Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**Honduras**

Programa Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039) (3103/BL-HO)

Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional y Al Acceso de la Energía Renovable a la Red

Financiamiento Complementario; Inversión No Reembolsable (HO-G1006)

**Actualización de la Evaluación Financiera y Económica**

Este documento fue preparado por: Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE); Carlos Jácome (ENE/CHO); y Wilkferg Vanegas (INE/ENE).

Índice

I. Introducción 1

A. Antecedentes 1

B. Descripción de las inversiones 1

C. Justificación y beneficios esperados de la intervención 2

D. Indicadores Clave de Resultados 3

II. Evaluación Técnico-Financiera 3

A. Metodología 3

B. SE Progreso 3

C. SE Toncontín 5

III. Evaluación Económica 8

A. Metodología 8

B. SE Progreso 10

C. SE Toncontín 10

D. Análisis de Sensibilidad 11

IV. Conclusiones 11

|  |  |
| --- | --- |
| **Abreviaturas** | |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CIF | *Climate Investment Fund* (Fondo Estratégico sobre el Clima) |
| ENEE | Empresa Nacional de Energía Eléctrica |
| ER | Energía Renovable |
| ERNC | Energía Renovable No Convencional |
| Gobierno | El Gobierno de Honduras |
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| SE | Subestación Eléctrica |
| SIEPAC | Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| SREP | *Scaling Up Renewable Energy Program (*Programa de Impulso a las Estrategias Renovables en Países de Bajos*)* |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| TIRE | Tasa Interna de Retorno Económico |
| VPNE | Valor Presente Neto Económico |

