**Evaluación Económica del Programa** **Apoyo al Desarrollo Sostenible del Sector de Energético de Panamá**

**Informe Final**

**Presentado por Eduardo Afanador**

**Junio 1 de 2017**

Tabla de contenido

[1 Introducción – Antecedentes y objetivos 7](#_Toc484097014)

[1.1 Antecedentes y objetivo del Programa 7](#_Toc484097015)

[1.2 Objetivo del Análisis Económico 8](#_Toc484097016)

[1.3 Breve referencia a las Guías BID para evaluación económica del PBP 9](#_Toc484097017)

[1.4 Objetivo del Programa y Matriz de Políticas 10](#_Toc484097018)

[2 Evaluación económica del Componente 2.1 Desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible 10](#_Toc484097019)

[2.1 Consideraciones sobre el contexto del sector eléctrico panameño para efectos de la evaluación económica 11](#_Toc484097020)

[2.2 Evaluación económica del desarrollo de las Energías Renovables (ER) 11](#_Toc484097021)

[2.2.1 Supuestos y metodología 12](#_Toc484097022)

[2.2.2 Cálculo de beneficios netos del desarrollo de las energías renovables en el SIN 15](#_Toc484097023)

[2.2.3 Análisis de sensibilidad 22](#_Toc484097024)

[2.3 Evaluación económica de las medidas tendientes al desarrollo del gas natural (GN) para generación eléctrica 23](#_Toc484097025)

[2.3.1 Supuestos y metodología 24](#_Toc484097026)

[2.3.2 Beneficios netos del desarrollo del gas natural (GN) para generación eléctrica 25](#_Toc484097027)

[2.4 Evaluación económica de la implementación de medidas de eficiencia energética 28](#_Toc484097028)

[2.4.1 Supuestos y metodología 28](#_Toc484097029)

[2.4.2 Beneficios netos de las medidas de eficiencia energética 30](#_Toc484097030)

[2.4.3 Análisis de sensibilidad 36](#_Toc484097031)

[2.5 Consideraciones sobre la integración eléctrica regional 38](#_Toc484097032)

[2.6 Conclusiones de la evaluación económica del Componente 2.1 39](#_Toc484097033)

[3 Evaluación económica del Componente 2.3 Racionalización de los subsidios en el sector energético 41](#_Toc484097034)

[3.1.1 El esquema de subsidios a los consumidores del sector eléctrico de Panamá 41](#_Toc484097035)

[3.1.2 Supuestos y metodología 45](#_Toc484097036)

[3.1.3 Análisis de beneficios de la racionalización de los subsidios en el sector energético 46](#_Toc484097037)

[3.1.4 Análisis de sensibilidad de los beneficios de la racionalización de los subsidios en el sector energético 47](#_Toc484097038)

[4 Anexo 1 - Supuestos de costos de O&M y de generación 48](#_Toc484097039)

[5 Anexo 2 - Parámetros y cálculos para la estimación de beneficios y costos de medidas de eficiencia energética 52](#_Toc484097040)

Índice de Tablas

[Tabla 1 – Costos de inversión por MW instalado y por tecnología 14](#_Toc484097041)

[Tabla 2 – Entrada en operación de la nueva capacidad instalada según escenario (nuevas inversiones) 16](#_Toc484097042)

[Tabla 3 – Estimación de beneficios por menores costos de generación 19](#_Toc484097043)

[Tabla 4 – Estimación de beneficios por menores emisiones de CO2 20](#_Toc484097044)

[Tabla 5 – Inversión incremental en capacidad de generación (Millones USD$ 2016) 21](#_Toc484097045)

[Tabla 6 – Resumen de flujos diferenciales entre escenarios (USD$ Millones) 21](#_Toc484097046)

[Tabla 7 – Resumen de costos totales asociados con los escenarios 21](#_Toc484097047)

[Tabla 8 – VPN y TIR del beneficio neto por introducción de ER ante variaciones en los costos de inversión de la tecnología solar y eólica 22](#_Toc484097048)

[Tabla 9 – VPN del beneficio por introducción de ER ante variaciones en las emisiones y valoración del CO2 (Millones $USD) 22](#_Toc484097049)

[Tabla 10 – Resumen del resultado de procesos de contratación de suministro exclusivo para centrales termoeléctricas 2015 25](#_Toc484097050)

[Tabla 11 – Proyección del precio de la energía térmica según alternativa de generación 26](#_Toc484097051)

[Tabla 12 – Proyección del precio de la energía térmica según alternativa de generación 27](#_Toc484097052)

[Tabla 13 – Resumen de valoración beneficios asociados con el desarrollo del GN para generación eléctrica 27](#_Toc484097053)

[Tabla 14 – Distribución del consumo eléctrico por sectores 2014 30](#_Toc484097054)

[Tabla 15 – Metas indicativas de ahorro de energía por sector según las proyecciones del PEN 31](#_Toc484097055)

[Tabla 16 – Medidas de eficiencia energética seleccionadas para la evaluación económica 32](#_Toc484097056)

[Tabla 17 – Potencial ahorro energético por la implementación de medidas de eficiencia energética (GWh) 34](#_Toc484097057)

[Tabla 18 – Potencial de emisiones de CO2 evitadas por implementación de medidas de eficiencia energética (TonCO2) 35](#_Toc484097058)

[Tabla 19 – Resumen de beneficios y costos por la implementación de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico ($USD Millones) 35](#_Toc484097059)

[Tabla 20 – Sensibilidad del beneficio neto de las medidas de EE a reducción de la tarifa de electricidad 36](#_Toc484097060)

[Tabla 21 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de bombillos en el sector residencial 37](#_Toc484097061)

[Tabla 22 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de neveras en el sector residencial 37](#_Toc484097062)

[Tabla 23 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de bombillos en el sector comercial 37](#_Toc484097063)

[Tabla 24 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de bombillos en el sector público 38](#_Toc484097064)

[Tabla 25 – Beneficios económicos derivados de la operación coordinada del sistema eléctrico centroamericano (USD$ 1996) 38](#_Toc484097065)

[Tabla 26 – Flujo consolidado del componente de desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible 40](#_Toc484097066)

[Tabla 27 – Resumen de beneficios netos asociados con el desarrollo de una matriz energética sostenible 41](#_Toc484097067)

[Tabla 28 – Aportes del FET para el primer semestre de 2015 - USD 46](#_Toc484097068)

[Tabla 29 – Parámetros generales 52](#_Toc484097069)

[Tabla 30 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Residencial) 53](#_Toc484097070)

[Tabla 31 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de neveras (Sector Residencial) 54](#_Toc484097071)

[Tabla 32 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector comercial) 55](#_Toc484097072)

[Tabla 33 – Proyección de beneficios y costos para las medidas arquitectónicas en edificaciones nuevas (Sector comercial) 56](#_Toc484097073)

[Tabla 34 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Público) 57](#_Toc484097074)

[Tabla 35 – Proyección de beneficios y costos para las medidas arquitectónicas en edificaciones nuevas (Sector Público) 58](#_Toc484097075)

Índice de Gráficas

[Ilustración 1 – Potencial composición de la matriz de generación con 16](#_Toc484097076)

[Ilustración 2 – Proyección de generación térmica para los escenarios de referencia y renovable 17](#_Toc484097077)

[Ilustración 3 – Proyección de generación total, térmica y renovable del escenario de referencia 18](#_Toc484097078)

[Ilustración 4 – Proyección de generación total, térmica y renovable del escenario renovable 18](#_Toc484097079)

[Ilustración 5 – Proyección de costos anuales de generación según escenario 19](#_Toc484097080)

[Ilustración 6 – Proyección de emisiones anuales de CO2 según escenario 20](#_Toc484097081)

[Ilustración 7 – Ejemplo del valor ofertado por la solución de generación con GN frente a la mejor alternativa de generación No Gas 25](#_Toc484097082)

[Ilustración 8 – Proyección del consumo final eléctrico total para los escenarios del PEN 31](#_Toc484097083)

[Ilustración 9 - Aportes del Estado al FET, FACE y FTO 2004 – 2016 USD Mill 45](#_Toc484097084)

**Evaluación Económica del Programa Apoyo al Desarrollo Sostenible del Sector de Energético de Panamá**

# Introducción – Antecedentes y objetivos

El objetivo específico de la consultoría es preparar una evaluación económica del **Programa** (PN-L1145), a ser elaborada acorde con los lineamientos del Banco para este tipo de operación.

El presente **Informe Final** incorpora la evaluación económica del programa, siguiendo la metodología propuesta en el Primer Informe, cuyos elementos se recogen nuevamente en el presente informe para efectos de la contextualización y comprensión integral de la evaluación.

El Informe se divide en tres secciones, siendo la primera la presente introducción, y las secciones segunda y tercera, en su orden, contienen las evaluaciones económicas del Componente 2.1 (desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible diferenciando entre los subcomponentes de energías renovables, gas natural y eficiencia energética) y el Componente 2.3 (racionalización de los subsidios). Al final se incluyen algunos anexos con información utilizada para los cálculos.

## Antecedentes y objetivo del Programa

Con el fin de contextualizar la metodología propuesta, se presenta a continuación, algunos antecedentes, el alcance y objetivos del PBP para Panamá.

El Gobierno de Panamá (GdP) se encuentra en un proceso de fortalecimiento del sector de energía, a través de inversiones y reformas de políticas que buscan promover la sostenibilidad del sector y diversificar la matriz energética del país. Este proceso se remonta a 2010 cuando el GdP, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), inició el Programa de Apoyo a la Consolidación del Sector Energético (PN-L1033).

Continuando con el proceso de fortalecimiento del sector, el GdP ha solicitado al BID seguir apoyando el proceso de reforma sectorial, mediante una nueva serie programática. El objetivo de la operación consiste en apoyar el fortalecimiento del sector eléctrico a través de la implementación de medidas de política que: i) mejoren y consoliden la capacidad institucional, la gestión regulatoria, y la efectividad de las empresas del estado en el sector energético; (ii) desarrollar una matriz energética social y ambientalmente sostenible, mediante el fomento de las energías renovables, la introducción del gas natural, la eficiencia energética y la integración regional y (iii) racionalizar los subsidios en el sector energético. Se propone responder a esta solicitud, mediante el Programa de Reformas del Sector Eléctrico y a la Introducción de Gas Natural (PN-L1145), bajo la modalidad de préstamo programático (PBP).

Se ha identificado que el sector eléctrico panameño enfrenta problemas asociados con la planeación del sistema, dado el nivel de restricciones en transmisión y los retrasos en la ejecución de la expansión de la generación[[1]](#footnote-1), lo cual junto un crecimiento sostenido de la demanda, que se sitúa en valores altos y periodos de condiciones hidrológicas críticas han generado elevados costos de operación (costo marginal cercano a 250 USD/MW), al depender de la generación de las plantas térmicas más costosas, y un deterioro de la calidad del servicio. Se considera que la medida más efectiva para estabilizar y eventualmente reducir el precio de generación es la diversificación de las fuentes de suministro y el fomento de la competencia en el Mercado Mayorista, que se logra con el desarrollo de generación renovable, el uso de combustibles más limpios como el gas natural, la integración eléctrica regional a través del Mercado Eléctrico Regional (MER), y el uso racional y eficiente de energía (URE).

Si bien Panamá ha logrado incrementar la participación de energía renovable en su matriz energética (de 47,4% en 2010 a 66% en 2015), aún es altamente dependiente de los derivados del petróleo, los cuales se importan en su totalidad. Por el otro lado, la también alta dependencia de la generación hidroeléctrica introduce riesgos de desabastecimiento en condiciones de baja hidraulicidad, como por ejemplo durante eventos El Niño. La capacidad instalada del sistema en 2015 fue de 2.985 MW, con una participación del 57,7% hidráulica, 34,0% térmica, 6,7% eólica y 1,4% solar. Mientras que la generación hidroeléctrica está llegando a su máximo potencial de participación, la demanda de energía es creciente. Las razones son diversas, y entre ellas se encuentran aquellas asociadas a una mayor utilización de la capacidad productiva instalada, la expansión del Canal y sus actividades conexas, o el consumo de hogares propio de la transición demográfica.

El GdP se ha trazado como estrategia de desarrollo la diversificación de su matriz energética, a fin de mejorar la calidad del servicio, reducir los costos y aumentar la productividad, la incorporación del gas natural (GN) a la matriz energética. Este combustible presenta ventajas importantes como la reducción significativa en los costos de la energía y menores emisiones de gases de efecto invernadero (frente a otras alternativas de generación térmica como los combustibles líquidos o el carbón).

En materia de subsidios el GdP viene realizando ajustes al régimen de subsidios energéticos. En el caso del sector eléctrico, las autoridades han establecido limitar el beneficio a clientes residenciales con consumo menor a 300kWh/mes. Sin embargo, este límite aún permite otorgar subsidios a aproximadamente 75% del total de clientes. Este subsidio se financia por medio de transferencias fiscales directas al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET). Esta reducción viene a profundizar los esfuerzos del GdP, el cual en julio de 2015 eliminó el Fondo de Compensación Energética (FACE), un esquema financiero que apoyaba la estabilización de las tarifas de electricidad y donde se subsidian todos los usuarios, incluyendo industriales y comerciales.

## Objetivo del Análisis Económico

El objetivo principal de elaborar el análisis económico, de acuerdo con las Guías del BID, es contribuir al diseño de proyectos que buscan efectivamente contribuir al desarrollo del país. Se señala en las Guías que, mientras que el resultado del análisis económico en términos de VPN o TIR son importantes, es el proceso de desarrollo del análisis y las ideas que aporta lo que puede ser más útil al diseño de un mejor proyecto, punto que será tenido en cuenta en el análisis.[[2]](#footnote-2) En este sentido, el Consultor ha incluido en el documento algunas recomendaciones, ya sea para el PBP o para futuros apoyos del BID, relacionadas con campos de acción para coadyuvar en el logro de los objetivos de política.

Se debe tener en cuenta que la evaluación económica de instrumentos basados en políticas difiere de la evaluación de proyectos de inversión, puesto que habitualmente no hay un vínculo directo entre el destino de los recursos desembolsados y los resultados específicos del programa al cual se brinda apoyo. Sin embargo, la implementación de políticas juega un papel crítico al inducir reformas e introducir incentivos que facilitan la ejecución de programas y proyectos específicos, y por lo tanto tiene per se, un valor económico. En este sentido, no se intentó correlacionar el monto de la operación con los diferentes resultados esperados como resultado de las políticas.

## Breve referencia a las Guías BID para evaluación económica del PBP

Las Guías del Banco definen dos opciones para la evaluación económica, Análisis de Costo Beneficio (ACB) y Análisis Costo Efectividad (ACE), los cuales se soportan en el supuesto de que, tanto la intervención propuesta (situación con proyecto) y la no intervención (situación sin el Proyecto), contra la cual se evalúa la intervención, se encuentran bien definidas y especificadas.

En el caso del ACB, los beneficios incrementales o beneficios sociales netos están asociados con la ganancia en el excedente social (excedente del consumidor más excedente del productor), expresados generalmente en términos monetarios de VPN. En este sentido, en el ACB se pueden comparar alternativas con diferentes efectos.

En la opción de ACE, se comparan dos alternativas excluyentes en términos de efecto de su costo por resultado (por ejemplo, el costo de suministro de un kWh en el caso de las zonas no interconectadas a la red de distribución).

En general, en el ACB se tiende a construir un mayor número de supuestos que en el ACE en la medida que en la primera opción se deben asignar valores monetarios a todos los efectos, lo cual conlleva la adopción de supuestos en cada caso (por ejemplo, los precios de la energía eléctrica en el mercado).

Las guías específicas para el ACB hacen referencia a aspectos clave a ser considerados con relación a los supuestos y la metodología (alternativas al Proyecto, aplicación de la teoría del cambio, moneda, precios y tasa de descuento, estimación de beneficios como excedente del consumidor, período de análisis); sobre la forma de estimación de los beneficios económicos en términos monetarios acorde con el objetivo y la naturaleza del Proyecto. También se dan diferentes lineamientos para el análisis de sensibilidad y la extracción de conclusiones y recomendaciones relevantes para el Proyecto

En forma semejante, las Guías detallan lineamientos para el ACE.

Las metodologías que se desarrollan en el presente documento han tomado en cuenta la revisión detallada por parte del Consultor de las Guías del Banco considerando la naturaleza de los objetivos y reformas propuestas en la matriz de políticas, así como el contexto del mercado de energía panameño.

A continuación, se hace referencia a la Matriz de Políticas y a los componentes de la misma que se consideraron objeto de la presente evaluación económica, en la medida que existe información y variables que pueden ser cuantificadas.

## Objetivo del Programa y Matriz de Políticas

La Matriz de Políticas del Programa constituye el marco de referencia sobre el cual se centra el análisis para la definición de la propuesta metodológica que se expone adelante. Los objetivos de la matriz buscan alcanzarse a través de un conjunto de reformas y actividades agrupadas en tres subprogramas. La evaluación económica desarrollada por el Consultor se enfoca en los beneficios asociados con los siguientes componentes del Subprograma 2- Desarrollo Sostenible del Sector Eléctrico[[3]](#footnote-3):

* **Componente 2.1. Desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible.** Aumentar la oferta eléctrica fomentando el desarrollo de Energía Renovable (ER), la introducción de Gas Natural (GN), la implementación de medidas de Eficiencia Energética (EE) y el incremento de los intercambios eléctricos regionales.
* **Componente 2.3. Racionalización de los subsidios en el sector energético.** Promover el desarrollo e implementación de mecanismos orientados a mejorar la focalización de los subsidios otorgados al consumo eléctrico.

Con el fin de elaborar una propuesta metodológica de evaluación económica del PBP, consistente con la naturaleza y características de los objetivos en cada componente de la Matriz, siguiendo las Guías del Banco, a continuación, se analiza el alcance de tales objetivos y se presenta la metodología para la evaluación económica, seguida por la respectiva evaluación.

# Evaluación económica del Componente 2.1 Desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible

El objetivo del Componente 2.1 es contribuir a aumentar la oferta eléctrica fomentando (i) el desarrollo de Energía Renovable (ER), (ii) la introducción de Gas Natural (GN), (iii) la implementación de medidas de Eficiencia Energética (EE) y (iv) el incremento de los intercambios eléctricos regionales.

Con el fin de enmarcar la evaluación económica de estos elementos en el mercado de energía eléctrica del sistema interconectado de Panamá, se presenta un primer aparte con consideraciones relevantes sobre el contexto, y en los apartes siguientes se identifican los beneficios asociados con cada uno de los objetivos específicos y la metodología propuesta para su estimación en los casos en los cuales es factible realizar una evaluación cuantitativa.

## Consideraciones sobre el contexto del sector eléctrico panameño para efectos de la evaluación económica

El sector eléctrico atendido por el sistema interconectado nacional (SIN) se encuentra organizado alrededor en un mercado de oferta y demanda, donde los diferentes generadores compiten por la adjudicación de contratos de compraventa de energía y/o potencia en el marco de normas e incentivos de diferente índole (económicos, de despacho, de comercialización de energía, etc.), dados por decisiones de política y regulación.

