Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**Nicaragua**

**Programa para Fortalecer el Sector Eléctrico en Nicaragua**

**NI-L1144**

**Anexo de Análisis Económico**

Este documento fue preparado por:

Fernando Lecaros, consultor.

Julio 20 de 2017

**NICARAGUA**

**PROGRAMA PARA FORTALECER EL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA**

**NI-L1144**

**Evaluación Económica**

1. **Introducción.** La operación propuesta es el tercer tramo de un programa de apoyo presupuestario orientado al sector eléctrico mediante el cual se implementarán políticas para la recuperación institucional, financiera y operativa del sector. La evaluación económica de préstamos basados en políticas difiere de la evaluación de operaciones de inversión puesto que generalmente no hay un enlace explícito entre los valores asociados con el préstamo y transferidos al gobierno y los resultados del programa apoyado. Sin embargo, la implementación de políticas juega un papel crucial al facilitar la ejecución de programas y proyectos específicos y tiene por lo tanto un valor económico; este anexo provee un análisis de los diferentes resultados que se esperan del programa propuesto y los beneficios asociados con aquellos componentes que se han cuantificado explícitamente.
2. El Programa está diseñado alrededor de cuatro ejes sectoriales, a saber:

* Sostenibilidad financiera, técnica y operativa del sector;
* Visibilidad de resultados en la gestión del sector;
* Matriz energética sostenible, fomento de las energías renovables, inversión privada, y eficiencia energética; y
* Impulso a la integración regional del sector eléctrico.

1. Dentro de estas cuatro categorías se establecieron metas con indicadores, dentro de los cuales se escogieron aquellos conducentes a resultados con consecuencias económicas evaluables, los cuales incluyen: (i) ampliación de la cobertura eléctrica, (ii) reducción de pérdidas totales del sistema, (iii) incremento de participación de la energía renovable en la matriz de generación del SIN, y (iv) reducción de consumo de energía eléctrica mediante la implementación de medidas de eficiencia energética. Esta metodología reproduce aquella aplicada para la evaluación del programa NI-L1089, preparado en agosto de 2015[[1]](#footnote-1).

**Evaluación de mejoras de la calidad de servicio**

1. Este componente tiene por objeto la mejora en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Los indicadores FMIK y TTIK incluidos en el programa se definen como valores semestrales que se calculan como:

FMIK = Frecuencia media de interrupción por kVA instalado = 

Donde kVAfsi: Potencia nominal fuera de servicio a causa de la interrupción “i”

kVAinst: Potencia nominal total instalada.

TTIK = Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado = 

Donde Tfsi : Tiempo fuera de servicio de cada tramo de alimentador primario a causa de la interrupción “i”

n : Número de interrupciones en el período de evaluación y control

1. **Beneficios.** El beneficio económico de la mejora en los indicadores de calidad de servicio consiste en la reducción de la energía no suministrada (ENS) con y sin el proyecto. El Anexo 1 de la Normativa de Calidad del INE provee las siguientes fórmulas para calcular la ENS cuando no se cumplen los límites regulados de los indicadores FMIK y TTIK:

Si se excede FMIK:

ENS (kWh)=(FMIKregistrado – FMIKnormado )\*(TTIK/FMIK)registrados \* Pti.

Si se excede TTIK:

ENS (kWh) = (TTIKregistrado – TTIKnormado) \* Pti.

Donde Pti es el cociente entre la energía facturada por cada Empresa de Distribución en el semestre inmediato anterior al semestre controlado, y la cantidad total de horas del semestre correspondiente. Para la evaluación económica interesa calcular la totalidad de la ENS para un valor dado de los parámetros FMIK y TTIK, en cuyo caso se reduce a:

ENS (kWh) = TTIKregistrado \* Pti

La ENS se valora como mínimo al valor de la tarifa, y lo más razonable es atribuirle un costo de racionamiento. En la planificación del Plan Indicativo Regional se adopta como costo de la energía no servida un valor de US$800/MWh para déficits inferiores a 2% de la demanda y un valor de US$1500/MWh para déficits superiores[[2]](#footnote-2). En el presente análisis se adoptó el valor de US$1500/MWh, considerando que los déficits en cuestión son de relativamente corta duración pero inesperados y pueden conllevar pérdidas económicas altas. Esto equivale a un costo de déficit de aproximadamente 6 veces la tarifa media.