1. Introducción

1. A. Antecedentes
   1. Este documento presenta una actualización del análisis financiero y económico ex-ante del Programa Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039) (3103/BL-HO) en Honduras, cuya ejecución arrancó en 2014 Esta actualización se realiza para incluir la evaluación del uso de US$7 millones del que se dispondrá como financiamiento complementario al HO-L1039 (3103/BL-HO), a partir del tercer trimestre de 2017, con recursos de cooperación no reembolsable del Programa para el Impulso a la Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (*Scaling up Renewable Energy Program* -SREP) del Fondo Estratégico para el Clima (*Climate Investment Fund*–CIF), en el Marco del Plan de Inversiones de SREP para Honduras.
   2. El objetivo del financiamiento complementario, consistente con el objetivo original del programa HO-L1039, es mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante la ampliación de dos Subestaciones eléctricas (SE) existentes y operativas, que forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras, para potenciar el uso del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) y facilitar la incorporación de energías renovable no convencional (ERNC), en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las obras se desarrollarán bajo el Componente I del Programa (3103/BL-HO). Los recursos adicionales por US$7 millones representan el 30,5% del monto original de US$22,93 millones. Los recursos adicionales serán utilizados manteniendo el esquema de los componentes originales del programa.
   3. La presente evaluación complementa los resultados del análisis ex ante realizado en 2013, presentado en el Informe de [Análisis Económico de HO-L1039](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38029253).
2. B. Descripción de las inversiones
   1. **Componente I. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC.** Se incluyen las siguientes obras:
3. Ampliación de la SE Progreso (US$4,3 millones). Consiste en la instalación y puesta en marcha de un nuevo transformador de potencia en 230/138kV de 150MVA, la construcción de una bahía completa de interruptor y medio en 230kV, y conexión del transformador actual de distribución 230/34,5kV de 50MVA, en el lado de baja del transformador nuevo en la bahía existente en 138kV. Todos los trabajos se realizarán en el terreno de la SE actual, de propiedad de la ENEE. En la actualidad La SE Progreso es parte del SIN en 230kV, y se constituye en el punto de enlace estratégico de conexión de electricidad de la zona centro y sur del país, hacia el norte y el Litoral Atlántico[[1]](#footnote-2), cuenta con cuatro transformadores (un transformador de distribución de 50MVA en 230/34,5kV, un transformador de 50MVA en 138/69kV, dos transformadores de transmisión de 150MVA en 230/138 kV cada uno) localizados en la ciudad de Progreso, departamento de Yoro.
4. Ampliación de la SE Toncontín Etapa I (US$2,5 millones). Consiste en instalar y poner en operación un nuevo transformador en la SE Toncontín con capacidad de 150MVA en 230/138kV y su equipo asociado. Los trabajos se realizarán en el terreno de la SE actual, de propiedad de la ENEE. En la actualidad la SE Toncontín que cuenta con dos transformadores de potencia (uno para distribución de 44,8MVA 230/13,8kV que alimenta las zonas aledañas a esta subestación; y otro para transmisión de 84MVA 230/138kV que interconecta a las subestaciones La Cañada “LCD” y Santa Fe “SFE” y a su vez alimenta a cargas estratégicas del Distrito Central Tegucigalpa y Comayaguela). La SE Toncontín se encuentra localizada en la ciudad de Tegucigalpa, departamento de Francisco Morazán.
5. C. Justificación y beneficios esperados de la intervención
   1. SE Progreso. Debido a la creciente demanda de energía en las zonas de atención de la SE Progreso los transformadores de 230/138 kV se encuentran muy sobrecargados, y un eventual daño de los mismos comprometería el suministro eléctrico. Las limitantes actuales de capacidad, obligan a operar con plantas de costo más alto en el área norte y subutilizar la disponibilidad en el área sur.
   2. Con el fortalecimiento de la SE Progreso se evitará racionamientos a corto plazo por falta de capacidad adecuada de transformación. Se dispondrá de una mayor capacidad para absorber la demanda de nuevos abonados en la Región Nor-Atlántico del país; y se logrará que el sistema de transmisión en las áreas de cobertura del proyecto esté en capacidad de dar mayor confiabilidad al sistema. El refuerzo permitirá fortalecer el sistema de transmisión, volviéndole más robusto y confiable, repercutiendo en mejoras a la calidad de la red de transmisión de manera que permita mantener las condiciones de operación y disponibilidad de la red eléctrica. Aumentará la capacidad de transmisión de potencia eléctrica en la zona de influencia, lo que permitirá atender nuevas cargas propias del crecimiento y desarrollo económico, favoreciendo, proyectos de energía renovable que se desarrollarán a futuro en esa zona y que serán interconectados al SIN, y fortaleciendo las finanzas de la empresa eléctrica del grupo ENEE.
   3. SE Toncontín. En la actualidad la SE Toncontín cuenta con dos transformadores de potencia; uno para distribución “T609” de 44.8 MVA 230/13.8 kV; que alimenta las zonas aledañas a esta SE con los circuitos L-295, L-296, L-297 y L-298; el otro transformador “T610” es para transmisión de 84 MVA 230/138 kV, y alimenta a las subestaciones La Cañada “LCD” y Santa Fe “SFE” mediante los circuitos L-555 y L554 respectivamente. Ambos transformadores se sobrecargan en horas de demanda máxima.
   4. Con la ampliación de la SE Toncontín Etapa I, se espera contribuir con una mejor capacidad y disponibilidad en el sistema de transmisión, específicamente en la zona centro-sur del país, favoreciendo el desarrollo del potencial hidroeléctrico de la región de Olancho, en donde hay varios proyectos identificados, tales como Patuca 3, Patuca 2 y Patuca 2A, además de los flujos de energía eléctrica provenientes de los proyectos de energía solar y geotérmica localizados en la zona Sur del País, mismos que serán convertidos y recibidos en la SE Toncontín
6. D. Indicadores Clave de Resultados
   1. El financiamiento complementario permitirá adicionar los siguientes resultados al programa 1412/OP-HO,2155/BL-HO, para reflejar los productos y resultados que se financiarán con los recursos adicionales provenientes del SREP: (i) aumento en la confiabilidad del sistema eléctrico nacional; (ii) reducción del porcentaje promedio de carga en los Transformadores de Transmisión de la SE Progreso; y (iii) reducción del porcentaje de carga del Transformador de Transmisión de la SE Toncontín.
7. Evaluación Técnico-Financiera
8. A. Metodología
   1. Para seleccionar la mejor alternativa disponible para atender el problema identificado, la ENEE realizó un análisis técnico de opciones que cumplieran con los requisitos para solucionar cada uno de los dos problemas de sobrecarga e inestabilidad en las SE Progreso y SE Toncontín, con las cosnsecuentes pérdidas de transformación y de eficiencia de estos equipos. Con base en las opciones identificadas, se realizó una evaluación técnica que analizó las complejidades y riesgos de cada posible solución que levara a crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, brindar un servicio confiable y de calidad a los usuarios; y reducir las pérdidas de transmisión en el sistema; y una evaluación financiera, la cual arrojó información sobe la mejor alternativa desde el punto de vista de retorno y recuperación de la inversión y de relación beneficio/costo. Con base en la alternativa seleccionada, se relizó una evaluación económica de las inversiones a realizar.
9. B. SE Progreso
   1. **Alternativas de solución** Se realizó la evaluación técnica de las siguientes alternativas que cumplen con los criterios técnicos para solucionar el problema de insuficiente capacidad de transmisión en la SE Progreso en el corto plazo:

