DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**COLOMBIA**

**Apoyo al Programa de Eficiencia Energética en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina**

**ATN/TC-14531-CO**

**ANÁLISIS COSTO BENEFICIO**

**Abril 2016**

Este documento ha sido preparado por: Mauricio Acevedo, BSc Eng, MSc, MBA

**Contenido**

[I. Introducción 3](#_Toc445196445)

[II. Asunciones y metodología 4](#_Toc445196446)

[A. Asunciones generales 4](#_Toc445196447)

[B. Caso Base 5](#_Toc445196448)

[C. Modelo de operación del programa 6](#_Toc445196449)

[1. Estructuración del programa de eficiencia energética mediante el reemplazo de tecnología e instalación de soluciones de energías renovables. 6](#_Toc445196450)

[2. Procedimiento operativo del programa de eficiencia energética – reemplazo de tecnología 7](#_Toc445196451)

[3. Alternativas del esquema de operación del programa 8](#_Toc445196452)

[4. Escenario 1 – El concesionario actúa como operador del programa 8](#_Toc445196453)

[5. Escenario 2 – Un tercero actúa como operador del programa, pero el concesionario queda a cargo del recaudo a través de la factura de energía 9](#_Toc445196454)

[6. Escenario 3 – Un tercero actúa como operador del programa, y los procesos de facturación y recaudo se ejecutan a través de canales independientes a los que utiliza actualmente el concesionario 10](#_Toc445196455)

[7. Modelo de análisis económico del programa 10](#_Toc445196456)

[III. Beneficios Económicos 13](#_Toc445196457)

[IV. Costos Económicos 14](#_Toc445196458)

[V. Retorno Económico 15](#_Toc445196459)

[VI. Análisis de Sensibilidad 16](#_Toc445196460)

[VII. Conclusiones 20](#_Toc445196461)

# Introducción

El programa definido por el Banco Inter-Americano de Desarrollo para la gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas tendrá como piloto el Archipiélago de San Andrés. El análisis económico de costo beneficio es el más adecuado para este programa, dadas las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica, el entorno socio-económico y el apoyo del estado en cuanto a subsidios destinados a los diferentes estratos y sectores del Archipiélago.

Este programa se ejecutará con recursos del Fondo Tecnología Limpia (CIF – *Clean Investment Funds*), a los que Colombia obtuvo la aprobación (2010) y ratificación (2013) de su Plan de Inversiones para ser recibidos a través del Fondo de Tecnologías Limpias (CTF – *Clean Technology Fund*). El programa cuenta con un diseño técnico sobre el cual se define la ejecución y el modelo de operación, donde los recursos serán canalizados a través del Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía FENOGE. El diseño técnico se basa en los estudios previos realizados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, considerando la distribución de usuarios, hábitos de consumo y necesidades energéticas correspondientes a cada sector de la Isla.

Este documento expone el detalle y evaluación de los dos componentes del programa. El primero, la propuesta de modelos de operación partiendo del FENOGE, describiendo la estructura y actores requeridos para garantizar la llegada del programa al usuario final. El segundo, el análisis económico resultante de la incorporación de variables técnicas y requerimientos definidos por el Ministerio de Minas y Energía del Gobierno de Colombia para la ejecución del programa. Dentro de los objetivos del programa se encuentra la reducción de subsidios a las tarifas de energía en la Isla, la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y el impacto socio económico positivo para la región.

El programa se enfoca principalmente en los usuarios residenciales, dada que son la mayoría tanto en número como en consumo energético agregado. Adicionalmente, se han identificado los sectores comercial, industrial (hotelero) y oficial como potenciales beneficiarios del programa. La segmentación técnica y las características de consumo son utilizadas como variables de entrada en el análisis económico y con estas definir la proporción de recursos a destinar a cada uno de los sectores.

El programa con duración de 10 años, cuenta con un total de 10 Millones de Dólares, de los cuales 7.5 Millones de Dólares (desembolsados en los 5 primeros años) se destinarán a la ejecución de proyectos de eficiencia energética (refrigeración, iluminación y acondicionamiento de aire) e instalación de fuentes no convencionales de energía (solar foto voltaica). La incorporación de estas tecnologías se realizará mediante un proceso de recambio de equipos definido dentro del marco de operación del programa. Los recursos destinados a la ejecución cubren además de los equipos, los costos transaccionales de operación, así como una porción de los costos de chatarrización asociados a la disposición final de los equipos obsoletos y con esto evitar que se genere un mercado “negro” de que afecte los resultados del programa.

Como complemento a lo anterior, se realiza un análisis de sensibilidad sobre la viabilidad económica del programa, con la cual se valida la distribución de beneficiarios del programa según sector y tecnología, así como las condiciones del modelo económico que sustenta el programa, logrando una tasa interna de retorno mayor del 12% y un valor presente neto positivo al final de los 10 años del programa.

# ASUNCIONES Y METODOLOGÍA

Como parte de la estructuración del programa, se realizaron reuniones con el equipo de trabajo definido por parte del BID, así como con representantes del Gobierno de Colombia de las distintas entidades relacionadas con el programa Piloto de gestión eficiente de la demanda en San Andres Islas.

## **Asunciones generales**

Las principales asunciones identificadas a lo largo de este proceso de estructuración del programa se presentan a continuación:

