.8 millones** y una TIR-E de **13.5%**.

**Componente II. Renovación y repotenciación de activos del sector eléctrico (US$72.3 millones)**. Las obras por financiar incluyen proyectos que contribuyen a mejorar la confiabilidad y capacidad del SNI, incluyendo: (i) la renovación de equipamiento eléctrico, tales como transformadores, bancos de capacitores y equipos de protección eléctrica; (ii) la renovación de LT y LD, incluyendo el reemplazo de conductores y aisladores, así como equipos de medición, control y transformación; y (iii) la ampliación y repotenciación de SE del SNT y SND.

Para la evaluación del componente II, se consideró una muestra de 47/86 proyectos: 6/6 de Transmisión, 5/14 de Subtransmisión y 36/66 de Distribución.

Para el caso particular de los proyectos de la etapa de Transmisión, se consideró además el valor total de la inversión (financiamiento más contra partida local) pues los beneficios y costos obedecen a esta cifra y no sólo al monto del préstamo que representa sólo un 61% (44.5/72.8 millones) del desembolso total necesario para su realización.

El principal impacto de los proyectos del Componente II, corresponde a un aumento de la capacidad de Transmisión, Subtransmisión y Distribución que permite un mayor flujo de energía hacia los clientes finales, a lo largo del horizonte de evaluación. Esto Beneficia desde la perspectiva financiera, a las empresas de Transmisión y Distribución como un aumento en las Ventas de Energía y, desde el punto de vista económico, como un mayor Beneficio para todos los consumidores de energía por disponer de un mayor flujo de este valioso recurso.

La mayor energía vendida, inicia en 0.52 GWh/año, aumentando gradualmente con el crecimiento de la demanda hasta los 64.8 GWh/año hacia el final del horizonte de 30 años.

Este incremento del flujo energético hacia los clientes finales, posibilitado por la mayor capacidad que traen los proyectos de este componente, también considera el costo de la generación adicional de energía que debe ser comprada por las empresas de distribución y generada por las distintas plantas productoras del país.

Con estos elementos, además de una reducción de pérdidas técnicas y no técnicas asociadas, y ciertas mejoras de calidad, para este componente se alcanzan resultados financieros relativamente negativos, con un VAN-F de -**US$12.9 millones** y una TIR-F de **10,9%**, para una inversión de US$ 89.6 millones. Por otra parte, bajo la perspectiva económica, este componente presenta una alta rentabilidad relativa, alcanzando un VAN-E de **US$1,623.1 millones** y una TIR-E de **33%**, explicados esencialmente por el elevado aumento del Beneficio Económico para los consumidores.

**Componente III. Fortalecimiento institucional para la gestión del SND (US$3.6 millones)**. Este componente incluye el financiamiento de actividades que permitan el incremento en la capacidad de gestión de las empresas eléctricas de distribución, incluyendo gestión ambiental de deshechos, pérdidas eléctricas, diseño integral de sistemas eléctricos, capacitación en tele gestión y actividades para incrementar la equidad de género en el sector eléctrico.

Las actividades de este componente no se han incluido en el ejercicio de evaluación, debido esencialmente a que se trata de acciones puntuales de gestión e implementaciones para cumplir con normativas vigentes como:

* Acuerdos N°61 y N°146, Ministerio del Medio Ambiente
* Manual de Procedimientos para el manejo de PCB en el sector eléctrico ecuatoriano, ARCONEL (CONELEC, 2010)

**Cuadro A. Resumen de Supuestos y fuentes de información sobre los que se ha basado la evaluación financiera y económica de los Componentes I y II del programa EC-L1231**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Proyecto** | **Costo/Beneficio** | **Fundamento Cualitativo** | **Fuente(s) de Información** |
| **C I. 1**  **modernización en Subtransmisión y Distribución** | **Costo de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos para su mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto invertido. | Valores típicos de la industria ecuatoriana recopilados en trabajos de evaluación anteriores como el programa EC-L1121:   * Subtransmisión: 4% * Distribución: 8% |
| **Menor Energía No Suministrada** | La reducción de interrupciones de servicio evita los costos de falta de energía para los clientes y eventuales multas que se cobrarían a la distribuidora acorde con los mismos costos. | Estimación de indicadores TTIK (horas/año) por zona de influencia de cada proyecto (sin y con proyecto), entregada por las distribuidoras.  Costo de la Energía No Suministrada (CENS): 1533 US$/MWh. Fuente: Methodolgy for Estimating the Cost of Energy not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca. |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Mayor Venta de Energía** | La modernización de redes de distribución, en algunos casos incluye la normalización de consumos no registrados. La instalación de medidores permite su facturación y, al mismo tiempo, permite a los clientes regular su consumo a la baja según su capacidad económica. | Se asume que el consumo leído es menor que la energía consumida sin proyecto por un factor típico de 2.2, basado en la experiencia latinoamericana del consultor en proyectos de reducción de pérdidas no técnicas.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Menor Compra de Energía.** | El monto de menor energía a comprar corresponde a la estimación de reducción de pérdidas no técnicas realizada por cada distribuidora. Este es valorado según el Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL). |
| **Costo por Aumento de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Proyección de Costos Variables de Generación (PME 2016-2025).  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles asociados con mayor Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Proyección PME 2016-2025).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |
| **C II. 1.**  **Renovación y Repotenciación del Sistema Nacional de Transmisión** | **Mayor Venta de Energía** | La mayor capacidad instalada permite suplir el crecimiento de la demanda energética de las EED´s | Capacidad Instalada (MVA) y proyección de demanda (MVA) de subestaciones de transmisión existentes en zona de influencia: SSEE Milagro, Posorja, Esmeraldas, Trinitaria, Caraguay y Salitral, además de la capacidad de generación de la Central Sopladora (Fuente TRANSELECTRIC).  Capacidad Nuevos Proyectos de Transmisión (en MVA). (Fuente TRANSELECTRIC)  Cargo por Medio de Transmisión, cobrado a las distribuidoras, según el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025: 6.6 US$/MWh. |
| **Costo Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: porcentaje típico de la industria aportado por el consultor: 2.5% |
| **Beneficio del Consumidor** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. La energía que fluye a cada EED se determina mediante las proyecciones de demanda (MVA) y los Factores de Carga de cada EED. | Fuentes adicionales de información:  Factor de Carga de cada EED (Estadísticas del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL); Precios (Proyección Costos del Sector Eléctrico, PME 2016-2025) y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.45 (Valor más conservador, Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Costo por mayor Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Proyección de Costos Variables de Generación (PME 2016-2025).  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles asociado a la mayor Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Proyección PME 2016-2025).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |
| **Costo Adicional Distribución** | El beneficio del consumidor final sólo es posible si se realizan en distribución las obras adicionales para el flujo de este gran bloque de potencia. Se estima la inversión adicional y sus costos de operación y mantenimiento. | Se utilizan los ratios de Inversión por MVA en subtransmisión y distribución, a partir de esta misma cartera de proyectos (Componente II. 2 y 3) |
| **CII.2 y 3**  **Renovación y Repotenciación de Subtransmisión y Distribución** | **Mayor Venta de Energía** | La mayor capacidad instalada permite suplir el crecimiento de la demanda energética a nivel de Consumidores Finales. | Capacidad de instalaciones relevantes (MW), con /sin proyecto y demanda 2016 (Dir. Distribución MEER).  Tasa de crecimiento anual de la demanda por EED (Promedio PME 2016-2025)  Factor de Carga Anual por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) Se considera potencia facturada a cada EED y su respectiva energía anual vendida.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Menor Energía No Suministrada** | Al evitar o reducir la duración de interrupciones se evitaría pagar futuras compensaciones a clientes conforme el Costo de Energía No Suministrada. | Costo de Energía No Suministrada (CENS): 1533 US$/MWh (Methodolgy for Estimating the Cost of Energy Not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca)  Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016) |
| **Menores Pérdidas Técnicas** | Los proyectos reducen las pérdidas técnicas, por incremento en capacidad de instalaciones existentes o incorporación de nuevas instalaciones en paralelo, lo que se traduce directamente en menores compras de energía desde las EED’s | Estimación de la reducción de pérdidas técnicas elaborada por las distribuidoras.  Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Mayor Venta de Energía** | La modernización de redes de distribución, en algunos casos incluye la normalización de consumos no registrados. La instalación de medidores permite su facturación y, al mismo tiempo, permite a los clientes regular su consumo a la baja según su capacidad económica. | Se asume que el consumo leído es menor que la energía consumida sin proyecto por un factor típico de 2.2, basado en la experiencia latinoamericana del consultor en proyectos de reducción de pérdidas no técnicas.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Menor Compra de Energía.** | El monto de menor energía a comprar corresponde a la estimación de reducción de pérdidas no técnicas realizada por cada distribuidora. Este es valorado según el Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL). |
| **Mayor Compra de Energía** | La mayor energía que es posible abastecer con proyecto, debe ser comprada por cada EED a sus proveedores (Transmisión y Generación). El precio de esta transacción se refleja en las estadísticas como Precio Medio de Compra. | Pérdidas Técnicas y Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Costos de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016)   * Subtransmisión: 4% * Distribución: 8% |
| **Beneficio del Consumidor Final** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. | Fuentes adicionales de información:  Precio Medio de Venta por EED (Estadísticas del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.45 (Valor más conservador. Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Costo Variable de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Proyección de Costos Variables de Generación (PME 2016-2025).  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Proyección PME 2016-2025).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |

Considerando la información disponible al momento de completar este reporte, se ha evaluado una muestra suficientemente representativa de esta cartera de proyectos, con tasas de descuento de 12%, obteniéndose los resultados que se resumen en las siguientes tablas.

**Tabla 2. Evaluación Financiera**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Proyectos Muestra** | **Inversión (millones US$)** | **VAN-F**  **(millones US$)** | **TIR-F** |
| CI.1 Subtransmisión | 2 | 0.5 | -0.7 | Indefinida |
| CI.2 Distribución | 26 | 6.7 | -2.7 | 9.0% |
| **Total CI** | **28** | **7.2** | **-3.4** | **8.5%** |
| CII.1 Transmisión | 6 | 72.8 | -14.8 | 10.2% |
| CII.2 Subtransmisión | 5 | 6.8 | 10.9 | 19.3% |
| CII.3 Distribución | 36 | 10.0 | -8.9 | 4.4% |
| **Total CII** | **47** | **89.6** | **-12.9** | **10.9%** |
| **Total CI + CII** | **75** | **96.8** | **-16.3** | **10.7%** |

**Tabla 3. Evaluación Económica**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Proyectos Muestra** | **Inversión (millones US$)** | **VAN-E**  **(millones US$)** | **TIR-E** |
| CI.1 Subtransmisión | 2 | 0.4 | -0.5 | Indefinida |
| CI.2 Distribución | 26 | 5.1 | 2.3 | 14.0% |
| **Total CI** | **28** | **5.5** | **1.8** | **13.5%** |
| CII.1 Transmisión | 6 | 58.7 | 1,655.7 | 33.3% |
| CII.2 Subtransmisión | 5 | 5.5 | 59.8 | 35.9% |
| CII.3 Distribución | 36 | 7.6 | 3.2 | 13.9% |
| **Total[[2]](#footnote-2) CII** | **47** | **71.7** | **1,623.1** | **33.0%** |
| **Total CI + CII** | **75** | **77.15** | **1,624.9** | **32.3%** |

El análisis preliminar muestra[[3]](#footnote-3) que el programa, no resulta rentable financieramente para ningún componente, mientras que sí muestra una rentabilidad positiva desde el punto de vista económico.

Por otra parte, un análisis de sensibilidad muestra que los indicadores de rentabilidad obtenidos son mayormente susceptibles de cambio frente a variaciones típicas de +/-15% de la Inversión, la Tasa de Crecimiento, el Precio Medio de Venta y los Costos de Operación/Mantenimiento, en el caso financiero; mientras que los indicadores económicos resultan mayormente sensibles al Precio Medio de Venta, la Tasa de Crecimiento, la Elasticidad Precio-Demanda y la Inversión. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 4. Análisis de Sensibilidad**



Especialmente notable resulta que, ante variaciones favorables de la Tasa de Crecimiento, el Precio Medio de Venta o la Inversión, la factibilidad financiera del programa se hace positiva cuando, de forma separada:

* La inversión se reduce en 13%;
* El Precio Medio de Venta (Tarifa) aumenta 14%; ó
* La tasa de Crecimiento asciende en un 15% (de 4.05% a 4.66%).

# Metodología, Evaluaciones y Resultados por Componente

## **Generalidades**

### **Beneficios y costos del proyecto**

Para cada uno de los proyectos del programa, se analiza la situación sin proyecto y se la compara con la situación con proyecto, de tal forma de determinar y cuantificar los principales beneficios y costos diferenciales atribuibles al proyecto.

* + - 1. **Punto de vista Financiero:**

Será beneficio todo aquel aumento de ingresos o reducción de costos que, atribuidos al proyecto, se reflejen en los flujos de Caja de la entidad ejecutora del proyecto, entendiendo como tal a la Empresa Distribuidora de Energía o Transelectric, operada con capitales del Estado.

Asimismo, todo incremento en los gastos, desde el punto de vista de los Flujos de Caja de la entidad ejecutora, son considerados como Costos atribuibles al proyecto.

* + - 1. **Punto de vista Económico:**

A diferencia de la Entidad Ejecutora, son relevantes los flujos netos desde el punto de vista del Grupo Social en su conjunto, en este caso la suma de Gobierno, Clientes (directos e indirectos), productores Empresas de Generación, Transmisión y Distribución.

Si un proyecto en particular involucra gastos provenientes del Presupuesto General del Estado (independiente de su fuente de financiamiento) esto es considerado como un Costo Social del Proyecto.

Al igual que el punto de vista financiero, serán considerados beneficios los incrementos de ingresos o las reducciones de gastos que, atribuibles al proyecto, se reflejen en el bolsillo de la Sociedad en su conjunto. Dicho esto, toda transacción entre actores del Grupo social considerado se cancela a cero (por ejemplo: Los pagos por consumo eléctrico de clientes a la empresa distribuidora, o los pagos del cargo por transmisión de las distribuidoras a Transelectric).

También son beneficios económicos, aquellos derivables de la utilidad neta percibida por la sociedad al disponer de un determinado bien de consumo, como el Beneficio del Consumidor.

* + 1. **Sobre los Indicadores de Factibilidad:**

Cada evaluación resulta en 2 indicadores: VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno). El primero refleja la utilidad neta del proyecto, en US$, considerando como referencia una tasa de rentabilidad mínima necesaria reflejada en la Tasa de Descuento (Costo alternativo del Capital) que, para efectos de esta consultoría se fija en 12%. Así, un proyecto con rentabilidad anual equivalente neta de 12%, tendrá un VAN=0, dando negativo para rentabilidades menores. Por su parte, la TIR es una expresión aproximada de la rentabilidad anual equivalente del proyecto, aunque carece de significado (Indefinida) si el perfil de flujos netos proyectados no es “bien comportado” (Flujo negativo en años iniciales y positivo en años futuros).