Panamá cuenta con la Secretaría Nacional de Energía (SNE) y con la Empresa de Transmisión Eléctrica Panameña (ETESA), las cuales elaboran el Plan Energético Nacional (PEN) y el Plan de Expansión del Sistema de Generación (PEG), respectivamente. Estos planes permiten contar con información para la evaluación económica sobre posibles resultados de intervención mediante reformas de política, a través de la comparación de escenarios energéticos y de generación eléctrica. Se hace énfasis en la diversificación de la matriz de generación eléctrica y eficiencia energética tal como se desarrolla más adelante.

En el campo de la eficiencia energética, Panamá cuenta con una ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía[[4]](#footnote-4) (UREE), la cual establece los lineamientos generales de la política nacional. Entre los principales lineamientos se encuentran el de incentivar la producción e importación de equipos, máquinas, materiales y repuestos más eficientes en el consumo de energía y que sean menos contaminantes para el medio ambiente. Acorde con los lineamientos de política, el PEN 2015 – 2050 considera en sus escenarios el posible efecto en la demanda eléctrica producto de una mayor eficiencia en el consumo de los sectores residencial, comercial y oficial, lo cuales son los principales sectores de consumo.

## Evaluación económica del desarrollo de las Energías Renovables (ER)

El fomento al desarrollo de las ER comprende las siguientes actividades y reformas:

* Que se hayan aprobado las Leyes para el fomento eólico y solar.
* Que se hayan aprobado reglamentos de incentivos que promuevan el incremento de la ER no convencionales y la eficiencia energética.

**Beneficios**

Tomando en cuenta que el diseño del mercado mayorista en Panamá se fundamenta principalmente en contratos, el principal beneficio originado en la consolidación de las ER en el SIN, es el de contribuir al abastecimiento confiable y eficiente de energía, entendido éste como el abastecimiento a menores precios de la energía generada. Para la evaluación se comparan los costos operacionales de generación entre ambos escenarios, que se traducen en un menor costo de la energía para el usuario final.

Se trata pues, de un incremento neto en el excedente del consumidor originado en la reducción en estos costos.

Adicionalmente, se obtiene el beneficio de una menor emisión de CO2 originada en generación térmica evitada con las ER.

Se aclara que el análisis que se presenta en esta sección se refiere exclusivamente a la introducción de ER, dejando el análisis relacionado con la introducción de GN para la sección siguiente.

### Supuestos y metodología

El supuesto base es que todas las reformas señaladas contribuyen a la creación de incentivos económicos y de condiciones de despacho y comercialización de energía que favorece una mayor penetración de las ER.

El mercado eléctrico panameño se fundamenta principalmente en contratos de compraventa de energía y/o potencia en actos públicos con la Empresa de Transmisión Eléctrica Panameña (ETESA) para atender la demanda de las tres distribuidoras del país (ENSA, EDEMET y EDECHI).[[5]](#footnote-5) Adicionalmente, Panamá cuenta con un mercado ocasional de energía cuyos precios se forman con los costos variables de generación de la planta marginal (incluido el costo de oportunidad del agua y el costo de falla), del cual se puede obtener un referente de costos marginales de generación de la energía eléctrica. Este mercado fue diseñado fundamentalmente como un sistema de compensación entre generadores para saldar las diferencias entre lo dispuesto en la generación real y los contratos.

El precio final que percibe el usuario de la energía eléctrica está determinado en gran medida por las tecnologías de generación disponibles en el sistema y de sus costos de inversión y operación que resultarán en contratos de suministro de energía con mayor o menor costo. Adicionalmente, los costos marginales del mercado ocasional inciden en el precio final al usuario, reflejando el impacto que tiene los combustibles fósiles en la matriz de generación, tal como sucedió en el período 2011 – 2014.

Con base en estos elementos de diseño del mercado, el potencial beneficio incremental para el consumidor por la mayor penetración de ER corresponde a los menores costos de operación de la generación estimados como el diferencial entre los costos de suministro de la energía eléctrica en un escenario de referencia (escenario que asume una penetración baja o nula de energías renovables) y un escenario alternativo que asuma una mayor penetración de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica, incluyendo el costo incremental de la inversión.

Para el efecto, el potencial beneficio incremental del excedente del consumidor se calcula de acuerdo con la siguiente expresión matemática:

Donde:

B Es el valor presente del costo de generación evitado

Es la generación del sistema en el período ***i*** para el escenario de referencia[[6]](#footnote-6)

Es la generación del sistema en el período ***i*** para el escenario renovable

Es el costo de generación en el escenario de referencia en el período ***i***

Es el costo de generación en el escenario renovable en el período ***i***

*n* Es el número de períodos para los cuales se cuenta proyecciones de despacho de generación según los escenarios de ETESA

Se utiliza el 12% como tasa de descuento, sugerida en las Guías del Banco y un horizonte igual al considerado en los planes de ETESA para el largo plazo (15 años).

Finalmente, se valora el beneficio obtenido por las menores emisiones frente al escenario de referencia definido por ETESA, como la cantidad de toneladas de CO2 evitadas multiplicada por el precio promedio de los Certificados de Reducción de Carbono (CRE) de acuerdo con proyecciones recientes.

Es importante resaltar que Panamá ya cuenta con capacidad instalada eólica y solar (aproximadamente un 11% de la capacidad instalada total a 2016). Adicionalmente, el escenario de referencia de ETESA considera un incremento natural en la capacidad de generación con ER, lo cual implica que el escenario base de comparación ya considera generación renovable. El escenario “renovable” de ETESA se diferencia del escenario de referencia por cuanto considera una mayor penetración de generación solar y eólica que sustituye principalmente generación térmica. En este sentido, el ACB que se realiza estima el beneficio incremental de una mayor capacidad instalada de ER, más no el beneficio total originado por toda la ER en la matriz de generación versus una matriz alternativa de tipo hidrotérmica, el cual puede ser un beneficio sustancialmente mayor.

Finalmente, dado que se parte de estimativos de precios de mercado en el cual los precios de los combustibles de generación en Panamá responden a los precios internacionales de los derivados del petróleo, es aceptable utilizar los precios de ese mercado para realizar la evaluación económica, en la medida que la asignación de recursos coincide con el óptimo social. De esta manera, no hay necesidad de recurrir a la estimación de precios sombra.[[7]](#footnote-7)

En cuanto a externalidades se refiere, se incluye la estimación de beneficios por reducción de emisiones de CO2 para lo cual también se utilizan precios de mercado de los certificados de emisiones, sin que tampoco se requiera de elaborar estimaciones de un precio sombra.

Los precios reportados en la información disponible de Panamá se encuentran en Balboas, moneda que funciona bajo cambiaria uno a uno con el dólar americano.

**Estimación de costos de inversión**

Para la estimación de costos de inversión incrementales, se parte de la información empleada en los escenarios de expansión de generación elaborados por ETESA. De manera particular, se considera la fecha de entrada en operación de cada MW instalado según el tipo de tecnología y se multiplica por el respectivo costo de inversión expresado en USD$/MW. El costo incremental de inversión corresponde al valor presente de la inversión requerida para la expansión en el escenario con ER, menos el valor de la inversión requerida en el escenario de referencia.

ETESA presenta en su PEG el costo de la potencia instalada (USD$/MW) para distintos proyectos ya inscritos e igualmente algunos costos de inversión para proyectos tipo según tecnología. De manera alternativa, también es posible asumir el costo de inversión de cada una de las tecnologías igual a los costos utilizados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en sus proyecciones del informe World Energy Outlook 2016 (WEO2016)[[8]](#footnote-8). En consideración de que se dispone de la información detallada de los planes de expansión de ETESA, se ha utilizado esta información de costos como referente.

Para la estimación del beneficio por menores emisiones de CO2, este se estima calculando la diferencia de las emisiones producidas entre los dos escenarios considerados. Para ello, dado que el PEG no trae el cálculo de las emisiones, estas se han calculado tomando el despacho en cada escenario de la generación térmica por tecnología, multiplicado por el factor de emisiones de cada combustible utilizado según información de la EPA.

**Tabla 1 – Costos de inversión por MW instalado y por tecnología**

|  |  |
| --- | --- |
|  | Millones USD$ por MW - 2015 |
| Hidroeléctrica de Embalse | 4.596 |
| Hidroeléctrica de Pasada | 3.499 |
| Carbón – FBC | 4.242 |
| Térmica Diésel | 817 |
| Turbina de gas (GN) | 913 |
| Solar fotovoltaica | 1.605 |
| Eólica on-shore | 1.879 |
| Biogás\* | 2.900 |

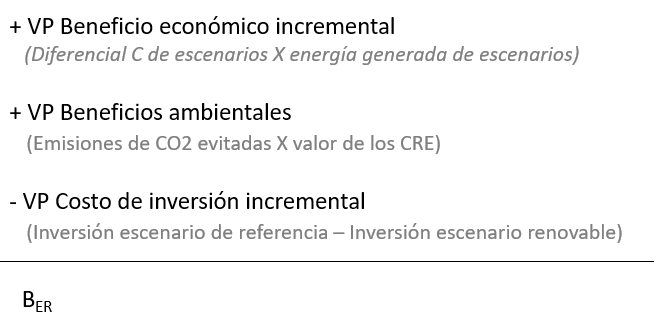
Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación (ETESA)

Nota: los costos de inversión se asumen constantes en términos reales en el horizonte de análisis

\*Referente del Biogás Asimilado a costos del World Energy Outlook 2016

**Estimación del Beneficio Neto**

La estimación del beneficio neto resultado de una mayor penetración de ER a la matriz de generación eléctrica se puede resumir de la siguiente manera:



### Cálculo de beneficios netos del desarrollo de las energías renovables en el SIN

Para la evaluación económica se utilizan los escenarios elaborados por la ETESA en su Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, donde el escenario de referencia considera una expansión con mayor peso de energía térmica frente al escenario renovable, que considera una mayor penetración de energías renovables no convencionales (solar fotovoltaica y eólica)[[9]](#footnote-9). Ambos escenarios consideran la misma expansión de corto plazo, que incluye proyectos aprobados o en ejecución como las dos plantas de generación térmica con GNL (AES Costa Norte y Gas Martano). La **Ilustración 1** muestra la potencial composición de la matriz de generación eléctrica a 2030 bajo los dos escenarios de expansión.

**Ilustración 1 – Potencial composición de la matriz de generación con**

|  |  |
| --- | --- |
| **Escenario de Referencia**  Capacidad instalada 6.815 MW | **Escenario Renovable**  Capacidad instalada 7.641 MW |
|  |  |
|  | |

Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación (ETESA)

La entrada en operación de la nueva capacidad instalada[[10]](#footnote-10) en el sistema en cada caso se muestra en la **Tabla 2**. Se debe anotar que el escenario renovable de todos modos requiere de una importante instalación de capacidad de generación térmica debido a la firmeza necesaria para respaldar la generación intermitente de estas fuentes de energía. Se precisa que en ambos escenarios la nueva capacidad de generación con GN contratada mediante las dos licitaciones realizadas por ETESA ya se encuentra incluida en la matriz de generación tal como se observa en la tabla mencionada, y el beneficio asociado a dicha capacidad de GN se evalúa en la siguiente sección.

Considerando el modelo de despacho óptimo según las proyecciones de ambos escenarios, y los costos de generación de cada tecnología, se obtienen los costos totales de generación según escenario.

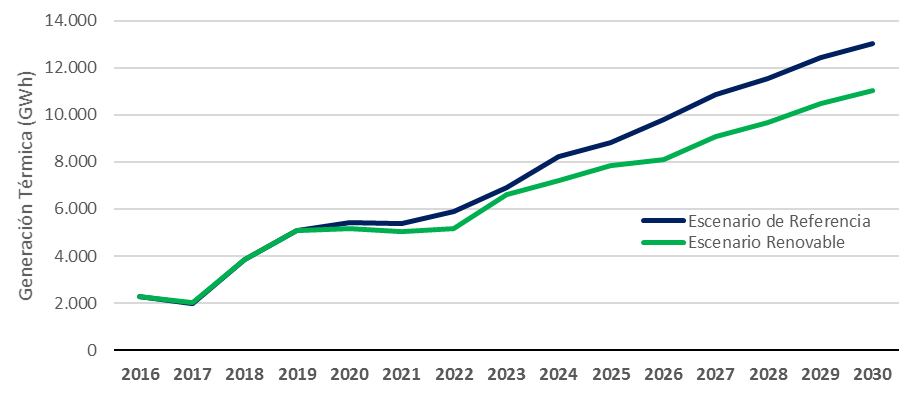
**Tabla 2 – Entrada en operación de la nueva capacidad instalada según escenario (nuevas inversiones)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Escenario de Referencia  (MW) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Hidroeléctrica de Embalse |  |  |  | 215 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Gas |  | 381 | 168 | 413 |  |  |  |  |  | 400 |  | 100 | 250 | 250 |
| Carbón |  |  |  |  |  |  |  | 350 |  |  |  |  |  |  |
| Diesel | 89 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Hidroeléctrica de Pasada | 70 | 9 | 15 | 107 | 29 |  | 6 |  |  |  | 8 |  |  |  |
| Cogeneración y Biogás |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Eólica | 67 |  | 102 |  |  | 75 |  |  |  | 150 | 123 |  |  |  |
| Solar | 56 | 143 | 65 |  | 20 |  |  |  |  | 50 | 15 | 20 |  |  |
| Geotérmica |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Total Expansión** | **282** | **533** | **350** | **735** | **49** | **75** | **6** | **350** | **0** | **600** | **146** | **120** | **250** | **250** |
| Escenario de Renovable  (MW) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Hidroeléctrica de Embalse |  |  |  | 215 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Gas |  | 381 | 168 | 413 |  |  | 400 |  | 250 | 250 | 150 | 250 | 100 | 250 |
| Carbón |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Diesel | 89 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Hidroeléctrica de Pasada | 70 | 9 | 15 | 114 | 37 | 5 | 6 | 28 |  |  | 8 |  |  |  |
| Cogeneración y Biogás |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Eólica | 68 |  | 102 |  |  | 175 |  | 120 |  | 280 | 123 | 20 |  |  |
| Solar | 56 | 143 | 65 | 100 | 80 | 30 |  |  |  | 140 | 85 | 50 | 40 |  |
| Geotérmica |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Total Expansión** | **282** | **533** | **350** | **841** | **117** | **210** | **406** | **148** | **250** | **670** | **366** | **320** | **140** | **250** |

Fuente: Elaborado con base en información del Plan de Expansión del Sistema Interconectado de ETESA

Nota: la capacidad de generación que se muestra en las tablas corresponde a nueva capacidad instalada en cada año y no al total de capacidad instalada del sistema

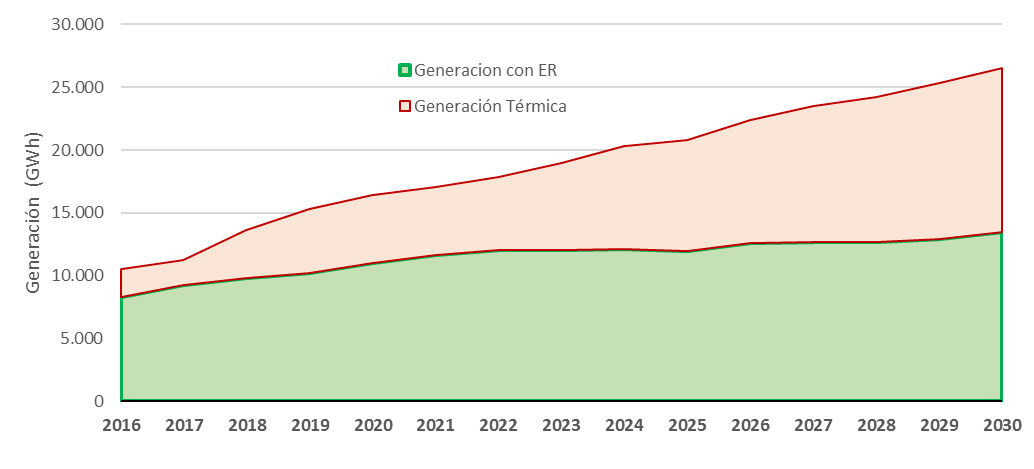
**Ilustración 2 – Proyección de generación térmica para los escenarios de referencia y renovable**

Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación y cálculos del consultor

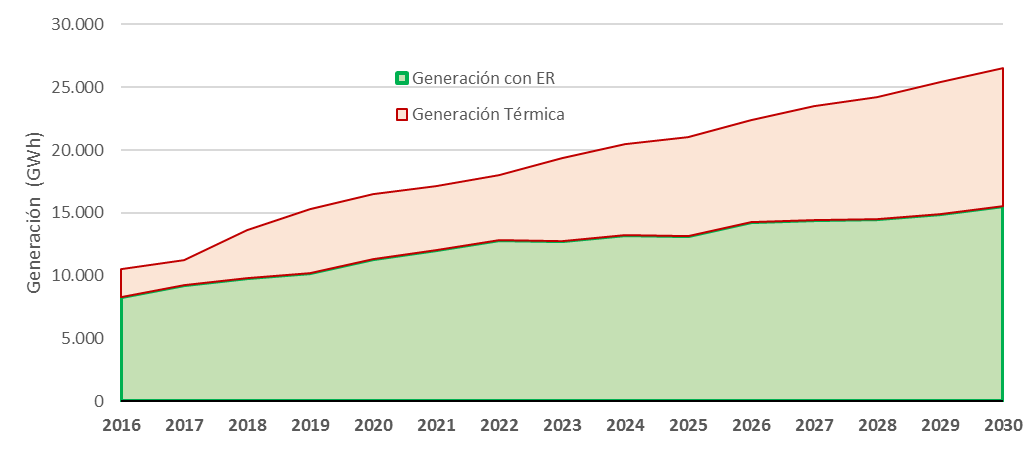
Se reitera que el escenario renovable considera una mayor capacidad instalada total debido a que la intermitencia de las energías renovables no convencionales requiere de capacidad de respaldo adicional que no es necesaria en el escenario de referencia.

La **Ilustración 2** muestra la generación térmica en cada escenario, observándose que en el escenario de renovables la generación térmica es menor que la del escenario de referencia como es de esperar. La **Ilustración 3** y la **Ilustración 4** presentan para cada escenario por separado, la generación total, la generación térmica y la generación con renovables. Para la estimación del beneficio por menores emisiones de CO2, este se estima calculando la diferencia de las emisiones producidas entre los dos escenarios considerados. Para ello, dado que el PEG no trae el cálculo de las emisiones, estas se han calculado tomando el despacho en cada escenario de la generación térmica por tecnología, multiplicado por el factor de emisiones de cada combustible utilizado según información de la EPA.