1. La segmentación se realiza con base en el análisis técnico de las soluciones en su potencial de ahorro y complejidad de ejecución. La prioridad inicial del programa es atender el sector residencial en sus estratos 1,2 y 3 y el hotelero de pequeña escala. Se incluyen sectores adicionales, dependiendo de la segmentación, el costo de las soluciones y las condiciones económico financieras de operación del programa.
2. Dado el límite de recursos existente y la ausencia de regulación para la entrega de excedentes de autogeneración en pequeña escala, se decide excluir este aspecto como parte de los potenciales del programa. Los sistemas de autogeneración contenidos en el programa, se definen para satisfacer el consumo base sin generación de excedentes.
3. El programa se financiará exclusivamente con los recursos provenientes del CTF, el monto total será 10 Millones de dólares americanos. De esta suma, los fondos asignados para ejecución son 7.5 Millones de dólares americanos. Estos fondos serán desembolsados en los primeros 5 años de acuerdo con las condiciones que se definan más adelante. Para efectos del análisis realizado, se estima un desembolso de 500,000 dólares durante los años 1 y 2, y el monto restante se reparte por partes iguales durante los 3 años siguientes. Los 2.5 Millones de dólares restantes se destinarán a gestión ambiental, comunicaciones,, gestión social, etc. Estos recursos están presupuestados en el modelo para ser desembolsados en partes iguales a lo largo de 5 años, a razón de 500,000 dólares por año.
4. Los recursos de 7.5 millones de dólares para ejecución no incluyen programas de sensibilización, ni programas de disposición y chatarrización. En el modelo económico se incluye una suma fija por usuario final beneficiado del programa, la cual puede ser destinada al componente logístico del proceso de chatarrización.
5. Los recursos serán incorporados en el FENOGE para su ejecución. Las condiciones y modelo de ejecución serán propuestos por el BID y se acordarán con el administrador fiduciario del FENOGE para la creación del Patrimonio Autónomo del programa. Este patrimonio será una “bolsa” independiente a la generada por el recaudo en tarifa definido en el PND 2014-2018. El costo de operación de la fiducia establecido en el decreto de reglamentación del FENOGE es del 2%.
6. El modelo económico no incluye dentro de su análisis los incentivos tributarios existentes o en discusión para las tecnologías y proyectos a realizar como objeto del programa. Estos incentivos, de acuerdo con el borrador de decreto consultado, podrán ser aprovechados en el momento de ejecución de las soluciones planteadas en el programa, por parte del usuario final de la misma, siguiendo el procedimiento que se defina para su aplicación.
7. El análisis económico está construido con base en el modelo operativo que se describe más adelante en el documento. A pesar de que el modelo operativo todavía contempla un escenario con participación del concesionario y otro con la operación a cargo de un tercero, en términos de costos transaccionales y de operación no habría diferencia, por cuanto los procedimientos operativos son en esencia los mismos, con la única diferencia de quién recibe las comisiones. Estos modelos operativos han sido objeto de conceptos jurídicos que aseguran su validez e identifican las implicaciones y riesgos de cada caso. Dependiendo del modelo operativo de ejecución en el que se incluye o no al concesionario, se deben aclarar las implicaciones jurídicas contractuales para lo cual el grupo de consultores ha realizado reuniones con el consultor jurídico como con el Ministerio de Minas y Energía como concedente del Área de Servicio Exclusivo.
8. Se incluye una opción donde la operación financiera pueda ser realizada por un tercero, en la cual este tercero asume parte del riesgo de crédito de la operación a usuario final y puede apalancar los recursos del programa como no reembolsables, compensación de tasa, entre otros.

## **CASO BASE**

El programa tiene como base el consumo registrado en 2013 dentro de los análisis realizados por la UPME como preliminar a esta estructuración. Se identificaron y cuantificaron dos variables principales: ahorro de subsidios y reducción de emisiones de GEI. Las características del programa (eficiencia energética) y las de prestación del servicio de energía eléctrica (subsidios a todos los usuarios), hacen que los beneficios estimados sean descontados de los valores actuales y proyectados de las variables.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | **TABLA 1 - CASO BASE** | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** |
| **Año** | **2013** | **2014** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** |
| Crecimiento Económico (PIB) | Base | 4% | 4% | 3% | 3% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% |
| **Proyección sin programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo Energía (GWh/año) | 164 | 171 | 177 | 183 | 188 | 192 | 196 | 200 | 204 | 208 | 212 | 216 | 220 |
| Emisiones (Ton/año) | 109,880 | 114,275 | 118,846 | 122,412 | 126,084 | 128,606 | 131,178 | 133,801 | 136,477 | 139,207 | 141,991 | 144,831 | 147,727 |
| Subsidios (Millones COP$) | $ 90,200 | $ 93,808 | $97,560 | $100,487 | $103,502 | $105,572 | $107,683 | $109,837 | $112,034 | $114,274 | $116,560 | $118,891 | $121,269 |
| Subsidios (Millones USD$) | $ 30.1 | $ 31.3 | $ 32.5 | $ 33.5 | $ 4.5 | $ 35.2 | $ 35.9 | $ 36.6 | $ 37.3 | $ 38.1 | $ 38.9 | $ 39.6 | $ 40.4 |
| **Reducción con programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| GEI % |  |  |  | 0.23% | 0.69% | 2.19% | 3.90% | 6.13% | 6.61% | 6.75% | 6.78% | 6.75% | 6.66% |
| Subsidios % |  |  |  | 0.19% | 0.58% | 1.83% | 3.29% | 5.18% | 5.63% | 5.78% | 5.83% | 5.81% | 5.74% |
| **Proyección con programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo Energía (GWh/año) |  |  |  | 182 | 187 | 188 | 188 | 187 | 190 | 194 | 197 | 201 | 206 |
| Emisiones (Ton/año) |  |  |  | 122,133 | 125,216 | 125,793 | 126,056 | 125,599 | 127,450 | 129,813 | 132,368 | 135,060 | 137,892 |
| Subsidios (Millones COP$) |  |  |  | $100,297 | $102,905 | $103,636 | $104,144 | $104,147 | $105,726 | $107,669 | $109,769 | $111,980 | $114,305 |
| Subsidios (Millones USD$) |  |  |  | $33.4 | $34.3 | $34.5 | $34.7 | $ 34.7 | $ 35.2 | $ 35.9 | $ 36.6 | $ 37.3 | $ 38.1 |

Los subsidios recibidos por la región para este servicio son de aproximadamente US$ 30,2 millones al año en 2013 y los gases de efecto invernadero asociados al consumo eléctrico son aproximadamente 109 mil toneladas por año en la misma fecha de referencia. Estos valores son proyectados con relación al crecimiento económico de la región de San Andrés Islas, con el fin de comparar el impacto de la implementación del programa, teniendo en cuenta los beneficios de reducción de GEI y de subsidios.

## **MODELO DE OPERACIÓN DEL PROGRAMA**

### Estructuración del programa de eficiencia energética mediante el reemplazo de tecnología e instalación de soluciones de energías renovables.

Como parte de la planeación, estructuración y reglamentación del programa, será necesario definir una serie de elementos del mismo, que facilitarán su operación y reducirán drásticamente los riesgos asociados con su operación. Dentro de las definiciones identificadas como críticas están:

* + Selección de la tecnología a ser reemplazada: modelos / referencias de aparatos que serán instalados a los usuarios finales, precios de referencia para el usuario final, precio a ser pagado al proveedor.
  + Red de proveedores e instaladores autorizados: buscando maximizar la cobertura y asegurar un alto nivel de servicio al usuario con una adecuada gestión de los riesgos.
  + Canales / mecanismos de recaudo de las cuotas de créditos generados: garantizando cobertura geográfica, eficiencia en costos transaccionales y procesos que incorporen mitigación de los riesgos.
  + Reglamento operativo del programa: detalle del procedimiento que se describe a continuación, definiendo los elementos necesarios en cada paso para que el proceso pueda ejecutarse adecuadamente (herramientas, tecnología, documentación, plan de comunicaciones, etc.)