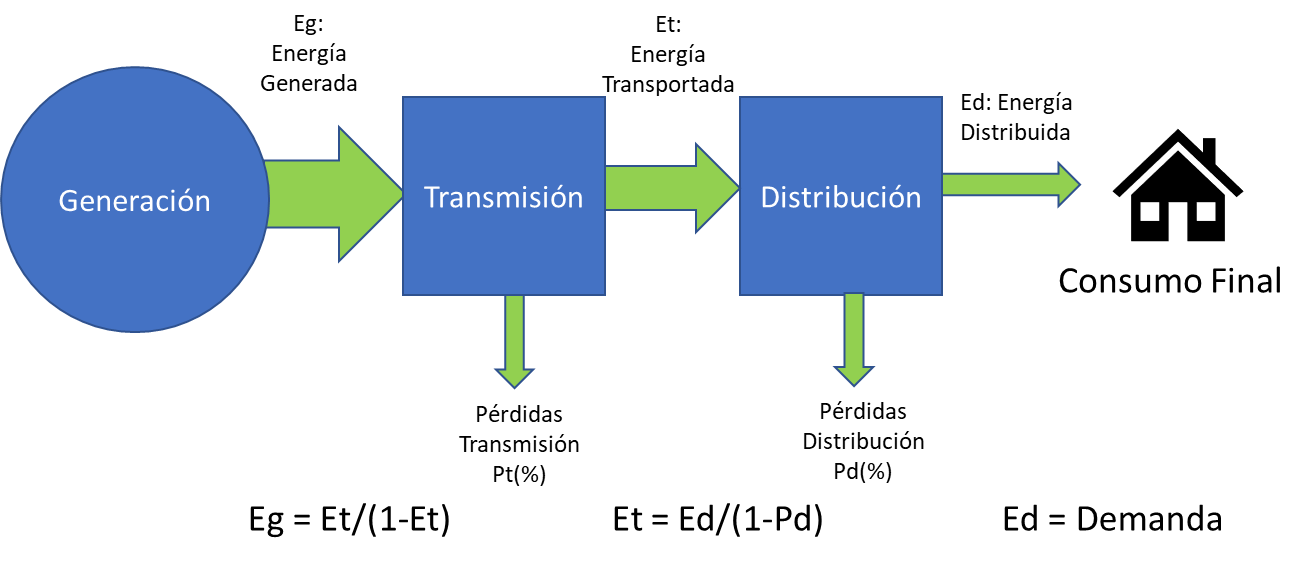
* + 1. **Horizonte de Análisis**

Se correlaciona el número de años proyectados con la vida útil contable estimada para los equipos principales implicados en cada iniciativa. En este caso, por tratarse de proyectos de transmisión, Sub Transmisión y Distribución queda fijado en 30 años, para el caso de la evaluación integral.

* + 1. **Evaluación Integral del Programa**

Una vez practicada la metodología de proyección de beneficios-costos para cada uno de los proyectos, y habiendo obtenido sus respectivos indicadores de rentabilidad, tanto financieros como económicos, se procede a integrar los distintos flujos en un único Proyecto Integral, obteniéndose de ese modo los indicadores de factibilidad financiera y económica del programa total.

La integración de los flujos anuales tiene especial cuidado en evitar la duplicidad posible de costos y beneficios de proyectos que forman parte de la cadena Generación-Transmisión-Sub Transmisión -Distribución-Consumo final.



**Figura 2.** Al evaluar de forma separada proyectos de distintas etapas de la cadena eléctrica se consideran los flujos de energía atribuibles al proyecto. Pero, al integrarlos, se debe considerar que un flujo de energía atribuido, por ejemplo, a un proyecto de distribución puede ser el mismo o una parte de otro proyecto de la etapa de transmisión.

* + 1. **Análisis de Sensibilidad de la Evaluación Integral del Programa:**

Habiendo establecido los principales parámetros en común a todos los proyectos, así como aquellos que, siendo propios de alguna iniciativa en particular, pudiesen tener incidencia relevante en los indicadores globales, se procede a experimentar con una variación típica de +/-15% respecto de su valor central, a ceteris paribus. Esto permite identificar cuáles de los parámetros y supuestos tienen mayor incidencia en el resultado final.

## **Situación Sin Proyecto**

Cada parte del programa es evaluada de forma diferencial, respecto de la Situación Sin Proyecto, es decir, una proyección de las condiciones actuales y sus eventuales consecuencias en el corto y mediano plazo. Lo más relevante de esta condición y sus variables cuantitativas se resume a continuación (un mayor detalle se presenta en los párrafos dedicados):

### **Calidad de Servicio**

Uno de los aspectos esenciales de la calidad de servicio de la transmisión y distribución de energía eléctrica es la continuidad del servicio. Esta se mide desde el punto de vista de la cantidad de interrupciones (FMIK) y la duración acumulada de las mismas (TTIK) que afectan, en media, a un conjunto específico de instalaciones eléctricas y, consecuentemente, a los clientes finales que se sirven de ellas.

En particular, los proyectos agrupados principalmente en el Componente I de este programa están orientados a la modernización de las redes de Subtransmisión y de Distribución en zonas que presentan hasta 29 interrupciones anuales, que acumulan hasta 55.8 horas, con el costo para la población de no contar con energía eléctrica en esas horas.

**Tabla 5. Situación de Calidad, sin Proyecto**

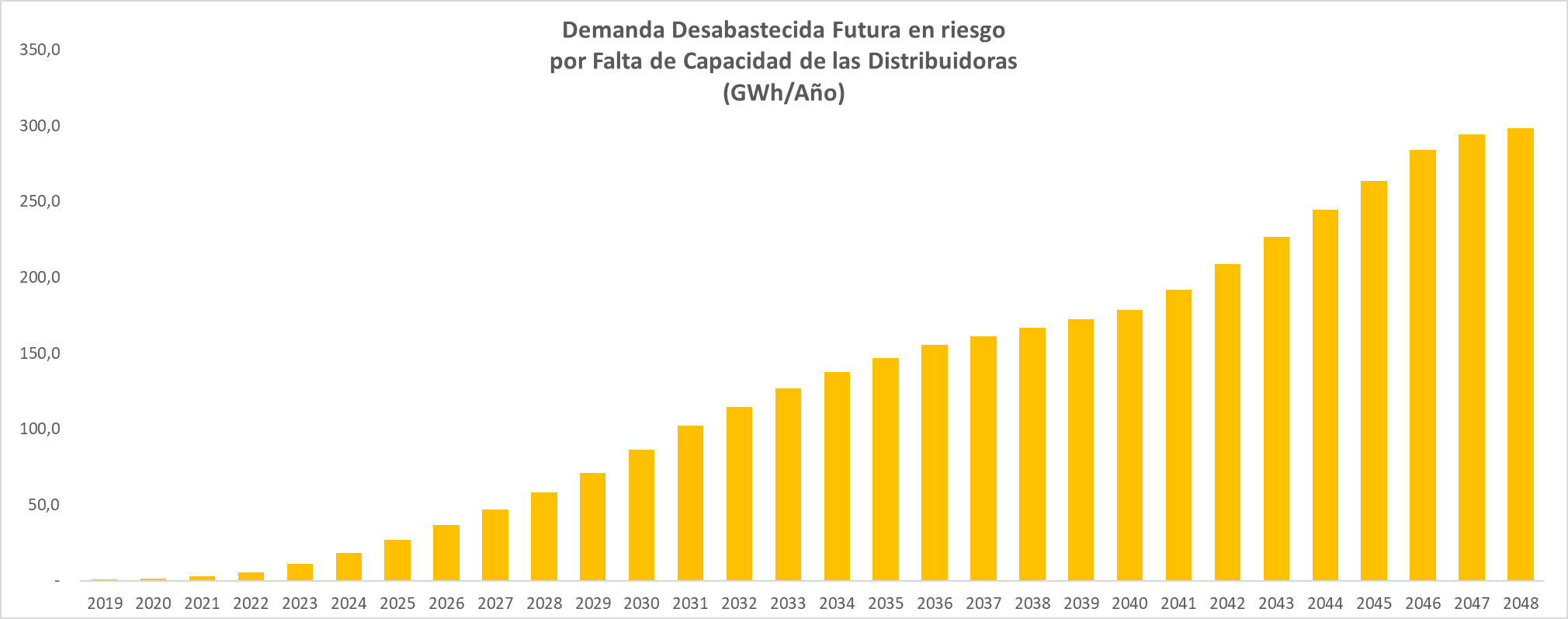
**Zonas de Empresas participantes del programa EC-L1231**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Empresa** | **Máx. FMIk** | **Máx. TTIk** |
| CNEL Los Ríos | 22,0 | 31,5 |
| CNEL Manabí | 10,3 | 18,7 |
| CNEL Milagro | 11,2 | 11,3 |
| E. E. Ambato | 7,2 | 5,1 |
| E. E. Azogues | 5,5 | 9,4 |
| E. E. Centrosur | 6,0 | 13,1 |
| E. E. Galapagos | 29,0 | 22,0 |
| E. E. Norte | 8,1 | 10,4 |
| E. E. Regional Sur | 10,7 | 24,4 |
| E. E. Riobamba | 23,0 | 55,8 |
| **Máximo general** | **29,0** | **55,8** |

### **Relación Demanda/Capacidad**

La demanda por energía aumenta (por crecimiento de la población, aumento de la producción o Producto Interno Bruto), pero las instalaciones de abastecimiento eléctrico mantienen su actual capacidad y calidad. Se produce saturación paulatina de las instalaciones siendo incapaces de solventar la mayor demanda.

* **Transmisión:** 
  + **La salida de un circuito de la Línea de Transmisión Sopladora – Taura 230 kV** provocaría sobrecargas en el circuito paralelo. Con esta circunstancia desde 2020 sería necesario restringir el despacho desde la Central Sopladora y otros generadores menores, desde la que se abastece la producción minera de la zona y la SE Milagro, entre otras.
  + **El Transformador de SE Milagro 230/69 kV se satura a partir de 2020.** Esta situación se esperaba paliar con la construcción de la SE Troncal 230/69 kV, lo que no ha sido posible por falta de recursos. Además, sin la nueva subestación proyectada, empeoran las condiciones de calidad de voltaje al Sur de CNEL Milagro. Esto representa una dificultad adicional al tomar en cuenta el ingreso paulatino de nueva carga en la zona proveniente del sector camaronero.
  + **El transformador ATQ de la subestación Posorja de 33 MVA tiene copada su capacidad** debido al incremento de la demanda asociado con las cocinas de inducción y el crecimiento industrial en la zona. Además, en el año 2019 superará los 30 años de vida útil. En estos momentos, la subestación móvil Mitsubishi de 33 MVA se encuentra cubriendo de forma momentánea parte de la demanda de la zona de Posorja.
  + **El Transformador AA1 de la SE Esmeraldas de 75 MVA**, alcanzará una cargabilidad por sobre el 95% en 2020, año en el que además habrá cumplido 39 años en operación, superando casi en 30% su vida útil lo que incrementa considerablemente el riesgo de falla e interrupción de un gran bloque de energía.
  + El actual ritmo de crecimiento de la demanda al sur de Guayaquil llevará los niveles de carga de las **SSEE Trinitaria y Caraguay por sobre el 80% de su capacidad en 2021** (Trinitaria ATQ 230/69kV, 88% y Caraguay ATQ 230/69 kV, 79%). Esto complica el abastecimiento de la carga del centro de Guayaquil y del creciente sector camaronero y portuario, con un adecuado estándar de continuidad, confiabilidad y seguridad de suministro eléctrico.
  + **La SE Salitral 138/69 kV, con 2 bancos de transformadores de 150 MVA, presentaría sobrecarga desde 2018**, con una demanda de 310.8 MVA, además de una sobrecarga en la LT Pascuales-Salitral, bajo el actual escenario de generación hidroeléctrica distante preferente (Coca Codo Sinclair).
* **Distribución**
  + Para las zonas de influencia de los proyectos evaluados, **se proyecta una demanda total de 1344 MVA en 2019 y alcanzaría unos 4163 MVA en 2049.**
  + La capacidad instalada en los sistemas relevantes es de 1200 MVA. De esta forma, son varias las instalaciones que presentan un nivel de cargabilidad sobre 100% en el corto y mediano plazo
  + La demanda no abastecida, inicia en 2019 con 1.0 GWh creciendo sostenidamente hasta alcanzar en 2048 un nivel de demanda desabastecida de 299 GWh.



**Figura 3**. Proyección de la demanda en riesgo por déficit de capacidad de distribución desde 2019

## **CI.1 y 2: Proyectos de Modernización de la Operación y Administración del Sistema Nacional de Distribución (SND)**

Los 28 proyectos evaluados para 6 empresas distribuidoras y 4 unidades de negocio de CNEL, comprenden una o varias actuaciones en sus respectivos sistemas, tal que se esperan los beneficios que se resumen en la siguiente tabla.

**Tabla 6. Principales actuaciones y beneficios esperables**

**Modernización de la Operación y Administración del SND**

|  |  |
| --- | --- |
| **Actuación** | **Principal Beneficio Esperado** |
| Instalación de Reconectadores y equipos de corte | Mejor aislamiento de zonas falladas, reduciendo cantidad y duración de interrupciones en zonas beneficiadas. |
| Instalación de Interruptores para transferencia de grandes cargas | En general permiten transferir grandes bloques de carga entre subestaciones ante su indisponibilidad, con un efecto similar a los reconectadores, pero en mayor magnitud de potencia. |
| Instalación de Reguladores de Voltaje | Permiten mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos adecuados para un uso seguro de la energía por los consumidores, según prescribe la ley. |
| Sistemas de comunicación SCADA para equipos MT y subestaciones | Permiten una adecuada recepción de señales y actuación desde el centro de control para operar de forma óptima la red ante eventos de falla u otros. Esto conlleva minimizar la cobertura y duración de cortes de energía a los usuarios finales. |
| Mejoras en protecciones de subestaciones | Un esquema de protecciones bien estructurado permite vigilar todos los parámetros eléctricos previniendo fallas o aislándolas oportunamente evitando mayores daños en las instalaciones y permitiendo una rápida reposición del servicio, minimizando los cortes a clientes finales y alargando la vida útil del equipamiento. |
| Modernización de redes, acometidas y medidores para control de pérdidas | Un monitoreo del consumo de energía real y el leído efectivamente, permite detectar por diferencia la posible existencia de consumos sin registrar. Esto, con las debidas actuaciones adicionales de regularización puede reducir las pérdidas No Técnicas en las zonas objetivo. |

### **Evaluación Financiera Componente I.1 y 2**

Se proyectan los flujos de caja que pueden cambiar con ocasión de la realización de estos proyectos para las empresas de distribución (E.E. y CNEL):

* Inversión
* Costos de Operación y Mantenimiento
* Ahorro por menor ENS debida a interrupciones de servicio
* Beneficios asociados a la reducción de pérdidas no técnicas:
  + Mayor Venta de Energía
  + Menor Compra de Energía
    - 1. **Costos de Operación y Mantenimiento**

Se cuantifican como un flujo anual constante a partir del año siguiente a la realización de la inversión y que se estima como un porcentaje del monto invertido, según si se trata de equipamientos de Subtransmisión o de Distribución.

**Tabla N°7 Costos de Operación y Mantenimiento del SND**

|  |  |
| --- | --- |
| **Etapa Funcional** | **Porcentaje de la Inversión** |
| Sub Transmisión | 4% |
| Distribución | 8% |

* + - 1. **Ahorro por menor ENS (evitar eventuales multas por calidad de servicio)**

Si bien la regulación no define explícitamente el costo de la energía no suministrada debida a interrupciones, de acuerdo al oficio circular No. 11-647 del 3 de mayo de 2011, emitido por el CONELEC (ARCONEL), se ha realizado un estudio que contempla una “Estimación Referencial del CENS en Ecuador”, para ser utilizado exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del SNI, mismo que fue aprobado por los señores miembros del Directorio del CONELEC, mediante resolución No. 025/11 del 14 de abril de 2011.

