



**BANCO INTERAMERICANO  
DE DESARROLLO (IDB)**



**BANCO DE PROYECTOS DE  
INVERSION NACIONAL**



**INSTITUTO LATINOAMERICANO Y  
DEL CARIBE DE PLANIFICACION  
ECONOMICA Y SOCIAL (ILPES)**

---

**DIRECCION DE PROYECTOS Y ASESORIA**

**SERIE METODOLOGIAS  
Volumen N° 18**

**MANUAL METODOLOGICO PARA LA EVALUACION DE  
PROYECTOS DE TRANSMISION, SUBTRANSMISION Y  
DISTRIBUCION ELECTRICA**

---

**DNP**

**REPUBLICA DE COLOMBIA**

**DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION  
UNIDAD DE INVERSIONES Y FINANZAS PUBLICAS  
DIVISION DE METODOLOGIAS  
DIVISION DE OPERACION Y SISTEMAS**

**DIRECCION DE PROYECTOS Y ASESORIA**

**Distr.  
LIMITADA**

**LC/IP/L. 68  
15 de diciembre de 1992**

**ORIGINAL: ESPAÑOL**

**MANUAL METODOLOGICO PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS DE  
TRANSMISION, SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ELECTRICA \***

\* Documento preparado para el Banco de Proyectos de Inversión Nacional de Colombia por el Convenio DNP-BID-ILPES (ATN/JF-3342-CO), el cual no ha sido sometido a revisión editorial.

92-12-1819

**INDICE**

	<u>Página</u>
PROLOGO . . . . .	iii

**MODULOS**

<b>MODULO 1 -</b>	ASPECTOS DE IDENTIFICACION Y PREPARACION DE PROYECTOS ELECTRICOS . . . . .	4
<b>MODULO 2 -</b>	EVALUACION DE PROYECTOS ELECTRICOS . . . . .	13

## PROLOGO

Generar una "cultura de proyectos" para elevar la eficiencia en la asignación del gasto público, significa impulsar en forma complementaria componentes de capacitación, metodologías y sistema. Pero, fundamentalmente, promover reformas de carácter institucional y cambios en los procedimientos administrativos relacionados con la asignación descentralizada de los recursos fiscales.

Para tratar de alcanzar los anteriores propósitos, el Gobierno de Colombia, por intermedio del Departamento Nacional de Planeación (DNP), ha puesto en marcha, en forma integral, el Banco de Proyectos de Inversión Nacional (BPIN), en el marco del convenio de Cooperación Técnica DNP/BID/ILPES (ATN/JF-3342-CO).

En el área de las metodologías, los trabajos han estado orientados a desarrollar manuales o guías de carácter general y específico, para formular correctamente un proyecto y evaluar sus costos y beneficios, a fin de conocer la rentabilidad de las inversiones y, por lo tanto, su impacto socioeconómico. En la evaluación de aquellos proyectos donde la cuantificación monetaria de los beneficios es difícil, se utiliza como criterio de decisión el costo-eficiencia o, costos unitarios por unidad de servicio. Así, se seleccionarán aquellos proyectos que ofrezcan los servicios al mínimo costo.

La presente metodología es el resultado del trabajo de la División de Metodologías de la Unidad de Inversiones y Finanzas Públicas del Departamento Nacional de Planeación.

Esta metodología se publica en el Manual de Operación y Metodologías del Banco de Proyectos de Inversión Nacional. Por lo tanto, conviene recordar que tiene carácter preliminar y periódicamente será revisada y ajustada.

Edgar Ortegón  
Director  
Dirección de Proyectos y Asesoría

## INTRODUCCION

El presente documento expone las recomendaciones del Banco de Proyectos de Inversión Nacional (BPIN), con respecto a la evaluación de los proyectos de energía eléctrica que tengan como propósito la microgeneración (Generación menor a 20 Megawatios de potencia), la ampliación de cobertura y la mejora en la eficiencia de los sistemas eléctricos. Para este tipo de proyectos se recomienda el uso del modelo EVEPRED "Evaluación económica e impacto distributivo de proyectos de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica".

Dentro de la tipología de proyectos a tratar, no se incluyen aquellos que tengan como propósito la generación de más de 20 Megawatios de potencia. Estos proyectos deben ser evaluados por una metodología de análisis costo-beneficio, en donde se identifiquen claramente los sacrificios y beneficios tanto a nivel económico como social.