Alternativa 1: Consiste en la instalación de un transformador de potencia de 150 MVA 230/138 kV en paralelo a los transformadores T603 y T604 en la SE Progreso.

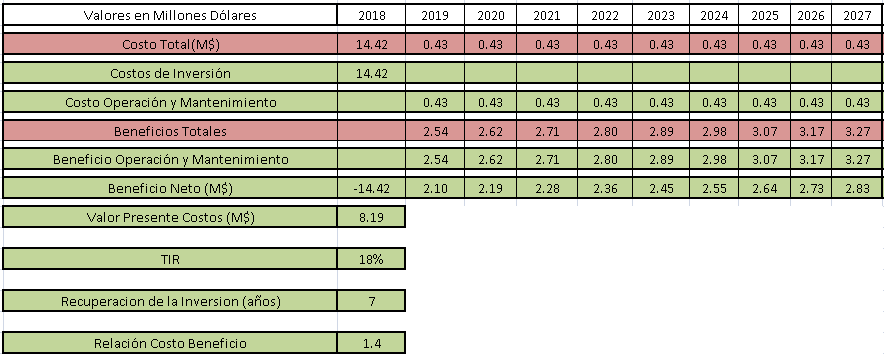
Alternativa 2: Consiste en la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Progreso-Santa Martha-San Pedro Sula Sur de aproximadamente 18 km de longitud y la instalación de un transformador de potencia de 150 MVA 230/138 kV en la SE Santa Martha. Para que este proyecto sea viable, es necesario que la SE San Pedro Sulas Sur ya cuente con el transformador 230/138 kV y la línea San Buena Ventura-San Pedro Sula Sur en 230 kV.

**Análisis Financiero.** A continuación, se presentan los resultados obtenidos del Análisis Financiero de las dos alternativas. Para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) se utilizó un horizonte de 30 años, y una tasa de descuento del 12%.

