Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**HONDURAS**

**APOYO PROGRAMÁTICO A REFORMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO. TERCER PRÉSTAMO**

**(HO-L1189)**

**Plan de Seguimiento y Evaluación**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos Jacome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Michelle Carvalho; Alberto Levy; Wilkferg Vanegas, y Stephanie Suber (INE/ENE); Nalda Morales y María Cecilia del Puerto (FMP/CHO); Alejandro Aguiluz (CID/CHO); y María Cristina Landázuri (LEG/SGO).

1. **Introducción**
   1. El presente documento describe las tareas de monitoreo y evaluación necesarias respecto a las actividades, compromisos de política y resultados de la tercera operación de préstamo HO-L1186 – Apoyo Programático a Reformas del Sector Eléctrico.
   2. El objetivo general de la serie programática y específicamente de la tercera y última operación programática es apoyar al Gobierno de Honduras en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en su sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; (ii) mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y (iii) adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico. La Operación está alineada con la Estrategia del Banco con el país que busca mejorar la eficiencia del sector eléctrico.
   3. El prestatario será la República de Honduras y el organismo ejecutor será la Secretaría de Finanzas (SEFIN) que coordinará con ENEE, la Secretaría MiAmbiente, la CNE, y otras entidades según sea necesario. Como ejecutor del programa, la SEFIN tiene las siguientes responsabilidades: (i) impulsar el logro de los objetivos de política; (ii) proveer evidencia del cumplimiento de las condiciones de política acordadas; y (iii) recopilar y proveer la información que permita al GHO y al BID medir y evaluar los resultados del programa.
   4. El método adecuado de evaluación para un Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP) con objetivos y metas específicas es el de evaluación reflexiva. El equipo evaluará la consecución de los objetivos del programa tomando como referencia las metas e indicadores establecidos en las matrices de política y de resultados de las operaciones del programa.
2. **Monitoreo**
   1. El objetivo del monitoreo es: (i) verificar el cumplimiento de los compromisos de política del Gobierno de Panamá establecidos en la matriz de políticas (Anexo II del POD); y (ii) verificar su alcance e impacto de acuerdo a las metas e indicadores establecidos en la matriz de políticas y en la de resultados.
   2. El monitoreo de las metas incluidas en la Matriz de Política / Medios de Verificación será realizada por el equipo de proyecto con el apoyo de un consultor y con los insumos provistos por el equipo de la ENEE, la Secretaría MiAmbiente y la CNE, bajo la coordinación de la Secretaría de Finanzas (SEFIN). Los medios de verificación serán la fuente de información que determinará el cumplimiento de las metas de política. El monitoreo del equipo de proyecto tendrá inicio después de la aprobación de la operación en el Directorio del Banco, con el objetivo de elaborar los informes de cumplimiento para los desembolsos. Por otro lado, el monitoreo de las metas e indicadores de los resultados tendrá inicio una vez desembolsados los recursos de la segunda operación.
3. **Indicadores de producto.**