En el presente documento se hace referencia a evaluación económica y evaluación social del proyecto. Con el fin de aclarar su uso se definen a continuación:

Evaluación económica. Es el análisis de los proyectos desde el punto de vista de la empresa que va a ejecutar el proyecto. En los documentos del Instituto de Interconexión Eléctrica (ISA) que soportan el modelo, se hace referencia a este análisis como evaluación financiera. Este análisis se hace a precios de mercado.

Evaluación social. Es el análisis de los proyectos desde el punto de vista del país, en donde se examinan los efectos que sobre la sociedad produce la ejecución del proyecto. En los documentos del ISA este análisis es conocido como evaluación económica. A estos documentos del ISA se hará referencia más adelante. Este análisis se hace a precios sociales.

El modelo EVEPRED se desarrolló en ISA, con la asesoría del economista Arthur Darling del Banco Interamericano de Desarrollo, y del ingeniero especialista Luis Fernando Blandon, quien desarrolló el código inicial de computador. Esta primera versión fue la 5.1.

Posteriormente, los ingenieros Héctor Alvarado, César Torres M. y el economista Nelson Morales, desarrollaron como proyecto de grado en la Especialización en Evaluación Social de Proyectos de la

Universidad de Los Andes, una revisión del modelo y una modificación al programa, versión 5.1, tal que permitiera realizar una evaluación económica.

Dada la estructura del sector eléctrico, se ha considerado importante que las inversiones que se realizan en éste, incluyan una evaluación ex-ante centrada en un análisis económico y de autosostenibilidad del proyecto y en un estudio social sobre los beneficios y costos que éstas representan para la economía del país como un todo.

Estos estudios son necesarios en proyectos que comprometen recursos de Presupuesto General de la Nación, que utilicen crédito de la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) a largo plazo, o aquellos que para obtener un crédito externo soliciten la garantía de la Nación.

El estudio de evaluación ex-ante debe considerar algunos parámetros y condiciones básicas, así mismo se desea obtener indicadores específicos de rentabilidad. Con ellos es posible efectuar comparaciones entre proyectos y entre alternativas de un mismo proyecto.

La versión del EVEPRED que se propone utilizar, incluye la posibilidad de realizar alternativamente el estudio económico o el estudio social de los proyectos.

En el momento existen tres manuales que especifican el manejo del modelo en la versión correspondiente a evaluación social. El uso de estos manuales es indispensable para la utilización del mismo.

Estos son:

"Modelo de evaluación económica e impacto distributivo de proyectos de transmisión, subtransmisión y distribución, EVEPRED", versión 5.1.

- Manual de la metodología.
- Manual del usuario.
- Manual del programador.<sup>1/</sup>

---

<sup>1/</sup> Estos manuales se pueden consultar en el Departamento Nacional de Planeación, Banco de Proyectos de Inversión Nacional, o en las oficinas de Interconexión Eléctrica S.A.

Adicionalmente, con respecto a la valoración de beneficios por aumento de cobertura, beneficio no calculado por el modelo, se propone la utilización de una tabla por fuera de éste, que incorpora las variables necesarias para realizar este cálculo y determina los indicadores finales de rentabilidad.

El presente documento está dividido en dos capítulos. El primero presenta algunos aspectos que se deben tener en cuenta en la identificación y preparación de los proyectos eléctricos. El segundo, muestra los requerimientos de información y la forma de incorporarlos al modelo con el fin de efectuar la evaluación económica y social del proyecto. Este último capítulo está dividido en dos partes; en la primera parte se muestra la estructura general del modelo EVEPRED y los parámetros que deben ser considerados para su utilización; en la segunda, se indica la forma como se deben calcular e incluir los beneficios para proyectos cuyo objetivo sea aumentar la cobertura.

**MODULO 1: ASPECTOS DE IDENTIFICACION Y PREPARACION DE PROYECTOS ELECTRICOS**

Esta sección pretende mostrar algunos aspectos relevantes en la identificación y preparación de proyectos eléctricos, con el fin de orientar y ubicar al evaluador en los beneficios que el modelo permite cuantificar.

Un proyecto puede entenderse como un conjunto de inversiones y medidas institucionales y de otra índole diseñadas para lograr un objetivo específico de desarrollo. Este objetivo generalmente consiste en la solución de un determinado problema que enfrenta la sociedad. Por este motivo la identificación y preparación de proyectos debe partir de la definición de cuál es el problema que se desea resolver.