El programa fue acordado para ser ejecutado a través del Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía FENOGE, el cual fue introducido por la Ley 1715 de 2014. Este fondo opera mediante una fiducia, a la cual se le definirá un reglamento de operación y se le asignará un administrador. El FENOGE puede recibir recursos definidos en la estructura tarifaria de la energía eléctrica, así como recursos aportados por entidades multilaterales u otros promotores de programas asociados con el objeto del FENOGE.

Este programa recibe los recursos del CTF, los cuales serán asignados al fondo para su ejecución. De acuerdo con las condiciones que se definan en el manual de operación del FENOGE, se constituirá un Patrimonio Autónomo con un manual de operación adecuado para la ejecución de la propuesta técnica y económica desarrollada como parte de este programa.

El programa requiere de un operador técnico y financiero para el éxito del programa, el cual funcionará como administrador del Patrimonio Autónomo. Este operador administrador, será definido teniendo en cuenta el marco jurídico del área de servicio exclusivo y el alcance del programa. Los equipos definidos en el alcance técnico del programa de acuerdo a cada segmento atendido, deberán ser licitados para la asignación de un proveedor idóneo que se encargue del aseguramiento de la entrega de los equipos nuevos y la recolección y disposición de los equipos obsoletos.

### Procedimiento operativo del programa de eficiencia energética – reemplazo de tecnología

Una vez se encuentre el patrimonio autónomo del programa debidamente estructurado y se haya hecho el depósito inicial de recursos, se podrá comenzar la operación de programa. El modelo operativo del mismo es el siguiente:

#### En primer lugar, el usuario final interesado en ser beneficiario del programa deberá preinscribirse directamente con el operador, quien analizará en cada caso su comportamiento de pagos y nivel de consumo. Con base en esta información, se le asignará a cada usuario un cupo que podrá utilizar en la sustitución de los aparatos eléctricos pertenecientes a las tecnologías contempladas dentro del programa.

Si con base en esas condiciones el usuario toma la decisión de participar en el programa, recibirá una tarjeta electrónica precargada con el cupo, el cual podrá utilizar exclusivamente en los proveedores, tecnologías y referencias autorizados por el programa. Esto quiere decir, que el usuario final nunca recibirá dinero ni podrá destinar los recursos asignados a una utilización distinta a las contempladas en el programa.

#### Una vez el usuario reciba su tarjeta precargada, podrá llevar su(s) aparato(s) viejo(s) al proveedor (o al sitio designado en el programa para la recepción de aparatos para su adecuada disposición). En ese momento, se hará la actualización en el registro de beneficiarios del programa certificando que se ha cumplido el requisito de entrega de aparatos viejos. Esta tarea también podrá ser delegada en el proveedor.

#### Estando con el proveedor, el usuario final seleccionará los aparatos que adquirirá con el cupo cargado en la tarjeta. Al formalizar la adquisición de los aparatos nuevos, el proveedor actualizará en las tarjetas el valor del cupo disponible y solicitará al usuario final llenar la documentación necesaria para que el operador del programa puede generar el crédito y/o formalizar la entrega del subsidio al beneficiario. El proveedor será el responsable de entregar e instalar el aparato nuevo.

#### Una vez completado el proceso de instalación, el proveedor podrá presentar al operador la prueba de entrega e instalación del aparato, documento indispensable para que el operador del programa efectúe el pago correspondiente al proveedor, de acuerdo con el calendario y condiciones de pago definidos previamente dentro del reglamento del programa.

#### En caso de que el usuario final pertenezca a cualquier segmento que requiera un repago total o parcial del cupo utilizado, será responsabilidad del operador la generación del crédito y la facturación directa al usuario final de cada una de las cuotas del crédito de acuerdo con las condiciones pactadas dentro del programa. Para facilitar la puesta en marcha del programa, se recomienda que la facturación del crédito sea independiente de la facturación por consumo de energía.

#### Con la factura del crédito recibida, el usuario deberá efectuar los pagos correspondientes, a través de los canales definidos dentro del programa para tal fin (entre otros: entidades financieras, corresponsales no bancarios, otros canales). El operador del programa recibirá los recursos correspondientes a los pagos y actualizará la información de créditos activos de acuerdo con los pagos efectuados por los usuarios. Es importante anotar que es el operador el responsable de la gestión de cartera cuando los usuarios incumplan los compromisos pactados al momento de recibir su aparato nuevo.

#### Los recursos que reciba el operador como pago por los créditos serán depositados directamente en el patrimonio autónomo, donde podrán destinarse para nuevos beneficiarios del programa.

#### Durante la ejecución del programa, la participación del concesionario será necesaria para el monitoreo y reportes de consumo al Ministerio de Minas y Energía o la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que sean estas entidades las que se encarguen de evaluar el cumplimiento de objetivos de reducción de consumo previstos, calcular el ahorro en subsidios para el Gobierno de Colombia, y estimar los demás beneficios ambientales y económicos que se deriven del programa.

### Alternativas del esquema de operación del programa

La operación del programa en esencia es la misma que se describe en la anterior sección. Sin embargo, se presentan pequeñas variaciones en función de quién actúa como operador (el concesionario o un tercero – entidad financiera u otra organización) y de cómo se configuran los canales de recaudo de los pagos de usuarios finales. A continuación se presentan los tres escenarios analizados, describiendo las diferencias frente al esquema general presentado anteriormente.

### Escenario 1 – El concesionario actúa como operador del programa





Bajo este esquema la principal diferencia radica en que la operación se apalanca en la infraestructura de atención y servicio, y los canales de recaudo que actualmente utiliza el concesionario. Desde el punto de vista operativo, se simplifica el modelo al contar con menos actores lo que elimina una serie de movimientos de información y recursos entre entidades.

No obstante, es importante mencionar que es probable que el concesionario no cuente con muchas de las capacidades operativas y tecnológicas requeridas para ser el operador del programa, entre otras la generación y gestión de créditos. Por otro lado, para asegurar la transparencia del programa, sería indispensable mantener totalmente separadas la prestación del servicio público y la operación del programa. De ser elegida esta opción para implementarse en el programa, será necesario definir claramente en la reglamentación del programa los mecanismos y medidas de mitigación de riesgos que se pondrán en marcha para asegurar la adecuada utilización de recursos del programa que genere los resultados esperados en el corto, mediano y largo plazo.

### Escenario 2 – Un tercero actúa como operador del programa, pero el concesionario queda a cargo del recaudo a través de la factura de energía



Esta opción garantiza la total separación del programa de eficiencia energética y la prestación del servicio de suministro de energía. La alternativa de tener un tercero actuando como operador del programa genera la posibilidad de contar con una organización con experiencia en este tipo de operaciones. Adicionalmente, la utilización de la infraestructura de recaudo con que cuenta actualmente el concesionario y la consolidación de facturas de energía con la del crédito facilita el proceso de pago por parte de los usuarios y probablemente mejoraría los indicadores de cartera.