| **Objetivo** | **Producto** | **Unidad** | **Base**  **(2014)** | **2017**[[1]](#footnote-1) |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1. **IMPLEMENTAR UN MARCO LEGAL, REGULATORIO E INSTITUCIONAL ADECUADO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO** | | | | | | |
| I-1 Contar con un marco legal, regulatorio e institucional que permita asegurar la sostenibilidad del sector eléctrico. | Que la LGIE y los reglamentos emitidos con ocasión de las operaciones anteriores de la serie programática se encuentran vigentes y que la CREE haya completado la emisión de las siguientes disposiciones reglamentarias requeridas por la LGIE y establecidas en el Plan de Acción entregado como parte de la segunda operación individual de la serie programática:   * Reglamento de tarifas y ajuste tarifario. * Norma Técnica del servicio de distribución, incluyendo calidad de servicio, y contribuciones * Norma Técnica del servicio de transmisión, incluyendo el régimen de precios aplicables por uso de la red. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que se haya iniciado el proceso de contratación de consultorías para la elaboración de: (i) norma técnica de servicios complementarios; (ii) Norma técnica de usuarios regulados autoproductores; (iii) Reglamento de régimen tarifario | 0 | 1 | 1 |  |
| Que el Consejo Nacional de Energía (CONAEN) presente un Informe sobre el avance del proceso de implementación de la reforma, incluyendo una evaluación independiente del funcionamiento del sector y sus instituciones bajo el marco de la LGIE, y las medidas adicionales que se deban adoptar de ser necesario. | 0 | 0 | 1 |  |
| I-2 Contar con capacidad institucional y personal capacitado que permitan asegurar la definición y puesta en marcha de políticas públicas para el sector eléctrico. | Que MiAmbiente se encuentre funcionando como ente rector del sector eléctrico asegurando la definición y puesta en marcha y seguimiento de las políticas públicas que orientan las actividades del sector eléctrico durante la transición de funciones a la nueva Secretaría de Estado en el Despacho de Energía | 0 | 1 | 1 |  |
| Que se haya creado la Secretaria de Estado en el Despacho de Energía (SEN) como institución rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional y que : (i) se haya nombrado el personal básico para la puesta en marcha de la Secretaría ; y (ii) cuente con la asignación de presupuesto requerida y un plan de trabajo anual. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que se haya creado y esté operativo el Consejo Nacional de Energía (CONAEN) para llevar adelante la articulación estratégica y coordinación intersectorial del sector energético. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que se haya constituido y se encuentre en funcionamiento la Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Energía (CONAEN) y esta tenga la función de apoyo técnico y administrativo del CONAEN. | 0 | 0 | 1 |  |
| I-3 Contar con capacidad institucional y el personal capacitado que permitan regular las actividades del sector eléctrico. | Que la CREE se encuentre funcionando como ente encargado de regular las actividades del sector eléctrico. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que la CREE cuente con los recursos financieros, el personal directivo y haya seleccionado el personal técnico necesario para la regulación del sector. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que las decisiones adoptadas por la CREE estén siendo publicadas de acuerdo con lo establecido en la LGIE. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que se haya presentado al Poder Ejecutivo y al Congreso el informe anual de la CREE indicando el funcionamiento del sector y las medidas adicionales que será necesario adoptar. | 0 | 0 | 1 |  |
| I-4 Contar con una entidad y con los reglamentos necesarios para la operación y planificación del sistema eléctrico nacional. | Que se haya conformado el Operador del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con lo dispuesto en la LGIE | 0 | 1 | 1 |  |
| Que se haya establecido el Comité de Agentes del Mercado. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que el Operador del Sistema haya definido y se haya publicado el plan de expansión de generación y transmisión. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que el Operador del Sistema cuente con los recursos financieros, el personal directivo y la infraestructura para supervisar y controlar las operaciones del Sistema Interconectado Nacional y administrar el mercado de oportunidad. | 0 | 0 | 1 |  |
|  | Que el Operador del Sistema calcule y publique: (i) el costo marginal en función del despacho al mínimo costo; (ii) niveles de energía producidos por diferentes tipos de tecnologías; (iii) verifique los costos variables a los generadores; y (iv) elabore el plan operativo anual para el siguiente año, según corresponda (2018 o el año siguiente a aquel en que se realice el desembolso). |  |  |  |  |
|  | Que el Comité de Agentes del Mercado realice evaluaciones periódicas del desempeño y presente propuestas de medidas susceptibles de mejorar para el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado. |  |  |  |  |
| 1. **MEJORA EN LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA Y EFICIENCIA OPERATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO** | | | | | | |
| II- 1 Reestructurar la ENEE para mejorar el desempeño operativo y financiero del sector. | Que se haya fortalecido la unidad de negocio de generación de la ENEE y esta participa competitivamente en el mercado. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que se haya establecido el contrato con el operador privado para el segmento de distribución de la ENEE. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que el sector de distribución de la ENEE se encuentre operando con un operador privado y que el mismo esté cumpliendo las metas de resultados definidas en el contrato de operación. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que la ENEE esté cumpliendo con las metas de déficit consolidado establecidas en el plan de acción del gobierno. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que las empresas del Grupo ENEE se hayan escindido legalmente. | 0 | 0 | 1 |  |
| Que la ENEE haya fortalecido su capacidad de elaborar estados financieros conforme a los requerimientos de auditoría independiente | 0 | 1 | 1 |  |
|  | Que las compras de energía se estén realizando mediante procedimientos competitivos de licitación, con base en los contratos estándar acordados, y en consistencia con el plan de expansión de generación aprobado. |  |  |  |  |
|  | Que se haya desarrollado y se encuentre en vigencia el Reglamento de tarifas provisionales. |  |  |  |  |
| II-2 Promover la competencia en el sector eléctrico y fortalecer el mercado de electricidad, mejorando los procedimientos de compra de energía. | Que el Reglamento de tarifas provisionales contenga los cargos para remunerar las actividades de transmisión y distribución de cada empresa. | 0 | 0 | 1 |  |
| II-3 Contar con un régimen tarifario que permita remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, unas tarifas competitivas al usuario final y focalizar el subsidio directo a usuarios de bajo consumo. | Que la CREE haya aprobado el pliego tarifario provisional y que el mismo se esté aplicando para los clientes no residenciales y que los costos de generación y transmisión incorporados en las tarifas se estén actualizando con la periodicidad aprobada por la CREE. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que los subsidios se estén entregando con base en el reglamento de subsidios y sus disposiciones para la focalización del subsidio. |  |  |  |  |
| Que se haya fortalecido la unidad de negocio de generación de la ENEE y esta participa competitivamente en el mercado. |  |  |  |  |
| Que se haya establecido el contrato con el operador privado para el segmento de distribución de la ENEE. | 0 | 0 | 1 |  |
| 1. **ADOPTAR POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO** | | | | | | |
| III-1 Contar con un marco regulatorio que promueva la diversificación de fuentes de energía limpia y la reducción de costos de generación. | Que el plan de expansión de generación incluya proyectos de generación de energía de fuentes renovables no convencionales | 0 | 0 | 1 |  |
| Que se haya realizado subastas de compra de energía | 0 | 1 | 1 |  |
| III-2 Contar con un marco regulatorio y unas políticas que promuevan la Eficiencia Energética. | Que los planes de eficiencia y ahorro energético se estén implementando satisfactoriamente en al menos 10 de las instituciones de la administración pública y se reporten los ahorros obtenidos por la implementación de los mismos. | 0 | 1 | 1 |  |
| Que el esquema tarifario vigente contemple la posibilidad de facturar el consumo en horas de valle e incrementos en hora de punta (tarifas multi-horarias en el sector comercial e industrial). | 0 | 0 | 1 |  |
| III-3 Contar con un marco regulatorio armonizado con el Mercado Eléctrico Regional. | Que las licitaciones de compras de energía realizadas hayan establecido la participación de generación proveniente de países del MER. | 0 | 1 | 1 |  |