**Ilustración 3 – Proyección de generación total, térmica y renovable del escenario de referencia**

  
Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación y cálculos del consultor. Nota: la energía renovable incluye la generación hidroeléctrica

**Ilustración 4 – Proyección de generación total, térmica y renovable del escenario renovable**

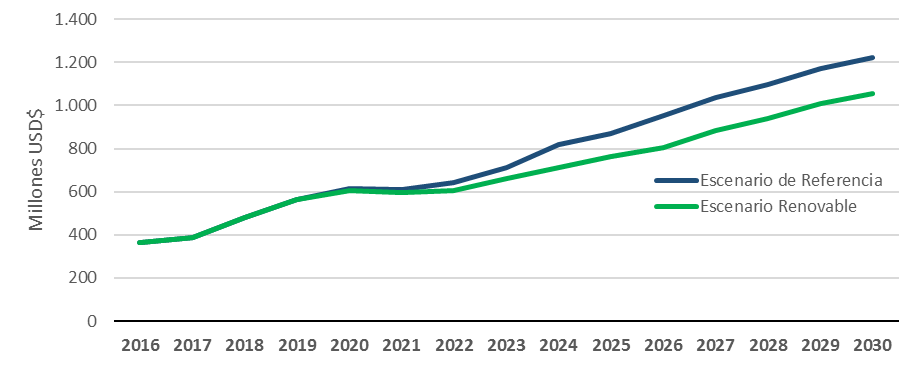


Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación y cálculos del consultor

Nota: la energía renovable incluye la generación hidroeléctrica

La **Ilustración 5** muestra el comportamiento anual esperado en los costos totales de generación. Se aprecia como durante los primeros cuatro años de proyección los costos de generación de ambos escenarios son iguales, por cuanto consideran la misma expansión de corto plazo. A partir del año 2020 sin embargo, se evidencia el menor costo de generación del escenario renovable por cuanto la nueva capacidad instalada solar y eólica reduce el despacho de generación térmica. A partir del año 2026, el diferencial de costos de generación entre ambos escenarios se mantiene en aproximadamente USD$ 157 millones anuales.

**Ilustración 5 – Proyección de costos anuales de generación según escenario**



Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación y cálculos del consultor

Nota: los precios graficados corresponden a USD$ reales de 2016

Los beneficios económicos esperados en cada año, calculados como la diferencia entre los costos totales de cada escenario, se resumen en la tabla a continuación. El detalle de supuestos de generación asociados con el despacho de cada tecnología, y el detalle de costos de O&M (que consideran costos fijos de operación y mantenimiento según tipo de tecnología y los costos variables principalmente asociados con el costo del combustible en el caso de la generación térmica), se presentan en el Anexo 1.

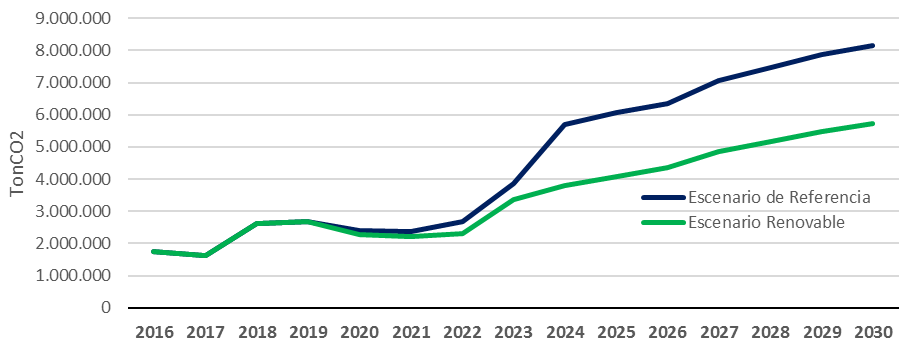
**Tabla 3 – Estimación de beneficios por menores costos de generación**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **OPEX asociado con generación eléctrica (Millones USD$ 2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | | 2020 | | 2021 | | 2022 | | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | | 2026 | | 2027 | | 2028 | | 2029 | | | 2030 |
| Escenario de referencia | 396 | 416 | 513 | 594 | | 653 | | 649 | | 678 | | | 749 | | 858 | | 910 | | | 992 | | 1.076 | | 1.137 | | 1.211 | | | 1.266 |
| Escenario Renovable | 396 | 417 | 513 | 594 | | 641 | | 633 | | 643 | | | 702 | | 751 | | 803 | | | 842 | | 924 | | 981 | | 1.048 | | | 1.098 |
| Beneficio (menor OPEX) | 0 | -1 | 1 | 1 | | 12 | | 16 | | 36 | | | 47 | | 107 | | 108 | | | 150 | | 152 | | 156 | | 163 | | | 168 |
|  |  | | | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  |  | |
| VPN dic 2016  (Millones $USD) | $342 | | | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  |  | |

Adicional a los beneficios originados por un menor costo de la generación, se obtiene el beneficio de una menor emisión de CO2 frente al escenario de referencia. La **Ilustración 6** muestra el volumen de emisiones de CO2 esperado en ambos escenarios.

Se analizó el comportamiento de los certificados de reducción de emisiones (CRE) del sistema ETS de la Unión Europea, el mercado más líquido a nivel mundial. Al 30 de diciembre de 2016, estos se valoraban en 6,57 €/TonCO2 (6,93 $USD/TonCO2 a la tasa de cambio de referencia en dicha fecha)[[11]](#footnote-11), y en lo corrido del 2017, los precios han mantenido una tendencia a la baja. Debido a que se prevé una menor utilización del carbón alrededor del mundo, se proyecta que los precios de los certificados de emisiones continúen cayendo y que se mantengan por debajo de los 6,00 €/TonCO2 (5,70 €/TonCO2 o 6,01 $USD/TonCO2 para el año 2018). El análisis utiliza las proyecciones realizadas en el último trimestre de 2016 por Reuters, disponibles solo para 2017 y 2018. Se utiliza el valor proyectado a 2018 cómo valor constante de referencia en el resto del horizonte de proyección para el análisis. La valoración de los beneficios anuales, calculados como la diferencia de las emisiones entre los dos escenarios, multiplicada por el precio de los certificados según las proyecciones disponibles, se presenta en la **Tabla 4**.

**Ilustración 6 – Proyección de emisiones anuales de CO2 según escenario**

Fuente: Elaborado con base en información del Plan Indicativo de Generación (ETESA) y cálculos del consultor

**Tabla 4 – Estimación de beneficios por menores emisiones de CO2**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Emisiones anuales de CO2 (Millones de Ton)** |  | | | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
|  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | | 2020 | | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | | 2025 | | 2026 | | 2027 | | 2028 | | 2029 | | 2030 | |
| Escenario de referencia | 1,74 | 1,61 | 2,63 | 2,69 | | 2,40 | | | 2,38 | | 2,69 | | 3,87 | | 5,70 | | | 6,07 | | 6,36 | | 7,05 | | 7,47 | | 7,87 | | 8,17 | |
| Escenario Renovable | 1,74 | 1,63 | 2,62 | 2,68 | | 2,27 | | | 2,21 | | 2,31 | | 3,37 | | 3,80 | | | 4,09 | | 4,35 | | 4,86 | | 5,17 | | 5,48 | | 5,72 | |
| Diferencia |  | -0,01 | 0,00 | 0,00 | | 0,13 | | | 0,17 | | 0,38 | | 0,50 | | 1,90 | | | 1,98 | | 2,00 | | 2,19 | | 2,30 | | 2,40 | | 2,45 | |
| **Beneficio económico esperado (MM US$ 2016)** |  |  |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | | 2020 | | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | | 2025 | | 2026 | | 2027 | | 2028 | | 2029 | | 2030 | |
| Beneficio económico anual (Millones $USD) | 0,00 | -0,07 | 0,02 | 0,01 | | 0,75 | | | 1,00 | | 2,27 | | 3,03 | | 11,43 | | | 11,89 | | 12,03 | | 13,16 | | 13,82 | | 14,41 | | 14,73 | |
|  |  | | | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
| VPN dic 2016  (Millones $USD) | $29,96 | | | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |

En total, los beneficios por menores precios esperados y reducción de emisiones ascienden a US$372 millones.

En cuanto al incremento de inversión requerida en el escenario con mayor participación de energías renovables respecto al escenario base, y utilizando los valores de la Tabla 2, se obtienen los siguientes flujos de inversión en el horizonte de proyección.

**Tabla 5 – Inversión incremental en capacidad de generación  
(Millones USD$ 2016)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Inversión en nueva capacidad de generación instalada (Millones USD$ 2016)** | | | | | |  |  | |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  |
|  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 | | 2027 | | | 2028 | | 2029 | | 2030 | |
| Escenario de referencia | 313 | 541 | 616 | 507 | 1.762 | | | 137 | | 143 | | 23 | | 1.504 | | 0 | | 737 | | 285 | | | 125 | | 231 | | 231 | |
| Escenario Renovable | 313 | 541 | 616 | 507 | 1.947 | | | 262 | | 400 | | 393 | | 329 | | 231 | | 992 | | 538 | | | 351 | | 157 | | 231 | |
| Diferencia (mayores costos) | 0 | 0 | 0 | 0 | 185 | | | 125 | | 257 | | 370 | | -1175 | | 231 | | 255 | | 253 | | | 226 | | -74 | | 0 | |
|  |  | | | | |  |  | |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  |
| VPN dic 2016  (Millones $USD) | $290 | | | | |  |  | |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  |

El valor presente neto considerando los menores costos de generación, la reducción de emisiones y la inversión incremental originada por la instalación de nueva capacidad de generación con ER es de US$ 81,71 millones, y una TIR del 19,2%. El flujo proyectado de beneficios e inversión incremental se resume en la **Tabla 6**. El resumen de costos totales por escenario valorados a precios del 2016, y desagregado según componente (CAPEX, OPEX y Costo Ambiental) se resume en la **Tabla 7**.

**Tabla 6 – Resumen de flujos diferenciales entre escenarios (USD$ Millones)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| + Beneficios por menores precios de la energía en MO |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| + Beneficios por menor OPEX de generación |  | -0,8 | 0,7 | 0,5 | 12,3 | 15,6 | 35,6 | 47,1 | 107,1 | 107,6 |
| + Beneficios por reducción de emisiones de CO2 |  | -0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 1,0 | 2,3 | 3,0 | 11,4 | 11,9 |
| - Mayor CAPEX asociado con renovables |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 184,6 | 125,2 | 256,8 | 369,9 | -1.175,2 | 231,2 |
| Flujo Neto |  | -0,8 | 0,7 | 0,5 | -171,5 | -108,6 | -219,0 | -319,7 | 1.293,7 | -111,7 |
| **TIR** | **19,2%** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **VPN dic 2016 (Millones $USD)** | **$81,71** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Nota: se incluyen únicamente valores a 2025 para efectos de presentación del documento. Proyecciones completas realizadas a 2030

**Tabla 7 – Resumen de costos totales asociados con los escenarios**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| (Millones $USD 2016) | Referencia | Renovable | Diferencia |
| Inversión (CAPEX) | 3.988 | 4.278 | 290 |
| Costo de operación (OPEX) | 5.197 | 4.855 | -342 |
| Costo ambiental | 163 | 133 | -30 |
| Total | 9.348 | 9.266 | -82 |
| **Beneficio Neto** |  |  | **81,75** |

**Beneficiarios**

En general, todos los consumidores de energía eléctrica del SIN se ven beneficiados con la reducción de precios. Los consumidores residenciales tendrán un menor pago de sus facturas lo cual representa in incremento en el ingreso disponible. Las industrias y el comercio incurren en menores costos de producción lo cual contribuye a una mayor competitividad de estas.

La reducción de emisiones de CO2 beneficia a toda la población en general.

### Análisis de sensibilidad

El análisis realizado sensibiliza los resultados del VPN de beneficios por variaciones en los costos de inversión de energía solar y eólica, y de los beneficios por reducción de emisiones de CO2 a distintos precios.

La **Tabla 8** presenta la sensibilidad del VPN y TIR del flujo de beneficio neto ante variaciones en los costos de inversión de las tecnologías solar y eólica en el escenario renovable.

**Tabla 8 – VPN y TIR del beneficio neto por introducción de ER ante variaciones en los costos de inversión de la tecnología solar y eólica**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Porcentaje de Mayor / Menor valor esperado de costo inversión en FNCER** | **-15%** | **-10%** | **-5%** | **0%** | **5%** | **10%** | **15%** |
| VPN (USD$ MM) | 330 | 247 | 165 | 82 | -1 | -84 | -167 |
| TIR | - | - | 34,0% | 19,2% | 11,9% | 6,6% | 2,1% |

La De las tablas anteriores se aprecia que el VPN del beneficio neto, y en consecuencia también la TIR, son muy sensibles ante incrementos en los costos de inversión. Sin embargo, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

1. La tendencia en los costos de inversión de FNCER como solar y eólica tienden a bajar en lugar de subir. En este sentido, tal como lo muestran las sensibilidades, los beneficios también deben tender a ser mayores.
2. El escenario de referencia ya considera una penetración significativa de energías renovables; de contar con un escenario de referencia con expansión netamente hidrotérmica, el resultado del análisis sería mucho más favorable a las ER ante variaciones en los costos.

**Tabla 9** resume los resultados de las sensibilidades asociadas con las emisiones y valoración del CO2. Los porcentajes de sensibilización fueron aplicados de manera uniforme a todos los periodos anuales en el horizonte de proyección. El rango de precios de la tonelada del CO2 considera valores observados en el pasado (hasta 8,75 €/TonCO2 o aproximadamente 9,22 $USD/TonCO2, que se dieron a finales de 2015 en el mercado europeo y de aproximadamente 13 $USD/TonCO2 en el mercado de California[[12]](#footnote-12) durante 2016).

De las tablas anteriores se aprecia que el VPN del beneficio neto, y en consecuencia también la TIR, son muy sensibles ante incrementos en los costos de inversión. Sin embargo, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

1. La tendencia en los costos de inversión de FNCER como solar y eólica tienden a bajar en lugar de subir. En este sentido, tal como lo muestran las sensibilidades, los beneficios también deben tender a ser mayores.
2. El escenario de referencia ya considera una penetración significativa de energías renovables; de contar con un escenario de referencia con expansión netamente hidrotérmica, el resultado del análisis sería mucho más favorable a las ER ante variaciones en los costos.

**Tabla 9 – VPN del beneficio por introducción de ER ante variaciones en las emisiones y valoración del CO2 (Millones $USD)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Porcentaje de mayores / menores emisiones respecto del escenario de FNCER | | | | | | |
|  | $276 | -5% | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% |
|  | 2 | 12 | 10 | 6 | 2 | -2 | -6 | -10 |
| Valoración tonelada de CO2 ($USD/Ton) | 3 | 18 | 15 | 9 | 3 | -3 | -10 | -16 |
|  | 4 | 24 | 20 | 12 | 4 | -5 | -13 | -21 |
|  | 5 | 30 | 25 | 15 | 5 | -6 | -16 | -26 |
|  | 6 | 36 | **30** | 18 | 5 | -7 | -19 | -31 |
|  | 7 | 42 | 35 | 21 | 6 | -8 | -22 | -37 |
|  | 8 | 48 | 40 | 24 | 7 | -9 | -25 | -42 |
|  | 9 | 54 | 45 | 26 | 8 | -10 | -29 | -47 |
|  | 10 | 60 | 50 | 29 | 9 | -11 | -32 | -52 |
|  | 11 | 66 | 55 | 32 | 10 | -13 | -35 | -57 |
|  | 12 | 72 | 60 | 35 | 11 | -14 | -38 | -63 |
|  | 13 | 78 | 65 | 38 | 12 | -15 | -41 | -68 |

Se anota con respecto a las sensibilidades anteriores que no es posible sensibilizar los flujos a variaciones en la demanda, debido a que se requeriría de la corrida de modelos de optimización como el SDDP utilizado por ETESA, lo cual se encuentra por fuera del alcance de la presente evaluación económica. Por ello se ha utilizado la información disponible de los mismos escenarios de ETESA y considerada relevante para los objetivos de la evaluación.

## Evaluación económica de las medidas tendientes al desarrollo del gas natural (GN) para generación eléctrica

Los siguientes compromisos contribuyen al logro de los objetivos.

* Que el borrador de la Nueva Ley de Gas Natural haya sido formulado por la SNE.
* Que se hayan diseñado las bases regulatorias y legales para el desarrollo de los contratos de los terminales de importación de Gas Natural.

**Beneficios**

Actualmente la totalidad de la capacidad de generación térmica de Panamá utiliza carbón y combustibles líquidos derivados del petróleo. La introducción del GN se traduce en la diversificación de la matriz de generación eléctrica que, por un lado, supone menores precios de la energía eléctrica a razón de los precios más competitivos del GN, y adicionalmente, un menor impacto ambiental producto del menor factor de emisión de CO2 del GN frente a los combustibles líquidos y el carbón.

Adicionalmente, la capacidad excedentaria de regasificación de GN podría comercializarse a otros sectores como el residencial. Sin embargo, se considera que este beneficio solo será percibido en el largo plazo y solo será cuantificable en la medida que se avance con la definición del marco de política y regulación en esta materia, para lo cual se espera que el GdP haya adelantado la preparación de un Plan Maestro de Desarrollo de Largo Plazo del GN, a partir de la aprobación del marco regulatorio para el transporte y distribución de GN. que facilite el desarrollo de este mercado.

### Supuestos y metodología

Como supuesto principal, se parte del diseño del mercado mayorista de Panamá basado en contratos de energía y potencia a largo plazo expuesto anteriormente.

Panamá ya ha avanzado en la definición de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad (Ley 41 de 2012). Producto de lo anterior, dos proyectos de generación térmica con GN resultaron ganadores de los procesos de contratación de suministro de potencia firme y energía exclusivo para centrales de generación termoeléctricas que adelantó ETESA en 2015. En estos dos procesos, el GN resultó la oferta más económica de entre todas las propuestas que incluyeron alternativas de GLP, carbón y bunker.

Debido a que los procesos de contratación son procesos públicos, las ofertas económicas de cada uno de los oferentes es conocido, por lo cual el beneficio económico por la introducción del GN para generación eléctrica se calcula como el costo evitado entre plantas térmicas nuevas con combustibles de generación alternos (Planta GN Vs. alternativas No Gas). Es conveniente anotar, que hasta el presente, la política de expansión en Panamá ha estado orientada a la realización de subastas de energía y potencia por fuentes energéticas, esto es, licitaciones para térmicas, solar fotovoltaica y eólica. Es de esperar que a futuro se den licitaciones donde compitan todas las tecnologías tal como se ha dado recientemente en Chile[[13]](#footnote-13).

Adicional al beneficio económico originado por el menor precio de la energía eléctrica, se considera el beneficio originado por las menores emisiones del GN frente a la alternativa no gas (considerando que ya sea el carbón o el bunker poseen un mayor factor de emisión de CO2). Para el efecto, se multiplica la diferencia entre las emisiones esperadas en un horizonte de 10 años a 15 años, entre la opción de generación de GN y la segunda mejor opción económica no gas, multiplicada por el precio promedio de los Certificados de Reducción de Carbono (CRE) transados durante 2016.

+

Donde:

Es el beneficio neto asociado con la introducción de GN a la matriz eléctrica

Es el precio de la energía ofertado por la opción ganadora con GN ($/MWh)

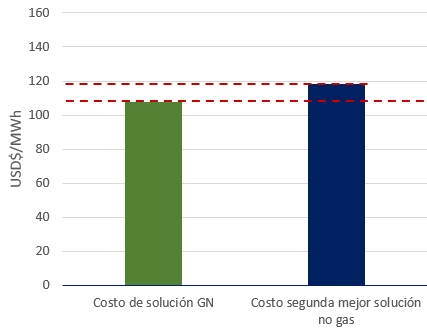
Es la energía ofertada por la opción ganadora con GN durante 10 años

Es el precio de la energía ofertado por la mejor opción no gas ($/MWh)

Es el beneficio ambiental medido como el diferencial en el factor de emisión del combustible utilizado en la solución no gas y la solución GN, multiplicado por la energía ofertada y valorado al precio de los CRE

La fórmula anterior es aplicada para ambas convocatorias de ETESA. Esta metodología permite realizar el análisis económico con precios de mercado.