Lo anterior dio a entender, que el Costo de las Interrupciones se deberían incluir en los flujos económicos esperados en contra de las Empresas Eléctricas del SNI y por tanto el valor del CENS emanado de dicho estudio se emplea para el cálculo de las penalizaciones esperadas que evitaría todo proyecto destinado a mejorar la confiabilidad de las redes.

En dicho estudio[[4]](#footnote-4), basado en las consecuencias económicas de la crisis de racionamiento de 2009, se determina que el perjuicio medio para la producción económica es de 1533 US$/MWh.

Este parámetro se emplea en todas las evaluaciones de proyectos que reducen las interrupciones de suministro, siendo aplicado desde el punto de vista financiero (como un resarcimiento evitado) y también desde el punto de vista económico, como aquel costo alternativo del que se libra a los clientes por tener que enfrentar largas y repetidas interrupciones del servicio.

La siguiente Tabla, extraída del Estudio de Vasquez (2009), muestra la relación de Costos Directos y Costos Indirectos derivados de la falta de suministro eléctrico con ocasión de los racionamientos sufridos durante la crisis ecuatoriana.

**Tabla N°8. Extracto del estudio de Vasquez, 2009**



De esta forma, para todos los proyectos que reducen los indicadores FMIK y TTIK, se estima una reducción de la Energía No Suministrada (ENS) y se valora mediante el Costo de Energía No Suministrada (CENS), para el cálculo del Ahorro por menor ENS según la siguiente expresión:

**Ahorro por Menor ENS = (TTIKsp-TTIKcp) \* Di \* CENS**

Donde:

**TTIKsp:** Horas de Interrupción anual por KVA, Sin Proyecto

**TTIKcp:** Horas de Interrupción anual por KVA, Con Proyecto

**Di:** Demanda de potencia del año i, Con Proyecto (MW).

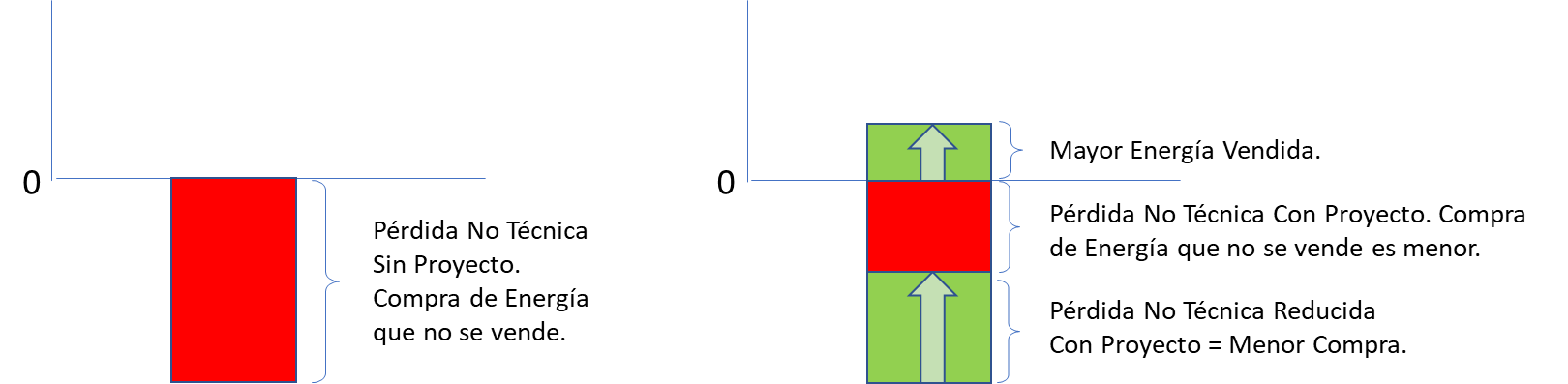
**CENS:** Costo de la Energía No Suministrada 1533 (US$/MWh)

* + - 1. **Menores Pérdidas No Técnicas**

Las empresas que han reportado este beneficio esperado, por mejorar la infraestructura de red y monitoreo de medidores y acometidas, lo han cuantificado como un bloque de energía anual que se deja de perder, por el cese de consumos no registrados que son normalizados y pasan a formar parte de la demanda leída de energía en la zona beneficiada.

Teniendo presente que los consumos de energía de usuarios *no medidos* carecen de los límites naturales que normalmente se presentan al consumir energía con costo real, se modela que dichos consumos exceden 2.2 veces un consumo normal[[5]](#footnote-5).

De esta forma, la energía reportada por las empresas como Menor Pérdida No Técnica (Ept) se traduce en Mayor Venta de Energía y Menor Compra de Energía, según las siguientes expresiones.



**Figura 4**. Consideración esquemática de la reducción de pérdidas no técnicas, medidas en energía, para cuantificar los beneficios con doble efecto, por Menores Compras y Mayores Ventas de Energía.

Donde,

**Mayor Venta:** Es la mayor energía facturada a clientes finales producto de su normalización respecto a una situación sin proyecto en que consumen energía sin registro.

**Menor Compra:** Es la reducción en las compras de energía que experimenta una distribuidora eléctrica al reducir las pérdidas no técnicas (consumos no registrados)

**Ep:** Es el monto anual de energía, reportado por las entidades ejecutoras del proyecto como Reducción de Pérdidas No Técnicas.

**Pt:** Pérdidas Técnicas de la distribuidora.

**FC:** Factor de sobreconsumo de usuarios que consumen energía sin registro, respecto de un nivel de consumo normal, leído y facturado por la empresa distribuidora.

Además,

Beneficio por Mayor Venta = PMV \* Mayor Venta

Beneficio por Menor Compra = PMC \* Menor Compra

Donde,

**PMV**: Precio Medio de Venta

**PMC:** Precio Medio de Compra

* + - 1. **Resultados Evaluación Financiera Componente I.1 y 2**

**Tabla 9. Resultados Evaluación Financiera Proyectos de Modernización del SND, evaluados**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Proyectos Muestra** | **Inversión (millones US$)** | **VAN-F**  **(millones US$)** | **TIR-F** |
| CI.1 Subtransmisión | 2 | 0.5 | -0.7 | Indefinida |
| CI.2 Distribución | 26 | 6.7 | -2.7 | 9.0% |
| **Total CI** | **28** | 7.2 | -3.4 | 8.5% |

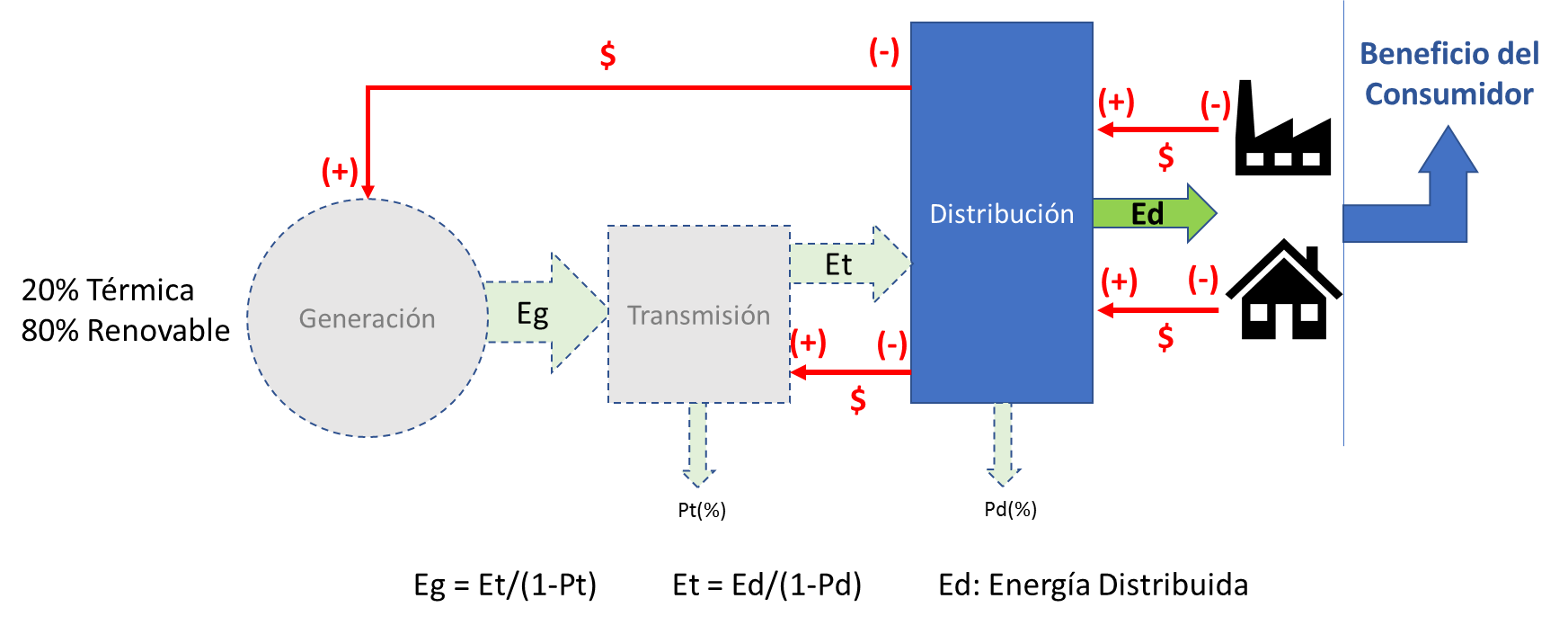
### **Evaluación Económica Componente I.1 y 2**

Para una evaluación económica de estos proyectos, se debe considerar que el flujo de energía llega hasta los consumidores finales del sistema eléctrico y, a su vez, proviene desde las redes de Transmisión y centrales de generación.

En el caso de la mayor venta de energía, como resultado de la recuperación de pérdidas no técnicas, esta **No se ve reflejada como un mayor beneficio para los consumidores**, puesto que ellos ya consumían energía antes de su regularización. En rigor, este grupo de usuarios experimentaría un perjuicio económico ya que están reemplazando una fuente de energía gratuita (irregular) por otra que ahora deben pagar, siendo dicho pago la medida de su perjuicio. Este valor no se incorpora a la evaluación pues siendo la situación sin proyecto un escenario irregular, puede tender erróneamente a sostener la condición sin proyecto.

Por otra parte, todo intercambio monetario entre los actores considerados se ve anulado, pues lo que es un cargo para unos, resulta en un ingreso para los otros.

Esta situación económica se ilustra en la figura siguiente.



**Figura 5. Flujos relevantes para una evaluación económica de los proyectos de modernización del SND**. Los intercambios monetarios entre actores sociales se tornan irrelevantes al cancelarse mutuamente, quedando sólo por valorar el **Beneficio del Consumidor (aquí inexistente, excepto por el efecto de reducción de la Energía No Suministrada por Interrupciones de servicio)**, así como los **costos variables y subsidio al combustible por la generación** reducida.

*Nota: En rigor, este tipo de análisis también considera la recaudación de impuestos que ingresaría a las arcas fiscales. Sin embargo, por tratarse de un mercado liderado desde el mismo Estado, dichos flujos también se cancelan (lo que para los clientes es un egreso, resulta en un ingreso para el Estado)*

La menor cantidad de energía comprada por la distribuidora, gracias a la reducción de pérdidas no técnicas, se traduce en la frontera social como una Menor Generación de Energía, lo que reduce los costos variables de generación, así como el subsidio al combustible relacionado con la misma.

Las interrupciones de servicio evitadas a los consumidores finales se traducen en menores costos que estos deben incurrir toda vez que deban continuar sus actividades o perder productividad ante dichas interrupciones.

Por lo tanto, los componentes de la Evaluación Económica de los proyectos de Modernización del SND, son:

* Inversión (cuantificada a Precios Sombra)
* Costos de Operación y Mantenimiento
* Menores costos de ENS asumidos por los Clientes Finales
* Menor Generación de energía (por reducción de pérdidas no técnicas)
* Menor Subsidio al Combustible (por menor generación de energía).
  + - 1. **Inversión y Costos de Operación/Mantenimiento**

La inversión se transforma en Inversión Social, según los Precios Sombra de los elementos que la componen. Para ello, se emplean las Razones de Precio Cuenta validadas en proyectos anteriores del Ecuador[[6]](#footnote-6), resultando los siguientes valores globales.

**Tabla 10. Razones de Precio Cuenta y Desagregación Típica**

**Inversiones en Subtransmisión y Distribución**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Elementos de Inversión** | **(%)** | **Razón de Precio Cuenta** | |
| Materiales | 70% | Subtransmisión | Distribución |
| 0.803 | 0.730 |
| Mano de Obra | 30% | 0.8114 | |
| MO Calificada | 80% | 0.922 | |
| MO No Calificada | 20% | 0.369 | |

**Tabla 11. Inversión Económica y Costos de Operación/Mantenimiento Globales**

**Proyectos de Modernización del SND Evaluados**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Etapa** | **Inversión Financiera**  **(Miles US$)** | **Inversión Económica**  **(Miles US$)** | **COyM Económico Anual**  **(Miles US$)** |
| Subtransmisión | 495.0 | 398.7 | 15.9 |
| Distribución | 6,712.6 | 5,064.1 | 537.0 |
| **Total** | **7,207.6** | **5,462.8** | **556.8** |

* + - 1. **Menores Costos por ENS por menores interrupciones de servicio**

En este caso, el Costo de Energía No Suministrada, valorado en la tabla N°8 de 1,532.87 US$/MWh, se interpreta como el costo que la falta de energía provoca a los consumidores finales y es adicionado como un beneficio social al reducirse las interrupciones de servicio.

* + - 1. **Menor Generación de Energía por Reducción de Pérdidas No Técnicas**

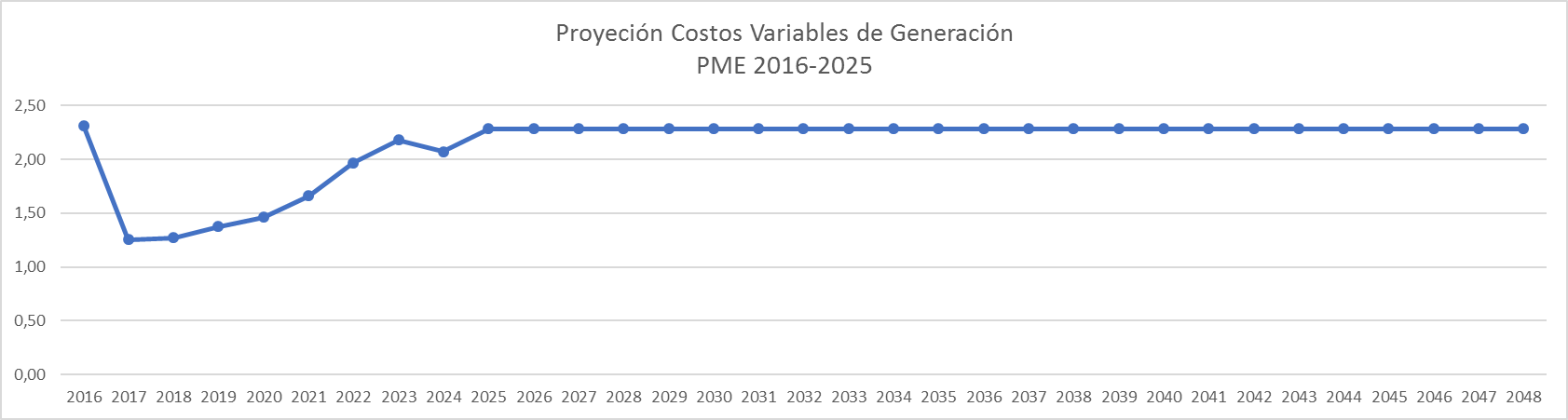
La menor cantidad de energía que fluye por el sistema eléctrico, gracias a cada proyecto, era generada desde la matriz energética de cada año. Esto es valorado según los costos variables de generación proyectados por el PME 2016-2025.