**Cuadro II-1.- Resultados del análisis financiero - Alternativa 1**



**Cuadro II- 2.- Resultados del análisis financiero - Alternativa 2**

****

* 1. Desde el punto de vista técnico y financiero, la mejor alternativa para solucionar el problema de insuficiente capacidad de transmisión en la SE Progreso, es la Alternativa 1 (Proyecto Ampliación de la SE Progreso). Desde el punto de vista técnico las obras por desarrollar bajo esta alternativa, son de menor envergadura. Desde el punto de vista financiero, se obtiene un VPN y una TIR mayor que con la Alternativa 2, el tiempo de recuperación de la inversión es menor y la relación Costo/Beneficio es mayor.
  2. **Costo del Proyecto y Análisis Financiero.** De acuerdo con el siguiente presupuesto, realizar la ampliación de la SE Progreso, tiene un costo de US$4.300.000 desglosados en el Cuadro II-3.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Cuadro II-3. Presupuesto Ampliación SE Progreso** | | |
| **Categoría** | **US$** | **%** |
| Equipamiento, Mano de Obra y Transporte | 3,643,531.21 | 85 |
| Obras Civiles | 592,541.19 | 14 |
| Repuestos | 63,927.60 | 1 |
| Total | **4,300,000.00** | 100 |

* 1. Los resultados financieros de la inversión son los presentados en el Cuadro II-1, resumidos a continuación:

Valor Actual Neto: US$17,040,136.90

Tasa Interna de Retorno Financiero: 49%

Horizonte de Inversión: 30 años

Relación Beneficio/ Costo: 4

* 1. **Conclusiones**. Del análisis financiero de la inversión en SE Progreso se concluye que:
     1. El Proyecto “Ampliación de la SE Progreso”, es altamente beneficioso para la población objetivo, pues permitirá ampliar la capacidad de transmisión, ofreciendo una mayor cobertura eléctrica pues las condiciones del sistema serán apropiadas para ofrecer y demandar los servicios de electricidad.
     2. Desde el punto de vista de los ingresos percibidos por la energía incremental, permite al Grupo ENEE mejorar sus indicadores financieros, lo que a su vez, conlleva a generar mayores recursos que permitirán ampliar las inversiones de mayor prioridad en donde se requiera.
     3. Este proyecto es además beneficioso pues toda la energía intermitente que se produce actualmente en la zona sur por los proyectos fotovoltaicos puede fluir hacia la zona Nor-Atlántico y satisfacer completamente la demanda de ese mercado.

1. C. SE Toncontín
   1. **Alternativas de solución**. Se realizó la evaluación técnica de las siguientes alternativas que cumplen con los criterios técnicos para solucionar el problema de insuficiente capacidad de transmisión en la SE Toncontín, en el corto plazo:

Alternativa 1: Consiste en la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las SE Toncontín y La Cañada de aproximadamente 6 km de longitud y la instalación de un transformador de potencia de 150 MVA 230/138 kV en la SE La Cañada.

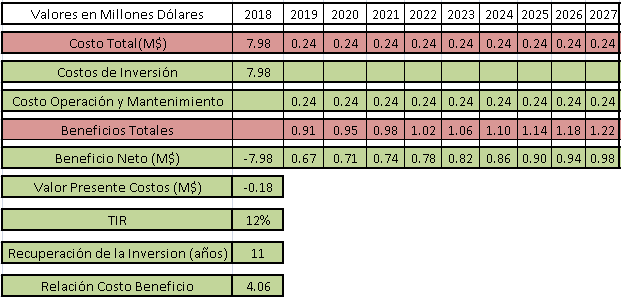
Alternativa 2: Consiste en la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Toncontín y Santa Fe, de aproximadamente 11 km de longitud y la instalación de un transformador de potencia de 150 MVA 230/138 kV en la SE Santa Fe.

Alternativa 3: Consiste en la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Toncontín y La Cañada de aproximadamente 6 km de longitud, construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las SE Toncontín y Santa Fe, de aproximadamente 11 km de longitud, la instalación de un transformador de potencia de 150 MVA 230/138 kV en la SE La Cañada y la instalación de un transformador de potencia de 150 MVA 230/138 kV en la SE Santa Fe.