**Ilustración 7 – Ejemplo del valor ofertado por la solución de generación con GN frente a la mejor alternativa de generación No Gas**



Fuente: Ilustración elaborada por el Consultor.

Soluciones No Gas incluye carbón mineral y Bunker C

**Análisis de sensibilidad**

Dado que no se dispone de los flujos de caja parametrizados (costos de inversión, precios de combustibles, etc.), no es posible realizar un análisis de sensibilidad a estas variables.

### Beneficios netos del desarrollo del gas natural (GN) para generación eléctrica

Los dos procesos de contratación de suministro de potencia firme y energía exclusivo para centrales de generación termoeléctricas que adelantó ETESA en 2015 resultaron en la contratación de capacidad de generación con GN, al ser la opción más económica de entre todas las propuestas. La Tabla 10 resume los principales resultados de ambas convocatorias, comparando el costo de la energía (US$/MWh) de los proyectos de GN ganadores contra los costos de la mejor la mejor alternativa de generación con combustible no gas (que en ambos casos resulta ser generación a base de carbón). Para la evaluación del beneficio económico en VPN, se proyectó la energía contratada prorrateada durante los años de duración de cada contrato. Se asume que la alternativa de generación térmica no gas está en capacidad de suministrar la misma cantidad de energía contratada con GN. La **Tabla 11** resume los principales flujos proyectados.

La presenta **Tabla 12** las emisiones de CO2 proyectadas según alternativa bajo los mismos supuestos de valoración de las emisiones de carbono ya explicadas para el análisis de las energías renovables.

**Tabla 10 – Resumen del resultado de procesos de contratación de suministro exclusivo para centrales termoeléctricas 2015**

|  |  |
| --- | --- |
| **Proceso LPI No. ETESA 01-15** |  |
| Energía Contratada (MWh) | 13.698.945 |
| Costo de solución GN (US$/MWh) | 107,8 |
| Costo segunda mejor solución no gas (US$/MWh) | 118,2 |
|  |  |
| Año de entrada en operación | 2018 |
| Años de contrato | 10 |
|  |  |
| **Proceso LPI No. ETESA 02-15** |  |
| Energía Contratada (MWh) | 16.382.798 |
| Costo de solución GN (US$/MWh) | 80,7 |
| Costo segunda mejor solución no gas (US$/MWh) | 92,9 |
|  |  |
| Año de entrada en operación | 2020 |
| Años de contrato | 15 |

Fuente: Elaboración del consultor con base en informes de evaluación de licitaciones LPI 01-15 y LPI 02-15 de ETESA

**Tabla 11 – Proyección del precio de la energía térmica según alternativa de generación**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Valor de la energía contratada y ofertada** |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD/MWh 2016** |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| GNL LPI 01 - 15 |  | 0 | 108,5 | 108,5 | 108,5 | 108,5 | 108,5 |
| GNL LPI 02 - 15 |  |  |  |  | 81,2 | 81,2 | 81,2 |
| Carbon LPI 01 - 15 |  | 0 | 119,0 | 119,0 | 119,0 | 119,0 | 119,0 |
| Carbon LPI 02 - 15 |  |  |  |  | 93,5 | 93,5 | 93,5 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Valor de la generación** |  |  |  |  |  |  |  |
| **Millones $USD 2016** |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| GNL LPI 01 - 15 |  | 0 | 148,7 | 148,7 | 148,7 | 148,7 | 148,7 |
| GNL LPI 02 - 15 |  |  |  |  | 88,7 | 88,7 | 88,7 |
| Carbon LPI 01 - 15 |  | 0 | 163,0 | 163,0 | 163,0 | 163,0 | 163,0 |
| Carbon LPI 02 - 15 |  |  |  |  | 102,1 | 102,1 | 102,1 |
| Valor de la generación con GNL |  | 0 | 148,7 | 148,7 | 237,4 | 237,4 | 237,4 |
| Valor de la generación con alternativa |  | 0 | 163,0 | 163,0 | 265,1 | 265,1 | 265,1 |
| Beneficio neto de generación con GNL |  | 0 | 14,3 | 14,3 | 27,7 | 27,7 | 27,7 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 (Millones $USD) |  | $132,437 |  |  |  |  |  |

Fuente: Elaboración del consultor.

Nota: la proyección completa de flujos fue realizada a 2030, para efecto de presentación de resultados solo se muestran resultados a 2022 (flujos anuales a 2030 en valores constantes son iguales para cada periodo)

**Tabla 12 – Proyección del precio de la energía térmica según alternativa de generación**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Emisiones anuales de CO2 (Ton)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Emisiones con GNL |  |  | 0 | 485.160 | 485.160 | 871.968 | 871.968 | 871.968 |
| Emisiones con combustible alternativo |  |  | 0 | 1.396.932 | 1.396.932 | 2.510.675 | 2.510.675 | 2.510.675 |
| Diferencia (TonCo2) |  |  | 0 | 911.772 | 911.772 | 1.638.707 | 1.638.707 | 1.638.707 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Valoración tonelada CO2 ($USD/Ton) | 6,01 |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Beneficio económico esperado (Millones $USD 2016)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Costo ambiental con generación GNL |  |  | 0,00 | 2,92 | 2,92 | 5,24 | 5,24 | 5,24 |
| Costo ambiental con alternativa térmica |  |  | 0,00 | 8,40 | 8,40 | 15,09 | 15,09 | 15,09 |
| Beneficio económico anual (Millones $USD) |  |  | 0,00 | 5,48 | 5,48 | 9,85 | 9,85 | 9,85 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 (Millones $USD) | $47,52 |  |  |  |  |  |  |  |

Fuente: Elaboración del consultor.

Nota: la proyección completa de flujos fue realizada a 2030, para efecto de presentación de resultados solo se muestran resultados a 2022 (flujos anuales a 2030 en valores constantes son iguales para cada periodo)

La **Tabla 13** resume los resultados de la evaluación económica anterior

**Tabla 13 – Resumen de valoración beneficios asociados con el desarrollo del GN para generación eléctrica**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| (Millones $USD 2016) | Generación GNL | Alternativa térmica | Diferencia |
| Precio de la energía | 1.163,0 | 1.295,5 | 132,5 |
| Costo ambiental por emisiones CO2 | 25,3 | 72,8 | 47,5 |
| Total costo según alternativa térmica de generación | 1.327,8 | 1.523,7 | 180,0 |
|  |  |  |  |
| **Beneficio Neto** |  |  | **180,0** |

El cálculo de la TIR para este caso no es procedente. Los flujos se construyen por medio de la estimación de beneficios netos con base en costos nivelados durante la vida del proyecto, incluida la recuperación de la inversión, O&M y costo de oportunidad de los inversionistas. Se compara los precios de mercado de la mejor alternativa seleccionada (la de GN) en las licitaciones públicas frente a la segunda mejor alternativa de combustibles alternos.

## Evaluación económica de la implementación de medidas de eficiencia energética (EE)

La Matriz de Políticas incluye las siguientes medidas orientadas a eficiencia energética:

* Que se haya realizado un diagnóstico del marco institucional, legal, regulatorio y de políticas vigentes, y los instrumentos de financiamiento existentes en materia de eficiencia energética; y formulado recomendaciones y un plan de acción para el fortalecimiento institucional para el tema.
* Que se haya formulado una norma técnica con disposiciones sobre EE para acondicionadores de aire de diferentes tipos como de flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos de aire, y que establezca los límites, métodos de prueba y etiquetado.

**Beneficios**

Las medidas tendientes a la eficiencia energética en los principales sectores de consumo eléctrico se traducen en los siguientes beneficios: mayor excedente del consumidor por un menor gasto eléctrico, menores recursos destinados a subsidios, menores emisiones resultado una menor generación eléctrica y costos evitados asociados con la capacidad de generación eléctrica futura que no se requerirá instalar.

No se considera una variación significativa en el excedente del productor por cuanto el mercado de generación se basa fundamentalmente en contratos de generación de largo plazo, y que el impacto de las medidas de EE se da en el mediano plazo (por lo cual se evalúa el impacto de la planta de generación evitada). Adicionalmente, en los componentes de transmisión y distribución de la tarifa eléctrica, la revisión periódica del ingreso máximo permitido por parte de ASEP debería conducir a que estas dos actividades solo se vieran afectadas marginalmente mientras se realiza el ajuste regulatorio del ingreso.

### Supuestos y metodología

La introducción de medidas regulatorias y de mercado que promuevan el uso de equipos de menor consumo eléctrico, por ejemplo, limitaciones a la entrada de equipos ineficientes, implementación de etiquetados que indiquen la eficiencia de los equipos y la adopción de normas con niveles mínimos de eficiencia requeridos, permiten, con cierta gradualidad en el tiempo, que los nuevos equipos que se instalen consuman menos energía que los equipos de consumo existentes. Panamá ya cuenta con una ley de uso racional y eficiencia de la energía (UREE) con acciones puntuales en etiquetado y construcciones, junto con reglamentaciones recientes que se espera conduzcan a un menor consumo eléctrico (Resolución No.3142 de 2016).

El potencial de ahorro energético por medidas de EE se estima considerando las proyecciones de consumo eléctrico en el escenario alternativo del PEN 2015 – 2015 versus el escenario de referencia. Considerando que los principales sectores de consumo eléctrico son el sector comercial, residencial y oficial (participación aproximada en el consumo total eléctrico del 47%, 34% y 12% respectivamente), y que a su vez el consumo eléctrico en dichos sectores está asociado fundamentalmente con iluminación y refrigeración[[14]](#footnote-14), el ACB que se propone evalúa el impacto de diferentes medidas de EE asociadas con estos equipos y que contribuirán a alcanzar los objetivos trazados por el escenario alternativo del PEN. Sin bien los aires acondicionados también representan un equipo de alto consumo eléctrico en los sectores anteriormente mencionados, no se ha incluido la cuantificación de beneficios o costos asociados con estos por cuanto una mayor eficiencia en este campo no está asociado directamente con la sustitución unitaria de aires acondicionados por equipos más eficientes, pero con la instalación de sistemas centralizados de aire acondicionado en los edificios existentes, lo cual requiere de información más detallada de la que se dispone para efectos de la presente evaluación.

En cuanto a EE por la incorporación de medidas arquitectónicas, se considera el potencial ahorro de nuevos usuarios (que se asumen ingresen a funcionar en nuevas edificaciones) en los sectores comercial y oficial en línea con lo dispuesto en la Resolución No.3142 de 2016. Para el análisis no se consideran medidas de retrofit (retro-acondicionamiento) en edificaciones existentes por cuanto no se dispone de información en materia de costos de adecuación. El costo de inversión en edificaciones nuevas se asume en cero por cuanto existen medidas arquitectónicas pasivas que pueden ser incorporadas en los diseños de las estructuras previo a la etapa de construcción (medidas como modificación de la relación ventana/pared, reflectividad de techo, elementos de protección solar, etc.)[[15]](#footnote-15).

La valoración de los beneficios netos corresponde a la aplicación del ACB expresada en forma general de la siguiente manera:

Donde:

B Son los beneficios económicos netos por las medidas de eficiencia energética

Pe Es el precio de la energía a tarifa plena pagada por un usuario final en el sector objeto de las medidas de EE, y medido en $/kWh

Es la energía ahorrada por menor consumo producto de la medida de EE en el sector de implementación

INV y AOM Corresponde a la inversión y administración, operación y mantenimiento requeridos para implementar la medida de eficiencia energética

Es el beneficio ambiental medido cuantificado como

CRE Valor la tonelada de CO2 a precios de certificados de reducción de emisiones en un mercado líquido de referencia

Son las emisiones de CO2 evitadas producto de la menor generación eléctrica del SIN en cada periodo

Es el beneficio asociado con el costo evitado de capacidad de generación que en el mediano y largo plazo se requeriría para atender la demanda de no existir medidas de eficiencia energética

Los términos de la expresión matemática se refieren al valor presente de los flujos utilizando la tasa de descuento propuesta por el Banco del 12% para un horizonte que se definirá de acuerdo con la información disponible.

El precio de la energía (Pe) considerado es el precio de la energía a tarifa plena; este precio representa el costo real de la energía y captura tanto el valor percibido por el usuario como el porcentaje subsidiado (en caso de existir).

En cuanto a las emisiones de CO2, se considera el factor de emisiones por MWh generado según la composición de la matriz eléctrica actual, valorado al precio de los certificados de reducción de emisiones a diciembre de 2016 (CRE).

Con respecto a los costos de equipos de refrigeración e iluminación eficientes, al igual que el impacto energético asociado con su instalación, se propone utilizar como referente los datos utilizados por otros estudios en esta materia (CAF – Eficiencia Energética en Panamá: identificación de oportunidades (2016), E&Y – Estudio de Política de Eficiencia Energética para Colombia (2015)), al igual que estimaciones propias del consultor para el caso.

**Análisis de sensibilidad**

El primer análisis de sensibilidad se realiza afectando el nivel de la tarifa al usuario final la cual se considera como una variable determinante en la valoración del nivel de ahorros.

Adicionalmente, se realizan sensibilidades a los costos de inversión de algunas medidas como la sustitución de bombillos y de refrigeradores, y sensibilidades al ahorro esperado por la implementación de estas medidas con el fin de encontrar un “switching value” o frontera de los principales parámetros utilizados.

### Beneficios netos de las medidas de eficiencia energética

Según el balance energético presentado en el Plan Energético Nacional 2015 – 2050 (PEN) de Panamá, se estima que el consumo eléctrico final del país (medido desde la demanda) alcanzó los 7.823 GWh en 2014. El consumo eléctrico por sectores sigue la distribución que se resume en la **Tabla 14**.

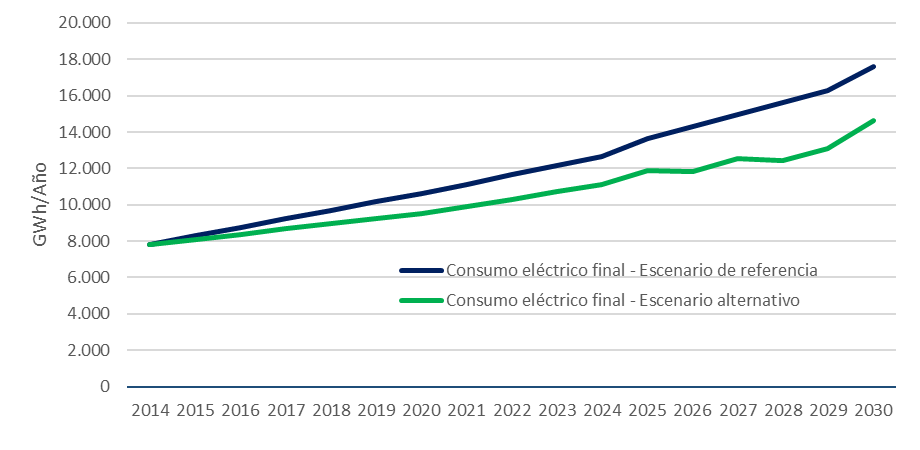
**Tabla 14 – Distribución del consumo eléctrico por sectores 2014**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **SECTOR** | **Consumo eléctrico final**  **(GWh)** | **Participación del consumo eléctrico total 2014** |
| Residencial | 2.528 | 32,3% |
| Comercial | 3.372 | 43,1% |
| Público (incluye alumbrado público) | 1.457 | 18,6% |
| Industrial | 465 | 5,9% |
| **Total** | **7.823** |  |

Fuente: Elaborado con base en información del Plan Energético Nacional 2015 – 2050

Teniendo en cuenta la prospectiva de desarrollo del país, el PEN define dos escenarios, uno de referencia y uno alternativo, considerando dos posibilidades de crecimiento en cada uno de los sectores. El escenario alternativo considera la implementación de políticas y la promoción del uso racional y eficiente de la energía enfocado tanto en equipos eléctricos, como en la mejora en los métodos de construcción y materiales utilizados en edificaciones principalmente para economizar los gastos de iluminación y equipos acondicionadores de aire a largo plazo. Tal como se define en el PEN, el objetivo es impulsar una cultura de ahorro energético en Panamá. La proyección de consumo final eléctrico esperado en cada escenario se presenta en la **Ilustración 8**.

**Ilustración 8 – Proyección del consumo final eléctrico total para los escenarios del PEN**

Fuente: Elaborado con base en información del Plan Energético Nacional 2015 – 2050

Considerando la participación del consumo eléctrico de cada uno de los sectores, las medidas de eficiencia energética con mayor impacto se encuentran en los sectores comercia, residencial y público. La **Tabla 15** presenta un resumen de la participación del ahorro esperado para distintos años del horizonte de proyección.

**Tabla 15 – Metas indicativas de ahorro de energía por sector según las proyecciones del PEN**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **SECTOR** | **Ahorro estimado 2020 (GWh/Año)** | **% de ahorro respecto al escenario de referencia** | **Ahorro estimado 2030 (GWh/Año)** | **% de ahorro respecto al escenario de referencia** | **Ahorro estimado 2050 (GWh/Año)** | **% de ahorro respecto al escenario de referencia** |
| Residencial | 105 | 3,3% | 465 | 8,8% | 2.719 | 19,8% |
| Comercial | 792 | 15,8% | 1.984 | 22,2% | 12.876 | 42,6% |
| Público | 213 | 13,5% | 476 | 22,2% | 1.526 | 42,6% |
| Industrial | 13 | 1,5% | 49 | 4,0% | 132 | 9,0% |
| **Total** | **1.124** | **10,6%** | **2.974** | **16,9%** | **17.253** | **19,0%** |

Fuente: Elaborado con base en información del Plan Energético Nacional 2015 – 2050

Se observa de la tabla anterior el peso que tendrían las medidas del sector comercial en el logro de las metas de ahorro energético, representando cerca del 70% del total de la energía ahorrada.

Se ha identificado que las principales medidas de eficiencia energética que pueden contribuir al logro de las metas proyectadas incluyen:

* Mejora en eficiencia de aires acondicionados
* Mejora en la eficiencia de refrigeradoras del sector residencial (por cuanto representan el electrodoméstico de mayor consumo en este sector)
* Mejora en la eficiencia de iluminación en todos los sectores (ya que la iluminación es el segundo factor de mayor consumo en el sector residencial, comercial y público con participaciones en el consumo sectorial de 16%, 30% y 30% respectivamente)
* Mejora en los diseños de las edificaciones (medidas arquitectónicas de impactan en el uso de iluminación y aires acondicionados)

Para efecto del presente análisis económico, se han seleccionado 6 medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, comercial y público (2 medidas en cada sector) que son sujeto de cuantificación considerando la información disponible. Como ya se mencionó en la descripción metodológica, no se incluyen medidas asociadas con aires acondicionados por cuanto la mayor eficiencia en este campo (según conversaciones de consultor con la SNE) no está asociada directamente con la sustitución unitaria de aires acondicionados por equipos más eficientes, pero con la instalación de sistemas centralizados de aire acondicionado en los edificios nuevos, lo cual requiere de información más detallada de la que se dispone pare efectos de la presente evaluación. En la **Tabla 16** se describen las medidas consideradas.