En el sector eléctrico, desde el punto de vista de evaluación de proyectos existen tres tipos de problemas, los cuales son:

- Baja cobertura.
- Deficiencia en el sistema.
- Altas pérdidas negras.

El primero consiste en que la carencia misma del servicio ocasiona dificultades, dado que la energía eléctrica es un insumo básico para las actividades productivas de la sociedad (industria, agricultura, comercio, etc.). Además, en el sector residencial, el uso de la energía eléctrica permite mediante el consumo final de bienes complementarios, alcanzar mejores niveles de vida. El segundo problema es el logro y sostenimiento de la eficiencia técnica y económica del sistema, ya sea interconectado o independiente. El tercer problema consiste en las altas pérdidas negras del sistema, debido a la conexión de usuarios clandestinos a la red. El consumo sin medición y sin pago efectivo se conoce como pérdidas negras.

Por lo general, los proyectos combinan estos propósitos, es decir, buscan ampliar la cobertura del servicio a nuevos usuarios, mejorar la eficiencia del sistema y en algunos casos reducir las pérdidas negras.

En los proyectos cuyo objetivo sea aumentar la cobertura del servicio, se debe establecer en qué condiciones se suple la energía consumida en la zona de influencia del proyecto, cuál es la demanda insatisfecha actualmente en la zona y cuál es la demanda esperada. En los proyectos en los cuales el interés central es el aumento en

la eficiencia, es importante establecer la causa de esta deficiencia y las posibles alternativas para su disminución.

Para cada uno de los casos es determinante plantear alternativas que permitan solucionar el problema con la mejor utilización de los recursos. Estas alternativas serán evaluadas desde el punto de vista técnico, económico y social, con el fin de seleccionar aquella que reúna, si es posible, las mejores condiciones técnicas requeridas para la solución del problema, las condiciones económicas de mínimo costo y ofrezca el mayor beneficio social. Usualmente, es difícil que una alternativa para un proyecto reúna las tres condiciones anteriores, debiéndose seleccionar la que más se acerque a las condiciones óptimas propuestas.

Con el fin de sustentar más sólidamente el proyecto presentado, es recomendable adicionar una descripción de cada una de las alternativas técnicas analizadas para la solución del problema, que hayan sido descartadas y el motivo por el cual se tomó esta decisión.

Se hará a continuación una descripción de cada uno de los problemas mencionados, de la forma como se presentan los mismos y de los beneficios que ofrecen proyectos dirigidos en este sentido. Se debe tener en cuenta que en algunas ocasiones es necesaria la ejecución de un conjunto de acciones para solucionar el problema. Este conjunto de acciones se conocen como proyecto de inversión.

#### **1. PROYECTOS DE MEJORAMIENTO EN LA EFICIENCIA DEL SISTEMA.**

La eficiencia de un sistema considera unos niveles de pérdidas técnicas no superiores a ciertos valores establecidos, unos niveles de tensión adecuados y una confiabilidad mínima del servicio. Adicionalmente, el usuario industrial espera que el sistema mantenga una frecuencia estable (60 Hertz) y una atención rápida y oportuna en el momento de una contingencia.

La eficiencia y confiabilidad de un sistema tiende a disminuir con el paso del tiempo, a medida que nuevas poblaciones o nuevos usuarios se van conectando a él. Esta falta de confiabilidad puede también ser causada por deficiencia en la capacidad de transmisión del enlace o enlaces existentes, o por desperfectos que causan racionamiento en la población.

Los beneficios obtenidos al solucionar este tipo de problema lo representan los menores costos de operación y el aumento en la calidad del servicio a los usuarios atendidos.

Para identificar el problema se deben hacer esfuerzos en los siguientes aspectos:

- Establecer qué características de la operación del sistema (voltaje, pérdidas técnicas, confiabilidad o frecuencia del sistema), cuentan con niveles no adecuados de servicio.
- Establecer los requerimientos de energía y potencia de la zona que está siendo afectada por el problema.
- Identificar si se están utilizando todas las herramientas para control de pérdidas técnicas que posea la empresa, como los programas de relocalización de transformadores, localización de condensadores y reconfiguración de circuitos primarios entre otros. La utilización de estas herramientas permite en muchos casos el aplazamiento de una inversión importante.
- Determinar si mediante concertación con los consumidores (diálogo con la comunidad o con las empresas de la región), es posible disminuir el consumo pico de potencia mediante el traslado del consumo a horas que no sean pico.