Sin embargo, dependiendo de la tecnología con que cuente actualmente el concesionario, el proceso de integración de la facturación puede ser complejo y/o requerir desarrollos adicionales.

### Escenario 3 – Un tercero actúa como operador del programa, y los procesos de facturación y recaudo se ejecutan a través de canales independientes a los que utiliza actualmente el concesionario



Este escenario se asemeja mucho al escenario 2, con la diferencia de que para ponerlo en marcha sería necesario definir e implementar los procesos de recaudo con diferentes canales. Otro cambio importante está asociado con que el usuario final recibirá una factura separada por el crédito que debe pagar como beneficiario del programa, asemejándose a cualquier otra obligación financiera que pueda tener. La facturación la haría directamente el operador del programa, por lo que debería seleccionarse una organización que cuente con la capacidad de gestionar este proceso de manera eficiente y efectiva. El modelo de operación contempla 3 escenarios, en función de quién participa como operador del programa y de los canales de recaudo

### Modelo de análisis económico del programa

El modelo para el análisis económico y financiero del programa fue construido de acuerdo con la estructura definida en los flujos de operación, a la que se integraron los resultados del análisis técnico y segmentación de beneficiarios.

Las tecnologías propuestas fueron analizadas de acuerdo al beneficio obtenido por cada dólar invertido, teniendo en cuenta la segmentación de usuarios finales. Las soluciones destinadas a eficiencia energética en iluminación, presentan los mejores indicadores en cuanto a disminución de consumo por inversión.

|  |  |
| --- | --- |
| **TABLA 2 - Ahorros en kWh por cada USD invertido** | |
| **Refrigeración** | 0.89 |
| **Ventilación** | 1.16 |
| **Aire Acondicionado** | 0.61 |
| **Iluminacion** | 2.08 |
| **SFV** | 0.58 |
| **Eólica** | 0.14 |
| \* Ahorros calculados año finalización del programa | |

Las inversiones en generadores eólicos presentan un bajo beneficio frente a las de Eficiencia Energética y las de incorporación de generación solar foto voltaica. (SFV).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **TABLA 3 - Ahorros en USD por cada USD invertido** | | | |
|  | **EE** | **SFV** | **Eólica** |
| **Residencial 1-3** | 0.25 | 0.16 | 0.04 |
| **Residencial 4-6** | 0.19 | 0.16 | 0.04 |
| **Comercial** | 0.32 | 0.16 | 0.04 |
| **Industrial** | 0.71 | 0.16 | 0.04 |
| **Oficial** | 1.01 | 0.16 | 0.00 |
| **\* Ahorros calculados año finalización del programa** | |  |  |

Con base en los consumos promedio por uso final de energía y el número de usuarios en cada uno de los sectores incluidos en el programa, se realizaron las primeras estimaciones de las inversiones requeridas por segmento y los niveles de penetración en número de beneficiarios para la ejecución del programa. Los estratos 1 al 3, así como los hoteles de media y baja gama fueron definidos como prioridad por el Gobierno de Colombia.

Las tarifas finales a cada sector, así como los subsidios asociados al consumo fueron incorporados al modelo con el fin de establecer los ahorros generados por la disminución de consumo de energía eléctrica.

El programa está definido como crédito subsidiado al costo de la tecnología adquirida, con excepción del sector institucional (oficial). Para estratos 1 al 3 se incluyó el pago de cuotas durante 24 meses y para el resto de sectores durante 48 meses. La disminución en el consumo energético y el costo en factura compensarán una parte de la cuota a pagar.

La operación financiera presenta dos capas en su estructura. La primera se relaciona con los desembolsos directos por la inversión de los recursos base del crédito del CTF (7.5 Millones de Dólares) y la segunda, es la inversión de los recursos recaudados por la modalidad de crédito arriba descrita, durante la operación del programa. Los recursos de esta segunda capa se destinan al sector residencial estratos 1 al 3 y al sector oficial. Con esta estructura se logran aprovechar mejor los recursos, maximizando el impacto en cuanto a usuarios atendidos, en especial los de mayor subsidio y los que presentan una carga económica mayor para el Gobierno.

**TABLA 4 – DISTRIBUCION BENENFICIARIOS**



Con las variables detalladas anteriormente se construyeron los flujos de los 10 años de operación del programa, a los cuales se les añadieron los costos de transacción, así como una destinación a chatarrización como parte del componente logístico asociado a este proceso.

|  |  |
| --- | --- |
| **TABLA 5 - Distribución Inversión** | |
| **% Inv EE** | 92% |
| **% Inv SFV** | 7% |
| **% Inv Eólica** | 0% |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **TABLA 6 - % Distribución Beneficiarios** | **EE** | **SFV** | **EOLICA** |
| EE Residencial 1-3 | 24% | 0% | 0% |
| EE Residencial 4-6 | 4% | 0% | 0% |
| EE Comercial | 9% | 0% | 0% |
| EE Industrial | 0% | 25% | 0% |
| EE Oficial | 13.5% | 5% | 0% |
|  | **Estratos 1-3** | **Oficial** |
| Distribución Inversión Recaudo | 80% | 20% |

El modelo de análisis incluye variables adicionales como tasa de cambio, porcentaje de cartera de difícil recaudo, costos de transacción, entre otros. Con los flujos finales se procede a calcular el Valor Presente Neto del programa en un horizonte de 10 años. Este modelo incluye los cálculos de todos los componentes descritos anteriormente, basado en las variables de entrada definidas que son de carácter técnico, financiero y de distribución de beneficiarios.

# Beneficios Económicos

De acuerdo con la definición del programa, los beneficios económicos generados van en dos vías:

* Por un lado la eficiencia energética generará una reducción en el consumo de los usuarios finales, sean residenciales, comerciales, industriales o institucionales. La disminución del consumo generará un efecto directo sobre la economía de cada usuario, por cuanto dispondrá de recursos adicionales al tener que pagar menos por su consumo energético. Este beneficio directo se destinará parcialmente a repagar la nueva tecnología con que contarán los usuarios, y estos recursos retornarán al programa para beneficiar un mayor número de usuarios apalancados en el esquema de financiación propuesto. Sin embargo, el principal beneficio económico que se generará con la disminución del consumo será una reducción en las emisiones de CO2 generadas en la isla. Dentro del análisis estas reducciones se calcularon a partir de los menores consumos estimados por la sustitución tecnológica, usando estándares internacionales de conversión de kWh a toneladas de CO2 equivalentes.
* El segundo beneficio que se generará tendrá como beneficiario directo al GdC y por tanto a la población en su conjunto, por cuanto está representado en un menor gasto en subsidios a la energía en la isla, como resultado de la disminución del consumo. En el caso de San Andrés este beneficio es particularmente interesante, por cuanto todos los usuarios del área de servicio exclusivo, tienen alguna proporción de su tarifa energética subsidiada. En el análisis realizado, el monto de los menores subsidios a pagar por el GdC se calcula directamente a partir de la reducción en el consumo de los diferentes usuarios. Su distribución a lo largo del programa se presenta a continuación:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *(Millones de Dólares)* | Año 1 | Año 2 | Año  3 | Año  4 | Año  5 | Año  6 | Año  7 | Año  8 | Año  9 | Año  10 | |
| Ingresos (Ahorros en Subsidios) | 0.06 | 0.20 | 0.64 | 1.18 | 1.90 | 2.10 | 2.20 | 2.26 | 2.30 | 2.32 |