1. Los beneficios se evalúan comparando la ENS sin proyecto, y la ENS con proyecto. La diferencia de ENS se valora al costo de déficit para obtener los beneficios del proyecto. En las evaluaciones de los tramos anteriores se utilizó como valor del TTIK sin proyecto el valor registrado en la información del INE para 2012, y reflejada en la matriz de resultados de agosto de 2013. Este valor fue revisado posteriormente por el INE, de tal manera que los índices TTIK reportados para 2012 se encontraban dentro de la norma. La presente evaluación supone que el TTIK en el escenario sin proyecto se deteriora progresivamente por la ausencia de inversiones para mantener la calidad de servicio; los valores utilizados con proyecto son aquellos reportados por el INE hasta 2016.
2. El Cuadro 1 resume los beneficios calculados, de acuerdo con las estadísticas del INE actualizadas a 2016.

Cuadro 1. Valoración de Beneficios de las Mejoras de Calidad de Servicio



**Costos.** Para el período 2013–2018, los costos de mejora de la calidad de servicio se infieren de las inversiones de las distribuidoras, las cuales tienen un compromiso total de inversión de US$75M sobre dicho período para mejorar la calidad y el control del suministro eléctrico, ampliar la cobertura y reducir pérdidas. Hasta 2015 se había concretado una inversión de US$52.9M, de los cuales 24% corresponden a mejoras en la calidad del servicio; repartiendo el saldo del compromiso de inversión entre 2016 y 2017 y estimando costos de Operación y Mantenimiento del orden de 3% de la inversión acumulada se obtiene la estimación de costos del Cuadro 2, junto con los beneficios anuales y los beneficios netos.

Cuadro 2. Beneficios Anuales, Costos Anuales, y Beneficios Netos



Los resultados económicos se resumen así:

VPN de Beneficios (12%) 16.20M$

VPN de Costos (12%) 12.41M$

Relación B/C 1.31

Tasa Interna de Retorno Económica (TIR) 12%

Las mejoras de calidad de servicio con los supuestos utilizados son rentables al arrojar valores presentes de beneficios superiores a los costos para la tasa de descuento de referencia de 12%; la TIR está en dicho nivel. Este resultado es conservador porque la reducción en ENS está asociada con la energía facturada y no con la energía efectivamente consumida (legal o ilegalmente); como las pérdidas comerciales son relativamente altas, y que los ‘apagones’ afectan tanto a los consumidores legales como a aquellos que no están siendo facturados (para los cuales hay un valor económico asociado con los cortes de energía), la ENS está subvalorada y el valor económico es superior al calculado en el caso base. Este efecto se analiza a continuación en el análisis de sensibilidad.

1. **Análisis de sensibilidad.** Se realizaron las siguientes variaciones para probar la robustez de los resultados obtenidos:

* Incremento de 10% en el monto de la ENS que el proyecto permite reducir, lo cual reflejaría la subestimación mencionada anteriormente; y
* Valor de la ENS reducido por 20% a US$1200/MWh

El Cuadro 3 resume los resultados obtenidos.

Cuadro 3. Análisis de Sensibilidad de las Mejoras de Calidad de Servicio

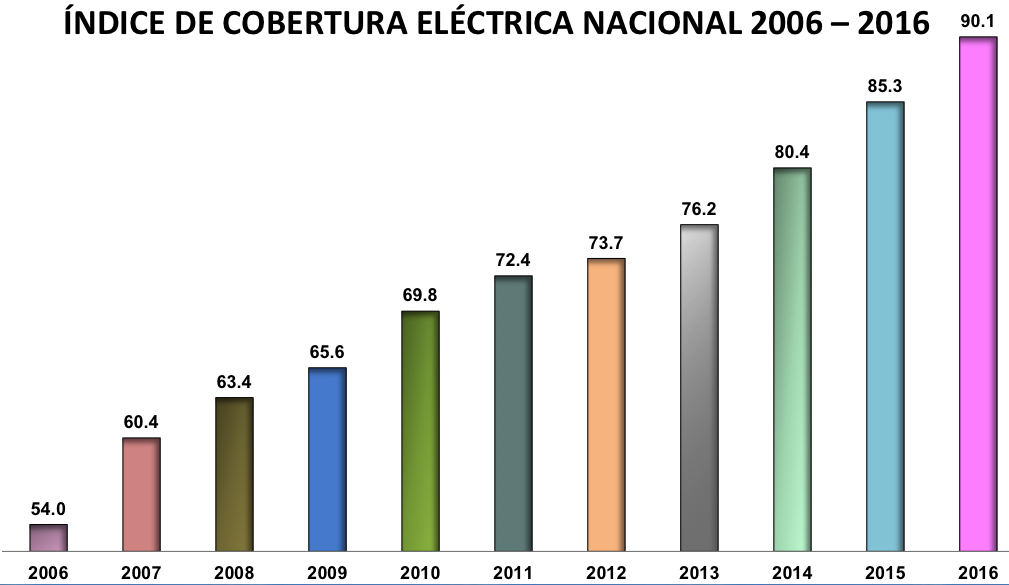
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Caso Base | ENS reducida en +10% | Valor ENS a $1200/MWh |
| VPN Beneficios M$ | $16.20 | $17.82 | $12.96 |
| VPN Costos M$ | $12.41 | $12.41 | $12.41 |
| Relación B/C | 1.31 | 1.44 | 1.04 |
| TIR Económica | 12% | 15% | 5.5% |