Luego de esta revisión y si no es posible una solución con poco gasto, es necesario plantear algunas alternativas técnicas que permitan solucionar el problema.

A continuación se enumeran algunas alternativas técnicas que permitirían solucionar el problema de eficiencia del sistema y algunos aspectos adicionales a los ya examinados.

Estas alternativas pueden combinar diferentes acciones, construcciones, relocalización e instalación de elementos en la red, inversiones y medidas administrativas.

### **1.1 CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE TRANSMISION.**

Estas construcciones pueden tener como propósito incrementar la confiabilidad del sistema fortaleciendo los enlaces existentes. El nivel de tensión de estas líneas varía entre 115 y 500 kV. Para éstos proyectos es conveniente tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Identificar mediante flujos de carga y corto circuitos a nivel nacional o con equivalentes adecuados, el impacto de la línea al sistema interconectado. Estos impactos o distorsiones pueden mostrarse como un bajo nivel de tensión en

determinados nodos, o como una variación en el nivel de corto circuito, implicando de esta forma un ajuste en las protecciones correspondientes.

- Identificar los requerimientos de la empresa mayorista para permitir la puesta en operación de la línea. Estos pueden mostrarse como equipos de control específicos, medidores, disponibilidad de módulos en la subestación u otros elementos.

## **1.2 CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE SUBTRANSMISION**

El objetivo de las líneas de subtransmisión es similar al de las líneas de transmisión, con la salvedad que las distancias y demandas de energía son menos importantes que las anteriores. El nivel de tensión de estas líneas varía entre 34.5 y 115 kV.

## **1.3 CONSTRUCCION DE UNA SUBESTACION**

Este tipo de construcción, dependiendo del nivel de tensión puede comprometer varias empresas del sector ya sean mayoristas o distribuidoras.

En ocasiones, como resultado de un estudio de pérdidas, se hace necesaria la construcción de una subestación con el fin de disminuir las pérdidas, aumentar la confiabilidad y mejorar el nivel de voltaje de los usuarios.

Usualmente la construcción de una subestación incluye la construcción de las líneas de transmisión o subtransmisión que la alimenten, e incluye la construcción de las líneas de subtransmisión o alimentadores primarios para atender a la población beneficiada. Cuando esto sucede, se hace necesario incluir las construcciones necesarias dentro de la evaluación del proyecto, puesto que si no se fuera a construir la subestación, no tendría sentido construir las líneas de conducción de energía.

Se deben considerar al menos los siguientes aspectos:

- Identificar la disponibilidad de líneas de transmisión o subtransmisión en la cercanía del lugar seleccionado, tanto en distancia como en capacidad libre para transportar la energía incremental del sistema, que demandará la subestación.

- Determinar si la construcción de la subestación forma parte del programa de expansión del sistema interconectado o regional.

#### **1.4 LOCALIZACION DE CAPACITORES Y REACTORES.**

La necesidad de instalar estos equipos, se fundamenta en ofrecer a los usuarios un servicio con calidad adecuada al nivel de tensión consumido. Los niveles de tensión bajos o altos con respecto al nominal, deterioran los equipos eléctricos.

En las líneas de conducción de energía, independientemente del nivel de tensión, si la longitud es extremadamente larga y la carga es significativa para las características físicas de la línea, se puede encontrar una baja tensión en el final de ella. En algunos casos, este problema es solucionable con la instalación de capacitores, los cuales permiten que a lo largo de la línea se encuentre un nivel de tensión adecuado.

En líneas de alta tensión, que se encuentran con una carga muy inferior a la de diseño, es posible encontrar niveles de tensión extremadamente altos al final de la misma, haciéndose necesaria la instalación de reactores.

Se deben considerar los siguientes aspectos, además de los anteriormente tratados.

- Para altos niveles de tensión (líneas de transmisión), es recomendable identificar si otras empresas del sector cuentan con los equipos y los tienen disponibles para arrendarlos, con el fin de evitar incurrir en esta inversión, que usualmente se hace en moneda extranjera.

Desde el punto de vista económico, la alternativa de compra de este tipo de equipo debe compararse contra el costo oportunidad de la alternativa de arrendarlo, lo que le permitiría a la empresa liberar recursos y dedicarlos a otras inversiones.