1. **Recolección de la información**
   1. El Gobierno de Honduras y el Banco han acordado efectuar reuniones de seguimiento en fechas a definir de común acuerdo. Dada la modalidad de la operación, la recolección de la información se llevará a cabo antes del único desembolso de la operación, y con el objetivo de preparar el informe de cumplimiento que garantice la consecución de todos los compromisos establecidos en la [Matriz de Política](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-HO-LON/HO-L1189/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-1191349220-5) y los indicadores de impacto y de resultados contenidos en la [Matriz de Resultados](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-HO-LON/HO-L1189/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-1191349220-6), así como que se hayan proporcionado todos los documentos establecidos como [Medios de Verificación](https://idbg.sharepoint.com/teams/EZ-HO-LON/HO-L1189/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=EZSHARE-1191349220-8).
   2. El BID seguirá apoyando al Gobierno de Honduras en el cumplimiento de los compromisos de política mediante recursos de Cooperación Técnica (CT) no reembolsable a ser aprobados en el tercer trimestre de 2017.
   3. El presupuesto designado para el seguimiento de los medios de verificación se describe a continuación:

|  |  |
| --- | --- |
| **Actividad** | **Responsable y Costo** |
| Reuniones de revisión del cumplimiento de los compromisos | US$5,000 IDB |
| Talleres de presentación de presentación del avance y contenido de los medios de verificación | US$5,000 IDB |
| Total | US$10,000 IDB\* |

\*Presupuesto transaccional.