Si la reducción de ENS asociada con el proyecto aumenta en 10%, la TIR llega a 15%; la variable con mayor influencia es el valor asignado a la ENS. La sensibilidad (elasticidad) resultante de la TIR respecto al valor de la ENS es muy alta, del orden de 2.7 (270%).

**Evaluación de la ampliación de la cobertura eléctrica**

1. **Resultados a la fecha.** Nicaragua ha tenido un incremento impresionante de la cobertura de electricidad, habiendo pasado de 73.7% en 2012 a 90.1%[[3]](#footnote-3) en 2016, tal como se ilustra en la Figura 1:

Figura 1



Este incremento ha sido posible tanto por el compromiso de inversión de las empresas de distribución como por proyectos financiados por organizaciones multilaterales, como el PNESER, los cuales han apoyado la electrificación peri-urbana y rural, incluyendo la instalación de sistemas solares en zonas aisladas.

1. **Cuantificación del efecto de los proyectos de electrificación.** Para entender el efecto de los proyectos de electrificación es necesario distinguir entre el crecimiento vegetativo del número de consumidores y el aumento propiciado por los proyectos. En el Cuadro 1 se ilustra el efecto de una situación sin proyecto, en el cual se mantiene constante la tasa de electrificación, y la situación con los proyectos de electrificación; la diferencia entre el aumento de consumidores con y sin los proyectos son aquellos directamente beneficiados por dichas iniciativas.

Cuadro 4: Evolución del crecimiento poblacional y los hogares electrificados



1Con base en 4.9 personas por hogar 2Fuente: INE

Del Cuadro 4 se deduce que sin los esfuerzos de electrificación, los consumidores se habrían incrementado a razón de unos 10,000 usuarios por año; los proyectos de electrificación han permitido de 30,000 a 60,000 conexiones por año adicionales. También se observa que la cobertura incluye los consumidores reportados por las empresas de distribución y las conexiones no facturadas, ya sea por fallas en los sistemas comerciales, o por estar asociadas con conexiones ilegales o informales.

1. **Metodología para la evaluación económica.** Cuando se conectan consumidores que hasta la fecha carecen de servicio eléctrico, se generan beneficios económicos por un valor bruto equivalente al excedente del consumidor bajo la curva de demanda tal como se muestra en la Figura 2.



Figura 2

1. **Beneficios.** La cuantificación de los beneficios se lleva cabo siguiendo el siguiente procedimiento:

* Estimación de los beneficiados con el programa de electrificación con base en los estimativos de población de Nicaragua y el número promedio de personas por hogar tal como se muestra en el Cuadro 1; para capturar el efecto en años posteriores a 2016 se supuso un incremento menor en la cobertura, lo cual refleja la dificultad de llegar a poblaciones más alejadas y dispersas.
* Asignación de un consumo básico a los nuevos clientes de las distribuidoras; este valor se sitúa alrededor de 1.17MWh[[4]](#footnote-4) anuales por usuario residencial (equivalentes a 97.5kWh mensuales); y
* Calculando los beneficios asignando una voluntad de pago máxima (“willingness to pay—WTP”) para calcular el excedente del consumidor. En este caso resulta razonable asignar un valor de alrededor de US$800/MWh, el cual refleja el costo de déficit utilizado en programas de expansión. Además, los beneficios se calculan con el precio vigente para usuarios de 97.5kWh por mes.