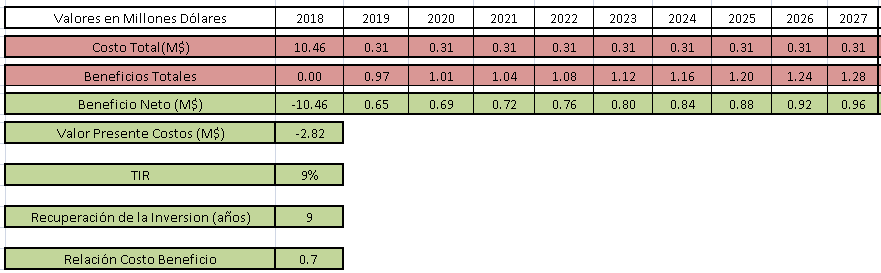
Alternativa 4: Consiste en el reemplazo del actual transformador de potencia T610 de la SE Toncontín de 84 MVA 230/138 kV por uno de 150 MVA 230/138 kV.

* 1. **Análisis financiero**. A continuación, se presentan los resultados obtenidos del Análisis Financiero. Para el cálculo del VPN se utilizó un horizonte a 30 años, y una tasa de descuento del 12 %.

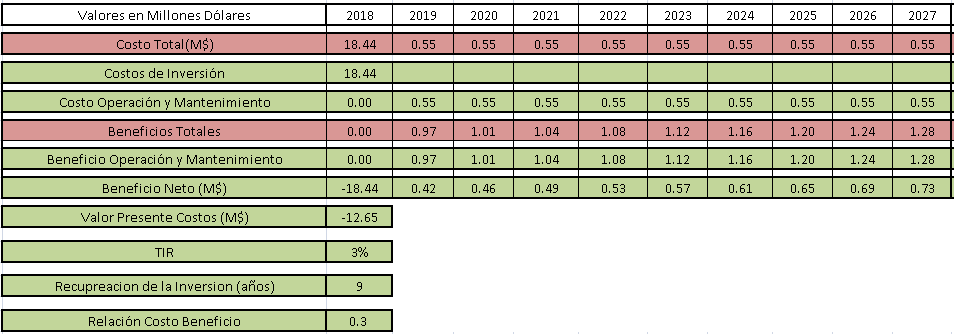
Cuadro II-4 - Resultados del análisis financiero. Alternativa 1



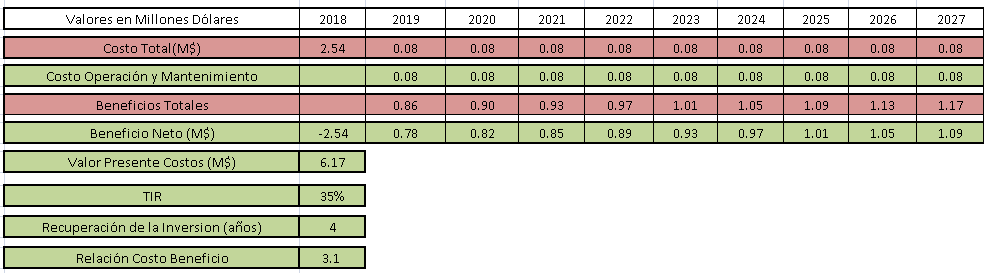
Cuadro II-5 - Resultados del análisis financiero. Alternativa 2



Cuadro II-6 - Resultados del análisis financiero. Alternativa 3

****

Cuadro II-7- Resultados del análisis financiero. Alternativa 4

****

* 1. Desde el punto de vista técnico y financiero, la mejor alternativa para solucionar el problema de insuficiente capacidad de transmisión en la SE Toncontín, Alternativa 4 (Proyecto Ampliación de la SE Toncontín, Etapa I). Desde el punto de vista técnico, las obras por desarrollar son de menor envergadura. Desde el punto de vista financiero se obtiene un VPN y una TIR mayor a las demás alternativas, siendo la recuperación de la inversión en un periodo de 4 años y la Relación Costo Beneficio mayor a 1.
  2. **Costo del Proyecto y Análisis Financiero**. De acuerdo con el siguiente presupuesto, realizar la ampliación de la SE Toncontín, tiene un costo de USD 2,537,110.59, desglosados en el Cuadro II-8.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Cuadro II-8. Presupuesto Ampliación SE Toncontín** | | |
| **Categoría** | **US$** | **%** |
| Equipamiento, Mano de Obra y Transporte | 2,323,320.09 | 92 |
| Obras Civiles | 160,650.00 | 6 |
| Repuestos | 53,140.50 | 2 |
| **Total** | **2,537,110.59** | 100 |

