**Documento del Banco Interamericano de Desarrollo**

**No Autorizado Para Uso Público**

**República Dominicana**

**Programa de Modernización de la Red de Distribución y Reducción de Pérdidas Eléctricas**

 DR-L1034

**Anexo Evaluación Económica**

**Mayo 2014**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto conformado por Jorge E. Mercado (ENE/CDR), Jefe del Equipo; Nancy Jesurun-Clements, (INE/ENE), co-Jefe de Equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); Edwin Malagón (INE/ENE); Jesús Tejeda (ENE/CEC); Alberto Levy (INE/ENE); Rudy Loo-kung Agüero (CID/CID); Vinicio Rodríguez (FMP/CDR); Willy Bendix (FMP/CDR); Pilar Jiménez (LEG/SGO); Haydemar Cova León (INE/ENE); y Rodolfo Cabello (consultor).

**CONTENIDO**

 **Pág.**

1. **Introducción 1**
2. **Supuestos y metodología 3**
3. **Beneficios económicos, costos y retorno 5**
4. **Análisis de Sensibilidad 10**
5. **Conclusiones 12**

**PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS (DR-L1034)**

**Evaluación Económica**

1. **Introducción**
2. La situación deficitaria e insostenible del sector eléctrico en RD presenta desafíos en el corto, mediano y largo plazo en todas sus áreas, tanto institucionales, como técnicas y financieras para la provisión del servicio: generación, transmisión y distribución. Para el caso del área de distribución eléctrica, con base en la experiencia del Banco y de las entidades sectoriales nacionales y de las evaluaciones y análisis realizados a la situación de pérdidas en distribución eléctrica, las autoridades con apoyo del Banco identificaron la necesidad de mejorar el desempeño operativo y comercial de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDEs) y reducir las transferencias del Gobierno de la República Dominicana (GRD) al sector mediante: i) la implementación de una serie de proyectos específicos y prioritarios de rehabilitación de circuitos identificados por las EDEs; ii) campañas sociales y uso eficiente de la energía en las zonas intervenidas; y iii) mejoras en las horas de servicio y el número de los clientes regulares de las zonas afectadas por los proyectos. Con ello se espera mejorar de manera considerable y sostenible los niveles de eficiencia operativa de las EDEs, lo que se traduce en disminuir sus pérdidas y aumentar las cobranzas a niveles estándares de la región, y mejorar la calidad del servicio prestado, tanto en las horas de servicio otorgado como en la regularización de clientes informales.
3. Con base en los conocimientos y experiencia adquiridos en la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y en las EDEs, el nuevo gobierno que tomó posesión a mediados de 2012, en su Plan Integral del Sector Eléctrico 2013-2016, definió su lineamiento estratégico a seguir en un nuevo Plan de Recuperación de Pérdidas y Mejoramiento Comercial (PRPMC) que a diferencia del anterior plan, se enmarca en el aseguramiento del ciclo comercial completo, incluyendo no solo la rehabilitación de las redes, sino también la medición, la facturación y el recaudo de la energía entregada, dando especial énfasis al fortalecimiento institucional de las empresas.
4. El objetivo del Plan Integral lo constituyen tres ejes: i) aumentar la capacidad instalada y modificar la matriz de generación hacia combustibles más eficientes; ii) reducir las pérdidas eléctricas y iii) mejorar la gestión de las empresas del sector eléctrico. El nuevo PRPMC, correspondiente al segundo eje, establece líneas de trabajo para: i) reducir pérdidas técnicas y no técnicas; ii) mejorar la gestión técnica y comercial, y aumentar el CRI; y iii) mejorar la calidad del suministro. Las acciones específicas del PRPMC son: i) rehabilitación de circuitos eléctricos prioritarios a partir de la normalización de las redes e implementación de medición óptima de los suministros; ii) implementación de campañas de gestión social en las zonas de influencia de circuitos a intervenir, a fin de mejorar la actitud al pago por el servicio y educar a los clientes sobre el uso eficiente de la energía para la sostenibilidad de los resultados; y iii) acciones de fortalecimiento institucional para reducción de pérdidas y monitoreo de la energía servida.
5. Para alcanzar valores cercanos a la referencia regional de pérdidas totales de energía en sistemas de distribución, a alrededor del 14% [[1]](#footnote-1), se requiere mantener una reducción anual promedio de alrededor del 3% en promedio, durante los próximos seis años, lo que implica sostener un flujo mayor de inversiones encaminadas a ese fin. Se considera viable que las EDEs lleguen a esos niveles de pérdidas en 2019, con inversiones estimadas bajo el PRPMC del orden de US$600 millones en los próximos cuatro años, lo cual se traduciría en ingresos equivalentes a US$418 millones anuales, teniendo en cuenta que cada punto porcentual de pérdidas eléctricas en el sistema está valuado en US$22 millones anuales, referenciado al precio medio de compra de las EDEs (2013). También existe espacio para mejoramiento en el resto de la operación comercial para alcanzar un IC del orden del 98% y por consiguiente, un CRI del 84% en 2019