1. Con los supuestos anteriores se obtienen los beneficios indicados en el Cuadro 5.

Cuadro 5. Evaluación de Beneficios por Incremento de Cobertura



**Costos.** Los costos que se incurren en la cobertura de nuevos usuarios varían de acuerdo a qué tan lejos se encuentran de las redes de las distribuidoras. En general, los programas de electrificación arrojan valores de inversión de alrededor de US$800 por usuario. La fuente de recursos correspondiente sería de programas de electrificación como el PNESER y la contribución de las distribuidoras. Según el plan de inversión del quinquenio 2013-2018, se busca invertir US$5.03 millones anuales para solicitudes de nuevos suministros provenientes del crecimiento de la demanda vegetativa, proyectos de electrificación rural (PER) y aumentos de capacidad[[5]](#footnote-5). Además de los costos de conexión, deben contabilizarse los costos unitarios de suministro de las conexiones en cuestión, los cuales se estiman en 250US$/MWh (lo cual incluye los costos de operación y mantenimiento de las nuevas conexiones).

1. El Cuadro 6 resume el estimativo de costos del programa.

Cuadro 6. Estimación de Costos por Incremento de Cobertura



1. **Resultados.** El Cuadro 7 resume el flujo de beneficios y costos para el período analizado.

Cuadro 7. Beneficios y Costos por Incremento de Cobertura



Los resultados económicos se resumen así:

VPN de Beneficios (12%) 618M$

VPN de Costos (12%) 449M$

Relación B/C 1.38

Tasa Interna de Retorno Económica 57%

Con estos resultados los proyectos de electrificación se justifican plenamente desde el punto de vista económico.

1. **Análisis de sensibilidad.** Se llevaron a cabo las siguientes variaciones de los parámetros utilizados en la evaluación:

* **Variación en la estimación de la tasa de electrificación.** La CEPAL ha estimado la cobertura de electricidad de manera indirecta mediante (a) el número de suscriptores residenciales de las empresas de distribución dividido por (b) el número estimado de hogares con base en la población y el número de personas por hogar. Esta metodología arroja una cobertura de 4 a 5 puntos porcentuales por debajo de la reportada por el INE. Esta variación es explicable puesto que no tiene en cuenta (a) los usuarios que no están incluidos en el registro de suscriptores de las empresas, ya sea porque están conectados de manera fraudulenta o porque no han sido registrados, y (b) los consumidores que tienen servicios eléctricos provenientes de fuentes no convencionales—principalmente solares—que no pertenecen al universo de suscriptores de las empresas de distribución. Los primeros pueden ser usuarios irregulares, pero gozan del servicio de electricidad y por lo tanto deben ser incluidos dentro de la categoría de población cubierta, y los segundos se han vuelto cada vez más numerosos a medida que se extienden servicios descentralizados de energía auspiciados por diferentes organizaciones, incluyendo, por ejemplo, el PNESER, y se reducen los costos de los equipos correspondientes. Idealmente, la tasa de cobertura debería calcularse con base en encuestas de hogares, o su equivalente, y su extrapolación a la población total.
* **Reducción en el valor de la voluntad de pago.** Este parámetro es incierto y tiene una importante influencia sobre el excedente del consumidor; se llevó a cabo una reducción de 38% respecto al caso base, a US$500/MWh.
* **Incremento del costo de conexión** de US$800 por usuario a US$1000 por usuario.

El Cuadro 8 resume los resultados obtenidos.

Cuadro 8. Análisis de Sensibilidad del Programa de Extensión de Cobertura

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Caso Base | Cobertura CEPAL | Voluntad de Pago $500/MWh | Costo de Conexión US$1000/ usuario |
| VPN Beneficios M$ | $618 | 457 | $432 | $618 |
| VPN Costos M$ | $449 | 438 | $449 | $483 |
| Relación B/C | 1.38 | 1.04 | 0.96 | 1.28 |
| TIR Económica | 57% | 16% | 8% | 39% |

La viabilidad del programa de extensión de cobertura se mantiene con los supuestos de la CEPAL y el aumento del costo de conexión por usuario. La variable que ejerce una mayor influencia sobre los resultados es la voluntad de pago; si ésta se reduce a US$500/MWh, se obtiene una TIR del 8% en cuyo caso es económicamente dudosa la ampliación de cobertura.