**Tabla 16 – Medidas de eficiencia energética seleccionadas para la evaluación económica**

| Sector / Medida | Descripción |
| --- | --- |
|  | Residencial |
| Sustitución de bombillas | Sustitución de aproximadamente 14,5 millones de bombillos entre 2016 y 2030 con énfasis en de bombillos incandescentes (75 W) en los primeros cinco años y sustitución gradual de bombillos LFC (15 W) entre 2020 y 2030. Todas las sustituciones se hacen por bombillos LED (13 W). La sustitución de bombillos incandescentes por LED asume un ahorro energético unitario del 83% y la sustitución de LFC por LED asume un ahorro del 33%. Se asume que las luminarias de nuevos usuarios son LED teniendo como alternativa de sustituto los bombillos incandescentes. Los costos de los bombillos LED han considerado consultas de mercado realizadas por el consultor. |
| Sustitución de neveras | Sustitución de aproximadamente 900.000 neveras en un lapso de 10 años asumiendo que casi la totalidad de neveras operativas actualmente son sujeto de mejora en eficiencia energética. El ahorro potencial por mayor eficiencia en cada equipo de refrigeración se estima en 53%[[16]](#footnote-16). Los costos de las neveras han considerado consultas de mercado realizadas por el consultor. |
|  | Comercial |
| Sustitución de bombillas | Sustitución de aproximadamente 9 millones de bombillos entre 2016 y 2030 con características similares a las del sector residencial |
| Medidas arquitectónicas | Implementación de medidas arquitectónicas de eficiencia energética según lo dispuesto en la Resolución No.3142 de 2016: 15% de ahorro en los primeros dos años y 20% en los años siguientes (los constructores pueden implementar cualquiera de las medidas pasivas o activas cuantificadas en lo la *Guía de Construcción Sostenible para el Ahorro de Energía en Edificaciones* del 2016). Se considera que todo el consumo incremental por nueva demanda comercial se ubicará en edificaciones nuevas con implementación de la normatividad. |
|  | Público (Oficial) |
| Sustitución de bombillas | Sustitución de aproximadamente 500.000 bombillos entre 2016 y 2030 con con características similares a las del sector residencial |
| Medidas arquitectónicas | Implementación de medidas arquitectónicas de eficiencia energética según lo dispuesto en la Resolución No.3142 de 2016: 15% de ahorro en los primeros dos años y 20% en los años siguientes (los constructores pueden implementar cualquiera de las medidas pasivas o activas cuantificadas en lo la *Guía de Construcción Sostenible para el Ahorro de Energía en Edificaciones* del 2016). Se considera que todo el consumo incremental por nueva demanda del sector público se ubicará en edificaciones nuevas con implementación de la normatividad. |

**Tabla 17 – Potencial ahorro energético por la implementación de medidas de eficiencia energética (GWh)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ahorro energético para el sector eléctrico (GWh)** |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| **Sector Residencial** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cambio de bombillos |  | 67 | 100 | 134 | 172 | 193 | 213 | 235 | 256 | 277 |
| Cambio de neveras |  | 38 | 76 | 113 | 151 | 189 | 227 | 265 | 302 | 340 |
| Total ahorro anual Sector Residencial (GWh) |  | 105 | 176 | 247 | 323 | 381 | 440 | 499 | 558 | 617 |
| Ahorro energético acumulado S. Residencial (GWh) |  | 138 | 314 | 561 | 884 | 1.266 | 1.706 | 2.205 | 2.763 | 3.380 |
| **Sector Comercial** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cambio equipos de bombillos |  | 11 | 22 | 33 | 63 | 92 | 121 | 150 | 179 | 208 |
| Medidas arquitectónicas eficientes |  | 41 | 82 | 137 | 192 | 250 | 308 | 366 | 424 | 541 |
| Total ahorro anual Sector Comercial(GWh) |  | 52 | 104 | 170 | 254 | 342 | 429 | 516 | 603 | 749 |
| Ahorro energético acumulado S. Comercial (GWh) |  | 52 | 157 | 327 | 581 | 923 | 1.352 | 1.868 | 2.472 | 3.220 |
| **Sector Público** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cambio equipos de bombillos |  | 3 | 5 | 8 | 12 | 15 | 19 | 22 | 26 | 29 |
| Medidas arquitectónicas eficientes |  | 6 | 8 | 10 | 12 | 15 | 18 | 20 | 23 | 26 |
| Total ahorro anual Sector Público (GWh) |  | 8 | 13 | 18 | 24 | 30 | 36 | 42 | 49 | 55 |
| Ahorro energético acumulado S. Público (GWh) |  | 8 | 21 | 39 | 64 | 94 | 130 | 172 | 221 | 276 |
| **Total ahorro anual (GWh)** |  | **165** | **293** | **436** | **601** | **753** | **905** | **1.058** | **1.210** | **1.421** |
| **Ahorro energético acumulado (GWh)** |  | **199** | **492** | **928** | **1.529** | **2.282** | **3.188** | **4.245** | **5.455** | **6.876** |

Nota: la proyección completa de flujos fue realizada a 2030, para efecto de presentación de resultados en el informe escrito solo se muestran resultados a 2025

**Tabla 18 – Potencial de emisiones de CO2 evitadas por implementación de medidas de eficiencia energética (TonCO2)**

|  |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sector Residencial** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cambio de bombillos |  | 12.791 | 19.186 | 25.581 | 32.836 | 36.818 | 40.825 | 44.859 | 48.920 | 53.008 |
| Cambio de neveras |  | 7.228 | 14.456 | 21.684 | 28.912 | 36.140 | 43.368 | 50.596 | 57.824 | 65.052 |
| Total ahorro anual Sector Residencial (TonCO2) |  | 20.019 | 33.642 | 47.265 | 61.748 | 72.958 | 84.193 | 95.455 | 106.744 | 118.060 |
| Ahorro energético acumulado S. Residencial (TonCO2) |  | 26.414 | 60.056 | 107.321 | 169.069 | 242.027 | 326.220 | 421.676 | 528.420 | 646.480 |
| **Sector Comercial** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cambio equipos de bombillos |  | 2.132 | 4.265 | 6.397 | 11.969 | 17.541 | 23.113 | 28.685 | 34.257 | 39.829 |
| Medidas arquitectónicas eficientes |  | 7.858 | 15.716 | 26.194 | 36.671 | 47.789 | 58.906 | 70.024 | 81.141 | 103.376 |
| Total ahorro anual Sector Comercial (TonCO2) |  | 9.991 | 19.981 | 32.591 | 48.641 | 65.330 | 82.020 | 98.709 | 115.399 | 143.206 |
| Ahorro energético acumulado S. Comercial (TonCO2) |  | 9.991 | 29.972 | 62.563 | 111.204 | 176.534 | 258.554 | 357.263 | 472.662 | 615.868 |
| **Sector Público** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Cambio equipos de bombillos |  | 519 | 1.039 | 1.558 | 2.224 | 2.890 | 3.556 | 4.222 | 4.888 | 5.554 |
| Medidas arquitectónicas eficientes |  | 1.098 | 1.437 | 1.901 | 2.376 | 2.863 | 3.362 | 3.874 | 4.399 | 4.937 |
| Total, ahorro anual Sector Público (TonCO2) |  | 1.617 | 2.476 | 3.459 | 4.600 | 5.753 | 6.918 | 8.096 | 9.287 | 10.490 |
| Ahorro energético acumulado S. Público (TonCO2) |  | 1.617 | 4.093 | 7.551 | 12.151 | 17.904 | 24.822 | 32.918 | 42.205 | 52.695 |
| **Total, emisiones evitadas anuales (TonCO2)** |  | **31.626** | **56.099** | **83.315** | **114.989** | **144.041** | **173.131** | **202.261** | **231.430** | **271.756** |
| **Ahorro emisiones evitadas acumuladas (TonCO2)** |  | **38.022** | **94.120** | **177.436** | **292.424** | **436.465** | **609.596** | **811.857** | **1.043.287** | **1.315.042** |

Nota: la proyección completa de flujos fue realizada a 2030, para efecto de presentación de resultados en el informe escrito solo se muestran resultados a 2025

Se debe precisar que, con excepción de las medidas arquitectónicas, el ritmo de implementación de las medidas de eficiencia energética se ha estimado a discreción del consultor por cuanto no se conoce de un plan detallado para la ejecución de medidas de EE en cada campo. Sin embargo, se ha buscado que el análisis guarde consistencia con las expectativas de ahorro del PEN. En las **Tablas 17 y 18** se resumen los efectos energéticos y ambientales por la implementación de las medidas anteriormente descritas[[17]](#footnote-17).

Se destaca cómo las medidas arquitectónicas en el sector comercial constituyen la medida de mayor impacto en el consumo energético panameño (lo cual está en línea con lo dispuesto en el PEN). El ahorro energético total asociado con las medidas de eficiencia energética valoradas asciende a cerca de 600 GWh/Año en 2020, que corresponde a cerca del 53% de la meta indicativa del escenario alternativo del PEN. El ahorro adicional corresponde a medidas no cuantificadas como lo son la implementación de retrofit o la instalación de aires acondicionados centralizados en edificaciones existentes.

La **Tabla 19** resume los beneficios, costos y flujos netos por sector a 2025 (la proyección completa a 2030 se encuentra en el Anexo). Los beneficios cuantificados corresponden al ahorro percibido por los usuarios en cada sector, por el menor valor de la energía pagada, toneladas de CO2 evitadas (considerando factor de emisión actual del SIN) y valoradas al precio de los Certificado de Reducción de Emisiones (CRE), y al costo evitado de la capacidad instalada que se requeriría para atender la demanda energética de no ser ahorrada (CAPEX de una planta a carbón para atender la energía no ahorrada a partir de 2020). El detalle de los parámetros utilizados para la estimación de flujos de cada medida es presentado en el Anexo 2.

**Tabla 19 – Resumen de beneficios y costos por la implementación de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico ($USD Millones)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| **Sector Residencial** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios |  | 19 | 32 | 46 | 351 | 70 | 81 | 92 | 103 | 114 |
| Costos |  | 40 | 40 | 40 | 47 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| Flujo Neto Sector Residencial ($USD Millones) |  | -21 | -8 | 5 | 304 | 26 | 36 | 47 | 58 | 69 |
| **Sector Comercial** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios |  | 8 | 15 | 25 | 544 | 50 | 62 | 75 | 88 | 109 |
| Costos |  | 1 | 1 | 1 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Flujo Neto Sector Comercial ($USD Millones) |  | 7 | 14 | 24 | 523 | 28 | 41 | 53 | 66 | 87 |
| **Sector Público** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios |  | 1 | 2 | 3 | 37 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Costos |  | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Flujo Neto Sector Público ($USD Millones) |  | 1 | 2 | 2 | 36 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **Total Beneficios** |  | **28** | **50** | **73** | **933** | **124** | **149** | **173** | **198** | **231** |
| **Total Costos** |  | **42** | **42** | **42** | **70** | **68** | **68** | **68** | **68** | **68** |
| **Flujo Neto Agregado ($USD Millones)** |  | **-14** | **8** | **31** | **863** | **57** | **81** | **106** | **130** | **163** |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Beneficios | Costos | Neto |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $1.485 | $356 | $1.129 |
| TIR | Indeterminada | | |

Nota: la proyección completa de flujos fue realizada a 2030, para efecto de presentación de resultados en el informe escrito solo se muestran resultados a 2025

De las tablas anteriores se evidencia una relación costo-beneficio positiva en todo el horizonte de proyección, indicando la conveniencia de adelantar las medidas de eficiencia energética. Debido a que gran parte del ahorro energético está asociado con medidas arquitectónicas en nuevas edificaciones, que como se explicó en la sección metodológica, son alcanzables por medio de la incorporación de estándares y diseños eficientes en nuevas edificaciones que no implican un mayor costo de construcción (por ejemplo mejoras en iluminación natural), la TIR resulta indeterminada. La TIR de manera particular para algunas medidas de EE es presentada en el anexo (por ejemplo el caso de la medida de sustitución de neveras en el sector residencial, la TIR es del 47%).

### Análisis de sensibilidad

Los beneficios totales derivados de la implementación de medidas de eficiencia energética dependen en gran medida del valor de la tarifa que el usuario final paga. Se ha elaborado una sensibilidad a la reducción en la tarifa de los usuarios residenciales, comerciales y oficiales en el 10%, 20% y 30%, con el fin de evaluar su impacto en los beneficios por un posible menor ahorro al usuario originados en un posible menor costo del servicio (ej. Por diversificación de la matriz de generación con alternativas más económicas). Se usa la tarifa promedio de las tres distribuidoras para diciembre de 2016 como referente[[18]](#footnote-18). Los resultados se muestran en la **Tabla 20**. Como se puede observar, aún con una reducción de la tarifa en un 30%, la relación B/C pasa de 4,18 a 3,37, manteniéndose significativamente positiva, lo que permite inferir un alto potencial de respuesta a las medidas de EE.

**Tabla 20 – Sensibilidad del beneficio neto de las medidas de EE a reducción de la tarifa de electricidad**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | Beneficios | Costos | Neto | Relación B/C | Variación del beneficio neto respecto al caso base |
| Caso base | $1.485 | $356 | $1.129 | 4,18 | 0% |
| Tarifa - 10% | $1.390 | $356 | $1.034 | 3,91 | -8% |
| Tarifa - 20% | $1.295 | $356 | $940 | 3,64 | -17% |
| Tarifa - 30% | $1.200 | $356 | $845 | 3,37 | -25% |

Considerando de manera individual las medidas de EE que poseen costos de inversión asociados, se ha realizado una sensibilidad o análisis de frontera para determinar el punto de inflexión en el cual estas medidas de EE dejarían de ser convenientes al incrementar el costo de inversión y al reducir el efecto de ahorro energético por su implementación. Para las tablas a continuación se ha resaltado en gris la frontera. Los valores al interior de las tablas corresponden al VPN del beneficio neto de cada medida.

**Tabla 21 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de bombillos en el sector residencial**



**Tabla 22 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de neveras en el sector residencial**



**Tabla 23 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de bombillos en el sector comercial**



**Tabla 24 – Sensibilidad a los principales parámetros de la medida de cambio de bombillos en el sector público**



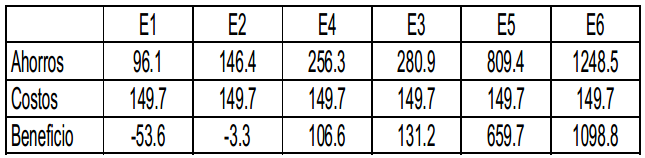
De las tablas anteriores se aprecia nuevamente que las medidas de EE son robustas y siguen siendo relevantes aun con aumentos en los costos de entre el 70% y el 100% y considerando menores ahorros a los esperados en un 30% para la medida de neveras en el sector residencial, y de hasta un 60% para las otras medidas.

## Consideraciones sobre la integración eléctrica regional

El Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) comprende un sistema de transmisión de aproximadamente 1.800 Km que conecta seis países (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá). La construcción del SIEPAC partió del análisis de la conveniencia del Mercado Eléctrico Regional (MER) considerando una línea con capacidad de transmisión de 300 MW que permitiera la realización de transacciones internacionales de energía eléctrica de manera eficiente de acuerdo con las capacidades y requerimientos energéticos de cada país. Según los análisis preliminares[[19]](#footnote-19), la integración regional permitiría mejorar la seguridad energética (compartiendo recursos, aprovechando complementariedad y servicios de respaldo), explotar beneficios de economía de escala (mejoras tecnológicas en nueva capacidad instalada), incrementar confiabilidad y calidad del suministro (asociado con una red más robusta), y reducir costos en el suministro. Los beneficios económicos de una operación coordinada según los estudios de prefactibilidad mostraban la conveniencia de contar con el MER tal como se muestra en la siguiente tabla.

Según el Informe Anual del Mercado Eléctrico Regional publicado por Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) de 2016, en 2015 se realizaron inyecciones y retiros de la red por cerca de 1.350 GWh. Las exportaciones de Panamá durante este periodo representaron cerca de un 10% de la energía inyectada, mientras que sus importaciones (retiros de energía) tan solo representaron un 1,3% de los retiros totales. A pesar de estar concebida desde su diseño para permitir una transferencia de hasta 300 MW, en la actualidad, la línea no ha logrado operar a su capacidad por las restricciones locales que limitan la potencia a incluso 70 MW en algunos tramos, impidiendo así el desarrollo del MER y las transacciones de contratos firmes. Ello ha llevado a que el levantamiento de dichas restricciones, como las que existen en Panamá y Nicaragua, sea una prioridad[[20]](#footnote-20).

**Tabla 25 – Beneficios económicos derivados de la operación coordinada del sistema eléctrico centroamericano (USD$ 1996)**



Fuente: Estudios complementarios de la expansión de la interconexión SIEPAC 1997, tomado de “El mercado eléctrico regional de los países del istmo centroamericano” CEPAL 2003. Nota: resultados corresponden a escenarios siendo el E1 planificación individual y operación parcialmente coordinada, hasta el E6 correspondiente a una operación totalmente coordinada en el mediano y largo plazo

Como consecuencia de lo anterior, corresponde a cada país levantar esas restricciones, las cuales se han identificado técnicamente para el caso puntual de Panamá en el estudio elaborado por el Pacific Norwest National Laboratory[[21]](#footnote-21) en 2015. En dicho estudio se identifican las acciones puntuales correspondientes a refuerzos en el corredor de Veladero- Llano Sanchez.

Se debe mencionar que los Planes de Expansión 2015 y 2016 de ETESA no consideran un escenario con y sin refuerzos de las líneas de transmisión, que permitiese contar con información para el análisis costo – beneficio de la instalación de los refuerzos. El escenario de referencia ya supone que la ejecución de los refuerzos a 2018 es una realidad.

Dado lo anterior, es de la mayor importancia apoyar al GdP en la ejecución de los proyectos de refuerzos en el SNT con el fin de contribuir a la materialización de los beneficios que se visualizaron para el MER mediante la construcción de la línea SIEPAC.

## Conclusiones de la evaluación económica del Componente 2.1

Considerando los tres subcomponentes principales que contribuyen al desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible, el beneficio neto total para este componente se calcula de la siguiente manera:

Donde:

Es el beneficio neto asociado con una mayor penetración de las ER en la matriz de generación eléctrica según lo presentado en la sección 2.2

Es el beneficio neto asociado con la introducción del GN en la matriz de generación eléctrica según lo presentado en la sección 2.3

Es el beneficio neto asociado con la implementación de medidas tendientes a la eficiencia energética según lo presentado en la sección 2.4

La evaluación económica realizada para el Componente 2.1 (desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible) arroja beneficios netos positivos para cada una de las áreas de enfoque valoradas (energías renovables, eficiencia energética y desarrollo del GN). La **Tabla 26** presenta los flujos de beneficios y costos consolidados del componente energético. Del mismo modo, la **Tabla 27** resume los resultados obtenidos en VPN de la evaluación económica para cada área de enfoque, siendo las medidas de EE las que más impacto y beneficio neto tienen.