6. Con fin de continuar el mejoramiento del desempeño operativo y comercial de las EDEs y reducir las transferencias del GRD al sector, es indispensable realizar inversiones que se estiman en US$600 millones en cuatro años para obtener una reducción de pérdidas totales de 3% en promedio anual. El programa financiaría parcialmente estas inversiones, con US$78 millones, dirigidas a completar la primera fase del programa de rehabilitación de las líneas de distribución; la normalización de 700.000 clientes; la ampliación de la tele-medición y de la micro y macro medición, instalando 500.000 nuevos medidores con tele-medición y 43.000 equipos de macro-medición; y el desarrollo de un plan de expansión de la infraestructura de distribución de las EDEs para garantizar la calidad del suministro. Se financiarán inversiones para EE y campañas de gestión social para concientizar a 860.000 personas en cultura de pago por servicio eléctrico y uso racional de la energía; acciones de modernización institucional y de gestión de las EDEs para la mejora de la calidad de atención, de las recaudaciones de las EDEs y de la capacidad de financiamiento, incluyendo la optimización la infraestructura tecnológica y el impulso los cambios regulatorios que requiere la ley eléctrica para facilitar la sostenibilidad del sector.
7. **Objetivo del programa**. El objetivo general del programa es aumentar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico a través de la reducción de las pérdidas eléctricas totales del sistema de distribución. Los objetivos específicos son la mejora operativa y comercial de las EDEs y la mejora de la calidad del suministro de electricidad a los clientes finales por medio de: i) la rehabilitación de circuitos eléctricos prioritarios en las EDEs, y la mejora de los sistemas de medición; ii) el fortalecimiento de la gestión comercial y la gestión social; y iii) la continuidad en el fortalecimiento institucional.
8. Mediante la evaluación económica del programa se pretende determinar el beneficio económico y financiero generado por el logro de los objetivos planteados. Los principales beneficios del Programa redundarán en: i) una mejora del CRI de las EDEs; ii) mejora en la calidad del servicio prestado; y iii) contribuir a una disminución del déficit financiero del sector.
9. **Supuestos y metodología**
10. **Supuestos**
11. La evaluación económica asume las metas propuestas por la CDEEE en su “Plan Integral del Sector Eléctrico 2013-2016” que incluye en sus tres ejes: i) aumentar la capacidad instalada y modificar simultáneamente la matriz de generación hacia combustibles más eficientes; ii) reducir las pérdidas eléctricas y iii) mejorar la gestión de las empresas del sector eléctrico.
12. La inversión total realizada es de US$600 millones en cuatro años, de los cuales US$78 provienen del financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo.
13. El análisis considera la evaluación del impacto de la inversión en: i) la disminución de las pérdidas totales; ii) la mejora del índice de cobranzas y por ende del CRI y, iii) el aumento de usuarios con 24 horas de servicio, incluyendo un análisis de sensibilidades.
14. La evaluación económica tiene en cuenta supuestos relativos a: i) precio de compra, precio de venta y costo marginal de la energía eléctrica; ii) elasticidad precio de la demanda; iii) crecimiento de la demanda; y iv) mejoras obtenibles por los proyectos de rehabilitación de circuitos, entre otros.
15. Aunque no se disponen estudios de elasticidad precio para República Dominicana, para efectos del análisis se ha supuesto un valor de elasticidad de largo plazo, cuyo valor en sí puede variar considerablemente de acuerdo con la fuente del estudio. En este caso se ha asumido un valor de -0.4 que ha sido utilizado en evaluaciones similares y se fundamenta, en los estudios de G. Westley en el BID en la década de los ochentas y noventas. El Federal Energy Regulatory Commission llevó a cabo un estudio comparativo más reciente “Demand Responsiveness in Electricity Markets”, Lafferty et.all.). Esta cifra coincide con otros estudios recientes realizados en Chile que indican elasticidades precio entre -0,37 y -0,44 (Marshall 2010, entre otros, ref. "La Demanda Residencial de Energía Eléctrica en Chile, Revista Economía Chilena", volumen 15, No 3, diciembre 2012).
16. Para efectos de esta evaluación, la compra de energía (indirectamente medida de la demanda), supone un crecimiento anual del 3% y para los precios, tanto de compra como de venta de energía de las EDEs, se utilizan los precios medios reales del año 2013.
17. El horizonte de evaluación es de 20 años e incluye las mejoras como resultado de las inversiones presupuestadas en el proyecto, hasta llevar las pérdidas totales al 23,1% en el año 2017, después del cual se mantienen en ese mismo nivel hasta el ano 2023.
18. Para el valor de parámetros de desempeño de las EDEs se toma como base la información del “Informe de Desempeño del Sector Eléctrico 2013” de la CDEEE.
19. **Pérdidas de energía**. Las pérdidas totales promedio de las EDEs agrupadas durante los años 2012 y 2013 fueron de 35,5% y 33,1% respectivamente. Para el año 2013, se estima que 15% correspondían a pérdidas técnicas y 18,1% a pérdidas no técnicas (errores en los procesos comerciales o hurto). Para este mismo año, las compras totales de energía de las empresas fueron de 11.946 GWh, de las cuales se facturaron 7.990,6 GWh. Dadas las inversiones en rehabilitación de redes, el programa propone alcanzar un nivel de pérdidas técnicas para 2017 de 11,4% y no técnicas de 11.7%, lo que significa una meta de 23,1% de pérdidas totales. Para efectos de la evaluación económica se supone que estos resultados se mantienen hasta el final del periodo de evaluación.