* 1. Los resultados financieros de la inversión son los presentados en el Cuadro II-7 (Alternativa 4), resumidos a continuación:

Valor Actual Neto: US$ 6.169.089,79

Tasa Interna de Retorno: 35%

Horizonte de Inversión: 30 años

Relación Beneficio/ Costo: 3,1

* 1. **Conclusiones**. Del análisis financiero de la inversión en SE Toncontín, se concluye que:
     1. El proyecto es rentable desde el punto de vista financiero. La ampliación de la SE Toncontín Etapa I es financieramente viable, operativamente sostenible (el valor presente de los ingresos operativos netos es positivo) y beneficiosa para la población objetivo, al permitir ampliar la capacidad de transmisión ofreciendo mayor cobertura eléctrica, pues las condiciones del sistema serán apropiadas para ofrecer y demandar los servicios de electricidad.
     2. Desde el punto de vista de los ingresos percibidos por la energía incremental, el proyecto permite a la ENEE mejorar sus indicadores financieros, lo que a su vez conlleva a generar mayores recursos que permitirán ampliar las inversiones de mayor prioridad en donde se requiera.
     3. Este proyecto ofrece beneficio adicional, pues permitirá que toda la energía intermitente que se produce actualmente en la zona sur por los proyectos fotovoltaicos fluir hacia las zonas en donde se necesite y satisfacer completamente la demanda de ese mercado.