1. Evaluación
   1. En esta sección se presenta la metodología de evaluación del programa, partiendo de las preguntas de evaluación, describiendo el alcance y los mecanismos de recolección de información, y presentando los indicadores de resultado e impacto definidos.
2. **Principales preguntas de evaluación.**
3. ¿Se ha establecido un marco legal, regulatorio e institucional que permita asegurar la sostenibilidad del sector eléctrico?
4. ¿Se ha fortalecido la capacidad institucional permitiendo asegurar la la definición e implementación de nuevas políticas públicas para el sector eléctrico?
5. ¿Se ha mejorado la institucionalidad con el fin regular las actividades del sector eléctrico?
6. ¿Se cuenta con la capacidad y herramientas para la operación y planificación adecuada del sistema eléctrico nacional?
7. ¿la reestructuración de la ENEE ha permitido mejorar el desempeño operativo y financiero del sector?
8. ¿Se promueve la competencia en el sector eléctrico y fortalecer el mercado de electricidad, mejorando los procedimientos de compra de energía?
9. ¿Se cuenta con un régimen tarifario que permita remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, unas tarifas competitivas al usuario final y focalizar el subsidio directo a usuarios de bajo consumo?
10. ¿Se cuenta con un marco regulatorio que promueva la diversificación de fuentes de energía limpia y la reducción de costos de generación?
11. ¿Se ha creado un regulatorio y de políticas que promuevan la Eficiencia Energética?
12. ¿Se cuenta con un marco regulatorio que fomente y facilite los intercambios con el Mercado Eléctrico Regional?
13. **Conocimiento existente.**
    1. Se realizó una evaluación económica de análisis costo beneficio ex ante. La aproximación a la evaluación económica del programa consiste en hacer la estimación de beneficios y costos económicos de los resultados identificables y cuantificables asociados con las medidas de política que se contemplan en el programa. Los principales beneficios esperados se derivan de la reducción de pérdidas y de la diversificación de la matriz de generación. A continuación, se presenta su descripción:
    2. **Reducción de pérdidas.** La evaluación considera las inversiones anuales requeridas para financiar los programas de reducción de pérdidas en el marco de reformas del sector, para reducirlas del 32% a un nivel de pérdidas eficientes del orden del 14%, con una disminución promedio anual del 3%. El resultado de la evaluación muestra una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) negativa, mientras que una Tasa Interna de Retorno Financiera del 70%, lo cual indica que esta medida representa un impacto muy positivo para la sostenibilidad financiera de la ENEE y del sector.
    3. **Focalización de subsidios**. El análisis considera que, a través de las medidas, los subsidios sean otorgados focalizando a la población de menor ingreso y que para aquellos usuarios con capacidad de pago, la tarifa de energía eléctrica refleje los costos del servicio. Los beneficios económicos corresponden a los asociados a la reducción del consumo de energía de este último grupo de usuarios, en respuesta al incremento en su tarifa. Dado que los costos de implementación de esta metodología son muy bajos se obtiene una TIRE indeterminada. Por lo tanto se considera el Valor Presente Neto de los beneficios económicos estimado en US$77 millones.
    4. **Diversificación de la matriz de generación.** Como resultado de las medidas se espera el incremento en la participación de las energías renovables en la producción de energía y por ende, reducción del costo de generación dada la sustitución de generación de energía térmica. El análisis considera las inversiones de los sectores público y privado y la formación de precios a partir de procesos competitivos. El resultado muestra una TIRE del 17%.
    5. **Indicadores principales para la evaluación.**
    6. Los indicadores principales considerados para la evaluación del programa son:

**RESULTADOS ESPERADOS**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Impacto** | **Indicador** | **Base**  **2016** | **Meta** | | **Medios de verificación** |
| **2018** | **2020** |
| Mejora de la sostenibilidad financiera del sector[[2]](#footnote-2). | Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público / PIB (%). | 0,7% | 0,3% | % | Informes SEFIN. |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Resultado** | **Indicador** | **Base**  **2016** | **Meta** | | **Medios de verificación/** |
| **2018** | **2020** | **Comentarios** |
| Mejora en la eficiencia operativa y comercial del sector eléctrico. | Índice de pérdidas del sector eléctrico (%). | 28% | 24% | 18.81% | Informes ENEE  El índice se calcula como: Pérdidas de Energía Eléctrica / Energía Disponible (%). |
| Aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica. | Generación proveniente de Energías Renovables / Generación total de energía eléctrica (%)[[3]](#footnote-3). | 48% | 50% | 53% | Informes ENEE. |
| Aumento en las transacciones de energía en el MER. | Cantidad de energía transada en el MER / Energía Disponible (%). | 2,0% | 2,5% | 3% | Informes del Ente Operador Regional EOR. |
| Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector energético. | Secretaria de Energía establecida. | 0 | 1 | 1 | Informe de la SEFIN |