Conviene anotar que la evaluación económica es favorable al tener en cuenta el excedente del consumidor, que constituye un beneficio no-monetario. El punto de equilibrio de la voluntad de pago para una TIR de 12% se sitúa alrededor de $525/MWh. Este valor es relativamente bajo de acuerdo con diferentes evaluaciones empíricas; en particular, se ha evaluado la WTP para Nicaragua[[6]](#footnote-6), que arroja un valor del orden de $1900/MWh en proyectos de electrificación rural, con lo cual se obtendría una justificación aún mayor para el proyecto.

1. **Aspectos financieros.** Cabe anotar que si bien la extensión de cobertura es ampliamente justificable del punto de vista económico, no lo es necesariamente desde el punto de vista financiero. En efecto, los costos de suministro (alrededor de US$250/MWh) son superiores al recaudo tarifario (alrededor de US$195/MWh para usuarios residenciales), resultando en una pérdida para la empresa de distribución. Por esta razón el peso de la inversión en extensiones de cobertura de servicios eléctricos no puede recaer enteramente en la empresa de distribución y requiere subsidios de otras entidades. De ahí que las empresas de distribución sólo puedan contribuir con una fracción de la inversión requerida.

**Evaluación de la reducción de pérdidas**

1. Las cifras del INE indican una evolución de las pérdidas tal como se ilustra en el Cuadro 9.

Cuadro 9—Evolución de las Pérdidas de Distribución en el SNI

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Pérdidas (%) | 21.96 | 20.86 | 20.75 | 20.99 | 20.61 | 19.79 |

Las pérdidas de distribución se dividen en pérdidas técnicas y en pérdidas comerciales. La reducción de pérdidas observada es consistente con las inversiones del INE mediante las cuales se han reforzado los sistemas de distribución, logrando una reducción de pérdidas comerciales de acuerdo con las inversiones pactadas con la empresa de distribución, primordialmente, del orden de un punto porcentual entre 2012 y 2016. Aunque no es factible tener una distinción entre pérdidas técnicas y comerciales, las primeras son típicamente del orden de 8%, lo cual implica que la empresa distribuidora mantiene un nivel de energía no facturada, ya sea por motivos técnicos o por robo, del orden de 12%.

1. **Metodología.** El cuadro 10 ilustra la reducción de pérdidas comerciales obtenida con el proyecto, de acuerdo con los datos del INE:

Cuadro 10: Evolución de las Pérdidas de Distribución



1. La reducción de las pérdidas comerciales tiene dos tipos de beneficios:

* Beneficios *económicos* asociados a la reacción de usuarios que tienen que pagar por la energía consumida y por lo tanto reducen su consumo debido al efecto de elasticidad-precio; se propone valorar estos beneficios como la ganancia neta teniendo en cuenta la variación del excedente del consumidor y el costo de generación ahorrado;
* Beneficios *financieros* asociados con la transferencia del excedente del consumidor de los usuarios al productor, o, en otras palabras, la recuperación de energía no facturada; se propone valorar esta energía de acuerdo con la tarifa media de venta de la empresa, además del menor costo de generación

La metodología se ilustra en la Figura 3:



Figura 3—Curva de Demanda antes y después de medidas de reducción de pérdidas

En esta figura, el punto de consumo inicial de aquellos usuarios responsables de las pérdidas comerciales es (P0, Q0), con un precio bajo y un consumo alto, y al recuperar las pérdidas el nuevo punto de consumo es (P1, Q1). En el proceso ocurre:

* El excedente del consumidor se reduce por un valor igual al área D;
* El productor ahorra la totalidad del costo para suministrar el consumo Q0–Q1, equivalente al área E+D+G. Como el consumidor estaba pagando el área G, el ahorro del productor es D+E;
* El bienestar neto recuperado es por lo tanto D+E–D= Área E. Esto constituye el beneficio económico de la reducción de pérdidas.

Desde el punto de vista financiero:

* El productor ahorra las áreas D+E por el menor consumo; y
* Los consumidores pagan ahora el área C, que antes no pagaban;
* Por lo tanto el beneficio financiero de la reducción de pérdidas está dado por el área C+E+D.

Nótese que los beneficios anotados se generan aunque el costo de suministro esté todavía por encima de la tarifa P1.