1. Evaluación Económica
2. A. Metodología
   1. Los proyectos de ampliación de la capacidad de las SE Progreso y SE Toncontín mediante el reemplazo de transformadores, tiene como objetivo satisfacer la demanda actual y potencial de electricidad de forma confiable. Mediante la inversión propuesta se eliminan los problemas en los trasformadores que actualmente presentan riesgos de sobrecarga e inestabilidad que impiden el despacho óptimo de carga y el suministro confiable.
   2. Se realizó un análisis costo-beneficio identificando los beneficios obtenidos por la realización del proyecto, en términos de reducción de energía no suministrada, valuada al costo neto de falla. Los costos económicos están dados por la inversión y la diferencia en el costo de operación y mantenimiento respectivos; y menores pérdidas por aumento en la estabilidad y reducción de sobrecargas. Las mejoras adicionalmente, permiten regular el voltaje en el litoral Atlántico, al contar con mayor flexibilidad en los transformadores.
   3. **Estimación de beneficios**. Los beneficios evaluados para los dos proyectos consisten en la valorización del efecto económico resultante de la mejora en confiabilidad del servicio en su área de influencia. La reducción de fallas del suministro como resultado de las ampliaciones financiadas, representa un beneficio al usuario por tener acceso al servicio. El costo de racionamiento de energía, también llamado "costo de falla", es el costo por kilowatt-hora pagado (o beneficio económico perdido), en promedio, por los usuarios cuando la energía no está disponible y tiene que ser generada con unidades de emergencia o no se consume, lo que representa costos económicos para los usuarios finales. Para la reducción de los consumos de electricidad una definición alternativa es el precio al que los usuarios estarían dispuestos a pagar por la energía no disponible.
   4. Los beneficios por mejora en confiabilidad se estimaron valorando la energía asociada a la reducción de fallas, a un costo de déficit estimado de US$140/ MWh[[2]](#footnote-3). La reducción de energía de falla se estimó con base en un pronóstico de reducción de ocurrencia de racionamientos en la demanda actual en el área de influencia de cada proyecto, de 186 horas/año, al promedio nacional de fallas de 32,5 horas/año, o sea una reducción promedio de 186,0 – 32,5 = 153,5 horas/año. Con el promedio de demanda a satisfacer resultante de la inversión en aumento en capacidad en MW, traducido en confiabilidad en horas, se obtiene el beneficio por confiabilidad del año. La capacidad adicional total esperada por la inversión en la SE Progreso es de 150MW y en la SE Toncontín es de 75MW. Dado el porcentaje promedio de carga esperado en los transformadores de transmisión de la SE Progreso de 76,63%, se estima un incremento en la potencia de 48MW. Para la SE Toncontín, dado el porcentaje promedio de carga en los transformadores de transmisión de 56%, se estima un incremento en la potencia de 9MW.
   5. El análisis reconoce que el proyecto de la SE Progreso, genera un beneficio adicional al hacer posible un mayor volumen de intercambios a través del Mercado Eléctrico Regional (MER). Este beneficio representaría mejores precios al mercado hondureño y eventual oportunidad de vender excedentes al MER. El beneficio no se cuantifica en el análisis, al tener éste un valor muy variable, dependiendo de los cargos por generación de cada país del MER realizados en el mercado de oportunidad; y de los cargos por transmisión que se determinan en subasta.
   6. **Estimación de los costos**. Se considera el costo de inversión en cada proyecto; y sus costos adicionales anuales de Operación y Mantenimiento, estimados por la ENEE en 3% del costo de inversión.
   7. **Flujos netos**. Con base en los costos y beneficios identificados, se calculó la tasa interna de retorno económico (TIRE) del proyecto. Los costos y beneficios identificados se utilizaron para calcular el valor presente de los beneficios económicos netos de los proyectos (VPNE), utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%, con un horizonte de 20 años.
3. B. SE Progreso

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **US$ millones** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027-2036 |
| **COSTOS** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión | 4,30 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| O&M |  | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 |
| Total Costos | 4,30 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **BENEFICIOS** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Mejora confiabilidad |  | 2,46 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | 3,69 | 3,69 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Ingreso neto** | -4,30 | 2,33 | 3,56 | 3,56 | 3,56 | 3,56 | 3,56 | 3,56 | 3,56 | 3,56 | 3,56 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPNE (12%) | $18,6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| TIRE | 70,4% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

* 1. El proyecto SE Progreso presenta alta rentabilidad económica, al cuantificar los beneficios esperados por las ganancias en confiabilidad del sistema, al reducir significativamente el tiempo de racionamiento que se padece actualmente. El caso base propuesto resulta en un Valor Presente Neto Económico de US$18,6 millones, lo que significa que al cuarto año se recupera la inversión realizada. La tasa interna de retorno económico es de 70,4%.
  2. El análisis reconoce que el proyecto de la SE Progreso genera un beneficio adicional, al hacer posible un mayor volumen de intercambios a través del Mercado Eléctrico Regional (MER). Este beneficio representaría mejores precios al mercado hondureño y eventual oportunidad de vender excedentes al MER. Sin embargo, el beneficio no se cuantifica en el análisis, al tener un valor muy variable, dependiendo de los cargos por generación de cada país del MER, realizados en el mercado de oportunidad; y de los cargos por transmisión que se determinan en subasta.

1. C. SE Toncontín

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **US$ millones** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027-2036 |
| **COSTOS** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión | 2,50 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| O&M |  | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| Total costos | 2,50 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **BENEFICIOS** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Mejora confiabilidad |  | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 0,69 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Ingreso neto** | -2,50 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 | 0,62 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPNE (12%) | $1,8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| TIRE | 24,2% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

* 1. El proyecto de la SE Toncontín arroja resultados de rentabilidad económica positiva al cuantificar los beneficios esperados por ganancias en confiabilidad del sistema, resultantes de reducir significativamente el tiempo de racionamiento que se enfrenta actualmente. El caso base propuesto resulta en un Valor Presente Neto Económico de US$1,8 millones, lo que significa que al tercer año se recupera la inversión realizada. La tasa interna de retorno económico es de 24,2%.