Como el programa se estructuró de manera que todos los usuarios no institucionales deben reembolsar parte de los ahorros por menor consumo energético, y estos recursos se reinvierten en el programa, al finalizar los 10 años de vida del proyecto el patrimonio autónomo contará con un monto de dinero del que podrá disponer el Gobierno de Colombia. Este monto ascenderá a **95 Mil** dólares en el escenario base propuesto. Se hace la propuesta de destinar este monto a inversión en buenas prácticas que brinden mayor beneficio al momento de finalización del programa y que sean técnicamente eficientes al entorno de la Isla.

1. **Costos Económicos**

El total de los recursos que se invertirán en el programa provienen de los recursos que el CTF entregará la GdC y que este destinará al programa a través del FENOGE. En total, la inversión será de 10 Millones de dólares americanos, de los que se destinarán 7.5 Millones a la ejecución del programa, y 2.5 Millones a intervenciones, gestión social, entre otros.

El flujo de inversiones que se harán durante los primeros 5 años del programa se presenta a continuación:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *(Millones de Dólares)* | Año  1 | Año  2 | Año  3 | Año  4 | Año  5 | Años  6-10 | Total Programa | |
| Ejecución del Programa | 0.50 | 0.50 | 2.17 | 2.17 | 2.17 | 0.00 | 7.50 |
| Intervenciones y Otros | 0.50 | 0.50 | 0.50 | 0.50 | 0.50 | 0.00 | 2.50 | |
| Total Inversión | 1.00 | 1.00 | 2.67 | 2.67 | 2.67 | 0.00 | 10.00 | |

Una vez estos recursos se destinan al programa, generarán una serie de costos transaccionales y operacionales, dentro de los que se encuentran los costos financieros asociados a la administración del patrimonio autónomo del programa, y los costos financieros que recibirá el operador.   
Estos costos no se consideran adicionales al programa, sino que están incluidos dentro del monto de inversión inicial – se descuentan y el efecto que producen es el de reducir el monto neto para invertir.

Adicionalmente se han contemplado otras comisiones y costos transaccionales y operativos del programa, en particular las comisiones por administración del recaudo de créditos, costos financieros por transferencia de recursos entre la entidad a cargo del recaudo y el operador, etc. En total, estos cargos representan 1.30 dólares por transacción y se incluyen tantas veces como sea necesario para cada usuario en función de su flujo de pagos.

También se incluyeron en el análisis los costos de chatarrización o post-consumo, que se calculan en función de los usuarios que acceden al programa. Este cargo se definió como 60 dólares americanos por usuario.

1. **Retorno Económico**

Después de analizar diferentes escenarios y tener en cuenta los requerimientos expuestos por el equipo del BID y del Gobierno de Colombia, se obtuvieron los flujos que se presentan a continuación. Estos flujos corresponden al modelo de operación descrito en las secciones anteriores, totalizado en las variables más representativas del modelo.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *(Millones de Dólares)* | Año 1 | Año 2 | Año  3 | Año  4 | Año  5 | Año  6 | Año  7 | Año  8 | Año  9 | Año  10 |
| Ingresos (Ahorros en Subsidios) | 0.06 | 0.20 | 0.64 | 1.18 | 1.90 | 2.10 | 2.20 | 2.26 | 2.30 | 2.32 |
| Recaudo Final |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0.95 |
| Inversiones | 1.00 | 1.00 | 2.54 | 2.54 | 2.54 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo Financiero y de Post-Consumo | 0.02 | 0.03 | 0.11 | 0.14 | 0.16 | 0.08 | 0.07 | 0.04 | 0.02 | 0.01 |
| Beneficio Neto | (0.96) | (0.83) | (2.01) | (1.50) | (0.81) | 2.02 | 2.13 | 2.20 | 2.27 | 2.40 |
| VPN (@12%) | 0.09 | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| TIR (10 años) | 12.5% | |  |  |  |  |  |  |  |  |

Teniendo en cuenta los potenciales ahorros y la reducción de emisiones que se pueden lograr con el programa de eficiencia energética en un plazo de 10 años considerado como el periodo de vida útil de las tecnologías que se planea financiar, reducir un tonelada de CO2 cuesta en el escenario alto 135 US$, en el escenario medio 127 US$ y en el escenario bajo 147 US$. Los ahorros por tonelada generados (considerando un costo por kWh de 900 COP$) son de 450 US$/ton en 10 años de vida útil de la tecnología en un promedio entre todos los sectores considerando que el precio de le energía se mantiene constante en el periodo de evaluación. De esta forma se logran beneficios de 316 US$/ton, 324 US$/ton y 304 US$/ton en cada uno de los escenarios evaluados.

En la siguiente tabla se encuentra el resumen de las principales variables del programa y se presentan los resultados de ahorros al final del mismo. Cabe resaltar que el retorno simple de la inversión de acuerdo con los cálculos realizados, es de 4.3 años, convirtiendo este programa en un modelo atractivo para la promoción de esquemas de intervención en eficiencia energética y energías renovables. El valor presente neto y la tasa interna de retorno del programa son marginalmente positivos, dado el impacto que tiene el subsidiar el sector institucional (oficial) en su totalidad y los estratos 1 a 3 parcialmente.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **TABLA 7 - Parámetros Económicos** |  |  | **Por Año** | **Acumulado programa  (10 Años)** |
| Total recursos CTF | | USD |  | $ 10,000,000 |
| Inversiones en EE y ER CTF | | USD |  | $ 7,500,000 |
| Inversión neta al Inicio del Programa | | USD |  | $ 7,125,000 |
| Inversiones con Crédito Operación | | USD |  | $ 10,905,289 |
| Costos Energéticos al Inicio del Programa | | USD | $ 50,585,779 |  |
| Costos Energéticos al Final del Programa | | USD | $ 46,539,643 |  |
| Reducción consumo energía sin crédito | | kWh | 11,929,330 | 83,962,253 |
| Ahorro de subsidio con crédito | | USD | $ 2,321,225 | $ 15,177,317 |
| Ahorros totales del programa con crédito | | USD | $ 7,245,336 | $49,230,952 |
| Reducción consumo energía con crédito | | kWh | 14,765,124 | 97,477,415 |
| Reducción de emisiones | | TON CO2 | 9,836 | 64,934 |
| Costo Chatarrización Asumido | | USD/Usuario | $ 67 | $ 482,457 |
| Disminución recaudo Concesionario | |  | 8.0% |  |
| Cálculo VPN Ahorros (10 años) | | USD | $112,689 |  |
| TIR (% 10 años) | |  | 12.6% |  |
| Tasa descuento | |  | 12.0% |  |
| Caja al final del programa | | USD | $ 95,1812 |  |
| Retorno Simple | | Años | 4.3 |  |