Como se puede observar, si bien el indicador de VPN del beneficio neto es positivo, la TIR a nivel consolidado es indeterminada a la naturaleza de los supuestos y la información disponible. Por ejemplo, como ya se explicó, para la incorporación del GN, los precios de mercado ya incorporan todos los costos, y en el caso de algunas medidas de eficiencia energética relacionadas con el diseño de nuevas construcciones, no existe un costo de inversión asociado a las mismas.

**Tabla 26 – Flujo consolidado del componente de desarrollo de una matriz energética social y ambientalmente sostenible**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| **Beneficios (2)** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios por desarrollo de ER | 0,0 | -0,8 | 0,7 | 0,5 | 13,0 | 16,6 | 37,8 | 50,2 | 118,5 | 119,5 |
| Beneficios por introducción de GN al sector eléctrico | 0,0 | 0,0 | 19,8 | 19,8 | 37,5 | 37,5 | 37,5 | 37,5 | 37,5 | 37,5 |
| Beneficios por implementación de medidas de EE | 6,2 | 28,1 | 49,5 | 73,0 | 932,5 | 124,4 | 148,8 | 173,3 | 197,8 | 230,7 |
| Total Beneficios anuales ($USD Millones) | 6,2 | 27,3 | 70,1 | 93,4 | 983,1 | 178,6 | 224,2 | 261,0 | 353,8 | 387,7 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costos asociados con el desarrollo de ER | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 184,6 | 125,2 | 256,8 | 369,9 | -1.175,2 | 231,2 |
| Costos por introducción de GN al sector eléctrico (3) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Costos por implementación de medidas de EE | 3,9 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 69,6 | 67,6 | 67,6 | 67,7 | 67,7 | 67,7 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) | 3,9 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 254,2 | 192,8 | 324,5 | 437,5 | -1.107,5 | 298,9 |
| **Flujo Neto** | 2,2 | -14,3 | 28,4 | 51,7 | 728,9 | -14,2 | -100,3 | -176,6 | 1.461,3 | 88,9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| TIR | Indeterminada |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 (Millones $USD) | $1.391,1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Nota 1: la proyección completa de flujos fue realizada a 2030, para efecto de presentación de resultados en el informe escrito solo se muestran resultados a 2025

Nota 2: los beneficios incluyen todos los beneficios, incluyendo los asociados con las menores emisiones de CO2

Nota 3: el beneficio asociado con la introducción de GN es un beneficio neto que ya incorpora de manera implícita los costos asociados

**Tabla 27 – Resumen de beneficios netos asociados con el desarrollo de una matriz energética sostenible**

|  |  |
| --- | --- |
| **Área (subcomponente)** | **Beneficio Neto (USD$ MM)** |
| Desarrollo de Energía Renovable (ER) | 82 |
| Introducción de Gas Natural (GN) - Sector eléctrico | 180 |
| Implementación de medidas de Eficiencia Energética (EE) | 1.129 |
| **Total** | **1.391** |

Los análisis de sensibilidad realizados muestran que los resultados siguen siendo importantes ante cambios en las variables principales que afectan los beneficios netos.

# Evaluación económica del Componente 2.3 Racionalización de los subsidios en el sector energético

Este componente busca promover el desarrollo e implementación de mecanismos orientados a mejorar la focalización de los subsidios otorgados al consumo eléctrico.

Teóricamente, el gasto en subsidios debe orientarse a aquellos sectores donde el benéfico social es mayor. Desde la óptica de la equidad, los subsidios deben estar dirigidos a los grupos poblacionales más vulnerables y/o de menores ingresos.

La focalización de subsidios tiene como objetivo ajustar las tarifas de sectores residenciales subsidiados para reflejar mejor los costos del servicio y enfocar los apoyos al consumo a los grupos de menor capacidad de pago. Una adecuada focalización busca reducir al máximo los errores de exclusión y de inclusión, a la vez que puede también liberar recursos del presupuesto nacional para destinarlos a otros sectores donde el costo de oportunidad de los subsidios puede ser mayor (por ejemplo, al sector salud y de educación).[[22]](#footnote-22) De acuerdo con las indagaciones realizadas, en Panamá no se ha realizado aún un estudio o diagnóstico sobre la focalización de los subsidios.

Para poder definir una metodología que permita realizar la evaluación económica y financiera del componente, es necesario contextualizar el esquema o esquemas de subsidios que opera en el sector eléctrico de Panamá, lo cual se expone a continuación.

### El esquema de subsidios a los consumidores del sector eléctrico de Panamá

En Panamá los subsidios al consumo eléctrico se diferencian entre aquellos otorgados por ley y que se encuentran internalizados en la tarifa (subsidios cruzados) y aquellos cuyos recursos son aportados por el Estado. Los primeros son subsidios concebidos de manera permanente, mientras que los segundos se han concebido como mecanismos transitorios enfocados a mitigar incrementos en tarifas, originados principalmente por los precios del petróleo.

#### Esquema de subsidios fijados por Ley e internalizados en la tarifa eléctrica

Los subsidios fijados por Ley pueden diferenciarse entre aquello que se otorgan a entidades y grupos poblacionales de determinadas características, y los subsidios que se destinan a cubrir el consumo básico o de subsistencia, que podría considerarse como el subsidio focalizado a consumidores de menores ingresos.

En 2015, todos estos subsidios ascendieron a USD37 millones, correspondiendo el 50% a jubilados y el 49,5% para los consumos hasta 100 kWh (US$4.5 millones). De un total de 1.004.264 clientes, 418.602 recibieron subsidios, esto es, el 41,7% de los clientes.

Entre los subsidios fijados por Ley destinados a entidades y grupos particulares d epoblción se encuentran subsidios a la Cruz Roja (exonerada), Sector Agropecuario (5% de descuento), pensionados y tercera edad (descuento del 25% hasta 600 kWh), partidos políticos (descuento del 50%), y discapacitados (descuento del 25%).

***Subsidios al consumo de subsistencia***

A principios de la década de 2000, los precios de los combustibles comenzaron a subir aceleradamente aumentando por lo tanto los costos de generación térmica, que representaba 49% de la generación del país para ese momento.[[23]](#footnote-23) El Gobierno, buscando reducir el impacto del aumento de las tarifas sobre los clientes más vulnerables, introdujo ante la Asamblea Legislativa un proyecto de ley para subsidiar a los usuarios con consumos menores a 100 Kwh. La Ley 15 de febrero de 2001 estableció reglas para subsidiar el consumo de subsistencia o consumo básico, fijado en 100 kWh y hasta por el 20% del valor. El aporte proviene de consumos superiores a 500 kWh, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

#### Esquemas de subsidios fijados por mitigar incrementos tarifarios

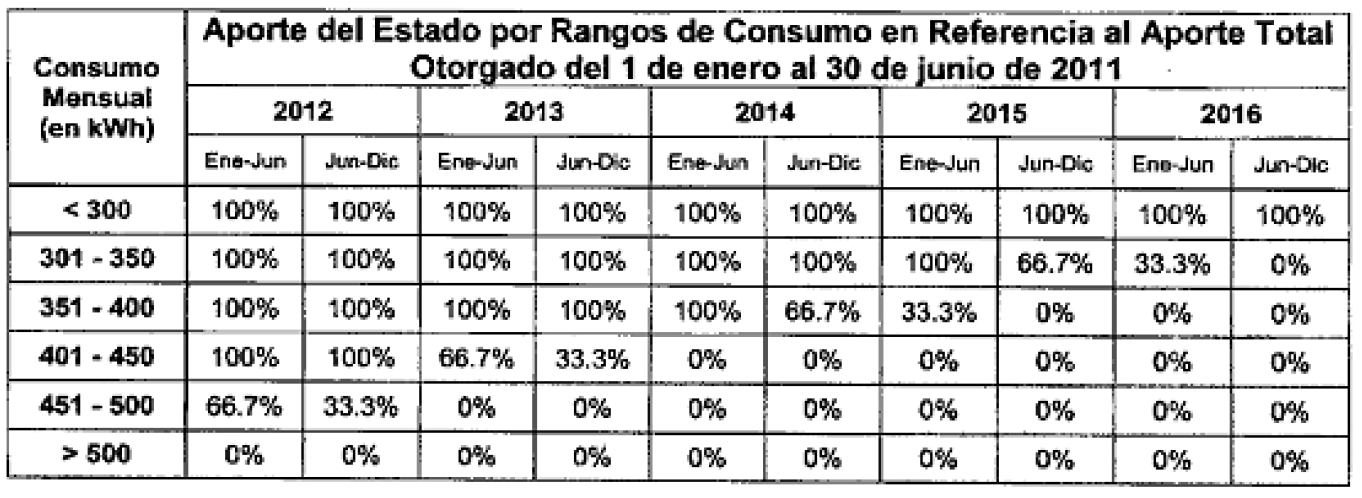
El impacto de las fuertes variaciones en los precios del petróleo y sus derivados llevaron al GdP a crear dos mecanismos complementarios en diferentes oportunidades: el Fondo de Estabilización Tarifaria en 2004 y el Fondo de Compensación Energética FACE en 2011, éste último ya cancelado recientemente.[[24]](#footnote-24)

**Fondo de Estabilización Tarifaria FET**

A raíz de las fuertes variaciones en los precios del petróleo y sus derivados, y debido a la importante participación de la generación térmica en Panamá con base en combustibles líquidos, el GdP, creó el Fondo de Estabilización Tarifaria – FET en 2004[[25]](#footnote-25), como medida transitoria con duración de 4 años, para mitigar los incrementos en las tarifas de electricidad las cuales se habían fijado con base en precios de 40 USD/B. El FET ha sido prorrogado en cuatro oportunidades, siendo la última en febrero de 2016 por 4 años más (hasta 2020).[[26]](#footnote-26)

El FET se concibió inicialmente como un mecanismo financiero para proveer en el corto y mediano plazo la estabilización del precio de la energía al consumidor final, sin embargo, ante la persistencia prolongada de altos precios del petróleo, el FET terminó convirtiéndose en un mecanismo de subsidios. Cada semestre el monto del FET varía dependiendo de las variaciones que haya tenido la tarifa y de las disponibilidades de financiamiento del Estado.

La Resolución de Gabinete 175 de 2011 fijó la proporción de aporte del FET a los clientes beneficiarios de dicho Fondo, mediante un cronograma que iba del año 2012 al 2016 que se indica en la tabla siguiente. Los porcentajes que se detallan semestralmente corresponden al aporte en referencia al aporte otorgado del 1 de enero al 30 de junio de 2011. Por ejemplo, en enero-junio 2012, los clientes con consumo de 461-500 kWh recibirán el 66.7%, quiere decir que estos clientes recibieron el 66.7% del aporte que recibieron en el periodo del 1 de enero al 30 de junio de 2011. Es decir, no existe una norma única que indique cuánto del costo del servicio debe ser cubierto con el FET. El Gobierno semestralmente analiza la información de la siguiente actualización tarifaria que resume ASEP y decide la política de subsidios correspondiente. Los descuentos que se otorgan por rango de consumo los calcula ASEP en función de las directrices dictadas por el Gabinete.



Como se puede observar, al terminar el año 2015 ya se tendrían desmontados los subsidios a los consumos por encima de 400 kWh y al finalizar el 2015, los subsidios por encima de los 300 kWh.

***Fondo de Compensación Energética - FACE***

Se creó en octubre de 2011 por ETESA para responder al compromiso del Gobierno de estabilizar las tarifas ante los incrementos del precio del petróleo, y compensar a las empresas distribuidoras por los montos dejados de percibir a través de las tarifas.[[27]](#footnote-27) Anteriormente, ya en 2004 se había creado un mecanismo para atender también incremento de los precios del petróleo a través de un “cargo por variación de combustible CVC”.

Mediante Resolución de Gabinete 174 de 2011 se autorizó la creación del fideicomiso del FACE y mediante Resolución 175 de ese mismo año se autorizó a la ASEP para implementar el esquema[[28]](#footnote-28). El objetivo era que cuando las tarifas estuvieran por encima de las del primer semestre de 2011 se utilizaría el FACE para compensar esos aumentos, y cuando estuvieran por debajo, la diferencia se devolvería al FACE para compensar los desembolsos. El mecanismo aplicaba a todos los usuarios o clientes.

El FACE se desmontó a principios de 2016 en arzón a “la baja que ha tenido el precio del petróleo en el mercado internacional” y la consideración del GdP de aplicar políticas energéticas en consonancia con el contexto internacional y focalizar los aportes a los sectores más vulnerables.[[29]](#footnote-29)

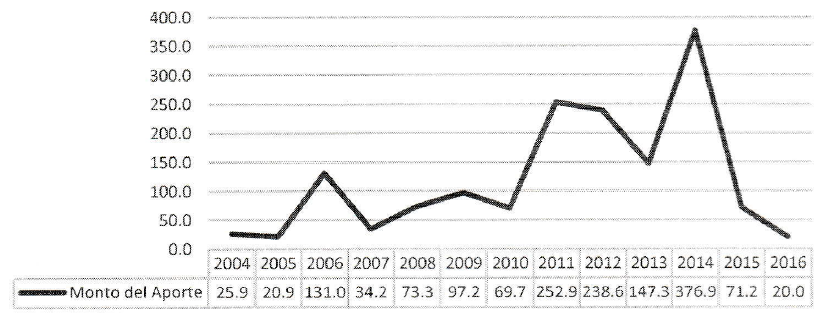
El FACE otorgó subsidios girados a las empresas las tres distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ENSA) por USD 158 millones en 2012, USD67,7 en 2013, y USD275,2 en 2014, mientras que en 2015 el subsidio se redujo substancialmente a USD13,7 y en 2016 ya dejó de existir el Fondo, reflejando así la fuerte caída en los precios del petróleo.

***Fondo Tarifario de Occidente - FTO***

En 2015 el GdP creó el FTO “con el fin de compensar los mayores costos por contratos de generación térmica de la empresa EDECHI, y mitigar el traslado de estos a los usuarios al realizar las actualizaciones tarifarias y aplicar los costos reales de la tarifa semestral[[30]](#footnote-30). Se estableció que EDECHI recibiera fondos del FTO hasta diciembre de 2016 de tal manera que todos los clientes no registraran incremento en la factura.

A 2016, la evolución de los aportes del estado por FET, FACE y FTO se muestra en la **Ilustración 9** en la cual se puede observar el fuerte descenso de estos subsidios a partir de 2015.

**Ilustración 9 - Aportes del Estado al FET, FACE y FTO 2004 – 2016 USD Mill**



De acuerdo con lo antes expuesto, solamente el FET continúa vigente.

### Supuestos y metodología

Tomando en cuenta el contexto de subsidios en Panamá, descrito anteriormente, se asumen los siguientes supuestos para la metodología que se define más adelante.

* Se asume que la focalización de los subsidios se logra desmontando los subsidios a los consumos por encima del consumo de subsistencia, esto es, por encima de 100 kWh/mes, los cuales se financian mediante subsidios cruzados en la tarifa.
* Se asume un nivel tarifario al consumidor final estable y por ello se toma como beneficio el subsidio evitado respecto a los recursos que fueron asignados en un período previo, el cual se toma como referencia, para rangos de consumo por encima de 100 kWh. Se recuerda que los subsidios del FET no se fijan por el Gobierno en función de una proporción del costo del servicio sino, respecto al nivel tarifario del primer semestre de 2011.
* Se asume que el excedente del consumidor que se pierde, igual a los subsidios evitados, es compensado con un beneficio mayor obtenido por el Estado con la inversión de los aportes en otros sectores de mayor rentabilidad social, lo cual debe producir un beneficio económico no cuantificable dentro del alcance de la present evaluación.
* Se asume que en el rango del consumo entre 201 y 500 kWh la demanda es muy inelástica, por lo cual, no se consideran beneficios económicos producto, por ejemplo, de inversión evitada en plantas de generación. Lo anterior es consistente con el esquema de subsidios que se implantó a partir del FET, el cuál buscó mitigar el impacto de los altos precios del petróleo en el pasado.
* No se consideran beneficios financieros para las empresas, en la medida que el costo del servicio no recuperado a través e igual a los subsidios, es cubierto a éstas con recursos del presupuesto nacional.

En consecuencia, el beneficio económico es evaluado desde la óptica fiscal, esto es, los recursos del Estado provenientes del presupuesto, los cuales pueden ser destinados a otros sectores con mayor rentabilidad social.

Para calcular estos beneficios se sigue la siguiente metodología:

1. Para adoptar un nivel de subsidios que serían desmontados a los consumos por encima de 100 kWh/mes, se toman como referencia los aportes del Estado por Rangos de Consumo asignados a cada empresa distribuidora de acuerdo con resoluciones.
2. El beneficio económico se asimila al valor del aporte del Estado en que se deja de incurrir para el rango de consumo que se va desmontando el subsidio, para el período de vigencia del FET a partir de 2017.

### Análisis de beneficios de la racionalización de los subsidios en el sector energético

Partiendo de la metodología anterior, se utilizaron las resoluciones de ASEP en las cuales se determinan los montos a transferir a las empresas distribuidoras provenientes del FET, expedidas en febrero de 2015.[[31]](#footnote-31) Estas resoluciones permiten determinar un referente del monto que se libera en el presupuesto nacional al desmontarse el subsidio para cada rango. La **Tabla 28** presenta los valores registrados en las resoluciones señaladas para un semestre.

**Tabla 28 – Aportes del FET para el primer semestre de 2015 - USD**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rango Consumo kWh/mes** | **ENSA** | | **EDEMET** | | **EDECHI** | | **Totales aportes I/2015** |
| **Reducción Factura** | **Aporte FET** | **Reducción Factura** | **Aporte FET** | **Reducción Factura** | **Aporte FET** |
| **0-100** | -38,72% | 1.948.823 | -20,98% | 1.266.833 | -7,21% | 209.329 | **3.215.656** |
| **101-150** | -36,57% | 3.567.380 | -12,43% | 1.262.882 | -4,85% | 199.423 | **4.830.262** |
| **151-200** | -36,57% | 4.876.232 | -12,43% | 1.345.715 | -4,80% | 199.798 | **6.221.947** |
| **201-250** | -25,26% | 3.113.268 | -9,56% | 861.059 | -0,23% | 7.384 | **3.974.327** |
| **251-300** | -25,26% | 2.655.598 | -9,56% | 684.777 | -0,23% | 5.378 | **3.340.375** |
| **301-350** | -23,34% | 2.791.940 | -9,93% | 724.044 |  |  | **3.515.984** |
| **351-400** | -7,76% | 831.425 | -3,29% | 210.575 |  |  | **1.042.000** |
| **TOTAL** |  | **19.784.665** |  | **6.355.886** |  | **621.311** | **26.140.551** |
| **Total 301-400** |  | **3.623.365** |  | **934.620** |  | **-** | **4.557.984** |
| **Total 101 - 300** |  | **14.212.478** |  | **4.154.433** |  | **411.982** | **18.366.911** |
| **Total 0 - 100** |  | **1.948.823** |  | **1.266.833** |  | **209.329** | **3.215.656** |

Las decisiones orientadas a mejorar la focalización de los subsidios otorgados al consumo eléctrico al reducir los consumos subsidiados mediante el FET hasta 300 kWh/mes a partir de 2016 y 2017, arrojará un beneficio fiscal para el Tesoro Nacional del orden de USD 9 millones anuales (USD4.557.984 por 2 - , asumiendo que el segundo semestre representa un valor igual al del primer semestre de 2015), en comparación con los subsidios que fueron otorgados por dicho Fondo en el año 2015.