1. La evaluación económica y la evaluación financiera se llevan a cabo estimando los beneficios correspondientes mediante la metodología ilustrada en el punto anterior, usando suposiciones razonables respecto a la elasticidad precio de la demanda. Desde el punto de vista de costos, será necesario tener un estimativo razonable, ojalá producido por DISNORTE/DISSUR. En cuanto a resultados esperados, se espera obtener tasas de retorno económicas razonables, y tasas de retorno financieras muy altas, lo cual es característico de este tipo de intervenciones.
2. **Costos.** Los costos económicos de la reducción de pérdidas corresponden a las inversiones necesarias para llevar a cabo el programa, y son principalmente inversiones en sistemas de control y en instalación de medidores, además de los costos de operación y mantenimiento. Para una reducción efectiva de pérdidas se requiere además llevar a cabo inversiones de soporte como la normalización de redes y la instalación de alumbrado público. Estos costos provendrán de recursos de las distribuidoras; se utilizan los valores aceptados por el INE en su vigilancia de las empresas de distribución[[7]](#footnote-7).
3. **Resultados.** El Cuadro 11 resume el análisis económico, prolongando los beneficios sobre un período de 12 años.

Cuadro 11. Análisis Económico de la Reducción de Pérdidas de Distribución



El análisis arroja los siguientes parámetros económicos:

VPN de Beneficios (12%) 48.75M$

VPN de Costos (12%) 15.2M$

Relación B/C 3.2

Tasa Interna de Retorno Económica 103%

1. **Análisis de sensibilidad.** El parámetro más incierto en la evaluación económica, y también el más determinante en cuanto a los resultados es la elasticidad-precio de la demanda. Entre menos elástica menores son los beneficios económicos, tal como se muestra en el Cuadro 12.

Cuadro 12. Sensibilidad a la Elasticidad-Precio de la Demanda

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Elasticidad Precio | –0.4 | –0.3 | –0.2 | –0.1 |
| VPN Beneficios (M$) | $49 | $33 | $19.640 | $8.9 |
| VPN Costos (12%) | $15.2 | $15.2 | $15.2 | $15.2 |
| Relación B/C | 3.2 | 2.1 | 1.3 | 0.59 |
| TIR Económica | 103% | 47% | 20% | -1% |

Los resultados económicos varían dramáticamente dependiendo de la elasticidad precio supuesta. En estudios de otros sistemas[[8]](#footnote-8), la elasticidad de largo plazo es del orden de –0.3 a –0.4, pero la de corto plazo es de –0.2 a –0.1. Esto sugiere que el proyecto es económicamente factible y que los parámetros de evaluación están entre los que arrojan los extremos indicados.

1. Otro parámetro que se incluye en la sensibilidad es la relación P0/P1 entre el precio pagado antes y después de la reducción de pérdidas; entre más alta esta relación menor es el monto de pérdidas recuperado. El caso base supone una relación de 0.1; los resultados económicos para diferentes valores de esta relación se ilustran en el Cuadro 13.

Cuadro 13. Sensibilidad a la Relación P0/P1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| P0/P1 | 0.1 | 0.3 | 0.4 |
| VPN Beneficios (M$) | $49 | $19 | $12 |
| VPN Costos (12%) | $15.2 | $15.2 | $15.2 |
| Relación B/C | 3.2 | 1.3 | 0.76 |
| TIR Económica | 103% | 20% | 5% |

1. **Aspectos financieros.** La distribuidora recupera energía no cobrada y además reduce costos al disminuirse la demanda por efecto de la elasticidad precio. El efecto de ésta en los resultados financieros es menor que en el caso del análisis económico. El Cuadro 14 muestra los parámetros de la evaluación financiera desde el punto de vista de la distribuidora. Se omite la TIR financiera que es indefinida (infinita) puesto que los beneficios de la reducción de pérdidas comerciales se materializan de manera inmediata.

Cuadro 14. Sensibilidad Financiera a la Elasticidad-Precio de la Demanda

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Elasticidad Precio | –0.4 | –0.3 | –0.2 | –0.1 |
| VPN Beneficios Financieros(M$) | $190 | $162 | $138 | $119 |
| VPN Costos (12%) | $15.2 | $15.2 | $15.2 | $15.2 |
| Relación B/C Financiera | 13 | 11 | 9 | 8 |

Esto confirma que las inversiones en recuperación de pérdidas son generalmente extremadamente rentables para el distribuidor. Inclusive cuando la relación P0/P1 es de 0.4, la relación B/C financiera es de 6. Esto confirma que para el distribuidor es rentable tomar medidas para la reducción de fraudes, inclusive cuando éste último no es especialmente alto.