1. **Análisis de Sensibilidad**

El modelo financiero utilizado se basa en los parámetros obtenidos del análisis técnico y del modelo de operación descrito anteriormente. Para efectos del análisis de sensibilidad, se definieron las variables de entrada para el programa, separándolas del modelo y agrupándolas en 3 categorías.

La primera categoría se relaciona con la distribución de los usuarios o beneficiarios del programa en cada uno de los segmentos definidos como objetivo del mismo. Esta segmentación corresponde no solo al estrato o tipo de usuario, sino también a la tecnología o solución diseñada. Para cada una de las variables se definen los escenarios bajo y alto, así como un valor medio inicial. Estos valores, en especial el alto, es condicionado al límite de inversión definido de 7.5 Millones de Dólares, menos los gastos administrativos.

Los valores de entrada de la distribución de beneficiarios, están definidos de acuerdo al porcentaje de usuarios que se atenderán con el programa, con lo cual se deriva el cálculo de los flujos a lo largo de los 10 años de operación.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Variables** |  |  | **Escenarios Análisis de Sensibilidad** | | |
| **% Distribución Beneficiarios** | | **Valor Entrada** | **Bajo** | **Base** | **Alto** |
| **EE** | EE Residencial 1-3 | 15.0% | 0.0% | 15.0% | 55.0% |
|  | EE Residencial 4-6 | 10.0% | 0.0% | 10.0% | 100.0% |
|  | EE Comercial | 15.0% | 0.0% | 15.0% | 38.0% |
|  | EE Industrial | 10.0% | 0.0% | 10.0% | 100.0% |
|  | EE Oficial | 9.5% | 0.0% | 5.0% | 47.0% |
| **SFV** | SFV Residencial 1-3 | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 4.0% |
|  | SFV Residencial 4-6 | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 27.4% |
|  | SFV Comercial | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 22.1% |
|  | SFV Industrial | 50.0% | 20.0% | 50.0% | 100.0% |
|  | SFV Oficial | 5.0% | 0.0% | 5.0% | 100.0% |
| **EOLICA** | EOLICA Residencial 1-3 | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 1.0% |
|  | EOLICA Residencial 4-6 | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 1.0% |
|  | EOLICA Comercial | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 1.0% |
|  | EOLICA Industrial | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 1.0% |
| **Oficial** | Dist Inversión Recaudo Est 1-3 | 40.0% | 20.0% | 40.0% | 60.0% |

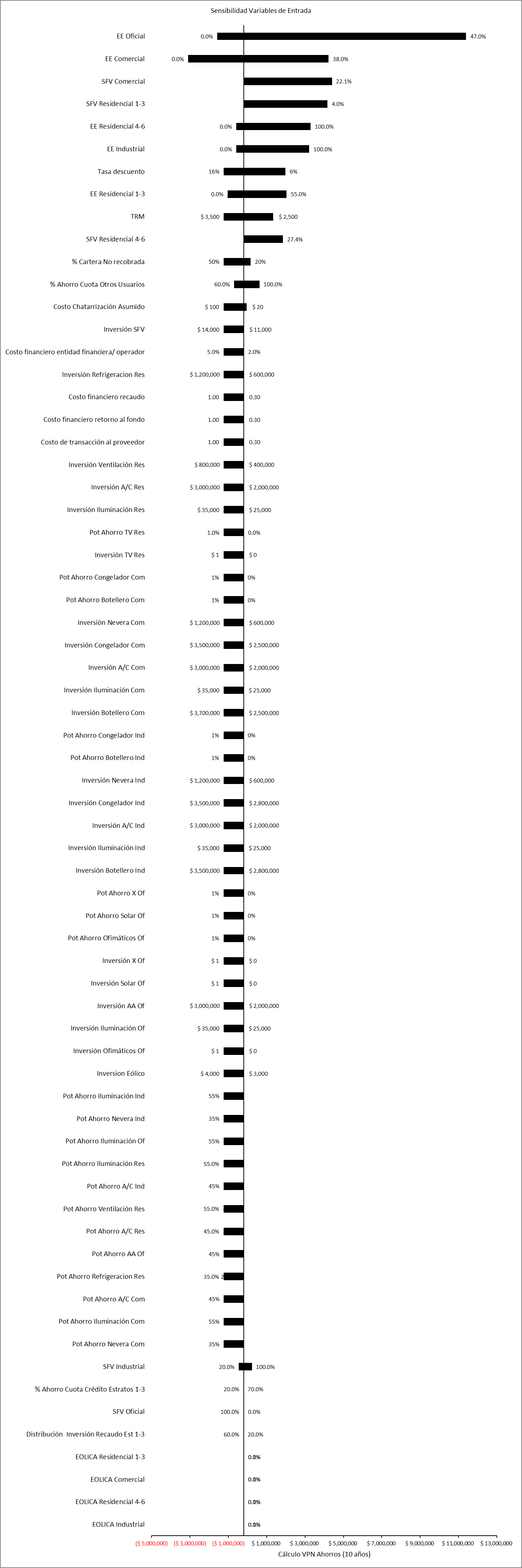
La segunda categoría agrupa las variables de entrada relacionadas con los temas financieros, entre los que se incluye el porcentaje de ahorro destinado como cuota de contribución al crédito, el porcentaje de cartera vencida no recobrada y los costos transaccionales entre otros.