Dado que el FET fue prorrogado hasta el 2020 con lo cual, el desmonte de los subsidios para el consumo entre 301 y 400 kWh/mes representaría un ahorro fiscal del orden de USD 36 millones en dicho período, de haberse continuado con el subsidio.

### Análisis de sensibilidad de los beneficios de la racionalización de los subsidios en el sector energético

El análisis de sensibilidad considera el desmonte futuro del FET. De materializarse en 2020 la terminación del FET (el cual se ha prorrogado por períodos de 4 años desde su creación en 2004), permitiría un ahorro fiscal adicional del orden de USD 43 millones anuales a partir de 2021, con lo cual la focalización de los subsidios quedaría hacia el consumo de subsistencia de ley de hasta 100 kWh/mes y clientes especiales (jubilados, etc.), financiados mediante subsidios cruzados en las tarifas por los usuarios de mayores consumos.

# Anexo 1 - Supuestos de costos de O&M y de generación

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Unidades de conversión** |  | |  |
| Destillate Fuel Oil | | MMBTU/gal | 0,137 |
| Residual Fuel Oil | | MMBTU/gal | 0,150 |
| Coal | | MMBTU/short ton | 24,800 |
| Coal | | MMBTU/metric tonne | 27,337 |
|  | |  |  |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Consumo específico para generación por combustible** | |  |
| Diesel (FO2) | gal/MWh | 81,15 |
| Bunker (FO6) | gal/MWh | 60,32 |
| Diesel (FO2) | MMBTU/MWh |  |
| Bunker (FO6) | MMBTU/MWh |  |
| Carbon | MMBTU/MWh | 10,93 |
| Gas Natural | MMBTU/MWh | 6,67 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Costos fijos totales de O&M** | **Por MW instalado y según tecnología de generación** |  |
| **(MM US$ 2015)** |  |  |
|  |  |  |
| Diesel | USD$/MW | 138.231 |
| Bunker | USD$/MW | 138.231 |
| Carbon | USD$/MW | 52.670 |
| GNL | USD$/MW | 18.810 |
| Solar | USD$/MW | 35.680 |
| Eolico | USD$/MW | 15.500 |
| BioGas | USD$/MW |  |
| ACP |  |  |
| Hidro | USD$/MW | 34.979 |

**Costo del combustible para generación**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Costo del combustible (Costa del Golfo)** |  |  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Distillate FO - Diesel | US$/MWh |  | 121,73 | 152,24 | 166,77 | 186,94 | 199,92 | 208,64 | 216,61 | 220,73 | 225,15 | 232,54 | 239,16 | 242,67 | 244,12 | 246,96 | 254,34 |
| Residual Fuel Oil - Bunker | US$/MWh |  | 74,86 | 96,82 | 97,84 | 109,68 | 117,29 | 122,41 | 127,09 | 129,50 | 132,09 | 136,43 | 140,32 | 142,38 | 143,23 | 144,89 | 149,22 |
| Coal - Carbon | US$/MWh |  | 57,30 | 58,25 | 59,19 | 60,14 | 61,08 | 62,03 | 62,97 | 63,92 | 64,86 | 65,81 | 66,75 | 67,70 | 68,64 | 69,58 | 70,53 |
| Gas Natural + L +T +R | US$/MWh |  | 49,53 | 54,67 | 57,20 | 61,64 | 65,91 | 65,01 | 63,94 | 64,14 | 65,19 | 65,92 | 66,99 | 67,87 | 68,74 | 69,52 | 69,86 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Generación anual por tipo de tecnología**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Generación por tipo - Escenario de referencia** |  |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
| **(GWh-Año)** |  |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
|  |  |  | 2016 | 2017 | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 | | 2027 | | 2028 | | 2029 | | 2030 |
| Diesel |  |  | 23 | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 |
| Bunker |  |  | 1.689 | 1.217 | | 544 | | 170 | | 20 | | 15 | | 12 | | 40 | | 12 | | 77 | | 3 | | 14 | | 16 | | 4 | | 3 |
| Carbon |  |  | 562 | 772 | | 1.624 | | 1.251 | | 715 | | 709 | | 902 | | 2.121 | | 4.191 | | 4.379 | | 4.323 | | 4.814 | | 5.059 | | 5.220 | | 5.340 |
| GNL |  |  | 0 | 0 | | 1.701 | | 3.660 | | 4.668 | | 4.640 | | 4.963 | | 4.748 | | 4.016 | | 4.375 | | 5.491 | | 6.032 | | 6.485 | | 7.195 | | 7.684 |
| Solar |  |  | 74 | 181 | | 468 | | 584 | | 604 | | 646 | | 646 | | 646 | | 646 | | 646 | | 720 | | 749 | | 816 | | 816 | | 816 |
| Eolico |  |  | 715 | 850 | | 891 | | 1.116 | | 1.190 | | 1.177 | | 1.462 | | 1.430 | | 1.432 | | 1.433 | | 1.805 | | 2.084 | | 2.051 | | 2.083 | | 2.090 |
| BioGas |  |  | 40 | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 | | 79 |
| ACP |  |  | 106 | 329 | | 257 | | 218 | | 124 | | 78 | | 84 | | 98 | | 74 | | 90 | | 65 | | 70 | | 72 | | 85 | | 94 |
| TotalHidro |  |  | 7.357 | 7.853 | | 8.090 | | 8.215 | | 9.037 | | 9.682 | | 9.739 | | 9.824 | | 9.859 | | 9.737 | | 9.911 | | 9.667 | | 9.669 | | 9.873 | | 10.426 |
| TotalTermico |  |  | 2.275 | 1.990 | | 3.868 | | 5.081 | | 5.403 | | 5.364 | | 5.877 | | 6.908 | | 8.218 | | 8.832 | | 9.817 | | 10.859 | | 11.560 | | 12.420 | | 13.026 |
| TotalRennoConv |  |  | 829 | 1.110 | | 1.439 | | 1.779 | | 1.873 | | 1.901 | | 2.187 | | 2.155 | | 2.157 | | 2.158 | | 2.604 | | 2.912 | | 2.946 | | 2.978 | | 2.984 |
| OfertaACP |  |  | 106 | 329 | | 257 | | 218 | | 124 | | 78 | | 84 | | 98 | | 74 | | 90 | | 65 | | 70 | | 72 | | 85 | | 94 |
| **TotalGen** |  |  | **10.566** | **11.281** | | **13.654** | | **15.292** | | **16.438** | | **17.025** | | **17.886** | | **18.986** | | **20.308** | | **20.817** | | **22.396** | | **23.508** | | **24.247** | | **25.356** | | **26.531** |
| Exportaciones |  |  | 47 | 113 | | 307 | | 737 | | 1.297 | | 1.167 | | 1.213 | | 1.381 | | 1.703 | | 1.428 | | 1.806 | | 1.868 | | 1.632 | | 1.593 | | 1.572 |
| Importaciones |  |  | 90 | 136 | | 487 | | 81 | | 292 | | 305 | | 355 | | 273 | | 211 | | 434 | | 229 | | 264 | | 474 | | 500 | | 535 |
| Demanda |  |  | 10.606 | 11.301 | | 13.819 | | 14.634 | | 15.423 | | 16.154 | | 17.017 | | 17.870 | | 18.810 | | 19.810 | | 20.813 | | 21.897 | | 23.076 | | 24.249 | | 25.478 |
| Perdidas |  |  | 3 | 4 | | 14 | | 2 | | 9 | | 9 | | 11 | | 8 | | 7 | | 13 | | 7 | | 8 | | 14 | | 15 | | 16 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Generación por tipo - Escenario renovable** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **(GWh-Año)** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Diesel |  |  | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bunker |  |  | 1.689 | 1.218 | 535 | 169 | 12 | 13 | 5 | 3 | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Carbon |  |  | 562 | 784 | 1.625 | 1.252 | 659 | 641 | 705 | 1.533 | 1.870 | 1.971 | 2.230 | 2.483 | 2.610 | 2.658 | 2.715 |
| GNL |  |  | 0 | 0 | 1.703 | 3.651 | 4.490 | 4.371 | 4.473 | 5.087 | 5.341 | 5.872 | 5.872 | 6.584 | 7.073 | 7.812 | 8.328 |
| Solar |  |  | 74 | 181 | 468 | 584 | 840 | 1.004 | 1.063 | 1.063 | 1.063 | 1.063 | 1.264 | 1.420 | 1.538 | 1.606 | 1.606 |
| Eolico |  |  | 715 | 850 | 891 | 1.116 | 1.190 | 1.177 | 1.768 | 1.732 | 2.100 | 2.081 | 2.768 | 3.056 | 3.052 | 3.106 | 3.129 |
| BioGas |  |  | 40 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 |
| OfertaACP |  |  | 106 | 330 | 257 | 219 | 117 | 77 | 78 | 73 | 69 | 66 | 63 | 63 | 56 | 51 | 54 |
| TotalHidro |  |  | 7.357 | 7.840 | 8.098 | 8.224 | 9.102 | 9.744 | 9.859 | 9.792 | 9.942 | 9.863 | 10.100 | 9.795 | 9.820 | 10.059 | 10.641 |
| TotalTermico |  |  | 2.274 | 2.002 | 3.863 | 5.073 | 5.161 | 5.025 | 5.183 | 6.622 | 7.215 | 7.844 | 8.102 | 9.068 | 9.682 | 10.470 | 11.043 |
| TotalRennoConv |  |  | 829 | 1.110 | 1.439 | 1.779 | 2.108 | 2.259 | 2.910 | 2.874 | 3.242 | 3.223 | 4.111 | 4.555 | 4.668 | 4.791 | 4.814 |
| OfertaACP |  |  | 106 | 330 | 257 | 219 | 117 | 77 | 78 | 73 | 69 | 66 | 63 | 63 | 56 | 51 | 54 |
| **TotalGen** |  |  | **10.566** | **11.282** | **13.657** | **15.295** | **16.489** | **17.105** | **18.030** | **19.361** | **20.468** | **20.996** | **22.375** | **23.481** | **24.227** | **25.371** | **26.551** |
| Exportaciones |  |  | 47 | 113 | 310 | 739 | 1.333 | 1.225 | 1.310 | 1.650 | 1.801 | 1.516 | 1.780 | 1.846 | 1.618 | 1.618 | 1.601 |
| Importaciones |  |  | 90 | 136 | 487 | 81 | 276 | 283 | 306 | 164 | 147 | 340 | 224 | 270 | 481 | 511 | 544 |
| Demanda |  |  | 10.606 | 11.301 | 13.819 | 14.634 | 15.423 | 16.154 | 17.017 | 17.870 | 18.810 | 19.810 | 20.813 | 21.897 | 23.076 | 24.249 | 25.478 |
| Perdidas |  |  | 3 | 4 | 14 | 2 | 8 | 9 | 9 | 5 | 5 | 10 | 7 | 8 | 14 | 15 | 16 |

# Anexo 2 - Parámetros y cálculos para la estimación de beneficios y costos de medidas de eficiencia energética

**Tabla 29 – Parámetros generales**

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| Tasa de descuento real | 12,0% |
|  |  |
| Tarifa promedio usuario residencial ($/kWh) | 0,184 |
| Tarifa promedio usuario comercial ($/kWh) | 0,144 |
| Tarifa promedio usuario oficial ($/kWh) | 0,144 |
| Tarifa promedio usuario industrial ($/kWh) | 0,116 |
|  |  |
| Costo de planta de generación evitada ($USD/MW) | 2.300.000 |
| Año de entrada planta de generación evitada | 2020 |
| Factor de emisiones de planta (TonCo2/MWh) | 1,05 |
| Factor de utilización de la planta evitada | 80% |
| Factor de pérdidas del SIN | 14% |
|  |  |
| Factor de emisiones del SIN (TonCo2/MWh) | 0,164 |
| Valoración tonelada CO2 ($USD/Ton) | 6,01 |
|  |  |

Tarifa promedio tres empresas distribuidoras para consumos de energía baja tensión simple (BTS2) con consumos entre 300 kWh mes y 750 kWh mes para le sector residencial, y tarifa promedio tres empresas distribuidoras para consumos de energía con demanda máxima de 10,000 kWh mes para los sectores comercial y público.

Planta de generación evitada considera el costo de instalación por MW de una planta a carbón de tecnología Ultrasuper crítica en EEUU según WEO 2016 de la IEA.

Factor de emisión calculado por el consultor para el SIN de Panamá según generación eléctrica por tecnología y combustible en 2016

**Tabla 30 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Residencial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por bombillo incandescente GWh/Año | 0,0000821 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo por bombillo LFC GWh/Año | 0,0000164 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Incandecente a LED | 82,7% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo LFC a LED | 33,3% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de un bombillo LED ($USD) | 8,00 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Número de bombillos en hogar nuevo | 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD** |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Consumo de iluminación GWh/Año |  | 405 | 422 | 440 | 457 | 475 | 493 | 510 | 535 | 559 | 583 | 607 | 656 | 687 | 719 | 750 | 781 | 844 |
| Número de bombillos incandescente a cambiar (por LED) |  |  |  | 492.576 | 492.576 | 492.576 | 492.576 | 492.576 | 240.442 | 242.467 | 244.505 | 246.558 | 248.625 | 250.706 | 252.801 | 254.911 | 257.035 | 259.174 |
| Número de bombillos LFC a cambiar (por LED) |  |  |  |  |  |  |  | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 | 820.960 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  |  |  | 33,44 | 66,88 | 100,32 | 133,76 | 171,70 | 192,52 | 213,47 | 234,57 | 255,80 | 277,18 | 298,69 | 320,35 | 342,15 | 364,09 | 386,18 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  |  |  | 6.395 | 12.791 | 19.186 | 25.581 | 32.836 | 36.818 | 40.825 | 44.859 | 48.920 | 53.008 | 57.122 | 61.264 | 65.433 | 69.630 | 73.855 |
| Ahorro por costo final de energía evitado ($USD Millones) |  |  |  | 6,14 | 12,28 | 18,42 | 24,56 | 31,52 | 35,35 | 39,19 | 43,07 | 46,97 | 50,89 | 54,84 | 58,82 | 62,82 | 66,85 | 70,90 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($USD Millones) |  |  |  | 0,04 | 0,08 | 0,12 | 0,15 | 0,20 | 0,22 | 0,25 | 0,27 | 0,29 | 0,32 | 0,34 | 0,37 | 0,39 | 0,42 | 0,44 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($USD Millones) |  |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 147 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($USD Millones) |  |  |  | 6,18 | 12,36 | 18,53 | 24,71 | 179,10 | 35,57 | 39,44 | 43,34 | 47,26 | 51,21 | 55,18 | 59,18 | 63,21 | 67,27 | 71,35 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en bombillos LED ($USD Millones) |  |  |  | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 10,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) |  |  |  | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 10,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 |
| **Flujo Neto** |  |  |  | 2,2 | 8,4 | 14,6 | 20,8 | 168,6 | 27,1 | 30,9 | 34,8 | 38,7 | 42,7 | 46,6 | 50,6 | 54,6 | 58,6 | 62,7 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro energético de iluminación |  |  |  | 8% | 15% | 21% | 27% | 34% | 36% | 38% | 40% | 42% | 42% | 43% | 45% | 46% | 47% | 46% |
| Participación de la iluminación en el consumo residencial |  |  | 16% | 15,0% | 14,0% | 13,1% | 12,2% | 11,2% | 10,9% | 10,5% | 10,2% | 9,9% | 9,9% | 9,7% | 9,5% | 9,4% | 9,2% | 9,4% |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $342 | $51 | $291 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 31 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de neveras (Sector Residencial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por nevera en refrigeración GWh/años/Usuario | 0,0007826 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de neveras | 53,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de neveras eficiente | 400,00 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Número de neveras por hogar | 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Años para recambio de neveras | 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD** |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Consumo de refrigeración residencial GWh/Año |  | 657 | 686 | 715 | 743 | 772 | 801 | 829 | 869 | 908 | 948 | 987 | 1.066 | 1.117 | 1.168 | 1.219 | 1.270 | 1.372 |
| Número de neveras ineficientes a reemplazar por eficientes |  |  |  |  | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 91.125 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  |  |  | 0,00 | 37,80 | 75,59 | 113,39 | 151,18 | 188,98 | 226,77 | 264,57 | 302,36 | 340,16 | 377,95 | 377,95 | 377,95 | 377,95 | 377,95 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  |  |  | 0 | 7.228 | 14.456 | 21.684 | 28.912 | 36.140 | 43.368 | 50.596 | 57.824 | 65.052 | 72.280 | 72.280 | 72.280 | 72.280 | 72.280 |
| Ahorro por costo final de energía evitado ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 6,94 | 13,88 | 20,82 | 27,76 | 34,70 | 41,64 | 48,57 | 55,51 | 62,45 | 69,39 | 69,39 | 69,39 | 69,39 | 69,39 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 0,04 | 0,09 | 0,13 | 0,17 | 0,22 | 0,26 | 0,30 | 0,35 | 0,39 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($USD Millones) |  |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 144 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 6,98 | 13,97 | 20,95 | 172,17 | 34,91 | 41,90 | 48,88 | 55,86 | 62,84 | 69,83 | 69,83 | 69,83 | 69,83 | 69,83 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en neveras eficientes ($USD Millones) |  |  |  | 0,0 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) |  |  |  | 0,0 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 36,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Flujo Neto** |  |  |  | 0,0 | -29,5 | -22,5 | -15,5 | 135,7 | -1,5 | 5,4 | 12,4 | 19,4 | 26,4 | 33,4 | 69,8 | 69,8 | 69,8 | 69,8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro energético de refrigeración |  |  |  | 0% | 5% | 10% | 14% | 18% | 22% | 25% | 28% | 31% | 32% | 34% | 32% | 31% | 30% | 28% |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $341 | $206 | $135 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**TIR de la medida: 47%**