20. **Índice de Cobranza y CRI**. El índice de cobranza promedio móvil durante los años 2012 y 2013 tuvo valores de 95,0% y 95,4% para un CRI de 61,2% y 63,8% respectivamente. En términos del índice de energía recuperada IER, se pasó de un 61,0% a un 64.1% a diciembre del 2013. Para el 2016 el Programa contempla una meta del 72% para el CRI, lo que implicaría un nivel de índice de cobranza IC de 96% en promedio para todas las EDEs.
21. **Aumento de usuarios con 24 horas de servicio**. Actualmente hay una proporción importante de los consumidores que sólo tienen un limitado número de horas de servicio al día. Se estima que sólo se abastece un 82,8% de la energía que realmente se demanda. Se estima que a finales del 2013 había 903.811 clientes con 24 horas de servicio, de un total de 1.891.975 aproximadamente. Bajo el programa, la meta para finales de 2016 es tener un total de 1.318.811 clientes con 24 horas de servicio, de un total de 2.2 millones aproximadamente. El costo asociado con atender a los clientes 24 horas, es solamente el costo marginal de suministro, el cual se le cobra al cliente dentro de su tarifa.
22. **Metodología**
23. La metodología se basa en la aplicación de los principios económicos y técnicas de evaluación de proyectos. Se realiza un análisis costo-beneficio, incorporando una valoración del impacto del programa, tanto a nivel económico para toda la sociedad, como financiero desde el punto de vista de las EDEs. Para la evaluación se incorpora la información del estado actual de las EDEs en sus parámetros principales de: i) pérdidas; ii) cobranzas y CRI; y iii) calidad de servicio.
24. Se observan las mejoras obtenibles con la ejecución del proyecto y se comparan en el valor presente de los flujos con las necesidades de inversión del mismo. Asimismo, para verificar la robustez del proyecto, se hace una valoración de sensibilidades a los principales parámetros y metas alcanzables con la implementación del proyecto. El análisis se realiza independientemente para cada EDE y agregado para las tres compañías.
25. **Beneficios económicos, costos y retorno**
26. **Reducción de pérdidas de energía**
27. **Beneficio económico:** El beneficio económico del programa se debe a la menor generación de energía requerida para satisfacer la demanda de los usuarios finales. Esta menor generación está dada por dos factores: la reducción de las pérdidas técnicas de energía y la reducción del consumo de energía de los usuarios normalizados, asociada a la reducción de pérdidas no técnicas. Para la valoración de este beneficio se utiliza el costo marginal de la energía, el cual corresponde al costo de la última planta de generación despachada para atender la demanda. De acuerdo a los informes de la CDEEE se espera que este costo esté alrededor de los 148,3 US$/MWh.
28. **Beneficio financiero*:*** El beneficio financiero del programa de reducción de pérdidas proviene del incremento de los ingresos, asociados al aumento de la energía facturada por la recuperación de pérdidas no técnicas o comerciales y a la reducción de los costos de compras de energía en el mercado mayorista para abastecer la demanda, gracias a la reducción de las pérdidas totales. Para la valoración de este beneficio se utiliza el pecio de venta para calcular los ingresos y el costo medio de compra de energía para calcular los costos de cada EDE.
29. **Reducción de pérdidas técnicas:** Las pérdidas técnicas se presentan en el proceso de transporte de la energía en forma de calor en los conductores eléctricos y en los equipos de sistemas de potencia utilizados. A pesar de que estas pérdidas no se pueden eliminar completamente las inversiones en el mejoramiento de la infraestructura eléctrica permiten reducirlas hasta llegar a niveles estándar entre el 6% y 7%. La reducción de las pérdidas eléctricas permite abastecer el mismo nivel de demanda de los usuarios finales con una menor generación. Por lo tanto es un beneficio para la economía al representar una asignación más eficiente de los recursos energéticos del país y a su vez representan un menor costo para las empresas distribuidoras.
30. **Reducción de pérdidas no técnicas:** La reducción de las pérdidas no técnicas o comerciales se produce dada la normalización de clientes que no pagan por el servicio o que se les factura una cantidad menor de energía, por razones como la falta de medición del consumo, conexión fraudulenta o por no estar incluidos en las bases de datos de las empresas. Una vez la instalación de un cliente es normalizada y el servicio es facturado correctamente se espera que el cliente reduzca su consumo frente a lo que solía consumir cuando no pagaba por el servicio.
31. La evaluación de las pérdidas no técnicas, en la situación sin proyecto, puede hacerse con referencia a la Figura 1, la cual se refiere sólo a las pérdidas comerciales y no abarca la curva de demanda agregada total de electricidad.