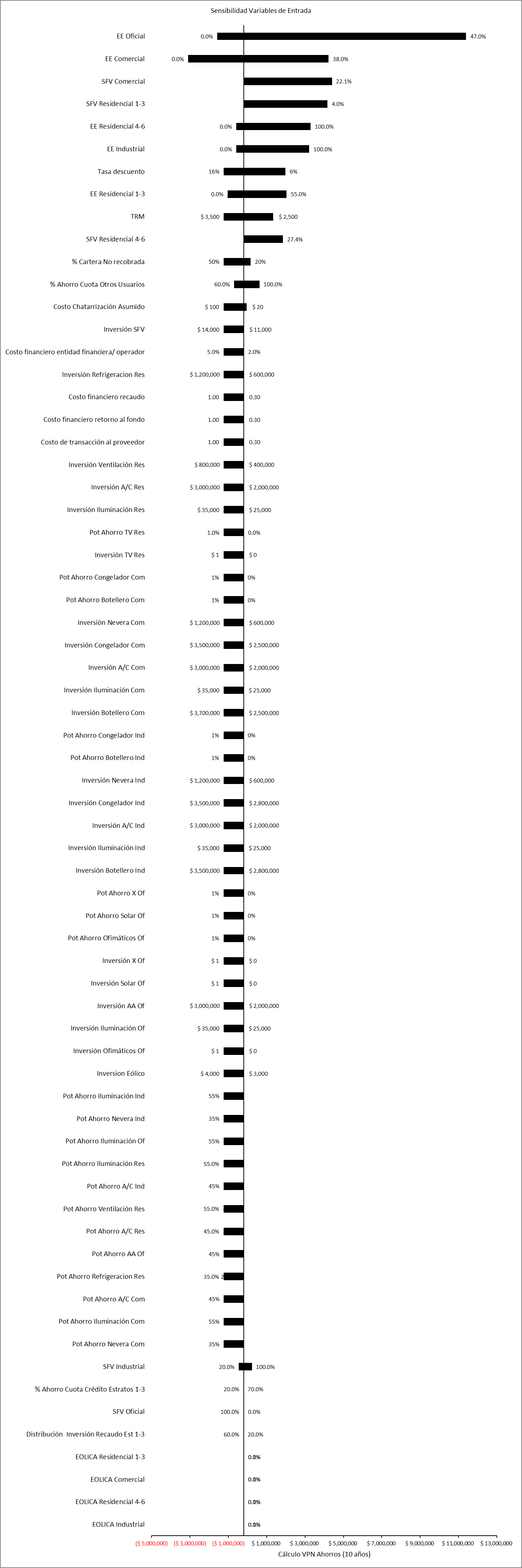
|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Variables** |  |  | **Escenarios Análisis de Sensibilidad** | | |
| **Variables Financieras** | | **Valor Entrada** | **Bajo** | **Base** | **Alto** |
| **Estratos 1-3** | % Ahorro Cuota Crédito Estratos 1-3 | 50.0% | 20.0% | 50.0% | 70.0% |
|  | % Ahorro Cuota Otros Usuarios | 85.0% | 60.0% | 75.0% | 100.0% |
|  | TRM (Tasa de cambio) | $ 3,000 | $ 2,500 | $ 3,000 | $ 3,500 |
|  | Costo Chatarrización Asumido | $ 67 | $ 20 | $ 60 | $ 100 |
|  | Tasa descuento | 12.0% | 6% | 12% | 16% |
|  | % Cartera No recobrada | 30.0% | 20% | 30% | 50% |
|  | Costo financiero entidad / operador | 3.0% | 2.0% | 3.5% | 5.0% |
|  | Costo financiero recaudo | 0.50 | 0.30 | 0.50 | 1.00 |
|  | Costo financiero retorno al fondo | 0.50 | 0.30 | 0.50 | 1.00 |
|  | Costo de transacción al proveedor | 0.30 | 0.30 | 0.50 | 1.00 |

La última categoría contiene todas las variables definidas del análisis técnico, como los porcentajes de ahorro por tecnología y sus montos correspondientes de inversión. Estos se definieron por cada una de las tecnologías, así como por el sector de la demanda al cual están dirigidos.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Variables Ahorro e inversión** | | **Valor** | | **Escenarios Análisis de Sensibilidad** | | |
| **% Distribución Beneficiarios** | | | **Entrada** | **Bajo** | **Base** | **Alto** |
| **Residencial** | Pot Ahorro Refrigeracion Res | | 30% | 20.0% | 30.0% | 35.0% |
|  | Pot Ahorro Ventilación Res | | 50% | 45.0% | 50.0% | 55.0% |
|  | Pot Ahorro A/C Res | | 40% | 35.0% | 40.0% | 45.0% |
|  | Pot Ahorro Iluminación Res | | 50% | 45.0% | 50.0% | 55.0% |
|  | Pot Ahorro TV Res | | 0% | 0.0% | 0.0% | 1.0% |
|  | Inversión Refrigeracion Res | | $ 830,000 | $ 600,000 | $ 830,000 | $1,200,000 |
|  | Inversión Ventilación Res | | $ 600,000 | $ 400,000 | $ 600,000 | $ 800,000 |
|  | Inversión A/C Res | | $ 2,470,000 | $ 2,000,000 | $2,470,000 | $3,000,000 |
|  | Inversión Iluminación Res | | $ 31,070 | $ 25,000 | $ 31,070 | $ 35,000 |
|  | Inversión TV Res | | $ 0 | $ 0 | $ 0 | $ 1 |
| **Comercial** | Pot Ahorro Nevera Com | | 30% | 20% | 30% | 35% |
|  | Pot Ahorro Congelador Com | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Pot Ahorro A/C Com | | 40% | 35% | 40% | 45% |
|  | Pot Ahorro Iluminación Com | | 50% | 40% | 50% | 55% |
|  | Pot Ahorro Botellero Com | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Inversión Nevera Com | | $ 830,000 | $ 600,000 | $ 830,000 | $1,200,000 |
|  | Inversión Congelador Com | | $ 3,250,000 | $ 2,500,000 | $3,250,000 | $3,500,000 |
|  | Inversión A/C Com | | $ 2,470,000 | $ 2,000,000 | $2,470,000 | $3,000,000 |
|  | Inversión Iluminación Com | | $ 31,070 | $ 25,000 | $ 31,070 | $ 35,000 |
|  | Inversión Botellero Com | | $ 3,250,000 | $ 2,500,000 | $3,250,000 | $3,700,000 |
| **Industrial** | Pot Ahorro Nevera Ind | | 30% | 20% | 30% | 35% |
|  | Pot Ahorro Congelador Ind | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Pot Ahorro A/C Ind | | 40% | 35% | 40% | 45% |
|  | Pot Ahorro Iluminación Ind | | 50% | 45% | 50% | 55% |
|  | Pot Ahorro Botellero Ind | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Inversión Nevera Ind | | $ 830,000 | $ 600,000 | $ 830,000 | $1,200,000 |
|  | Inversión Congelador Ind | | $ 3,250,000 | $ 2,800,000 | $3,250,000 | $3,500,000 |
|  | Inversión A/C Ind | | $ 2,470,000 | $ 2,000,000 | $2,470,000 | $3,000,000 |
|  | Inversión Iluminación Ind | | $ 31,070 | $ 25,000 | $ 31,070 | $ 35,000 |
|  | Inversión Botellero Ind | | $ 3,250,000 | $ 2,800,000 | $3,250,000 | $3,500,000 |
| **Oficial** | Pot Ahorro X Of | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Pot Ahorro Solar Of | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Pot Ahorro AA Of | | 40% | 35% | 40% | 45% |
|  | Pot Ahorro Iluminación Of | | 50% | 45% | 50% | 55% |
|  | Pot Ahorro Ofimáticos Of | | 0% | 0% | 0% | 1% |
|  | Inversión X Of | | $ 0 | $ 0 | $ 0 | $ 1 |
|  | Inversión Solar Of | | $ 0 | $ 0 | $ 0 | $ 1 |
|  | Inversión AA Of | | $ 2,470,000 | $ 2,000,000 | $2,470,000 | $3,000,000 |
|  | Inversión Iluminación Of | | $ 31,070 | $ 25,000 | $ 31,070 | $ 35,000 |
|  | Inversión Ofimáticos Of | | $ 0 | $ 0 | $ 0 | $ 1 |
| **SFV** | Inversión SFV | | $ 12,500 | $ 11,000 | $ 12,500 | $ 14,000 |
| **Eolica** | Inversion Eólico | | $ 3,500 | $ 3,000 | $ 3,500 | $ 4,000 |