Donde:

**Menor Eg**: Menor Energía a generar gracias a la reducción de pérdidas no técnicas.

**Menor Compra**: Valor de menor compra de energía por la distribuidora, antes calculado, como resultado de las menores pérdidas no técnicas.

**ptT**: Pérdidas Técnicas del Sistema Nacional de Transmisión.



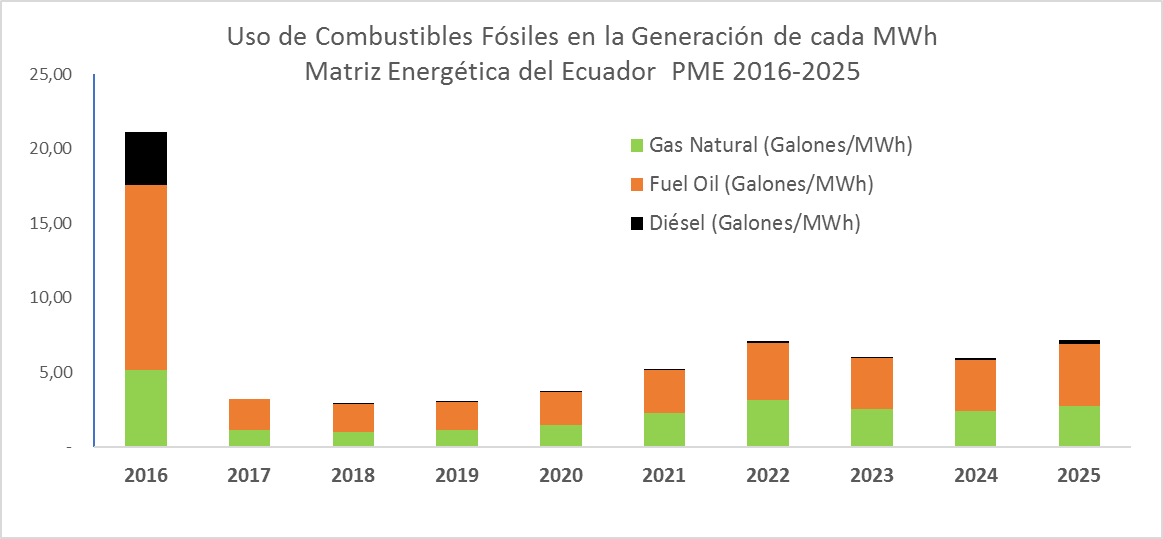
**Figura 6**. Proyección de Costos Variables de Generación (¢US$/kWh), sobre la base del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025. Los años siguientes se mantiene constante.

*Ahorro por Menor Generación = Costo Variable (año i) \* Menor Eg*

* + - 1. **Subsidio al Combustible evitado por la menor Generación**

Si bien la matriz energética del Ecuador ha cambiado, llevando la porción necesaria de generación térmica cerca del 20%, toda vez que un proyecto favorezca una reducción del flujo energético hacia los consumidores finales, dicha energía deja de generarse y, por supuesto, una parte de ella sería térmica y los combustibles fósiles empleados seguirían teniendo un subsidio estatal, en tanto no cambien las premisas económicas actuales.

De esta forma, habiendo dimensionado la menor energía a generar con ocasión de cada proyecto (Menor Eg), se determinan las cantidades de combustible fósil empleado en dicha energía sobre la base de las proyecciones de este insumo planteadas en el PME 2016-2025.



**Figura 7**. Proyección del empleo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica

Donde:

**Eg:** Energía generada adicional total, con ocasión del proyecto

**NComb:** Cantidad de tipos de combustible empleado en la generación térmica.

**Hi:** Cantidad del combustible del tipo i, empleado en la generación total de cada MWh de energía por la matriz energética de Ecuador (Galones/MWh).

**Pinti:** Precio internacional del combustible tipo i. (US$/Galón)

**Ploci:** Precio local del combustible tipo i. (US$/Galón)

El precio internacional del Diésel considerado para esta evaluación es de 1,63 US$/Galón[[7]](#footnote-7), mientras el valor local subsidiado es de 0,9168[[8]](#footnote-8) US$/Galón.

* + - 1. **Resultados Evaluación Económica Componente I.1 y 2**

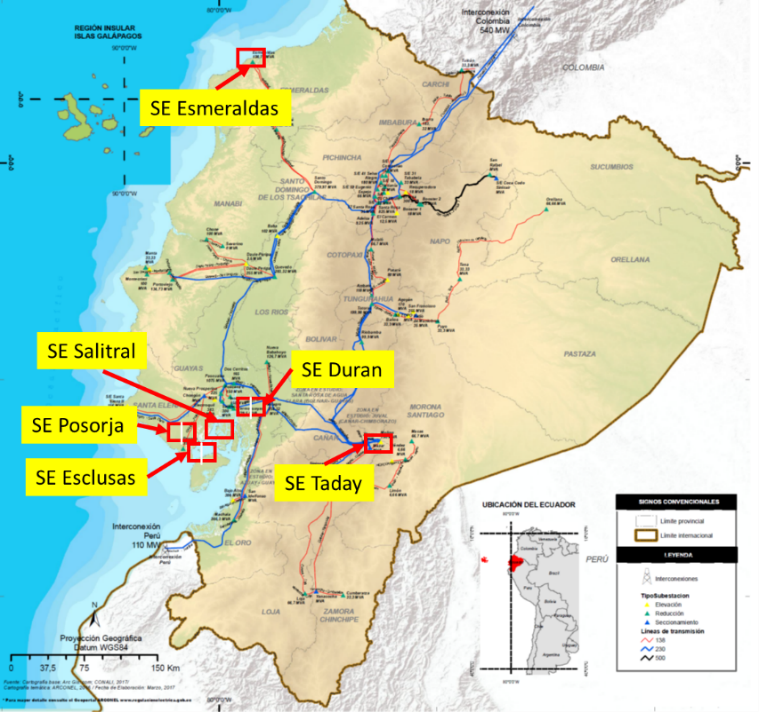
**Tabla 12. Resultados Evaluación Económica Proyectos de Modernización del SND evaluados**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Proyectos Muestra** | **Inversión (millones US$)** | **VAN-E**  **(millones US$)** | **TIR-E** |
| CI.1 Subtransmisión | 2 | 0.4 | -0.5 | Indefinida |
| CI.2 Distribución | 26 | 5.1 | 2.3 | 14.0% |
| **Total CI** | 28 | 5.5 | 1.8 | 13.5% |

## 

## **Componente.II.1: Proyectos de Renovación y Repotenciación de la Transmisión**

Los proyectos a desarrollar en el Sistema de Transmisión en general corresponden a una ampliación de capacidad y/o la habilitación de bahías que permiten adecuar los flujos de potencia del Sistema Nacional Interconectado garantizando el adecuado suministro de energía bajo estándares de calidad, confiabilidad y seguridad a las distribuidoras eléctricas del país.



**Figura 8.** Ubicación de los proyectos de expansión y reforzamiento del SNT (mapa de fondo extraído del Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016, ARCONEL)

### **Flujo de Potencia y Capacidad Relevante**

Se consideran las zonas de influencia de cada proyecto, la capacidad de transmisión disponible en MW y, considerando la demanda leída en 2017, ésta se proyecta[[9]](#footnote-9) determinando toda la demanda de energía que es servible hacia el futuro con las instalaciones existentes (situación sin proyecto) y con las nuevas instalaciones (situación con proyecto).

Los gráficos de la Tabla N°13 resumen la situación proyectada de energía anual servida, en GWh, en las 6 zonas de influencia de estos proyectos.

**Tabla N°13. Demanda Anual servida y Capacidad Relevante (MVA)**

**Situaciones Sin y Con Proyecto.**

|  |  |
| --- | --- |
|  | **SE Taday: 4 bahías de línea 230 kV (Sistema Sopladora - Taday – Milagro/Esclusas)**  (Permite despachar 31.2 MVA adicionales desde la Planta Sopladora)  **CAP S/Proyecto:** 512.4 MVA  **CAP C/Proyecto:** 543.6 MVA |
|  | **SE Durán: 1 bahía de línea 69 kV**  (Permite evitar la sobrecarga del Transformador de Milagro 230/69 kV, disponiendo de 26.2 MVA adicionales para abastecer la demanda de esa subestación)  **CAP S/Proyecto:** 133.17 MVA (SE Milagro)  **CAP C/Proyecto:** 133.17 + 26.2 MVA (por transferencia a la SE Duran) |
|  | **SE Posorja: Se incorpora nuevo Autotransformador 138/69 kV, 67 MVA, retirando el transformador de 33 MVA.**  (Evita próximas sobrecargas propias)  **CAP S/Proyecto:** 99 MVA (66 + 33)  **CAP C/Proyecto:** 132 MVA.  Sin contar la SE Móvil provisoria que apoya al viejo transformador de 33 MVA que se retira con el proyecto |
|  | **SE Esmeraldas: Adición de 1 Autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA. (en Reemplazo del transformador AA1 de 67 MVA)**  (Evita sobrecargas propias)  **CAP S/Proyecto:** 150 MVA  **CAP C/Proyecto:** 242 MVA |
|  | **SE Esclusas: Adición de 1 Transformador trifásico de 230/69 kV 135/180/225 MVA.**  (Evita Sobrecargas en SE Trinitaria y Caraguay)  **CAP S/Proyecto:** 324.15 MVA  **CSP C/Proyecto:** 549.15 MVA |
|  | **SE Salitral: instalación de un transformador 230/69 kV de 300 MVA de capacidad.**  (Permite descargar las líneas de transmisión Pascuales-Salitral 138kV y evitar sobrecargas propias)  **CAP S/Proyecto:** 300 MVA  **CAP C/Proyecto:** 600 MVA |

### **Evaluación Financiera Componente II.1**

Desde el punto de vista financiero, es decir, sólo bajo la perspectiva de ingresos y costos de la entidad ejecutora (CELEC EP TRANSELECTRIC), estos proyectos presentan las siguientes partidas a valorar:

* Inversión
* Mayor Venta: Ingresos por Cargo de Transmisión cobrado a las EED’s
* Costos de Operación y Mantenimiento
  + - 1. **Mayor Venta:**

La mayor venta, corresponde a la Energía adicional abastecida con proyecto, por el Cargo por Medio de Transmisión según el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025: 6.6 US$/MWh, cobrado a las Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Donde:

**Mayor DDA:** Es la mayor demanda abastecida con proyecto, en MVA

**FC:** Factor de Carga

**FP:** Factor de Potencia

**8760**: Horas anuales

**CMT:** Cargo Medio de Transmisión (US$/MWh)

* + - 1. **Costos de Operación y Mantenimiento:**

Se estiman como un monto constante, a partir del año siguiente a la inversión, correspondiendo a un porcentaje de la inversión.

Se emplea un valor típico para proyectos de Transmisión: 2.5%

Con estos antecedentes, se obtienen los resultados que muestra la tabla siguiente:

* + - 1. **Resultados Evaluación Financiera**

**Tabla 14. Resultados Evaluación Financiera**

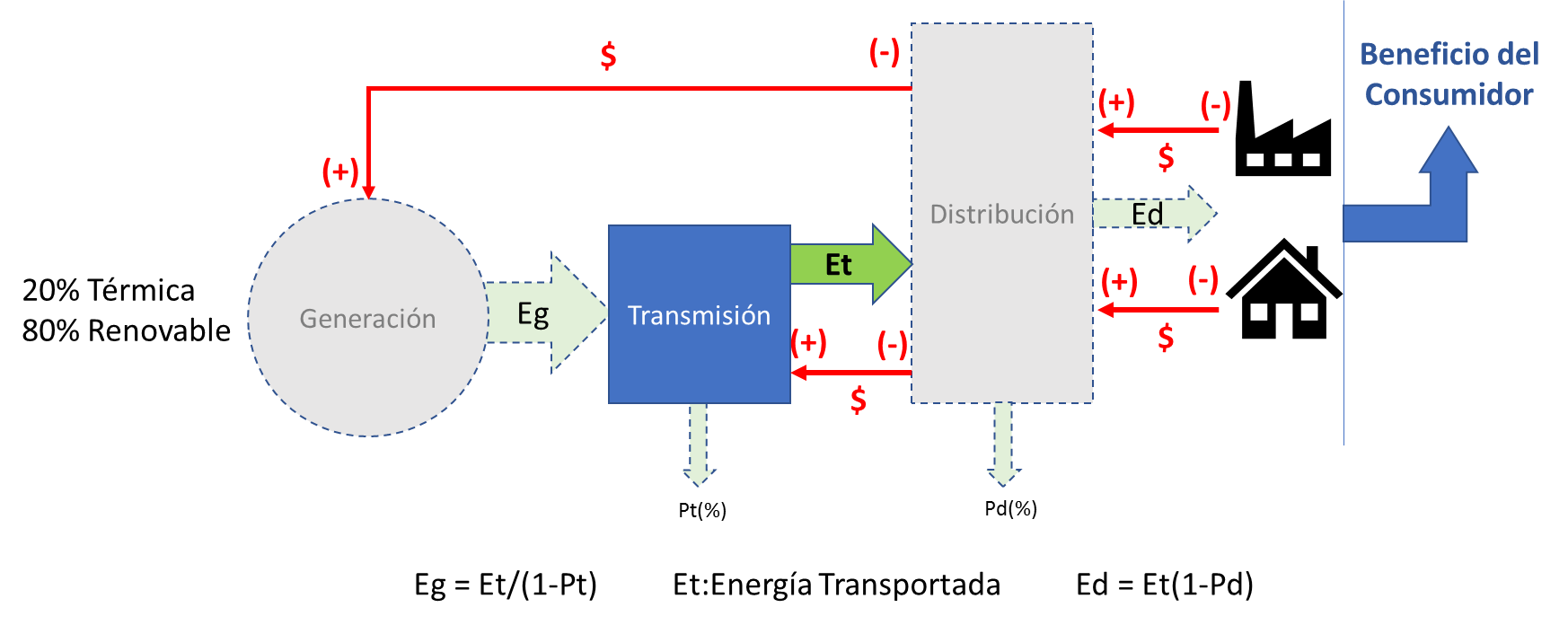
**Proyectos del Componente II.1: Expansión y Reforzamiento del SNT**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Proyectos** | **Inversión millones US$ (sin IVA)** | **Indicadores Financieros** | |
| **VAN F (US$)** | **TIR F** |
| AMPLIACION SUBESTACION TADAY 230 kV | 6.7 | 0.04 | 12% |
| AMPLIACIÓN S/E DURÁN, 1 BAHIA DE 69 Kv | 1.3 | 4.9 | 55% |
| NUEVA AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN POSORJA, AUTOTRAFO 138/69 kV, 67 MVA | 4.9 | -2.3 | 8% |
| S/E ESMERALDAS, AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO, 100/133/167 MVA (REEMPLAZO TRANSFORMADOR AA1) | 5.0 | 0.9 | 13% |
| AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ESCLUSAS 230/69 kV, 225 MVA | 16.5 | -9.4 | 8% |
| AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SALITRAL 230/69 kV 300 MVA | 38.5 | -3.4 | 11% |
| **TOTAL C II.1** | **72.8** | **-9.2** | **10.9%** |

### **Evaluación Económica Componente II.1**

Para una evaluación económica de estos proyectos, se debe considerar que el flujo adicional de energía llegará hasta los consumidores finales del sistema eléctrico por medio de las empresas de distribución y, a su vez, proviene desde las centrales de generación. Si bien, el consumidor final experimentará un beneficio asociado al consumo mediante las curvas de demanda del mercado, también debe considerarse que los otros actores implicados, Distribuidoras y Generadores, también deberán incurrir en un desembolso, para reforzar y operar redes adicionales (los primeros) y para generar energía adicional (los segundos).