**Evaluación del incentivo a la energía renovable en la matriz energética**

1. La transformación de la matriz energética y la penetración de renovables conducen a una reducción de los costos de generación del sistema eléctrico de Nicaragua. Para que se materialicen estos beneficios se requiere una inversión en plantas de generación más eficientes.
2. **Metodología.** Los beneficios de la reducción en los costos de generación pueden evaluarse mediante los ahorros operativos asociados con las plantas menos eficientes del sistema. Una aproximación a estos beneficios puede obtenerse mediante la información consignada en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica 2013-2027 preparado por el Ministerio de Energía y Minas, Centro Nacional de Despacho de Carga y por ENATREL. La siguiente figura ilustra la evolución del costo marginal de corto plazo durante el período de planeamiento:

Figura 4. Costo Marginal de Corto Plazo

(Escenario de mínimo costo con demanda media)[[9]](#footnote-9)

1. El beneficio asociado con la energía renovable se puede medir en términos de costos unitarios como la diferencia entre los costos marginales de generación en 2013–2014, del orden de US$140/MWh y los costos marginales de generación de renovables, que son nulos.
2. El plan de instalación de energía renovable se ilustra en el Cuadro 15:

**Cuadro 15. Plan de Instalación y Capacidades de Energía Renovable (MW)**

****

1. **Costos.** Los costos de la energía renovable están compuestos por los costos de inversión y por los costos de operación y mantenimiento. Los costos unitarios de inversión y el plan de inversiones correspondiente se muestra en el Cuadro 16.

Cuadro 16. Plan de Inversiones de Energía Renovable (M$)



1. Los costos de operación y mantenimiento se estiman de acuerdo con el Plan de Expansión mencionado; los costos totales de energía renovable se resumen en el Cuadro 17.

Cuadro 17. Resumen de Costos Totales Asociados con Energía Renovable



1. **Beneficios.** Los beneficios se valoran de acuerdo con la energía producida por las centrales y valorada al costo marginal de corto plazo del sistema, el cual refleja los costos de las centrales más caras del mismo. La producción de las centrales de energía renovable se muestra en el Cuadro 18.

Cuadro 18. Generación Anual (GWh) de Energía Renovable



Los beneficios correspondientes se ilustran en el Cuadro 19.

Cuadro 19. Beneficios Anuales de Energía Renovable



En el corto plazo el costo marginal refleja el costo de centrales térmicas a base de fuel oil y de diesel, alrededor de US¢14/kWh. En el largo plazo, el costo marginal se sitúa alrededor de US¢12/kWh, con la sustitución de las centrales térmicas.

1. **Resultados.** Con la valoración de costos y beneficios se obtienen los siguientes parámetros de la evaluación económica:

VPN de Beneficios (12%) 1345M$

VPN de Costos (12%) 1319M$

Relación B/C 1.02

Tasa Interna de Retorno Económica 12%

La evaluación económica del caso base indica que las inversiones en energía renovable se justifican, al arrojar una tasa de descuento comparable con la tasa límite de 12%.

1. **Análisis de sensibilidad.** Los dos parámetros que más influyen en la evaluación económica, y que se pueden considerar como altamente inciertos son los costos de inversión y el costo marginal de corto plazo, el cual refleja los precios de los combustibles líquidos. Se evaluaron los siguientes escenarios: (a) incremento de los costos de inversión en 10%, y (b) incremento en el costo marginal de corto plazo de 10%. Los resultados se ilustran en el Cuadro 20.

Cuadro 20. Variación de Resultados Económicos

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Incremento Inversión 10% | Incremento CMCP 10% |
| VPN Beneficios (12%) | $1,345 | $ 1,479 |
| VPN Costos (12%) | $1,450 | $ 1,319 |
| Relación B/C | 0.93 | 1.12 |
| TIR Económica | 11% | 14% |

La sensibilidad arroja resultados adecuados para la evaluación económica, indicando que la política de transformación de la matriz energética es razonable y se justifica económicamente.