El primer análisis de sensibilidad se realiza para todas las variables de entrada, identificando que las variables de mayor sensibilidad están relacionadas con la distribución de beneficiarios en medidas de eficiencia energética en los sectores oficial, comercial y residencial 4-6. La tasa de descuento del programa y la tasa representativa del mercado con respecto al dólar son las variables financieras más importantes Las variables relacionadas con los ahorros de consumo por tecnología y la inversión correspondiente, presentan una variación negativa para el valor presente neto sin representar ninguna ventaja para el modelo.





Para las variables financieras se tiene que una tasa de descuento por encima del 12.4% hace que el VPN tenga probabilidad de volverse negativo. La Tasa Representativa de Mercado - TRM (Tasa de Cambio por encima de 3100 pesos por dólar) y el porcentaje de ahorros destinado a cuota de crédito para otros usuarios (por debajo de 75%), le siguen en importancia. La cartera no recobrada debe estar preferiblemente por debajo del 30%, lo cual es consistente con las consultas realizadas a operadores de programas de crédito en la Isla.

En resumen, la sensibilidad realizada sobre el modelo económico, permite validar los parámetros de mayor relevancia para la propuesta de ejecución del programa. Las variables de entrada con mayor sensibilidad son las relacionadas con la penetración de los segmentos de usuarios en medidas de Eficiencia Energética. El porcentaje de penetración en sector oficial por encima de 5% nos entrega un valor presente neto positivo en el programa, con un rango amplio de comportamiento positivo, mayor al 44% de la variación del total de variables. Lo siguen Comercial (15% de penetración) y Residencial 4-6(10% de penetración, con 14% y 4% de variación respectivamente. Estas variaciones son coherentes con el nivel de consumo y el subsidio relacionado con cada uno de estos segmentos y el modelo de pago con ahorros propuesto.

La tasa de descuento y la tasa de cambio de dólares por Pesos Colombianos son las variables financieras de mayor impacto. La tasa de descuento por encima de 12.4% nos resulta en un valor presente neto negativo. Lo mismo sucede con una tasa de cambio por encima de los 3100 pesos. Estas 2 variables se fijan en estos valores y con base en los rangos identificados en la sensibilidad, se procedió a ajustar el alcance del programa en cuanto a usuarios, segmentos y otras variables para asegurar la viabilidad económica.

1. **Conclusiones**

El programa de eficiencia energética para el archipiélago de San Andres, de acuerdo con el análisis de costo beneficio presentado en este documento, es viable con base en el modelo de operación planteado, las tecnologías y ahorros definidos en el análisis técnico y los usuarios objetivo definidos por el Gobierno de Colombia.

Los resultados obtenidos en ahorro de subsidios, le brindan al Gobierno de Colombia, un retorno simple de 4.3 años sobre la inversión de los 10 Millones de Dólares del CTF, con un ahorro de 15.77 Millones de dólares en subsidios acumulados en los 10 años del programa. Adicionalmente se logran beneficios de 9,836 Ton de CO2 por año (64,934 Ton CO2 acumuladas durante el programa) después de implementado el programa en su totalidad.

Las tecnologías de refrigeración (neveras), acondicionamiento de aire (extractores eólicos y aires acondicionados) e iluminación, son las de mejor desempeño para las inversiones propuestas. El Gobierno de Colombia definió como prioritarios los usuarios de los estratos 1 al 3 y los usuarios de la industria hotelera del archipiélago. Se incluyen adicionalmente las soluciones solares dirigidas al sector oficial (en menor escala) y al sector industrial (hotelero), dado que este último contaría con un beneficio económico por la disminución del costo energético y reputacional dada la imagen sostenible que se genera del uso de energías alternativas en una Isla del Caribe como San Andrés.

Para mejorar el impacto del programa se debe estructurar un modelo de crédito dirigido a los diferentes usuarios. Las inversiones en usuarios institucionales (oficiales) se realizarán a fondo perdido. Las cuotas de crédito definidas para el resto de los usuarios, corresponden a un porcentaje del costo de la tecnología, que serán cubiertos en parte por los ahorros en consumo en factura generados por el programa. Esta modalidad se calcula sobre un estimado de 25% de cartera no recobrable.

El modelo de operación depende en gran medida de la definición del manual del FENOGE y su reglamentación. No obstante se define la estructura de Patrimonio Autónomo, lo que facilita el manejo de los recursos, la administración de los créditos especiales y la definición de las tecnologías incluidas dentro del alcance del programa.

La operación del programa debe ser realizada por una entidad que tenga la capacidad de administrar los recursos, realizar las convocatorias de proveedores de equipos de acuerdo con el alcance técnico, registrar los avances del programa en cuanto a entrega de equipos y desembolsos, facturar al usuario final y realizar el cobro de las cuotas correspondientes, realizar un reporte de disminución de consumo de acuerdo con los avances del programa. Con esto en mente, se deja la posibilidad que esta operación la pueda realizar el Operador del área exclusiva o un tercero, lo cual debe ser confirmado mediante concepto jurídico, así como por el concedente, que en este caso es el Ministerio de Minas y Energía.

Dada la estructura de crédito de la operación, se espera contar con recursos en caja al final del programa de aproximadamente 95 Mil dólares, los cuales se propone sean destinados para el desarrollo de proyectos de buenas prácticas y uso de FNCE los sectores de demanda en SAI.