Por otra parte, todo intercambio monetario entre los actores considerados se ve anulado, pues lo que es un cargo para unos, resulta en un ingreso para los otros.



**Figura 9. Flujos relevantes para una evaluación económica de los proyectos de expansión y reforzamiento del SNT**. La energía transportada adicional (Et) relacionada con el proyecto, se refleja en una mayor Energía generada (Eg) y en un mayor flujo de energía (Ed) que llega al consumidor final. Los intercambios monetarios entre actores sociales se tornan irrelevantes al cancelarse mutuamente, quedando sólo por valorar el **Beneficio del Consumidor**, los **costos variables por generación** adicional, el **Subsidio al Combustible por generación adicional** y el **reforzamiento/operación/mantenimiento del sistema de distribución** que permitiría el flujo adecuado de estos bloques adicionales de energía desde la transmisión hasta el cliente final.

*Nota: En rigor, este tipo de análisis también considera la recaudación de impuestos que ingresaría a las arcas fiscales. Sin embargo, por tratarse de un mercado liderado desde el mismo Estado, dichos flujos también se cancelan (lo que para los clientes es un egreso, resulta en un ingreso para el Estado)*

* + - 1. **Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento valorados a Precios Sombra**

La inversión es expresa como valor social, ponderando sus partidas de equipamiento y mano de obra, por las Razones de Precio Cuenta[[10]](#footnote-10) de Obras AT, Mano de Obra Calificada y Mano de Obra No Calificada, según se resume en la tabla siguiente.

**Tabla 15. Valoración Social de las Inversiones (Millones US$)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Proyecto** | **Inversión Equipamiento** | **Inversión Mano de Obra[[11]](#footnote-11)** | **RPC**  **Materiales** | **RPC Promedio Mano de Obra[[12]](#footnote-12)** | **Inversión Social** |
| SE Taday | 4.7 | 2.0 | 0.803 | 0.8114 | 5.4 |
| SE Durán | 0.9 | 0.4 | 1.0 |
| SE Posorja | 3.4 | 1.5 | 4.0 |
| SE Esmeraldas | 3.5 | 1.5 | 4.0 |
| SE Esclusas | 11.5 | 4.9 | 13.3 |
| SE Salitral | 26.9 | 11.5 | 31.0 |
| **TOTAL** | **51.0** | **21.8** | **58.7** |

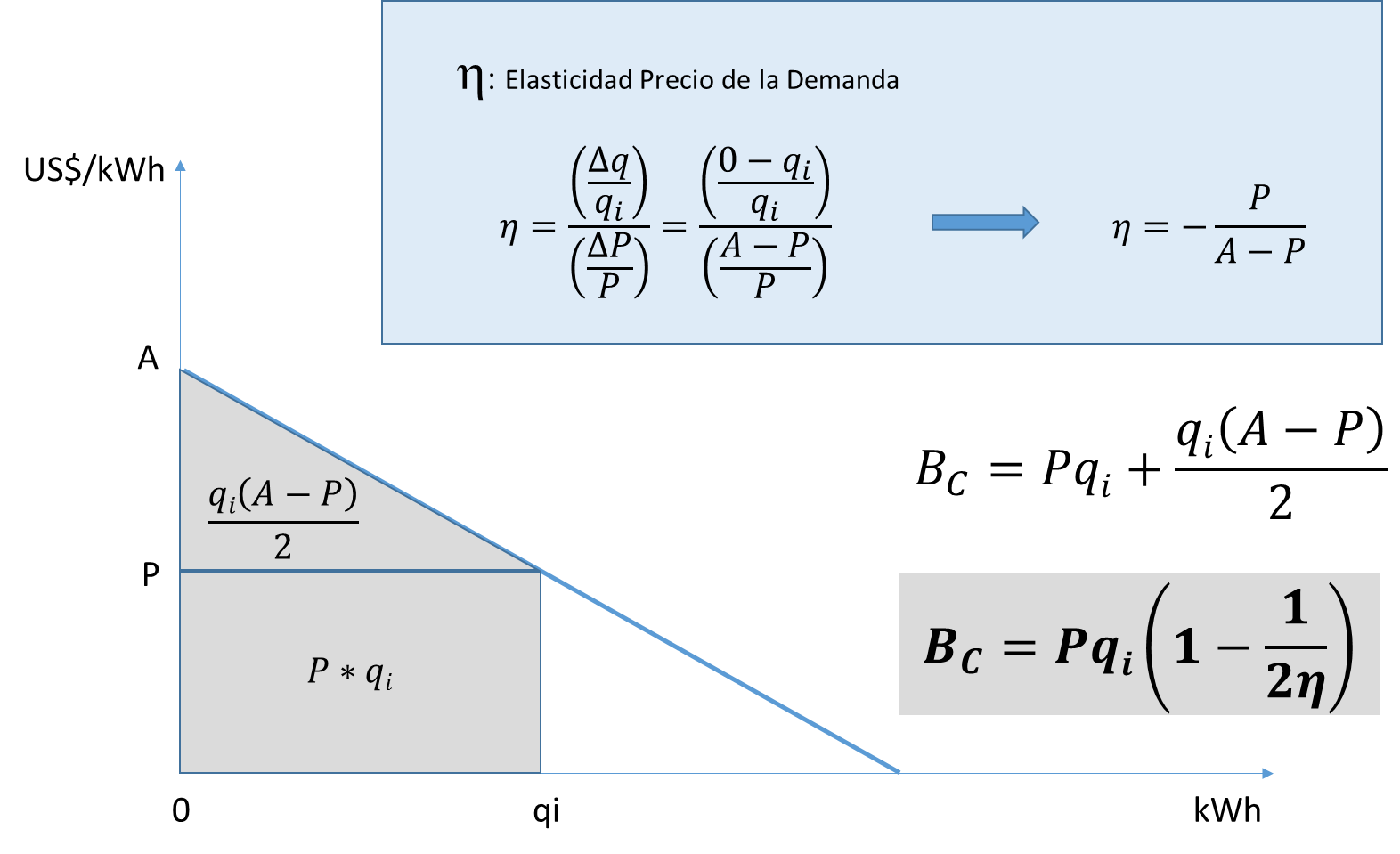
Los Costos de Operación y Mantenimiento, desde el punto de vista social se obtienen como un porcentaje constante de la Inversión Social (**Valor Típico: 2.5%**)

* + - 1. **Beneficio del Consumidor**

Desde la perspectiva económica, todo nivel de consumo de un bien o servicio tiene asociada una percepción de beneficio por parte del consumidor (que es mayor que lo pagado por el bien transado) y, en este caso, al asegurar con el proyecto un transporte confiable de energía demandada, es necesario valorar el aumento de esta percepción social de beneficio e incorporarlo a la Evaluación Económica del mismo.

Para efectos de valorar el Beneficio Social percibido por los clientes (o Beneficio del Consumidor) al tener acceso a una determinada cantidad de energía (Q) a un precio (P), según la teoría económica, se calcula como el área bajo la curva de demanda desde 0, hasta el nivel de consumo para el que se busca estimar este beneficio.

Primero, y con fines meramente ilustrativos considérese la siguiente figura, así como la expresión para determinar el beneficio de un único cliente promedio (i), cuando consume una cantidad de energía “qi” la cual ha pagado a la EED, al precio de mercado “P”, para una determinada Elasticidad Precio de la Demanda[[13]](#footnote-13), ****.



**Figura 10**. Beneficio del Consumidor calculado para un cliente promedio i.

El beneficio del consumidor (**BC**), que naturalmente resulta mayor que lo que el cliente ha pagado por la energía (P\*qi), es determinado por el área destacada bajo la curva y su fórmula depende sólo de tres variables conocidas: El precio de intercambio (P), la cantidad de energía consumida (qi) y la elasticidad precio de la demanda ().

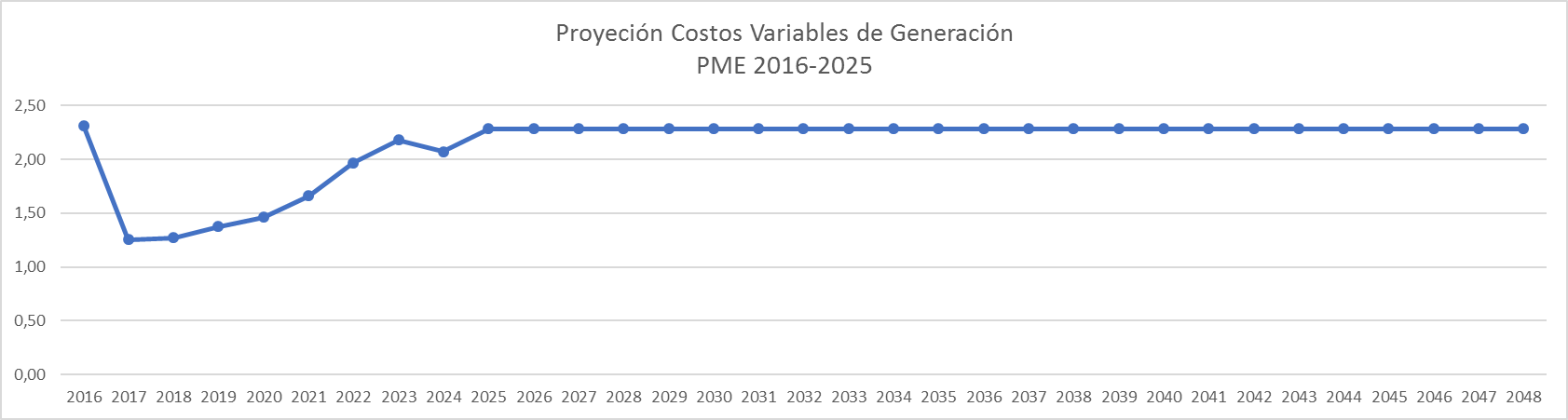
Con el fin de valorar el Beneficio del Consumidor final de cada proyecto, se estima el nivel de precios P, en función de los costos medios de Generación, Transmisión y Distribución proyectados por el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, conservando constante su valor para los años siguientes del horizonte de evaluación.



**Figura 11.** Proyección de Costos Medios del Sector Eléctrico (¢US$/kWh). PME 2016-2025

* + - 1. **Costos Variables por Generación Adicional**

La mayor cantidad de energía que fluye por el sistema eléctrico, gracias a cada proyecto, es generada desde la matriz energética de cada año. Esto es valorado según los costos variables de generación proyectados por el PME 2016-2025.

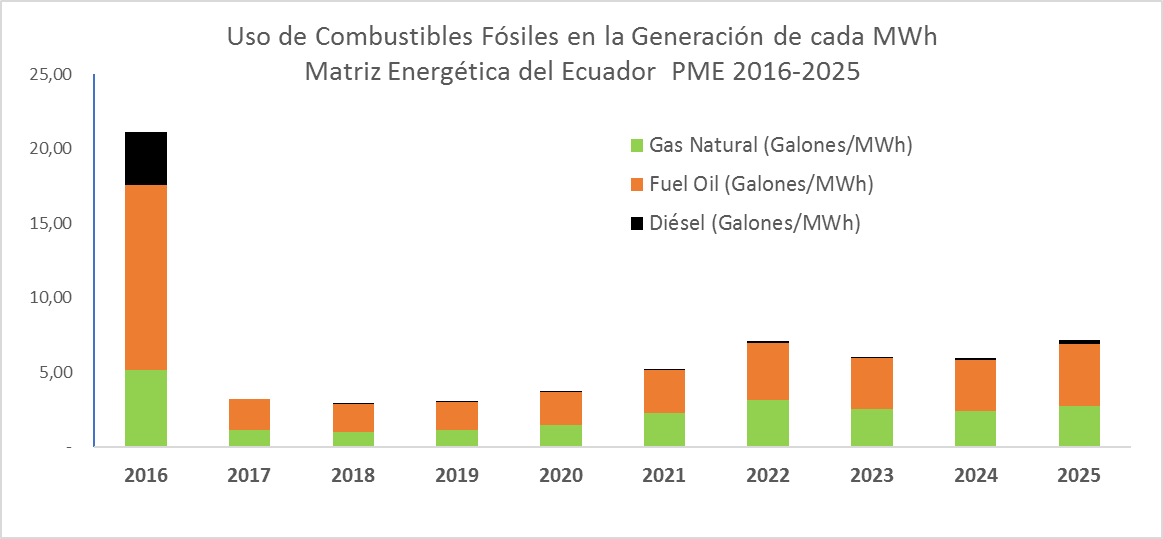


**Figura 12**. Proyección de Costos Variables de Generación (¢US$/kWh), sobre la base del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025. Los años siguientes se mantiene constante.

* + - 1. **Subsidio al Combustible por la Generación Adicional**

Si bien la matriz energética del Ecuador ha cambiado, llevando la porción necesaria de generación térmica al 20% del total, toda vez que un proyecto favorezca un aumento del flujo energético hacia los consumidores finales, dicha energía adicional debe generarse y, por supuesto, una parte de ella sigue siendo térmica y los combustibles fósiles empleados siguen teniendo un subsidio estatal, en tanto no cambien las premisas económicas actuales.

De esta forma, habiendo dimensionado la energía adicional a generar con ocasión de cada proyecto (Eg), se determinan las cantidades de combustible fósil empleado en dicha energía sobre la base de las proyecciones de este insumo planteadas en el PME 2016-2025.



**Figura 13**. Proyección del empleo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica

Donde:

**Eg:** Energía generada adicional total, con ocasión del proyecto

**NComb:** Cantidad de tipos de combustible empleado en la generación térmica.

**Hi:** Cantidad del combustible del tipo i, empleado en la generación total de cada MWh de energía por la matriz energética de Ecuador (Galones/MWh).

**Pinti:** Precio internacional del combustible tipo i. (US$/Galón)

**Ploci:** Precio local del combustible tipo i. (US$/Galón)

El precio internacional del Diésel considerado para esta evaluación es de 1,63 US$/Galón[[14]](#footnote-14), mientras el valor local subsidiado es de 0,9168[[15]](#footnote-15) US$/Galón.

* + - 1. **Reforzamiento, Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución**

Si bien los proyectos de transmisión permiten transportar grandes bloques adicionales de energía, para llevar dicha energía hasta el consumidor final y materializar su beneficio, ésta debe pasar por las redes de Distribución (Sub Transmisión incluida). Con esto, es preciso considerar los mayores costos de Inversión, Administración, Operación y Mantenimiento en que deberían incurrir las Empresas Eléctricas de Distribución.