Desde el punto de vista social, cuando se presente la alternativa de aplazar la inversión mediante el arriendo del equipo, deben compararse las alternativas de comprar el equipo, durante la etapa de inversión, contra la alternativa de comprarlo después de un lapso de tiempo.

- Otro aspecto a tener en cuenta es la identificación de los cambios relevantes en la operación del sistema, como cambio en el nivel de corto circuito de una o varias subestaciones.
- Para bajos niveles de tensión (líneas de subtransmisión y alimentadores primarios), se deben identificar los efectos que conlleva en la operación del sistema la instalación de estos equipos, tanto a nivel de protección como de operación con o sin carga pico.

### **1.5 RECONFIGURACION DE CIRCUITOS PRIMARIOS**

Los nuevos usuarios que se van a conectar a la red de distribución primaria, deben construir su parte de red correspondiente. Esto hace que el crecimiento de la red sea desorganizado y que se vayan formando unas configuraciones no adecuadas, causándose de esta manera unas pérdidas técnicas más altas de lo establecido. Para solucionar el problema de unas altas pérdidas técnicas en la red, se efectúan acciones de reconfiguración de circuitos primarios.

Estas acciones buscan dar a cada uno de los alimentadores primarios, configuraciones adecuadas que ofrezcan niveles de pérdidas físicas aceptables.

Dentro de las actividades de la empresa electrificadora se incluyen las de reconfiguración de circuitos primarios como: la relocalización de condensadores, reactores, transformadores y apertura o cierre de seccionalizadores. Estas actividades buscan mantener los alimentadores primarios con unas configuraciones óptimas desde el punto de vista de pérdidas técnicas y deben ser atendidas con base en la información obtenida de los programas correspondientes del sistema de información, el cual debió haber sido desarrollado en los estudios de pérdidas efectuados.

## 2. PROYECTOS DE AMPLIACION DE COBERTURA.

Estos proyectos buscan atender un número de usuarios no atendidos anteriormente. En algunos casos la ampliación de cobertura combina construcción de infraestructura central como líneas de transmisión o subtransmisión y unidades de transformación, con redes de distribución primaria y secundaria.

Existen dos alternativas para la medición de los beneficios atribuibles a este tipo de proyectos. La primera alternativa es medir el bienestar recibido por la población beneficiada, como el área bajo la curva de demanda de energía, la cual representa la disposición a pagar por el servicio de energía eléctrica, por parte de la población beneficiada. La segunda alternativa consiste en la valoración de los ahorros en recursos dedicados, en la situación sin proyecto, para satisfacer las necesidades de iluminación, cocción, fuerza motriz y entretenimiento entre otros.

El modelo efectúa el cálculo de los beneficios mediante la primera alternativa presentada.

Para identificar el problema de baja cobertura, se deben hacer esfuerzos en los siguientes aspectos:

- Establecer cuál es la situación actual de la zona tanto en términos de oferta (tipo de servicio en usuarios conectados), como de demanda (cantidad de usuarios actuales y potenciales).
- Identificar en qué forma consumen energía los usuarios no atendidos total o parcialmente por el servicio de energía eléctrica. Cuáles son las formas alternativas de producción de energía y cuáles son sus limitaciones y ventajas.
- Si existe una oferta del servicio de energía eléctrica, con base en ésta y en el cálculo de la necesidad del servicio, se debe estimar el déficit como la diferencia entre la demanda y la oferta calculada.

A continuación se enumeran algunas alternativas técnicas que permitirían solucionar el problema y algunos aspectos adicionales a los ya examinados. Al igual que en los proyectos de mejora en la eficiencia, existe la posibilidad de que estos estén compuestos por un conjunto de construcciones, inversiones u otras acciones.

## **2.1 CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE TRANSMISION O SUBTRANSMISION.**

Las líneas de transmisión o subtransmisión también buscan interconectar regiones alejadas, en donde no existe el servicio de energía eléctrica o en donde para atenderle se incurre en costos muy elevados. La interconexión consigue que la operación del sistema aislado sea más económica, puesto que permite intercambiar energía generada de diferentes formas, logrando un costo de generación mínimo.

## **2.2 CONSTRUCCION DE UNA SUBESTACION.**

Estas construcciones surgen atendiendo a un plan de expansión y el objetivo puede ser proveer la energía requerida debido al crecimiento de la demanda o incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia de la subestación.