**Evaluación del programa de eficiencia energética**

1. El programa de eficiencia energética consiste en la sustitución de 4 millones de bujías incandescentes en el sector residencial con un costo de US$11.3 millones, y la sustitución de 50000 lámparas fluorescentes magnética por electrónicas en el sector gobierno a un costo de US$2.8 millones. Este programa se llevó a cabo entre 2014 y 2016.
2. **Metodología.** Los beneficios del programa se traducen en una reducción de los costos de generación por el menor consumo de las lámparas que se instalarán comparado con las bujías incandescentes y las lámparas fluorescentes magnéticas. El beneficio correspondiente se valora al costo marginal de generación, el cual se aplica a los siguientes valores sustituidos (valores acumulados a la fecha):

2014: 90 GWh

2015: 180 GWh

2016: 221 GWh

1. **Resultados.** El Cuadro 21 resume los costos y beneficios del programa. Éstos se extienden hasta 2019 suponiendo que los equipos a instalar tienen una vida útil de 5 años.

Cuadro 21-Beneficios y Costos del Programa de Eficiencia Energética



Con estos valores se obtienen los siguientes parámetros económicos:

VPN de Beneficios (12%) 108 M$

VPN de Costos (12%) 11.5 M$

Relación B/C 9.3

La TIR del programa es indefinida puesto que los beneficios anuales superan los costos anuales a lo largo del programa. Esto ocurre porque no existe un rezago visible entre la inversión y la materialización de beneficios: las bombillas se compran y se instalan con un rezago de días, o semanas a lo sumo.

1. **Análisis de sensibilidad.** Un análisis paramétrico indica que los costos del programa tendrían que aumentar por un factor de 9 para llegar al umbral de una TIR de 12%. Con los valores indicados el programa se justifica ampliamente.

**Resumen**

El Cuadro 22 resume los resultados de la evaluación económica para los cinco componentes del PBL propuesto.

Cuadro 22- Resumen de la Evaluación Económica por Componente

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Componente | VPN Beneficios M$ | VPN Costos M$ | Relación B/C | TIR % |
| Mejoras de Calidad de Servicio | 16.2 | 12.4 | 1.31 | 12% |
| Ampliación de la Cobertura Eléctrica | 618 | 449 | 1.38 | 57% |
| Reducción de Pérdidas | 49 | 15 | 3.2 | 103% |
| Incentivo a la Energía Renovable | 1345 | 1319 | 1.02 | 12% |
| Eficiencia Energética | 108 | 11.5 | 9.3 | Indefinido |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Resumen de Resultados del Análisis Costo-Beneficio** | | | | | |
| **Acción analizada** | **TIRE** | **Análisis de sensibilidad** | | | |
| **Variable** | **TIRE** | **Variable** | **TIRE** |
| Mejora de la calidad del servicio | 12% | Menor Energía no Suministrada (ENS) (-10%) | 15% | Menor Valor Monetario de la Energía no Suministrada (ENS) (-20%) | 5.5% |
| Aumento de la cobertura eléctrica | 57% | Menor Voluntad de Pago (-38%) | 8% | Incremento del 25% en los costos de conexión por usuario | 39% |
| Acciones para la reducción de pérdidas | 103% | Usuarios 25% menos sensibles a las variaciones de los precios | 47% | Menor voluntad de pago relativa a la tarifa | 20% |
| Transformación de la matriz energética actual a través de fuentes de energía renovable | 12% | Aumento del 10% en los costos de inversión | 11% | Incremento del 10% en el costo marginal de largo plazo | 14% |

1. Programa para fortalecer el sector eléctrico en Nicaragua NI-L-1089 Anexo de Análisis Económico, agosto 5 de 2015 [↑](#footnote-ref-1)
2. Consejo de Electrificación de América Central, “Plan Indicativo Regional de la Expansión de la Generación 2012–2027”, Sec. 5.4, p. 33 [↑](#footnote-ref-2)
3. Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM) [↑](#footnote-ref-3)
4. Instituto Nicaragüense De Energía, Estadísticas del Sector Eléctrico, Consumo Promedio (MWh/Cliente) [↑](#footnote-ref-4)
5. Informe-de-Gestión-del-INE-2013.pdf pg.26 [↑](#footnote-ref-5)
6. The Welfare Impact of Rural Electrification: a Reassessment of the Costs and Benefits, The World Bank, 2008, p. 41 [↑](#footnote-ref-6)
7. Informe-de-Gestión-del-INE-2016.pdf [↑](#footnote-ref-7)
8. Dahl, Carol. *A Global Survey of Electricity Demand Elasticities*, 34th IAEE International Conference: Institutions, Efficiency and Evolving Energy Technologies, June 19-23, 2011. [↑](#footnote-ref-8)
9. Se toman basados en el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2030. [↑](#footnote-ref-9)