**Figura 1: Curva de demanda y variaciones en el excedente al consumidor**



1. El precio pagado por esta energía por los consumidores que no son facturados es esencialmente cero, punto en el cual consumen Q0. Estos consumidores perciben beneficios (excedentes) brutos bajo la curva de demanda iguales a las áreas 1+2+3. El productor pierde el equivalente a las áreas 2+3+4, su costo de producción por debajo de la tarifa de costo marginal P1. El excedente neto para la sociedad es el área 1 menos el área 4.
2. Mediante mejoras en el control de pérdidas con el proyecto, el precio puede llevarse a P1 y la cantidad suministrada a Q1, los beneficios económicos brutos equivalen a las áreas 1 + 2. Los pagos que recibe el productor son equivalentes al área 2. El nuevo excedente al consumidor equivale al área 1 y el excedente neto para la sociedad se ve incrementado relativamente a la situación en la cual no se factura al consumidor por un monto equivalente al área 4. Dicha área 4 constituye el beneficio económico de la reducción de pérdidas comerciales.
3. En resumen, el beneficio de la reducción de pérdidas comerciales se traduce en un beneficio financiero y constituye un ahorro de la sociedad, pues se deja de generar la cantidad Q0 - Q1 que sólo tiene una utilidad dada por el área 3.
4. Los beneficios financieros o privados del proyecto para las EDEs están representadas por las áreas 2 + 3 + 4 en la Figura 1. Esto se explica como sigue: sin el proyecto el ingreso al productor es cero y sus costos, equivalentes a la energía entregada en pérdidas comerciales, son iguales a las áreas 2+3+4. Con el proyecto, el ingreso equivale al área 2 y el costo de producción equivale también al área 2, con un resultado neto de cero. Por lo tanto el beneficio financiero neto equivale a las áreas 2 (recuperación de costos) +3+4 (costos de energía no producida)
5. Los costos asociados a la reducción de pérdidas comerciales incluyen las inversiones indicadas en el “Plan Integral del Sector Eléctrico 2013-2016”, US$600 millones, corregidas por el valor real ejecutado en el 2013 y lo incluido en el Presupuesto del 2014, en equipos de medición remota, software de control y costos de personal para identificar y corregir fraudes.
6. El siguiente cuadro presenta el resumen de los resultados del modelo de evaluación para cada EDEs y agregado descontado a una tasa social de descuento del 12%:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **EDENORTE** | **EDESUR** | **EDESTE** | **TOTAL EDES** |
|  |  |  |  |  |
| VPN Costos MUS$ | 136,68 | 171,95 | 132,27 | 440,90 |
|  |  |  |  |  |
| VPN Beneficios Económicos MUS$ | 263,16 | 305,03 | 276,45 | 844,65 |
| Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) | 24,94% | 22,93% | 27,09% | **24,81%** |
|  |  |  |  |  |
| VPN Beneficios Financieros MUS$ | 571,38 | 666,75 | 509,56 | 1.747,69 |
| Tasa Interna de Retorno Financiero (TIR) | 54,07% | 50,15% | 49,85% | **51,27%** |