En ese nivel de análisis se recurre a costos medios por kWh, derivados a partir de los antecedentes de proyectos de expansión en Subtransmisión y Distribución que forman parte del Programa EC-L1231 (Componente II.2 y II.3).

**Tabla 16. Relación Inversión sobre incremento de capacidad de proyectos con incremento neto de capacidad en Subtransmisión y Distribución del programa EC-L1231**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Etapa** | **Incremento MVA** | **Inversión**  **(Millones US$)** | **Inversión unitaria**  **(US$/kVA)** |
| Subtransmisión | 29.5 | 8.8 | 297.5 |
| Distribución | 38.8 | 6.2 | 160.8 |

La inversión adicional requerida a las distribuidoras para permitir el flujo adicional de energía posibilitado por los proyectos de Transmisión se estima según la capacidad faltante para completar el incremento neto de capacidad en transmisión cuantificado en 707.4 MVA considerando nuevos transformadores y mayor capacidad de transmisión gracias a los 6 proyectos de Transelectric.

CAP adicional Subtransmisión = 707.4 – 29.5 = 677.9 MVA

CAP adicional Distribución = 38.8/29.5 \* CAP Adicional Subtransmisión = 892.5 MVA

Con los costos de inversión unitaria estimado en la Tabla 16, la Inversión adicional requerida de las empresas distribuidoras se resume en la Tabla siguiente:

**Tabla 17. Inversión adicional Requerida de las empresas distribuidoras para dar salida en los años futuros a la mayor energía posibilitada por las inversiones en Transmisión**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Etapa** | **Incremento MVA** | **Inversión**  **(Millones US$)** |
| Subtransmisión | 677.9 | 265.6 |
| Distribución | 892.5 | 109.0 |
| **TOTAL** |  | **374.5** |

Los Costos adicionales de Operación y Mantenimiento, se estiman como un porcentaje anual de la inversión adicional según la tabla siguiente.

**Tabla N°18 Costos de Operación y Mantenimiento del SND**

|  |  |
| --- | --- |
| Etapa Funcional | Porcentaje de la Inversión |
| Sub Transmisión | 4% |
| Distribución | 8% |

Con estos antecedentes, se obtienen los resultados que muestra la tabla siguiente:

* + - 1. **Resultados evaluación económica**

**Tabla N°19. Resultados Evaluación Económica**

**Proyectos del Componente CII.1: Expansión y Reforzamiento del SNT**

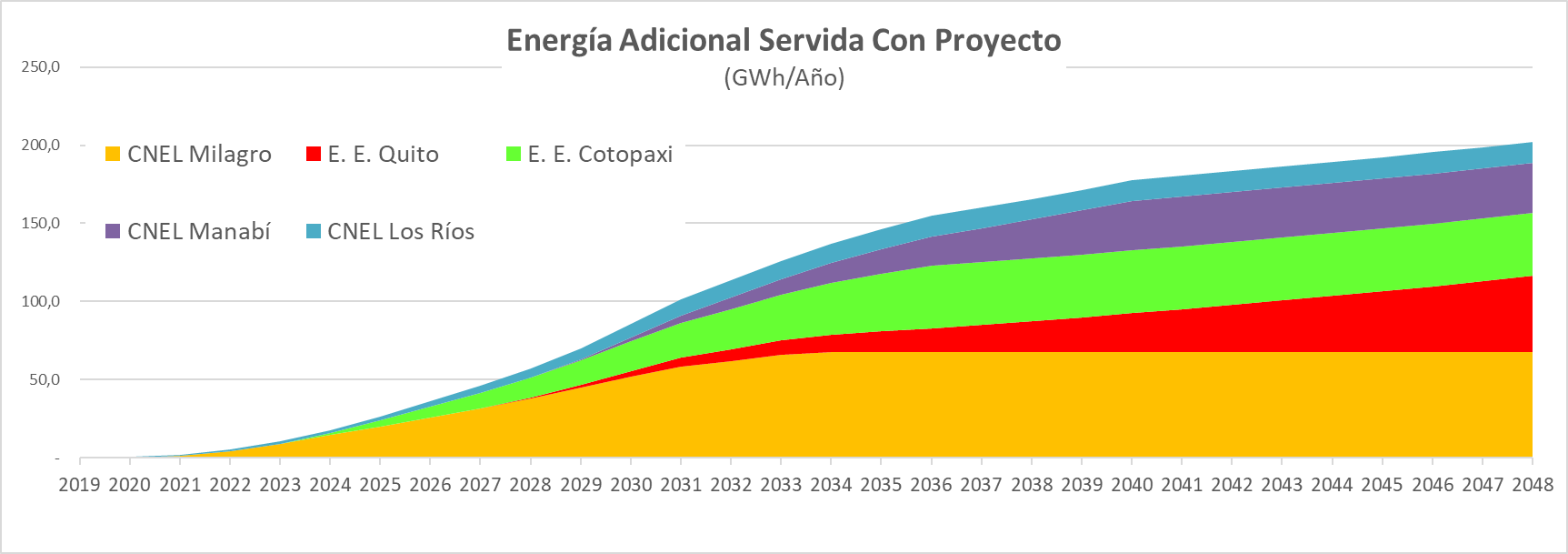
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Proyectos** | **Inversión millones US$ (sin IVA)** | **Indicadores Económicos** | |
| **VAN E**  **(millones US$)** | **TIR E** |
| AMPLIACION SUBESTACION TADAY 230 kV | 5.4 | 198.5 | 80% |
| AMPLIACIÓN S/E DURÁN, 1 BAHIA DE 69 Kv | 1.0 | 202.5 | 281% |
| NUEVA AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN POSORJA, AUTOTRAFO 138/69 kV, 67 MVA | 4.0 | 69.0 | 22% |
| S/E ESMERALDAS, AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO, 100/133/167 MVA (REEMPLAZO TRANSFORMADOR AA1) | 4.0 | 173.1 | 26% |
| AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ESCLUSAS 230/69 kV, 225 MVA | 13.3 | 168.3 | 17% |
| AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SALITRAL 230/69 kV 300 MVA | 31.0 | 1,015.0 | 39% |
| **TOTAL C II.1** | **58.7** | **1,826.5** | **35.2%** |

## **Componente II.2 y 3. Proyectos de Renovación y Repotenciación del Sistema Nacional de Distribución**

La cartera de proyectos de renovación y repotenciación del SND, están conformados por iniciativas de Sub transmisión (principalmente en 69 kV) y de distribución, con repotenciaciones, reconfiguraciones y mejoras de redes de media y baja tensión, con efecto directo en una mayor capacidad de distribución de energía, mejor calidad de servicio y menores pérdidas técnicas y no técnicas.

### **Flujo de Energía Relevante**

Al igual que para los proyectos de Transmisión, estas iniciativas conllevan en general una mayor capacidad de distribución de energía al compararlas con la situación sin proyecto. En este sentido, se calcula comparativamente, la mayor energía servida por cada uno de ellos, lo que se resume en la figura siguiente.



**Figura 14.** Mayor demanda servida con proyectos de subtransmisión y distribución (sólo se grafican aquellas empresas con proyectos que incrementan la capacidad de las redes eléctricas.

Los mayores incrementos de energía a distribuir por las EED se observan en CNEL Milagro, EE Quito, EE Cotopaxi y CNEL Manabí, cuya suma representa el 91,4% de la mayor energía abastecida en el horizonte de evaluación, destacando entre otros, los siguientes proyectos:

* CNEL Milagro:
  + Repotenciación y restauración de infraestructura SE Bucay 18/24 MVA
  + Repotenciación y restauración de infraestructura S/E El Triunfo 18/24 MVA
* EE Quito
  + Repotenciación de redes de distribución mediante cambio de voltaje primario 17B y ejecución segunda fase del primario 15E
* EE Cotopaxi:
  + Repotenciación de la S/E La Maná, 69/13,8 kV-16/20 MVA

### **Evaluación Financiera Componente II.2 y 3**

La evaluación financiera de este bloque de proyectos es abordada considerando los siguientes flujos de caja generales, desde el punto de vista de cada entidad ejecutora (la EED correspondiente):

* Inversión
* Ingresos por Mayor Venta de Energía
* Menores Pérdidas Técnicas
* Menores Pérdidas No Técnicas
* Menor ENS: Ahorro por reducción de eventuales multas por calidad de servicio
* Mayor Compra de Energía
* Costos de Operación y Mantenimiento
  + - 1. **Ingresos por Mayor Venta de Energía**.

Para el caso de proyectos SND que conllevan un aumento neto de capacidad de distribución, respecto de la situación sin proyecto, se considera el incremento de capacidad neto Dcap (kW), así como su demanda máxima, 2016 y proyectada, junto con el Factor de Carga anual propio de cada empresa.

Donde:

**dEj(i):** Energía adicional servida por la empresa j, en el año i, dada la realización del proyecto.

**CAPsp:** Capacidad del sistema relevante, en kW, Sin Proyecto.

**CAPcp:** Capacidad del sistema relevante, en kW, Con Proyecto.

**Di:** Demanda máxima, en kW, proyectada para el año i, en las instalaciones relevantes afectadas por el proyecto.

**FCj:** Factor de Carga anual de la empresa j.

**8760**: Cantidad de horas de un año calendario.

Los factores de carga anual por empresa son obtenidos de la estadística multianual 2016 de ARCONEL, sobre la base de Potencias Máxima mensuales y Energía Distribuida.

Los ingresos por mayor venta de energía, de cada año i, se determinan multiplicando la energía adicional del año i, por el precio medio de venta proyectado a partir del Precio medio de venta 2016 ponderando por un factor de proyección para el año i, basado en los Costos del Sector Eléctrico del PME 2016-2025.

**Tabla N°20 Factores de Carga Anual y Pmv 2016 por Empresa**

**Según Estadísticas del Sector Eléctrico 2016**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Empresa** | **Factor de Carga Anual** | **Precio Medio de Venta 2016 (US$/kWh)** |
| CNEL Bolívar | 0.48 | 0.1220 |
| CNEL El Oro | 0.61 | 0.1045 |
| CNEL Esmeraldas | 0.51 | 0.1065 |
| CNEL Guayaquil | 0.58 | 0.1023 |
| CNEL Guayas los Ríos | 0.60 | 0.1047 |
| CNEL Los Ríos | 0.53 | 0.1086 |
| CNEL Manabí | 0.49 | 0.1085 |
| CNEL Milagro | 0.55 | 0.1081 |
| CNEL Sta. Elena | 0.53 | 0.1083 |
| CNEL Sto. Domingo | 0.69 | 0.1109 |
| CNEL Sucumbíos | 0.53 | 0.1090 |
| E.E. Ambato | 0.58 | 0.1163 |
| E.E. Azogues | 0.64 | 0.1175 |
| E.E. Centro Sur | 0.62 | 0.1122 |
| E.E. Cotopaxi | 0.57 | 0.1092 |
| E.E. Regional Norte | 0.58 | 0.1162 |
| E.E. Quito | 0.63 | 0.1035 |
| E.E. Riobamba | 0.53 | 0.1308 |
| E.E. Regional Sur | 0.56 | 0.1261 |
| E.E. Galápagos | 0.57 | 0.1045 |

**Tabla N°21 Factor de Proyección[[16]](#footnote-16) para el Precio Medio de Venta**

**Según Costos del Sector Eléctrico del PME 2016-2025**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025-** |
| 1,0000 | 0,9849 | 0,9795 | 0,9793 | 0,9860 | 0,9744 | 0,9706 | 0,9630 | 0,9659 | 0,9693 |

* + - 1. **Ahorro por menor ENS (evitar eventuales multas por calidad de servicio)**

Si bien la regulación no define explícitamente el costo de la energía no suministrada debida a interrupciones, de acuerdo al oficio circular No. 11-647 del 3 de mayo de 2011, emitido por el CONELEC (ARCONEL), se ha realizado un estudio que contempla una “Estimación Referencial del CENS en Ecuador”, para ser utilizado exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del SNI, mismo que fue aprobado por los señores miembros del Directorio del CONELEC, mediante resolución No. 025/11 del 14 de abril de 2011.

Lo anterior dio a entender, que el Costo de las Interrupciones se deberían incluir en los flujos económicos esperados en contra de las Empresas Eléctricas del SNI y por tanto el valor del CENS emanado de dicho estudio se emplea para el cálculo de las penalizaciones esperadas que evitaría todo proyecto destinado a mejorar la confiabilidad de las redes.

En dicho estudio[[17]](#footnote-17), basado en las consecuencias económicas de la crisis de racionamiento de 2009, se determina que el perjuicio medio para la producción económica es de 1533 US$/MWh.

Este parámetro se emplea en todas las evaluaciones de proyectos que reducen las interrupciones de suministro, siendo aplicado desde el punto de vista financiero (como un resarcimiento evitado) y también desde el punto de vista económico, como aquel costo alternativo del que se libra a los clientes por tener que enfrentar largas y repetidas interrupciones del servicio.

La siguiente Tabla, extraída del Estudio de Vasquez (2009), muestra la relación de Costos Directos y Costos Indirectos derivados de la falta de suministro eléctrico derivada de los racionamientos sufridos durante la crisis ecuatoriana.

**Tabla N°22. Extracto del estudio de Vasquez, 2009**



De esta forma, para todos los proyectos que reducen los indicadores FMIK y TTIK, se estima una reducción de la Energía No Suministrada (ENS) y se valora mediante el Costo de Energía No Suministrada (CENS), para el cálculo del Ahorro por menor ENS según la siguiente expresión.

**Ahorro por Menor ENS = (TTIKsp-TTIKcp) \* Di \* CENS**

Donde:

**TTIKsp:** Horas de Interrupción anual por KVA, Sin Proyecto

**TTIKcp:** Horas de Interrupción anual por KVA, Sin Proyecto

**Di:** Demanda de potencia del año i, Con Proyecto (MW).

**CENS:** Costo de la Energía No Suministrada 1533 (US$/MWh)

* + - 1. **Mayor Compra de Energía.**

Corresponde a los cargos de generación y transmisión que la EED debe pagar con ocasión de los mayores flujos de energía logrados con proyecto. En 2016, según las estadísticas del sector eléctrico, este parámetro corresponde al Precio Medio de Compra (US$/kWh) y es determinado para cada Empresa Eléctrica de Distribución.

Para su actualización y proyección a los años futuros, se utilizan las proyecciones de Costos Medios de Generación y de Transmisión estimadas en el PME 2016-2025.

Además, son consideradas las Pérdidas Técnicas de distribución para escalar la energía vendida por la EED, hasta sus respectivos puntos de ingreso.