**Tabla 32 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector comercial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por bombillo incandescente GWh/Año | 0,0003285 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo por bombillo LFC GWh/Año | 0,0000657 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Incandecente a LFC | 82,7% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo LFC a LED | 33,3% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de un bombillo LED ($USD) | 25,00 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD** |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Consumo de iluminación GWh/Año |  | 1.012 | 1.094 | 1.176 | 1.258 | 1.340 | 1.423 | 1.505 | 1.592 | 1.679 | 1.766 | 1.854 | 2.028 | 2.137 | 2.246 | 2.354 | 2.463 | 2.681 |
| Número de bombillos incandescente a cambiar (por LED) |  |  |  |  | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 | 41.062 |
| Número de bombillos LFC a cambiar (por LED) |  |  |  |  |  |  |  | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 | 821.236 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  |  |  | 0,00 | 11,15 | 22,30 | 33,45 | 62,59 | 91,72 | 120,86 | 150,00 | 179,13 | 208,27 | 237,40 | 266,54 | 295,67 | 324,81 | 353,95 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  |  |  | 0 | 2.132 | 4.265 | 6.397 | 11.969 | 17.541 | 23.113 | 28.685 | 34.257 | 39.829 | 45.401 | 50.973 | 56.545 | 62.117 | 67.689 |
| Ahorro por costo final de energía evitado ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 1,61 | 3,21 | 4,82 | 9,01 | 13,21 | 17,40 | 21,60 | 25,79 | 29,99 | 34,19 | 38,38 | 42,58 | 46,77 | 50,97 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 0,01 | 0,03 | 0,04 | 0,07 | 0,11 | 0,14 | 0,17 | 0,21 | 0,24 | 0,27 | 0,31 | 0,34 | 0,37 | 0,41 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($USD Millones) |  |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 135 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 1,62 | 3,24 | 4,86 | 144,16 | 13,31 | 17,54 | 21,77 | 26,00 | 30,23 | 34,46 | 38,69 | 42,92 | 47,15 | 51,37 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en bombillos LED ($USD Millones) |  |  |  | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) |  |  |  | 0,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 | 21,6 |
| **Flujo Neto** |  |  |  | 0,0 | 0,6 | 2,2 | 3,8 | 122,6 | -8,2 | -4,0 | 0,2 | 4,4 | 8,7 | 12,9 | 17,1 | 21,4 | 25,6 | 29,8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro energético de iluminación |  |  |  | 0,0% | 0,9% | 1,7% | 2,4% | 4,2% | 5,8% | 7,2% | 8,5% | 9,7% | 10,3% | 11,1% | 11,9% | 12,6% | 13,2% | 13,2% |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $201 | $94 | $108 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 33 – Proyección de beneficios y costos para las medidas arquitectónicas en edificaciones nuevas (Sector comercial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo promedio de un comercio GWh/Año | 0,0399394 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro medidas arquitectónicas primera etapa | 15,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro medidas arquitectónicas segunda etapa | 20,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inicio primera etapa de norma | 2017 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Fin primera etapa de norma | 2018 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inicio segunda etapa de norma | 2019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD** |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Consumo comercial GWh/Año |  | 3.372 | 3.646 | 3.920 | 4.194 | 4.468 | 4.742 | 5.016 | 5.306 | 5.597 | 5.888 | 6.178 | 6.760 | 7.123 | 7.485 | 7.848 | 8.211 | 8.937 |
| Número de nuevos usuarios comerciales (incremento anual) |  |  |  |  | 6.859 | 6.859 | 6.859 | 6.859 | 7.278 | 7.278 | 7.278 | 7.278 | 14.555 | 9.083 | 9.083 | 9.083 | 9.083 | 18.167 |
| Consumo nuevos usuarios comerciales anual sin EE (GWh/Año) |  |  |  |  | 274 | 274 | 274 | 274 | 291 | 291 | 291 | 291 | 581 | 363 | 363 | 363 | 363 | 726 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  |  |  |  | 41,09 | 82,18 | 136,97 | 191,75 | 249,89 | 308,02 | 366,15 | 424,29 | 540,55 | 613,11 | 685,67 | 758,22 | 830,78 | 975,89 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  |  |  |  | 7.858 | 15.716 | 26.194 | 36.671 | 47.789 | 58.906 | 70.024 | 81.141 | 103.376 | 117.252 | 131.128 | 145.004 | 158.880 | 186.632 |
| Ahorro por costo final de energía evitado ($USD Millones) |  |  |  |  | 5,92 | 11,83 | 19,72 | 27,61 | 35,98 | 44,35 | 52,73 | 61,10 | 77,84 | 88,29 | 98,74 | 109,18 | 119,63 | 140,53 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($USD Millones) |  |  |  |  | 0,05 | 0,09 | 0,16 | 0,22 | 0,29 | 0,35 | 0,42 | 0,49 | 0,62 | 0,70 | 0,79 | 0,87 | 0,95 | 1,12 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($USD Millones) |  |  |  |  | 0 | 0 | 0 | 372 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($USD Millones) |  |  |  |  | 5,96 | 11,93 | 19,88 | 400,26 | 36,27 | 44,71 | 53,15 | 61,58 | 78,46 | 88,99 | 99,52 | 110,06 | 120,59 | 141,65 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión asociada con medidas arquitectónicas |  |  |  |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) |  |  |  |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Flujo Neto** |  |  |  |  | 6,0 | 11,9 | 19,9 | 400,3 | 36,3 | 44,7 | 53,1 | 61,6 | 78,5 | 89,0 | 99,5 | 110,1 | 120,6 | 141,6 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro energético de medidas arquitectónicas |  |  |  |  | 1,0% | 1,8% | 2,9% | 3,8% | 4,7% | 5,5% | 6,2% | 6,9% | 8,0% | 8,6% | 9,2% | 9,7% | 10,1% | 10,9% |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $546 | $0 | $546 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 34 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Público)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por bombillo incandescente GWh/Año | 0,0003285 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo por bombillo LFC GWh/Año | 0,0000657 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Incandescente a LFC | 82,7% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo LFC a LED | 33,3% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de un bombillo LED ($USD) | 25,00 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD** |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Consumo de iluminación sector público GWh/Año |  | 437 | 443 | 449 | 455 | 461 | 467 | 473 | 486 | 500 | 514 | 527 | 554 | 569 | 584 | 599 | 613 | 643 |
| Número de bombillos incandescente a cambiar (por LED) |  |  |  |  | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 | 10.000 |
| Número de bombillos LFC a cambiar (por LED) |  |  |  |  |  |  |  | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  |  |  | 0,00 | 2,72 | 5,43 | 8,15 | 11,63 | 15,11 | 18,59 | 22,08 | 25,56 | 29,04 | 32,52 | 36,00 | 39,49 | 42,97 | 46,45 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  |  |  | 0 | 519 | 1.039 | 1.558 | 2.224 | 2.890 | 3.556 | 4.222 | 4.888 | 5.554 | 6.219 | 6.885 | 7.551 | 8.217 | 8.883 |
| Ahorro por costo final de energía evitado ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 0,39 | 0,78 | 1,17 | 1,67 | 2,18 | 2,68 | 3,18 | 3,68 | 4,18 | 4,68 | 5,18 | 5,69 | 6,19 | 6,69 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($USD Millones) |  |  |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($USD Millones) |  |  |  | 0,00 | 0,39 | 0,79 | 1,18 | 19,41 | 2,19 | 2,70 | 3,20 | 3,71 | 4,22 | 4,72 | 5,23 | 5,73 | 6,24 | 6,74 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en bombillos LED ($USD Millones) |  |  |  | 0,0 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) |  |  |  | 0,0 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| **Flujo Neto** |  |  |  | 0,0 | 0,1 | 0,5 | 0,9 | 18,3 | 1,1 | 1,6 | 2,1 | 2,6 | 3,1 | 3,6 | 4,1 | 4,6 | 5,1 | 5,6 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro energético de iluminación |  |  |  | 0,0% | 0,6% | 1,2% | 1,7% | 2,5% | 3,1% | 3,7% | 4,3% | 4,8% | 5,2% | 5,7% | 6,2% | 6,6% | 7,0% | 7,2% |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $29 | $5 | $23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 35 – Proyección de beneficios y costos para las medidas arquitectónicas en edificaciones nuevas (Sector Público)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo promedio de un usuario oficial GWh/Año | 0,1324364 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro medidas arquitectónicas primera etapa | 15,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro medidas arquitectónicas segunda etapa | 20,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inicio primera etapa de norma | 2017 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Fin primera etapa de norma | 2018 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inicio segunda etapa de norma | 2019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| *Nota: consumo está considerando también alumbrado público* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$USD** |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Consumo sector público GWh/Año |  | 1.457 | 1.477 | 1.497 | 1.517 | 1.536 | 1.556 | 1.576 | 1.621 | 1.667 | 1.712 | 1.757 | 1.847 | 1.897 | 1.946 | 1.995 | 2.045 | 2.144 |
| Número de nuevos usuarios oficiales (incremento anual) |  |  |  |  | 289 | 296 | 304 | 311 | 319 | 327 | 335 | 343 | 352 | 361 | 370 | 379 | 389 | 398 |
| Consumo nuevos usuarios oficiales anual sin EE (GWh/Año) |  |  |  |  | 38 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  |  |  |  | 5,74 | 7,51 | 9,94 | 12,42 | 14,97 | 17,58 | 20,26 | 23,00 | 25,81 | 28,70 | 31,65 | 34,68 | 37,78 | 40,96 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  |  |  |  | 1.098 | 1.437 | 1.901 | 2.376 | 2.863 | 3.362 | 3.874 | 4.399 | 4.937 | 5.488 | 6.053 | 6.632 | 7.226 | 7.834 |
| Ahorro por costo final de energía evitado ($USD Millones) |  |  |  |  | 0,83 | 1,08 | 1,43 | 1,79 | 2,16 | 2,53 | 2,92 | 3,31 | 3,72 | 4,13 | 4,56 | 4,99 | 5,44 | 5,90 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($USD Millones) |  |  |  |  | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($USD Millones) |  |  |  |  | 0 | 0 | 0 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($USD Millones) |  |  |  |  | 0,83 | 1,09 | 1,44 | 17,44 | 2,17 | 2,55 | 2,94 | 3,34 | 3,75 | 4,17 | 4,59 | 5,03 | 5,48 | 5,95 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión asociada con medidas arquitectónicas |  |  |  |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total Inversión y Costos ($USD Millones) |  |  |  |  | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Flujo Neto** |  |  |  |  | 0,8 | 1,1 | 1,4 | 17,4 | 2,2 | 2,6 | 2,9 | 3,3 | 3,7 | 4,2 | 4,6 | 5,0 | 5,5 | 5,9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro energético de medidas arquitectónicas |  |  |  |  | 0,4% | 0,5% | 0,6% | 0,8% | 0,9% | 1,1% | 1,2% | 1,3% | 1,4% | 1,5% | 1,6% | 1,7% | 1,8% | 1,9% |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $27 | $0 | $27 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

1. Como ejemplo de retrasos en la infraestructura de generación se puede mencionar la reciente terminación de la concesión originalmente concedida a Odebrecht para la construcción de la hidroeléctrica Chan II, uno de los proyectos de generación más importante en Panamá. [↑](#footnote-ref-1)
2. Guidelines for the Economic Analysis of IDB-funded Projects, June 2012. “*The primary objective of conducting an economic analysis is to help design projects that will be effective in promoting development in a country. The usefulness of this exercise is greatest when it is done early in the project cycle and contributes to the decisions about whether and how to proceed with a project. While the outcome of an economic analysis—net present value or economic rate of return for CBA and cost per unit effect for CEA—are important, it is the process of conducting the analysis and the insights that it provides that are most likely to be useful in designing a better project. The value of the Economic Analysis Annex is not just in the details of how the summary measures are calculated, but in the lessons learned in making these calculations.*” [↑](#footnote-ref-2)
3. El Subprograma 1 - Estabilidad Macroeconómica – y el Subprograma 3 - Desarrollo sostenible del sector de agua y saneamiento - no hacen parte del alcance del presente estudio [↑](#footnote-ref-3)
4. Ley 69 de 2012 y Decreto Ejecutivo 398 de 2013 [↑](#footnote-ref-4)
5. Las reglas comerciales del mercado mayoristas se encuentran aprobadas mediante diferentes resoluciones : n° jd-605 de 24 de abril de 1998 la cual ha sido modificada a través de las resoluciones jd-763 de 8 de junio de 1998, jd-3207 de 22 de febrero de 2002, jd-3463 de 21 de agosto de 2002, jd- 4812 de 22 de junio de 2004, jd-5864 de 17 de febrero de 2006, an no. 2821-elec de 29 de julio de 2009, an no. 2969-elec de 23 de septiembre de 2009, an no. 3476-elec de 10 de mayo de 2010, an no. 4581-elec de 11 de julio de 2011, an no. 5061- elec de 11 de enero de 2012, an no. 5329-elec de 15 de mayo de 2012, an no. 5849- lec de 31 de diciembre de 2012, an no. 6007 de 13 de marzo de 2013, an no. 6166-elec de 27 de mayo de 2013, an no. 7477-elec de 19 de junio de 2014, an no. 8451-elec de 13 de abril de 2015 y an no. 10517-elec de 6 de octubre de 2016. [↑](#footnote-ref-5)
6. Para los cálculos se utilizan las simulaciones de despacho elaboradas por ETESA, considerando la proyección de demanda de Panamá y generación del resto de países pertenecientes al MER del cual hace parte Panamá. El nivel de intercambios es muy bajo (alrededor del 0,4% de la demanda), por lo cual, el estimativo de beneficios, tal como se desarrolla, constituye una buena aproximación, y por lo cual no se considera relevante realizar ajustes relacionados con tales intercambios. [↑](#footnote-ref-6)
7. Esta condición se describe en Bergman & Hanley – “*The costs and benefits of renewable energy in Scotland*” (2012), en donde se considera que los precios de mercado son una buena aproximación para la estimación de los beneficios y costos. Ver sección del citado documento “2.3.2 *Market prices versus shadow prices*”. [↑](#footnote-ref-7)
8. Información de soporte al modelo del WEO – Investment Costs. http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/ [↑](#footnote-ref-8)
9. Se reitera nuevamente que el escenario de referencia también considera un crecimiento natural de la participación de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica, sin embargo, el escenario renovable considera una mayor penetración de estas tecnologías. [↑](#footnote-ref-9)
10. Las inversiones presentadas son discontinuas porque representan una expansión óptima. [↑](#footnote-ref-10)
11. Información de CRE según <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data> y <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data>. Tasa de cambio según el Banco Central Europeo. [↑](#footnote-ref-11)
12. Datos del mercado de carbono en California según <http://calcarbondash.org>/ [↑](#footnote-ref-12)
13. Esta apreciación resulta de conversaciones realizadas durante la misión del BID para la estructuración del PBP. [↑](#footnote-ref-13)
14. Según la caracterización realizada en la Encuesta de Usos Finales de la Energía Eléctrica en el Sector Residencial de la Provincia de Panamá adelantada por la SNE en 2011. [↑](#footnote-ref-14)
15. Adicionalmente, se asume que estas medidas tienen costo cero según los resultados de las *Guías de Construcción Sostenible para el Ahorro de Energía en Edificaciones (Anexo de la Resolución No.3142 de 2016)* en donde las medidas arquitectónicas del sector comercial tienen un incremento de tan solo el 0,3% con respecto a costos actuales. El sector oficial incluso puede presentar disminución en costos de construcción del orden del 5,6%. Se considera que dejar el costo incremental de construcción igual a cero es un supuesto conservador considerando los resultados del documento mencionado. [↑](#footnote-ref-15)
16. Referente medidas de EE estimadas por E&Y en estudio realizado para Colombia. [↑](#footnote-ref-16)
17. Las medidas particulares y su cuantificación son basadas en los parámetros del estudio “Política de Eficiencia Energética para Colombia” realizado por E&Y para el MME en 2015. Existen otras medidas de EE cuantificadas en dicho estudio, sin embargo, para efectos del presente análisis, solo se han seleccionado las que tienen alguna relación con las medidas descritas en el PROURE y con un aporte relevante a la disminución del consumo eléctrico en el SIN. [↑](#footnote-ref-17)
18. Tarifa promedio tres empresas distribuidoras para consumos de energía baja tensión simple (BTS2) con consumos entre 300 kWh mes y 750 kWh mes para le sector residencial, y tarifa promedio tres empresas distribuidoras para consumos de energía con demanda máxima de 10,000 kWh mes para los sectores comercial y público. [↑](#footnote-ref-18)
19. Regional Training Seminar for Central America – Presentación Proyecto SIEPAC - BID Junio de 2013. Adicionalmente presentación CEPAL “El mercado eléctrico regional de los países del istmo centroamericano” de diciembre de 2003. [↑](#footnote-ref-19)
20. Esta situación ha podido ser conocida a fondo por el Consultor luego de trabajos realizados en 2015 y 2016 para la CRIE [↑](#footnote-ref-20)
21. Refuerzos de Transmisión en el Sistema Eléctrico Centroamericano – Fase 1. Pacific Norwest National Laboratory 2015 [↑](#footnote-ref-21)
22. El error de inclusión se refiere al otorgamiento de subsidios a hogares cuya capacidad de pago no lo requieren, o lo requieren en menor proporción de la asignada. El error de exclusión se refiere al caso contrario. [↑](#footnote-ref-22)
23. BID, Dossier Energético Panamá, 2013. [↑](#footnote-ref-23)
24. El artículo 114 de la Ley 6/1997 que establece la forma de aplicar subsidios tarifarios, le otorgó al Órgano Ejecutivo la facultad de incluir, en el Presupuesto General del Estado, subsidios tarifarios para el consumo de electricidad, indicando el tipo de servicio subsidiado y los clientes elegibles. El subsidio se aplica como un descuento en el valor de la factura que éstos deban cancelar y no excederá el valor del consumo básico o de subsistencia, definido en el reglamento ni el veinte por ciento del costo del servicio. [↑](#footnote-ref-24)
25. Resolución del Gabinete No. 6 de enero de 2004. El FET debía ser administrado por la empresa estatal de transmisión (ETESA) y sería fiscalizado por el ERSP. Según su diseño, el fondo lograría la estabilidad de las tarifas mediante la fijación de un nivel fijo del precio del petróleo (crudo West Texas Intermediate en $40 en 2004). El precio fijo se usaría para calcular la tarifa “estabilizada” de la electricidad. Cuando el precio del petróleo superara el nivel establecido, el fondo se usaría para transferir a los usuarios finales la diferencia entre la tarifa “estabilizada” y la de mercado. Si, por el contrario, el precio del petróleo se ubicaba por debajo del nivel establecido, se cobrarían las tarifas calculadas a precio “estabilizado” y se transferiría al fondo el dinero producto de la diferencia entre ese precio y la tarifa de mercado. En la práctica, el FET ha funcionado como un subsidio adicional a los usuarios finales que ha sido financiado por el Estado. [↑](#footnote-ref-25)
26. ASEP. Informe de subsidios a clientes del sector eléctrico en Panamá a diciembre de 2015. Agosto de 2016. [↑](#footnote-ref-26)
27. Desde 2004 hasta 2011 la capacidad instalada de plantas térmicas creció 55,8%, mientras que la de energías renovables creció 12,4%51. [↑](#footnote-ref-27)
28. La Resolución de Gabinete 175 de 2011 también dispuso un incremento semestral del 1,25% de las tarifas respecto a las del primer semestre de 2011, el cual no sería cubierto por el FET. Adicionalmente, se estableció un incremento en la tarifa de los clientes subsidiados (se entiende los jubilados, tercera edad, etc.). [↑](#footnote-ref-28)
29. Considerandos de la Resolución de Gabinete No. 2 de enero de 2016. [↑](#footnote-ref-29)
30. Resoluciones de Gabinete 59 y 60 de junio de 2015. [↑](#footnote-ref-30)
31. ASEP: Resolución AN No.8301-Elec Panamá, 11 de febrero de 2015 “Por la cual se notifica a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) el monto a transferir a favor de Elektra Noreste, S.A., correspondiente al aporte adicional del Fondo de Estabilización Tarifaria para el primer semestre de 2015” y Resolución AN No.8302-Elec Panamá, 11 de febrero de 2015 “Por la cual se notifica a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) el monto a transferir a favor de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., correspondiente al aporte adicional del Fondo de Estabilización Tarifaria para el primer semestre de 2015”. [↑](#footnote-ref-31)