1. En cuanto al análisis financiero, se tienen resultados más positivos, puesto que en este caso la transferencia de efectivo de los consumidores al productor, genera beneficios por ingresos incrementales a la distribuidora. Esta transferencia no representa beneficios en el análisis económico pues los consumidores siguen obteniendo la utilidad del servicio, independiente de quién paga por él. (Ver Anexo 1 con los flujos de efectivo)
2. **Índice de Cobranza y CRI**
3. El índice de Recuperación de Efectivo, CRI (Cash Recovery Index) se define como:

$$CRI=\frac{Energía Facturada GWh}{Energía Comprada GWh}×\frac{Energía Cobrada \$}{Energía Facturada \$}$$

1. Para una empresa de estándares normales, con pérdidas técnicas de 10% y pérdidas comerciales o no-técnicas del 3%, el primer término sería alrededor de 87%; la tasa de cobranza debería ser del orden de 98%, resultando en un CRI aceptable de 85%. En el caso de las EDEs, estos indicadores tienen los siguientes valores en el 2013:

|  |
| --- |
| Índices de Pérdidas, Cobranza y CRI para las empresas distribuidoras 2013) |
|  | **Pérdidas** | **Cobranza** | **CRI** |
| EDEs | 33,1% | 95,4% | 63,8% |
| EDENORTE | 34,9% | 96,2% | 62,6% |
| EDESUR | 28,8% | 95,4% | 67,9% |
| EDEESTE | 36,3% | 94,7% | 60,4% |

1. Como puede observarse, el CRI de las EDEs está lejos de ser aceptable. La meta propuesta para el 2016 por la CDEEE sería un CRI de 72%, junto con una meta de pérdidas totales de 25,1%, esto implicaría una cobranza de 96% en comparación con el actual valor de 95,4%.
2. Los costos de mejorar la cobranza son sobre todo de índole administrativo, en el sentido de introducir medidas para facilitar el pago de las facturas y para inducir el pago, tales como el corte del servicio por no pago. Las estimaciones de beneficios financieros asociados con la mejora de la cobranza se resumen en el siguiente cuadro:



1. Los beneficios asociados con una mejor cobranza exceden ampliamente los costos, incluso manteniéndose en el 96% de la meta propuesta. El ingreso proveniente del mayor recaudo, refleja el ahorro fiscal por la reducción del subsidio del GRD al sector.
2. **Aumento de usuarios con 24 horas de servicio**
3. Actualmente hay una proporción importante de los consumidores que sólo tienen un limitado número de horas de servicio al día, estimándose que sólo se abastece 82,8% de la energía que realmente se demanda. El beneficio puede explicarse a través de la siguiente figura:



1. Supóngase la tarifa vigente P1, para la cual los consumidores querrían adquirir Q1, pero el sistema sólo les proporciona Q0 por cuyo valor estarían dispuesto a pagar P0. Al haber mayor disponibilidad de energía, el beneficio de pasar de un suministro de Q0 a Q1 estaría dado por el área bajo la curva de demanda comprendido entre Q0 y Q1, la cual tiene dos partes: el cobro de la empresa por el suministro adicional, el cual compensa sus costos marginales que pueden suponerse iguales a P1 y el triángulo de bienestar que representa la ganancia neta de bienestar al expandir el suministro.
2. Para un consumidor típico de 200 kWh mensuales usando los valores tarifarios de 2013, se obtiene:



1. Para el consumidor con las características del cuadro anterior, los beneficios económicos anuales serían del orden de US$19,3.
2. Se estima que a finales del 2013 había 903.811 clientes 24 horas, de un total de 1.891.975 aproximadamente. La meta para finales de 2016 es tener un total de 1.318.811 clientes 24 horas, de un total de 2.2 millones aproximadamente. El costo asociado con atender los clientes 24 horas es solamente el costo marginal de suministro, el cual se le cobra al cliente dentro de su tarifa.
3. El siguiente cuadro provee una cuantificación de los beneficios económicos estimados mediante el método indicado, el cual arroja un VPN de US$9,8 millones.



1. **Análisis de sensibilidad**
2. **Reducción de pérdidas de energía**
3. En el caso de la evaluación del impacto por disminución de pérdidas se estudiaron los siguientes casos:
* Caso A: sensibilidad a la elasticidad precio de la demanda: una menor elasticidad reduce los beneficios económicos al producir menores cambios en el consumo como resultado de cambios en el precio. Para evaluar su efecto se analizó una elasticidad precio de -0.1.+
* Caso B: sensibilidad a los costos. Se analizó el efecto de aumentar los costos de inversión en 20%.
* Caso C: sensibilidad a la meta de pérdidas totales de 23.1% al 2017. Se analizó el caso en el cual la meta no se cumple y se alcanza solamente 28,2%.
1. Los resultados económicos y financieros para el agregado de las 3 EDEs se resumen en las siguientes tabla:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **CASOS** | **BASE** | **A** | **B** | **C** |
|  |  |  |  |  |
| VPN Costos MUS$ | 440,90 | 440,90 | 529,08 | 440,90 |
|  |  |  |  |  |
| Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) | 24,81% | 18,41% | 20,56% | 11,68% |
| VPN Beneficios Económicos MUS$ | 844,65 | 634,87 | 844,65 | 431,86 |
| Relación B/C | 1,92 | 1,44 | 1,60 | 0,98 |
|  |  |  |  |  |
| Tasa Interna de Retorno Financiera (TIR) | 51,27% | 50,40% | 42,75% | 26,46% |
| VPN Beneficios Financieros MUS$ | 1.747,69 | 1.722,42 | 1.747,69 | 901,15 |
| Relación B/C | 3,96 | 3,91 | 3,30 | 2,04 |

1. El resultado económico es particularmente sensible a la elasticidad precio. Como lo muestra el caso A, cuando la elasticidad es baja los beneficios se reducen a casi un tercio. En contraste con los beneficios económicos, los beneficios financieros no se ven afectados por la elasticidad precio. Con referencia a la Figura 1, esto se explica porque el área 2 + 3 + 4, que constituye el beneficio financiero, no varía con la pendiente de la curva que pasa por el punto Q0.
2. El incremento de los costos en 20% tiene un impacto alrededor del 4% y 9% en las tasas de retorno económico y financiera respectivamente, mientras que el caso C, donde solo se alcanzan una reducción de las pérdidas de la mitad de las metas previstas, es el caso con mayor impacto ya que las tasas de retorno se reducen también a la mitad, siendo la TIRE de 11.68% y la TIR de 26.46%.
3. **Índice de Cobranza y CRI**
4. La sensibilidad realizada en este caso fue evaluar si se logra un valor de cobranza de 98%, en vez del 96% propuesto como meta en el 2016. Se obtiene un mayor VPN del Beneficio en US$ 47,7 millones, tal como lo indica la tabla del punto III.13 de este Anexo. La diferencia de sólo dos puntos porcentuales en la meta de cobranza tiene un gran impacto sobre las finanzas de CDEEE al mejorar los beneficios en 7.6%.
5. **Aumento de usuarios con 24 horas de servicio**
6. La mayor fuente de incertidumbre es la elasticidad precio de la demanda. En este caso, una menor elasticidad precio resulta en una pérdida de bienestar mucho más considerable y por lo tanto en beneficios mayores con respecto al caso base.