**Tabla N°23 Pérdidas Técnicas y Pmc 2016 por Empresa**

**Según Estadísticas del Sector Eléctrico 2016**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Empresa** | **Pérdidas Técnicas** | **Precio Medio de Compra 2016 (US$/kWh)** |
| CNEL Bolívar | 10,3% | 0,0544 |
| CNEL El Oro | 9,4% | 0,0531 |
| CNEL Esmeraldas | 12,5% | 0,0532 |
| CNEL Guayaquil | 8,9% | 0,0531 |
| CNEL Guayas los Ríos | 12,0% | 0,0534 |
| CNEL Los Ríos | 10,6% | 0,0539 |
| CNEL Manabí | 12,6% | 0,053 |
| CNEL Milagro | 7,6% | 0,0526 |
| CNEL Sta. Elena | 10,2% | 0,0532 |
| CNEL Sto. Domingo | 9,1% | 0,0535 |
| CNEL Sucumbíos | 11,9% | 0,0538 |
| E.E. Ambato | 7,3% | 0,054 |
| E.E. Azogues | 3,3% | 0,0529 |
| E.E. Centro Sur | 5,8% | 0,0534 |
| E.E. Cotopaxi | 2,9% | 0,0524 |
| E.E. Regional Norte | 5,3% | 0,0527 |
| E.E. Quito | 6,0% | 0,0534 |
| E.E. Riobamba | 8,7% | 0,0537 |
| E.E. Regional Sur | 9,0% | 0,0537 |
| E.E. Galápagos | 5,1% | 0,1282 |

**Tabla N°24 Factor de Proyección[[18]](#footnote-18) para el Precio Medio de Compra**

**Según Costos del Sector Eléctrico del PME 2016-2025**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025-** |
| **CMG** | 4,79 | 4,08 | 4,16 | 4,15 | 4,11 | 4,08 | 4,11 | 4,11 | 3,98 | 4,16 |
| **CMT** | 0,58 | 0,66 | 0,70 | 0,72 | 0,70 | 0,64 | 0,61 | 0,59 | 0,58 | 0,56 |
| **Total** | 5,37 | 4,74 | 4,86 | 4,87 | 4,82 | 4,72 | 4,73 | 4,70 | 4,56 | 4,72 |
| **Factor** | 1,00 | 0,88 | 0,90 | 0,91 | 0,90 | 0,88 | 0,88 | 0,87 | 0,85 | 0,88 |

Con esto, la Mayor Compra de Energía de cada año i, se calcula mediante la expresión:

**Mayor Compra de Energía(i) = Mayor Energía Vendida (i) /(1-Pj) \* Pmc(i)j**

Donde:

**Pj:** Pérdidas técnicas de la EED j.

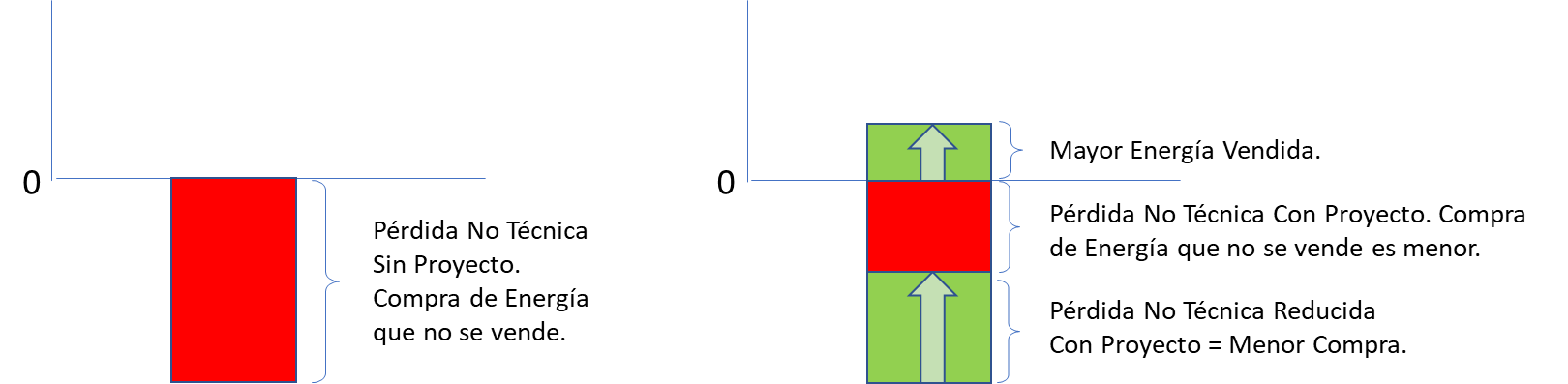
**Pmc(i)j:** Precio Medio de Compra del año i, para la EED j.

* + - 1. **Menores Pérdidas No Técnicas**

Las empresas que han reportado este beneficio esperado, por mejorar la infraestructura de red y monitoreo de medidores y acometidas, lo han cuantificado como un bloque de energía anual que se deja de perder, por el cese de consumos no registrados que son normalizados y pasan a formar parte de la demanda leída de energía en la zona beneficiada.

Teniendo presente que los consumos de energía de usuarios *no medidos* carecen de los límites naturales que normalmente se presentan al consumir energía con costo real, se modela que dichos consumos exceden 2.2 veces un consumo normal[[19]](#footnote-19).

De esta forma, la energía reportada por las empresas como Menor Pérdida No Técnica (Ept) se traduce en Mayor Venta de Energía y Menor Compra de Energía, según las siguientes expresiones.



**Figura 15**. Consideración esquemática de la reducción de pérdidas no técnicas, medidas en energía, para cuantificar los beneficios con doble efecto, por Menores Compras y Mayores Ventas de Energía.

Donde,

**Mayor Venta:** Es la mayor energía facturada a clientes finales producto de su normalización respecto a una situación sin proyecto en que consumen energía sin registro.

**Menor Compra:** Es la reducción en las compras de energía que experimenta una distribuidora eléctrica al reducir las pérdidas no técnicas (consumos no registrados)

**Ep:** Es el monto anual de energía, reportado por las entidades ejecutoras del proyecto como Reducción de Pérdidas No Técnicas.

**Pt:** Pérdidas Técnicas de la distribuidora.

**FC:** Factor de sobreconsumo de usuarios que consumen energía sin registro, respecto de un nivel de consumo normal, leído y facturado por la empresa distribuidora.

Además,

Beneficio por Mayor Venta = PMV \* Mayor Venta

Beneficio por Menor Compra = PMC \* Menor Compra

Donde,

**PMV**: Precio Medio de Venta

**PMC:** Precio Medio de Compra

* + - 1. **Menores Pérdidas Técnicas.**

Las pérdidas técnicas, corresponden a energía que es comprada por las distribuidoras, pero que no llega a los usuarios finales, pues se disipa en su recorrido por las redes normalmente en forma de calor por efecto Joule.

Las empresas han hecho, en algunos casos, simulaciones de flujos de potencia para las condiciones sin y con proyecto, obteniendo la valoración energética de dichas pérdidas (Ep). De esta forma, su reducción implica menores compras de energía en los puntos en que esta es recibida por estas empresas.

Donde,

**Ep:** Reducción de pérdidas técnicas valoradas como energía (MWh/Año)

**Pmc:** Precio medio de compra de energía (US$/MWh)

* + - 1. **Costo de Operación y Mantenimiento**

Corresponde a una constante anual proporcional al monto de la inversión, según si se trata de un proyecto de Sub Transmisión o Distribución.

**Tabla N°25 Costos de Operación y Mantenimiento del SND**

|  |  |
| --- | --- |
| Etapa Funcional | Porcentaje de la Inversión |
| Sub Transmisión | 4% |
| Distribución | 8% |

* + - 1. **Resultados evaluación financiera**

**Tabla N°26 Resultados Evaluación Financiera Proyectos Renovación y Repotenciación del SND**

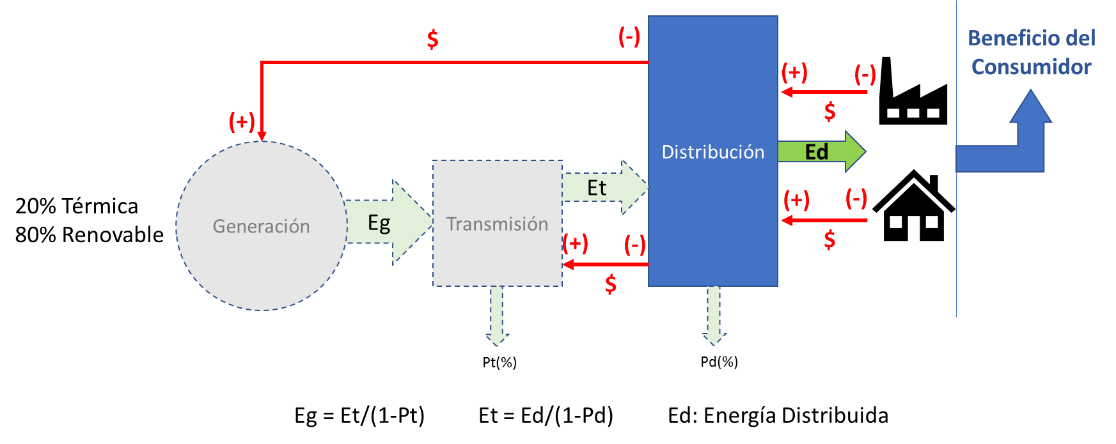
|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Componente | **Etapa** | **Empresa** | **Inversión (US$)** | **VAN F (US$)** | **TIR F** |
| **C.II.2** | **Subtransmisión** | **CNEL Manabí** | 2.156.089,6 | -234.355,5 | 11,4% |
| **CNEL Milagro** | 1.785.000,0 | 10.282.545,3 | 31,4% |
| **Santo Domingo** | 2.098.074,2 | -1.627.833,9 | 0,1% |
| **E. E. Cotopaxi** | 762.438,0 | 4.744.449,6 | 28,0% |
| **Sub Total C II. Sub Transmisión** | | | **6.801.601,7** | **13.164.805,5** | **20,7%** |
| **C II.3** | **Distribución** | **CNEL Los Ríos** | 912.623,6 | 3.163.409,8 | 33,9% |
| **E. E. Azogues** | 822.883,7 | -1.232.011,4 | -6,0% |
| **E.E. Centro sur** | 582.052,0 | -672.179,5 | -5,3% |
| **E. E. Cotopaxi** | 531.403,5 | -873.525,0 | Indefinida |
| **E.E. Galápagos** | 1.180.207,2 | -1.120.390,3 | -0,3% |
| **E. E. Norte** | 1.896.012,8 | -2.994.463,5 | Indefinida |
| **E. E. Quito** | 2.790.000,0 | -2.249.681,1 | 7,6% |
| **E. E. Regional Sur** | 654.737,3 | -1.066.247,5 | Indefinida |
| **E. E. Riobamba** | 645.536,5 | -1.044.503,4 | Indefinida |
| **Sub Total C II. Distribución** | | | **10.015.456,5** | **-8.089.591,9** | **5,5%** |
| **TOTAL** | | | **16.817.058,3** | **5.075.213,6** | **13,8%** |

### **Evaluación Económica Componente II.2 y 3**

Para una evaluación económica de estos proyectos, se debe considerar que el flujo adicional de energía llegará hasta los consumidores finales del sistema eléctrico y, a su vez, proviene desde las redes de Transmisión y centrales de generación. El consumidor final experimentará un beneficio asociado al consumo mediante las curvas de demanda del mercado. También debe considerarse que los Generadores, también deberán incurrir en un desembolso, para producir esta energía adicional, más las pérdidas técnicas de las redes intermediarias.

Por otra parte, todo intercambio monetario entre los actores considerados se ve anulado, pues lo que es un cargo para unos, resulta en un ingreso para los otros.

Esta situación económica se ilustra en la figura siguiente.



**Figura 16. Flujos relevantes para una evaluación económica de los proyectos de expansión y modernización del SND**. La energía distribuida adicional (Ed) relacionada con el proyecto, que llega al consumidor final, se refleja en una mayor Energía transportada (Et) y en una mayor energía generada (Eg). Los intercambios monetarios entre actores sociales se tornan irrelevantes al cancelarse mutuamente, quedando sólo por valorar el **Beneficio del Consumidor**, así como los **costos variables y subsidio al combustible por la generación** adicional.

* + - 1. **Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento valorados a Precios Sombra**

La inversión es expresa como valor social, ponderando sus partidas de equipamiento y mano de obra, por las Razones de Precio Cuenta[[20]](#footnote-20) de Obras en Subtransmisión, Distribución, Mano de Obra Calificada y Mano de Obra No Calificada, según se resume en la tabla siguiente.

**Tabla 27. Valoración Social de las Inversiones (US$)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Proyecto** | **Inversión Equipamiento** | **Inversión Mano de Obra[[21]](#footnote-21)** | **RPC**  **Materiales** | **RPC Promedio Mano de Obra[[22]](#footnote-22)** | **Inversión Social** |
| Sub Transmisión | 4,761,121.2 | 2,040,480.5 | 0.803 | 0.811 | 5,478,826.2 |
| Distribución | 7,010,819.6 | 3,004,637.0 | 0.730 | 7,555,860.7 |
| **TOTAL** | **11,771,940.8** | **5,045,117.5** |  |  | **13,034,686.9** |

Los Costos de Operación y Mantenimiento, desde el punto de vista social se obtienen como un porcentaje constante de la Inversión Social (ver Tabla N°25)

**Beneficio del Consumidor**, así como los **costos variables de generación y subsidio al combustible de generación**, obedecen a los **mismos principios ya explicados para la Evaluación Económica del Sistema Nacional de Transmisión**. Además, la mayor generación asociada a la mayor energía servida resulta menguada por la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, tal y como se explicó en puntos anteriores.

Asimismo, se considera el **beneficio por menor ENS**, bajo los mismos parámetros que la evaluación financiera, pero desde el punto de vista económico constituye un ahorro para los consumidores finales al evitar los costos de un racionamiento temporal del suministro eléctrico.

* + - 1. **Resultados Evaluación Económica Componente II.2 y 3**

**Tabla 28. Resultados Evaluación Económica Proyectos Renovación y Repotenciación del SND**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Componente** | **Etapa** | **Empresa** | **Inversión (US$)** | **VAN E (US$)** | **TIR E** |
| **C II.2** | **Sub Transmisión** | **CNEL Manabí** | 1.736.773,3 | 6.543.196,4 | 21,3% |
| **CNEL Milagro** | 1.437.853,2 | 43.546.820,3 | 59,2% |
| **CNEL Santo Domingo** | 1.690.040,7 | -1.088.329,0 | 2,8% |
| **E. E. Cotopaxi** | 614.159,1 | 19.046.579,6 | 46,6% |
| **Sub Total C II. Sub Transmisión** | | | 5.478.826,2 | 68.048.267,3 | 39,2% |
| **C II.3** | **Distribución** | **CNEL Los Ríos** | 688.501,5 | 7.409.090,5 | 42,8% |
| **E. E. Azogues** | 620.799,9 | -819.977,3 | 2,7% |
| **E.E. Centro sur** | 439.111,7 | -437.126,4 | -0,7% |
| **E. E. Cotopaxi** | 400.901,4 | -659.185,1 | Indefinida |
| **E.E. Galápagos** | 890.371,9 | -658.410,7 | 3,5% |
| **E. E. Norte** | 1.430.390,0 | -2.317.783,2 | Indefinida |
| **E. E. Quito** | 2.104.831,8 | 5.036.178,3 | 18,0% |
| **E. E. Regional Sur** | 493.946,9 | -802.524,4 | Indefinida |
| **E. E. Riobamba** | 487.005,7 | -786.649,2 | Indefinida |
| **Sub Total C II. Distribución** | | | 7.555.860,7 | 5.963.612,4 | 15,3% |
| **TOTAL** | | | 13.034.686,9 | 74.011.879,7 | 28,6% |

# Evaluación Integral Componentes I y II, del Programa EC-L1231

Para llevar a cabo la evaluación integral del programa se toman en consideración aditivamente todos los ítems y flujos respectivos de Inversión, Costo y Beneficio de cada componente, poniendo especial cuidado en evitar la superposición dada la relación natural en cascada energética que fluye desde la generación, hasta el usuario final, pasando por las redes de Transmisión, Sub Transmisión y Distribución.