1. **Metodología de Evaluación.** 
   1. Las metodologías propuestas consisten en un análisis antes – después para medir el alcance de los resultados y una evaluación de impacto.
   2. **Método antes – después.** Para definir si los resultados se han alcanzado, se realizará una medición antes – después siguiendo los lineamientos establecidos por el Banco para la preparación de los Informes de Terminación de Proyecto (PCR), en función a los indicadores de impacto y resultado establecidos en la matriz, descritos en la sección anterior.
   3. **Evaluación económica ex post.** La evaluación ex post del programa tiene como finalidad analizar el grado de cumplimiento de los objetivos y metas trazadas, como también evaluar el impacto y los efectos derivados de la materialización de los resultados.
   4. En esta evaluación se considera el impacto económico de las reformas planteadas en el programa, considerando la reducción de las pérdidas de energía, la focalización de subsidios, y la diversificación de la matriz de generación. La metodología incluye un análisis de sensibilidad sobre variables críticas como la elasticidad precio de la demanda y las asociadas a los beneficios. A continuación se describe la metodología para cada una de las tres áreas evaluadas:
   5. **Reducción de Pérdidas.** La reducción de pérdidas totales tiene dos componentes: la reducción de pérdidas técnicas, que están asociadas con energía perdida en los elementos de transmisión y distribución, y pérdidas comerciales, asociadas con consumidores sin medidor, con hurto de energía o con mediciones defectuosas. Las inversiones están orientadas a la reducción de pérdidas comerciales.
   6. Las pérdidas comerciales tienen 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
   1. La metodología se ilustra en la Figura III-1:



**Figura III-1. Curva de Demanda antes y después de medidas   
de reducción de pérdidas**

* 1. En esta figura, el punto de consumo inicial 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.
  1. 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.
  1. Nótese que los beneficios anotados se generan aunque el costo de suministro esté todavía por encima de la tarifa P1.
  2. 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.
  3. Tasa interna de retorno: La TIR económica y el valor presente neto se obtienen asociando los beneficios económicos y los costos del proyecto, obteniéndose así el siguiente flujo de caja neto.
  4. **Focalización de subsidios.** La focalización de subsidios tiene como objetivo ajustar las tarifas de sectores residenciales subsidiados para mejor reflejar los costos del servicio. El proceso se analiza en dos documentos:
  + Proyecto GAUREE II: Generación Autónoma y Uso Racional de la Energía Eléctrica—Tarifas Multihorarias, Socialización e Impacto; Tarifa Horaria y Manejo de la Demanda, de septiembre de 2011; y
  + Subsidios al Consumo Residencial de Electricidad en Honduras, Análisis y Recomendaciones, Ángel Baide, Banco Mundial, marzo de 2010.
  1. Actualmente el rango de subsidios abarca un gran rango de consumidores y el objetivo de la medida de focalización consiste en reducir el rango de manera sustancial. Los beneficios económicos de la focalización de subsidios para un rango de consumo residencial consisten en las consecuencias de un aumento tarifario que incide sobre el consumo de los usuarios en el rango analizado. La reducción de consumo que acompaña el aumento de la tarifa lleva a una mejor asignación de recursos, que se explica en la siguiente Figura III-2:



**Figura III-2. Beneficios económicos de la focalización de subsidios**

* 1. El eje de las abscisas representa el consumo de usuarios en un determinado rango. Q0 es el consumo previo al ajuste, con un precio P0. Al ajustarse la tarifa a P1, el consumo disminuye hasta Q1. En el proceso, se recupera el costo de las áreas D+E, y los consumidores pierden el excedente del área D. El beneficio económico neto está representado por el área E.
  2. Los beneficios financieros de la empresa están representados por los incrementos en facturación y el ahorro neto en costos de suministro, iguales a las áreas C+D+E.
  3. **Costos Económicos:** La focalización de subsidios se logra con medidas administrativas a un costo meramente nominal. Es posible que se requiera alguna inversión en una campaña de divulgación para explicar a los consumidores la racionalidad detrás de los ajustes tarifarios y maneras de enfrentarlos, por ejemplo, mediante el uso de electrodomésticos más eficientes y el ahorro de energía. Este tipo de acciones no tiene un costo que supere los US$2 millones.
  4. Tasa interna de retorno y valor presente neto: Los valores presentes netos se calcularon con una tasa de descuento de 12%, dado que los costos de la focalización de subsidios están órdenes de magnitud por debajo de los beneficios, las TIR correspondientes son prácticamente infinitas.
  5. Análisis de sensibilidad: De manera similar al caso anterior, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad respecto a la elasticidad precio de la demanda y a la tasa de descuento,
  6. **Diversificación de la matriz de generación.** La metodología aplicada consiste en (a) establecer un plan de inversión de referencia sobre un período de 8 años con entradas en servicio escalonadas para las diferentes plantas, y (b) estimar los beneficios con base en los ahorros de sustitución de energía térmica tomando un límite inferior del costo de $0.14/kWh.
  7. Los beneficios económicos se estiman de acuerdo con el costo de compra evitado cuando las plantas de energía renovable estén en operación.