1. Para el consumidor con las características del cuadro anterior, los beneficios económicos anuales serían del orden de US$19,3. Considerando el supuesto de incremento de usuarios se obtiene:



1. El triángulo de bienestar se cuadruplica en valor con una menor elasticidad precio, justificando ampliamente la medida de abastecimiento de 24 horas.
2. **Conclusiones**
3. A continuación se resumen los resultados encontrados en la evaluación.

|  |
| --- |
| Evaluación Económica—Cuadro Resumen |
|  |  | Reducción de Pérdidas evaluación económica | Reducción de Pérdidas evaluación financiera) | Mejoría Cobros | Usuarios 24 horas de servicio |
| TIRE |  | 11,68% – 24,82% | 51.27%–26.46% |  |  |
| VP Beneficios M$ |  | 844–431 | 1,747–901 | 30,4–83,1 | 9,8–39,3 |
| VP Costos M$ |  | 440,9–529,1 | 440,9–529,1 | 7,2 |  |
| Relación B/C |  | 1,92–0.98 | 3,96–2,04 | 11,6 |  |

1. El análisis de los indicadores de evaluación de los tres componentes del Programa:
* Reducción de las pérdidas totales del sistema con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 24,81% para la evaluación económica y del 51.27% para la evaluación financiera del proyecto.
* Mejoría en las cobranzas, conuna relación B-C de 11,6. El ingreso a las EDEs proveniente del mayor recaudo refleja el ahorro fiscal por la reducción del subsidio del GRD al sector.
* Incremento en el número de usuarios con 24 horas de servicio, con un VPN de US$9,8 millones.
1. Los resultados permiten verificar su interacción y su complementariedad, al contribuir cada uno de ellos con la identificación de beneficios netos a la evaluación del mismo, aunque sus indicadores no puedan ser adicionados. En el caso particular de la mejoría del CRI y la Reducción de Pérdidas Totales, la complementariedad es más marcada, puesto que el resultado de la evaluación del CRI tiene en cuenta el comportamiento de las pérdidas totales. En el presente análisis, en la evaluación económica de la mejoría en el CRI se ha considerado únicamente el efecto en el indicador del porcentaje de cobranza, a fin de evitar la doble contabilidad de beneficios por la reducción de las pérdidas totales, las cuales se consideraron por separado.
2. La justificación financiera del programa se basa en el incremento del recaudo de efectivo como resultado de la mejoría en la eficiencia operativa de las EDEs, a través de una disminución de las pérdidas comerciales y aumento de la cobranza y la reducción de compras de energía por reducción de las pérdidas técnicas.
3. La justificación económica del programa se centra en la valoración económica y financiera de las EDEs, la sociedad y el GRD, al poder hacer una mejor asignación de los recursos que se le viene entregando en subsidios al sector. El programa tiene como principales beneficios económicos: i) una mejor asignación de los recursos económicos de la sociedad por reducción de producción resultante de menores pérdidas técnicas y no técnicas; ii) una reducción de los subsidios por parte del GRD al sector; y iii) una mejoría en la calidad de servicio, y por ende una contribución a una mejor calidad de vida de la población.

**Anexo 1A. Flujo de caja agregado para las EDEs.**



**Anexo 1B. Flujo de caja EDENORTE**



**Anexo 1C. Flujo de caja EDESUR**



**Anexo 1C. Flujo de caja EDEESTE**



1. Según informes de Comisión de Integración Energética Regional (CIER), San Salvador (Brasil), Electricaribe y Electrocosta (Costa Norte de Colombia), Tegucigalpa (Honduras) y Regiones del Norte y Sur de Chile son ejemplos de sistemas comparables con el sistema dominicano con poca densidad, niveles socioeconómicos con capacidad de pago media o baja, presencia de marginalidad y dispersión que han alcanzado niveles de pérdidas totales que no superan el 14%. Para estas mismas empresas, los niveles de CRI son superiores al 86%, lo cual implica cobranzas de, al menos, 95%. [↑](#footnote-ref-1)