1. D. Análisis de Sensibilidad

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Resumen Evaluación económica y de sensibilidad** | | | | | |
|  | **SE Progreso** | | **SE Toncontín** | | |
| **VPNE (US$ millones)** | **TIRE (%)** | **VPNE (US$ millones)** | **TIRE (%)** |
| Caso Base | 18,58 | 70,9 | 1,8 | 24,2 |
| **↑** 20% Costo Inversión | 17,64 | 59,6 | 1,3 | 19,3 |
| **↑** 20% Costo de O&M | 18,41 | 70,3 | 1,7 | 23,6 |
| ↓ 10% Reducción fallas | 16,23 | 63,7 | 1,4 | 21,3 |
| ↓ 20% costo de falla | 13,93 | 57,3 | 0,9 | 18,3 |

* 1. Se realizó un análisis de sensibilidad de los resultados económicos a cambios en las variables claves que determinan la bondad económica de la inversión evaluada. Se determinó que aumentos en el costo de la inversión o en operación y mantenimiento; reducción de horas de ganancia en confiabilidad, o en su costo mantienen la robustez de los resultados del análisis para los dos proyectos.

1. Conclusiones
   1. El análisis realizado a la inversión en ampliación de las SE Progreso y Toncontín demuestran la alta bondad financiera y económica resultante de fortalecer el sistema de transmisión, volviéndole más robusto y confiable, repercutiendo en mejoras a la calidad de la red de transmisión de manera que permita mantener las condiciones de operación y disponibilidad de la red eléctrica. La selección de la alternativa técnica y financieramente más eficiente en cada caso, corroboró su validez en el análisis económico.
   2. Los ingresos percibidos por la energía incremental, permiten al Grupo ENEE mejorar sus indicadores financieros, lo que, a su vez, conlleva a generar mayores recursos que permitirán ampliar inversiones de mayor prioridad en donde se requiera, fortaleciendo aún mas las finanzas de la empresa eléctrica del grupo ENEE. El SE progreso presenta una rentabilidad financiera con TIR de 49% y un VAN de US$17 millones. El VAN de la SE Toncontín es de US$ 6,2 millones con una TIR de 35%.
   3. Se reconoce que las mejoras en la SE Progreso generan un beneficio adicional, al hacer posible un mayor volumen de intercambios a través del Mercado Eléctrico Regional (MER). Este beneficio representaría mejores precios al mercado hondureño y eventual oportunidad de vender excedentes al MER. El fortalecimiento del sistema favorece, adicionalmente, proyectos de energía renovable que se desarrollarán a futuro en esa zona y que serán interconectados al SIN.
   4. Los resultados económicos consolidados de los dos proyectos resultan en una TIRE de 55% y un VPNE de US$ 20,4 millones.

1. La zona norte y del litoral Atlántico del país, regiones de mayor desarrollo industrial y turístico del país, concentran la mayor demanda de electricidad. Para satisfacer las necesidades de demanda es necesario realizar transporte de energía producida en las zonas Centro y Sur del país. En el esquema de transmisión, la SE Progreso representa un punto neurálgico para la interconexión del sistema eléctrico. [↑](#footnote-ref-2)
2. El costo de racionamiento de energía, también llamado "costo de falla", es el costo por kilowatt-hora pagado (Los valores de referencia de dicho costo varían mucho en América Latina, debido principalmente al mercado y a las diferencias metodológicas y normativas. Este estudio utiliza US$140/MWh como costo de falla del 100% de la demanda. [↑](#footnote-ref-3)