## **3. REDUCCION DE PERDIDAS NEGRAS.**

Estos proyectos están destinados a legalizar conexiones clandestinas o a mejorar la cobertura de medición en sectores en los cuales es deficiente. La recuperación de pérdidas negras tiene un doble propósito, pues al mismo tiempo que recupera para la empresa distribuidora ingresos económicos, regula el sistema y mejora el servicio desde el punto de vista técnico.

Los beneficios económicos percibidos por la empresa distribuidora, al efectuar este tipo de proyectos, están representados por el incremento en la energía distribuida y efectivamente facturada.

Desde el punto de vista social, se presentan costos y beneficios. Los costos sociales están representados por la disminución en el consumo de energía por parte de los usuarios clandestinos. En la situación sin proyecto, los usuarios clandestinos no efectúan un pago por el servicio, lo que indica que ellos cuentan con un consumo de energía muy alto. En la situación con proyecto, estos usuarios deberán pagar una tarifa por unidad consumida de energía y disminuirán su consumo.

Los beneficios sociales que ofrece este tipo de proyectos está representado por el ahorro que para la sociedad significa una disminución en el consumo de energía. Esta cantidad de energía

liberada podrá ser utilizada para atender otras regiones o permitirá aplazar inversiones en el sector eléctrico.

Para la identificación del problema es necesario hacer esfuerzos en:

- Identificar si se están utilizando todas las herramientas para control de pérdidas negras que posea la empresa, como seguimiento a usuarios fraudulentos, revisión de contadores para evitar descalibración, censos de carga y otros. La utilización de estas herramientas permite en muchos casos que las pérdidas negras del sistema se mantengan a un nivel aceptable.

El tipo de acción que se puede plantear como solución sería:

**- ACCIONES DE DESARROLLO INSTITUCIONAL.**

Estas acciones buscan mejorar la eficiencia administrativa respecto a instalación de medidores, censos de carga, lectura de contadores, facturación, atención de reclamos y otros tipos de actividades administrativas.

## MODULO 2: EVALUACION DE PROYECTOS ELECTRICOS

La evaluación de proyectos tiene por objeto establecer si son viables o no las inversiones. Igualmente estimar indicadores que permitan priorizar los proyectos de inversión estableciendo cuáles son los proyectos prioritarios y cuáles no lo son. La mejor herramienta para este propósito es el análisis beneficio-costos, en el cual se comparan todos los beneficios y costos de los proyectos y se determina la rentabilidad que se obtendría si se llevaran a cabo las inversiones.

Como ya se mencionó, en el caso de los proyectos eléctricos, el análisis beneficio-costos debe hacerse bajo dos puntos de vista diferentes. El primero, con el objeto de determinar la rentabilidad económica para la empresa que lo ejecuta y el segundo con el objeto de establecer la rentabilidad social sobre el país como un todo.

Estos análisis se pueden realizar, si existe información suficiente y confiable. La obtención de buenos resultados depende de la calidad de la información utilizada.

El análisis de viabilidad económica y social de los proyectos se lleva a cabo cuando técnicamente se ha comprobado que éstos pueden realizarse. En este sentido, para evaluar económica y socialmente, es necesario que la fase de preparación técnica esté concluida. Sin embargo, la evaluación de los proyectos generalmente permite tener herramientas de juicio sobre el dimensionamiento de los mismos y por lo tanto volver sobre fases anteriores en la preparación del proyecto.

Para realizar una evaluación adecuada es necesaria información sobre:

- La situación existente actualmente tanto en relación con el consumo de los usuarios o beneficiarios del proyecto como en relación con la oferta o suministro sin proyecto.
- Los costos de inversión y operación de los proyectos.
- Los beneficiarios de los proyectos y sus características de consumo.

Esta información debe tener un mayor o menor nivel de detalle dependiendo de la complejidad del proyecto que se esté realizando.

Todos los proyectos deben ser evaluados económica y socialmente mediante el Modelo EVEPRED. Sin embargo, dado que el Modelo está enfocado al análisis de proyectos de reducción de pérdidas y

mejoras de confiabilidad, es necesario hacer ajustes finales en aquellos proyectos que aumentan cobertura. Por tal motivo este Capítulo se ha dividido en dos secciones: la primera, describe el Modelo y las principales variables que deben ser introducidas para su utilización en los proyectos que busquen reducción de pérdidas y mejoras de los sistemas; y la segunda, establece la forma de incorporar los beneficios por aumento de cobertura dentro del análisis de los proyectos.