La superposición indicada sólo es observable en el caso de las evaluaciones socioeconómicas, dado que, por definición, los flujos considerados en la evaluación financiera sólo afectan a la entidad ejecutora del proyecto.

En este caso, se observa que los incrementos de capacidad y por tanto de la mayor energía servida a los usuarios finales, son considerablemente mayores en las Obras de Transmisión que en las obras del Sistema Nacional de Distribución (subtransmisión incluida).

**Tabla 29. Análisis de relevancia de los flujos de energía servida por los proyectos de los distintos componentes evaluados**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Comp.** | **Etapa** | **Aumento**  **(MVA)** | **Mayor Energía Servida 2048 (GWh)** | **Observación** |
| C.I.1 | Subtransmisión | 0 | 0 |  |
| C.I.2 | Distribución | 16.6 | 123 | Incluye mayor venta por reducción pérdidas no técnicas |
| C.II.1 | Transmisión | 707.4 | 3,532.1 | La mayor energía servida en Transmisión es 10 veces la del SND. |
| C.II.2 | Subtransmisión | 29.5 | 139.6 |  |
| C.II.3 | Distribución | 22.2 | 77.7 |  |

Dada la preponderancia de magnitud de la energía que fluye por los proyectos del Sistema Nacional de Transmisión, para efectos de una evaluación integral económica libre de duplicidad de costos y beneficios se considerarán en los siguientes ítems, sólo el flujo económico calculado para los proyectos de Transmisión:

* Beneficio del Consumidor
* Costo Variable de Generación
* Subsidio a los Combustibles de Generación
* Costos adicionales de Distribución ligados a obras en Transmisión.

## **Resultados Evaluación Integral**

Habiendo realizado la depuración de flujos señalada, se obtienen por adición simple, las siguientes planillas de evaluación integral (primeros 10 años del horizonte).

**Tabla N°30 Evaluación Financiera Integral**



**Tabla N°31 Evaluación Económica Integral**



## **Flujos y Parámetros Dominantes Evaluación Integra**

Para cada uno de los elementos del flujo, se calcula su respectivo valor presente y se determina a partir de allí, cuáles son los flujos dominantes sobre el resultado final (VAN). Luego, sobre la base de supuestos y parámetros empleados en el modelo de evaluación hasta aquí expuesto, se obtiene un listado de los principales drivers que, en definitiva, deben incluirse en el análisis de sensibilidad en el siguiente apartado.

**Tabla 32. Determinación elementos dominantes de la Evaluación Financiera Integral**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Componentes Evaluación Financiera** | **VA** | **Valor Absoluto** | **Peso Relativo** |
| Inversión | -96.843.244,2 | 96843244,22 | **35,5%** |
| Mayor Venta de Energía | 117.677.273,5 | 117677273,5 | **43,1%** |
| Menor ENS | 10.672.376,2 | 10672376,16 | 3,9% |
| Mayor Compra de Energía | -19.989.497,6 | 19989497,62 | 7,3% |
| COyM | -27.794.986,1 | 27794986,08 | **10,2%** |
| **VAN-F** | **-16.278.078,3** |  |  |

**Tabla 33. Determinación elementos dominantes de la Evaluación Económica Integral**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Componentes Evaluación Financiera** | **VA** | **Valor Absoluto** | **Peso Relativo** |
| Inversión | -77.154.368,3 | 77154368,26 | 2,2% |
| Beneficio del Consumidor | 2.574.354.201,8 | 2574354202 | **72,6%** |
| Menor ENS | 10.672.376,2 | 10672376,16 | 0,3% |
| Mayor Inversión en Distribución | -374.545.182,4 | 374545182,4 | **10,6%** |
| Mayor Generación | -237.677.253,0 | 237677253 | **6,7%** |
| Subsidio al Combustible | -42.683.335,7 | 42683335,71 | 1,2% |
| COyM | -21.838.570,3 | 21838570,31 | 0,6% |
| COyM Adicional Distribución | -206.245.994,1 | 206245994,1 | **5,8%** |
| **VAN-E** | **1.624.881.874,1** |  |  |

**Tabla N°34. Ítems y parámetros más relevantes en las evaluaciones financiera y económica**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ítems con mayor peso  versus  Sus Parámetros más Influyentes | | **Parámetros Más Influyentes** | | | | |
| Inversión Unitaria | Tasa Crecimiento | Precio Medio de Venta | Elasticidad | COyM Porcentuales |
| **Ítems con Mayor Peso** | Inversión | x |  |  |  |  |
| Venta de Energía |  | x | x |  |  |
| Beneficio Consumidor |  | x | x | x |  |
| COyM |  |  |  |  | x |
| Inversión Adicional Distribución | x |  |  |  |  |
| Costo Variable de Generación |  | x |  |  |  |

Con estos antecedentes se procederá a realizar los análisis de sensibilidad en el siguiente apartado, dando prioridad de análisis al menos a aquellos parámetros que influyen en la mayor cantidad de ítems relevantes:

* Tasa de Crecimiento
* Precio Medio de Venta
* Elasticidad
* Costos de Operación y Mantenimiento
* Inversión

# Análisis de Sensibilidad

Considerando los parámetros destacados de las evaluaciones financiera y económica, se aplica en cada uno de ellos una **variación típica de +/- 15%,** de tal forma de determinar con ello la sensibilidad relativa de los indicadores de rentabilidad respecto a cada uno de ellos, de forma comparativa. Los resultados de este ejercicio se presentan en la tabla siguiente.

**Tabla N°35 Resultados del Análisis de Sensibilidad**

**Sobre variaciones típicas de +/-15% en parámetros más relevantes.**

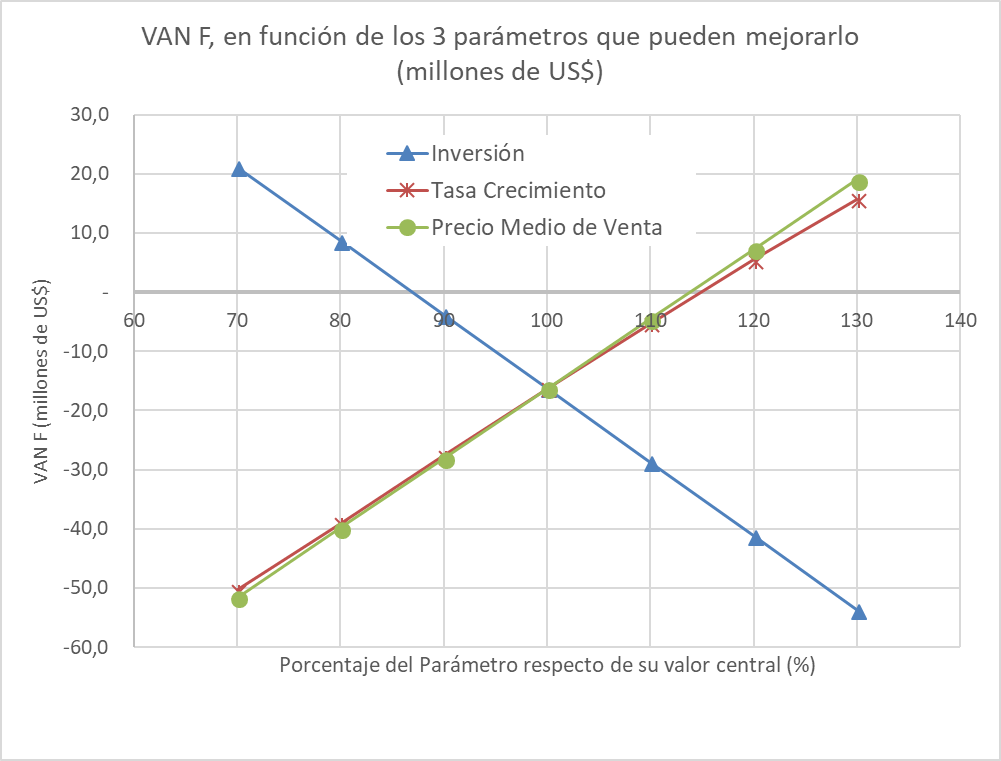


Al variar cada parámetro de forma independiente, se destaca el **Precio Medio de Venta**, como el de mayor relevancia sobre la rentabilidad del programa después de la inversión, provocando una variación de **+/- US$ 17.7 Millones en el VAN F** y una variación de **+/- US$ 386.2 millones en el VAN E**.

Así también, al aumentar las tarifas de venta de energía en un 15%, consecuentemente con el Precio Medio de Compra, se observa que el VAN F aumenta en +17.7 Millones de US$, por el aumento del Precio de Venta y decrece en -3.0 Millones de US$ por aumento del Precio Medio de Compra, dando como consecuencia un aumento del VAN F neto de +14.7 Millones de US$, quedando éste en un valor de -US$ 1.6 Millones.

Al mantener invariantes, los precios de venta y de compra de energía, el siguiente parámetro relevante es la **Tasa de Crecimiento de la Demanda de Energía**, cuya variación de +/-15% produce una variación en el VAN F de +/- 17 Millones de US$, y de +/-290 Millones en el VAN E.

Finalmente, se realiza un análisis de frontera para las variaciones extremas de cada parámetro relevante que pueden llevar a rentabilidades financieras sobre cero. Los resultados de este ejercicio se muestran en la figura 17.



**Figura 17.** Sensibilidad de la Rentabilidad Financiera del Programa al variar de forma independiente cada uno de los parámetros más relevantes. Se observa que un aumento del Precio Medio de Venta de un 14% respecto a su valor esperado se traduce en un VAN-F que se acerca a valores positivos.

Por su parte, una reducción de la inversión, por sobre un 13% también tendrá como consecuencia que la rentabilidad financiera del programa sea positiva.

Así también, si la tasa de crecimiento demanda de energía real resulta ser más de un 15% de la prevista (Tasa media de 4.66% en lugar de la considerada de 4.05%), entonces habrá una rentabilidad financiera positiva del programa.

# Conclusiones

La evaluación de una muestra representativa de los componentes I y II, del programa EC-1231, ha mostrado una rentabilidad financiera negativa alcanzando una VAN-F de **-US$ 16.3 Millones** y una TIR-F de **10.7%**, para una inversión total de US$ 96.8 millones, concentrada en el año 0 de un horizonte de evaluación a 30 años.

Por otra parte, la evaluación económica del programa presenta un alto VAN-E alcanzando los **US$ 1,624.9 millones** con una TIR-E de **32.3%**.

* **Componente I:** VAN-E US$ 1.8 millones; TIR-E 13.5%
* **Componente II:** VAN-E UD$ 1,623.1 millones; TIR-E 33.0%

Un análisis de sensibilidad muestra que al variar cada parámetro de forma independiente en un rango típico de +/-15%, el Precio Medio de Venta, provoca una variación de +/- US$ 17.7 Millones en el VAN F y una variación de +/- US$ 386.2 millones en el VAN E.

Asimismo, una variación en la Tasa de Crecimiento de la Demanda de Energía produce una variación en el VAN F de +/- 17 Millones de US$, y de +/-290 Millones en el VAN E.

Finalmente, si la inversión total se reduce más de 13%, provocaría que el VAN-F alcance valores positivos. Esto mismo sucede si la Tasa media de crecimiento del período resulta ser un 15% superior a la prevista (pasando de 4.05% a 4.66% anual).

En resumen, si bien la rentabilidad financiera del programa resulta negativa, con una TIR Financiera de 10.7%, la alta rentabilidad económica impulsada principalmente por los altos flujos de energía que la repotenciación de la transmisión permite adicionar al sistema, con el consecuente beneficio para los consumidores, es recomendable la realización de los proyectos con plena certeza de representar un elevado beneficio para la comunidad ecuatoriana.

1. Para efectos de evaluación financiera y económica de los proyectos de transmisión (CII 2.1) se considerará el monto total de dichas inversiones incluyendo costos de contrapartida local, financiado en parte por este programa: **US$ 72.8 Millones**. [↑](#footnote-ref-1)
2. El VAN E Total, no resulta de la suma de los VAN E de cada subcomponente, pues existe un ajuste para evitar duplicar costos o beneficio por flujos de energía en común Transmisión – Subtransmisión – Distribución. [↑](#footnote-ref-2)
3. La muestra contiene 75 de los 165 proyectos del programa, y representan un 68.5% de la inversión financiada por el mismo, considerando que los proyectos de Transmisión son financiados en US$ 44.48 millones, pero son evaluados considerando su inversión total de US$ 72.8 millones. [↑](#footnote-ref-3)
4. Methodolgy for Estimating the Cost of Energy not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca. [↑](#footnote-ref-4)
5. Según experiencia del consultor en la gestión de reducción de pérdidas llevada a cabo por diversas empresas de distribución en Latinoamérica en la década de los ’90. [↑](#footnote-ref-5)
6. Evaluación Financiera y Económica del programa EC-L1160, J. García (2016) [↑](#footnote-ref-6)
7. Index Mundi (Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio spot FOB, puerto de New York. Junio 2017. [↑](#footnote-ref-7)
8. EP PetroEcuador. Febrero 2017 [↑](#footnote-ref-8)
9. Datos facilitados por el Departamento de Planeamiento de Expansión de la Transmisión. CELEC EP TRANSELECTRIC. [↑](#footnote-ref-9)
10. Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García, 2016. Ver Tabla de Razones de Precio Cuenta en Anexo N°2 [↑](#footnote-ref-10)
11. A falta de mayores antecedentes al momento de esta evaluación se ha asignado un valor típico promedio al porcentaje de la inversión, aportado por el consultor, de 30% que correspondería en general a mano de obra de este tipo de proyectos. [↑](#footnote-ref-11)
12. Se asume, en general, que la mano de obra se compone de un 80% de MO Calificada, con una RPC de 0.922 y un 20% de MO No Calificada, con una RPC de 0.369. [↑](#footnote-ref-12)
13. Elasticidad precio de la demanda por energía eléctrica de corto plazo revelada por diversos estudios como IEA 2003, The power to choose, varía entre -0.2 a -0.45 (su valor más conservador y el utilizado en estas evaluaciones económicas). [↑](#footnote-ref-13)
14. Index Mundi (Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio spot FOB, puerto de New York. Junio 2017. [↑](#footnote-ref-14)
15. EP PetroEcuador. Febrero 2017 [↑](#footnote-ref-15)
16. El precio medio de venta del año i, se obtiene multiplicando el precio 2016 por el Factor de Proyección. [↑](#footnote-ref-16)
17. Methodolgy for Estimating the Cost of Energy not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca. [↑](#footnote-ref-17)
18. El precio medio de compra del año i, se obtiene multiplicando el precio 2016 por el Factor de Proyección. [↑](#footnote-ref-18)
19. Según experiencia del consultor en la gestión de reducción de pérdidas llevada a cabo por diversas empresas de distribución en Latinoamérica en la década de los ’90. [↑](#footnote-ref-19)
20. Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García, 2016. Ver Tabla de Razones de Precio Cuenta en Anexo N°2 [↑](#footnote-ref-20)
21. A falta de mayores antecedentes al momento de esta evaluación se ha asignado un valor típico promedio al porcentaje de la inversión, aportado por el consultor, de 30% que correspondería en general a mano de obra de este tipo de proyectos. [↑](#footnote-ref-21)
22. Se asume, en general, que la mano de obra se compone de un 80% de MO Calificada, con una RPC de 0.922 y un 20de MO No Calificada, con una RPC de 0.369. [↑](#footnote-ref-22)