1. **Informe de Terminación del Proyecto (PCR)**
   1. El Informe de Terminación de Proyecto o PCR, por sus siglas en inglés, es el principal instrumento de rendición de cuentas que utiliza el Banco para mostrar tanto a partes involucradas internos y externos al Banco, el desempeño de sus operaciones con garantía soberana y la efectividad en el Desarrollo de las mismas. Asimismo, presenta los principales hallazgos y recomendaciones a fin de fortalecer el diseño y ejecución de futuros proyectos.
   2. El PCR será aplicado según las nuevas guías que entraron en vigencia el 5 de agosto de 2014, bajo el código OP-1242; y tuvieron su primera actualización en febrero de 2015.
   3. La evaluación será conducida a partir del análisis de los criterios centrales y criterios no centrales. Los criterios centrales del PCR, básicamente evalúan el desempeño del proyecto y se determinan en forma objetiva con base en los resultados y productos del mismo, y se califica a través de cuatro criterios: (i) Efectividad, (ii) Eficiencia[[4]](#footnote-4), (iii) Relevancia y (iv) Sostenibilidad.
   4. Los criterios no centrales del PCR son aquellos evaluables, pero que no califican la efectividad de la intervención. En su defecto evalúan la contribución de la operación a los objetivos de desarrollo del Banco; la contribución a los objetivos de desarrollo del país; el cumplimiento del plan de monitoreo y evaluación; el uso de sistemas país y la implementación y mitigación de salvaguardas ambientales y sociales.
   5. Será realizado hasta 6 meses después de haber desembolsado la segunda operación programática.

**Plan de Trabajo de Evaluación**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Actividad** | **2018** | | **2019** | | **Responsable y Costo** |
| **I** | **II** | **I** | **II** |
| **Informe de Terminación de Proyecto (PCR)** |  |  |  |  |  |
| Contratación de consultor para la preparación del PCR |  |  |  |  | US$15,000 IDB |
| Entrega y aprobación del PCR |  |  |  |  |
| **Evaluación económica ex post** |  |  |  |  |  |
| Contratación de consultor para la preparación del PCR |  |  |  |  | US$20,000 IDB |
| Entrega y aprobación de la evaluación económica |  |  |  |  |
| **Total** | US$ 40,000 | | | | |

* 1. Para la preparación de la evaluación económica ex post y el informe de terminación del proyecto, y adicionalmente a los medios de verificación para los compromisos del programa, se empleará la siguiente información, la cual será recopilada en el segundo semestre de 2018:
  + Informes ENEE presentado la evolución los valores del índice perdidas entre 2014 y 2018, y sus proyecciones.
  + Informes de CENNIS sobre la entrega de subsidios con base en su focalización, de acuerdo con el reglamento de subsidios hasta el año 2018.
  + Informe de la SEFIN remitiendo el pago de gasto (F01) con notificación de asignación recursos presupuestarios.
  + Versión actualizada del Plan de expansión de generación que incluye proyectos de generación incluyendo fuentes renovables no convencionales.

1. Por el tipo de operación (PBL) los productos son entregados de manera ex ante. [↑](#footnote-ref-1)
2. Este indicador refleja los esfuerzos para mejorar la eficiencia de la ENEE que refleja acciones tanto en reducción de pérdidas, diversificación de la matriz energética, reducción de costo de energía comprada, ajustes tarifarios y en la fórmula de combustible y control de gastos operacionales, masa salarial e inversiones. [↑](#footnote-ref-2)
3. El indicador se considera en términos de la energía generada, en lugar de capacidad instalada, ya que permite medir mejor el resultado, mostrando la producción efectiva de energía renovable. [↑](#footnote-ref-3)
4. En este caso, el criterio de eficiencia se evalúa pero no se califica al ser un programático [↑](#footnote-ref-4)