#### **1. EVALUACION DE PROYECTOS DE REDUCCION DE PERDIDAS Y MEJORA EN LA CONFIABILIDAD MEDIANTE EL MODELO DE EVALUACION DE PROYECTOS EVEPRED**

El modelo de evaluación económica de proyectos de transmisión, subtransmisión y distribución eléctrica (EVEPRED), permite llevar a cabo una evaluación beneficio costo de proyectos eléctricos cuyo objetivo sea reducción de pérdidas y/o mejoras en la eficiencia de los sistemas, tanto desde el punto de vista económico de la empresa, como sobre toda la sociedad.

El análisis llevado a cabo es estrictamente de valoración de beneficios y costos. En este sentido supone que la cuantificación técnica de la cantidad de kWh ahorrados, el número de conexiones adicionales atendidas, el ahorro en combustibles y otros, componen una fase que se debe efectuar previamente a su utilización.

Desde el punto de vista económico la evaluación se hace comparando los flujos de ingresos y gastos de la empresa entre la situación sin proyecto y con proyecto.

Para calcular los beneficios y costos sociales del proyecto, se consideran dos aspectos básicos: la disposición a pagar por el servicio y las razones de precios sociales.

La disposición a pagar por el servicio de energía se calcula con base en la curva de demanda. Esta curva representa gráficamente el comportamiento del consumo de energía al efectuar variaciones en las tarifas. Este comportamiento de la demanda es inversamente proporcional a la tarifa, es decir, a menor tarifa mayor consumo y viceversa. La disposición a pagar propiamente dicha, se calcula como el área bajo esta curva de demanda. Esta disposición a pagar refleja el sacrificio que está dispuesto a asumir el usuario por el servicio.

La razón de precio social de un bien específico permite convertir su precio de mercado a precio social, el cual representa el sacrificio que hace la economía como un todo al disponer de una unidad adicional de este bien.

El análisis social que efectúa el modelo compara los flujos de beneficios y costos considerando la disposición a pagar de los usuarios por el servicio y el costo oportunidad de los recursos sacrificados en el proyecto, valorados a precios sociales mediante las razones de precio sociales.

Para que un proyecto sea viable es necesario un análisis costo beneficio económico que GARANTICE la rentabilidad y autosostenibilidad del proyecto a precios constantes del año de evaluación y descontado a una tasa del 12% real; y un análisis beneficio costo social que demuestre que para la sociedad como un todo es conveniente la realización del proyecto, es decir que se obtienen beneficios netos positivos. Este análisis se realiza a una tasa de descuento del 12%

### **1.1 CALCULO DE BENEFICIOS**

Los proyectos eléctricos tienen por lo general efecto sobre el consumo y la eficiencia en la oferta del servicio. Se pueden determinar beneficios dados por:

- Reducción de pérdidas negras.
- Reducción de pérdidas técnicas.
- Reducción de fallas.
- Reducción de racionamiento programado.
- Ahorro de combustible de generación.

Cada uno de estos elementos es independiente y se valora en forma diferente dependiendo de si es un análisis económico o social. A continuación se describe cada uno de ellos y la forma como se cuantifican los beneficios que éstos producen.

#### **a. Reducción de pérdidas no técnicas (negras)**

Son atribuibles a los usuarios que se conectan a la red de distribución sin efectuar un pago por el servicio, o a usuarios que pagan por el servicio una fracción de la tarifa impuesta. Usualmente las acometidas realizadas por usuarios fraudulentos para obtener el servicio, no son técnicamente apropiadas, causando un incremento en las pérdidas físicas y un deterioro en la calidad del servicio prestado. Cuando estos usuarios son legalizados, se presenta una reducción en

su consumo de potencia y energía y posiblemente una reducción de pérdidas físicas y una mejora en la regulación del voltaje.

Estos beneficios varían dependiendo del nivel de consumo de los usuarios legalizados. Se consideran dos posibles efectos de la legalización:

- Una reducción en la energía y potencia que anteriormente era comprada por la empresa distribuidora para atender los usuarios fraudulentos y debido a una reducción en el consumo de tales usuarios ya no es necesario comprar esta cantidad reducida.
- La facturación de la energía que anteriormente no se cobraba y que sigue siendo consumida.

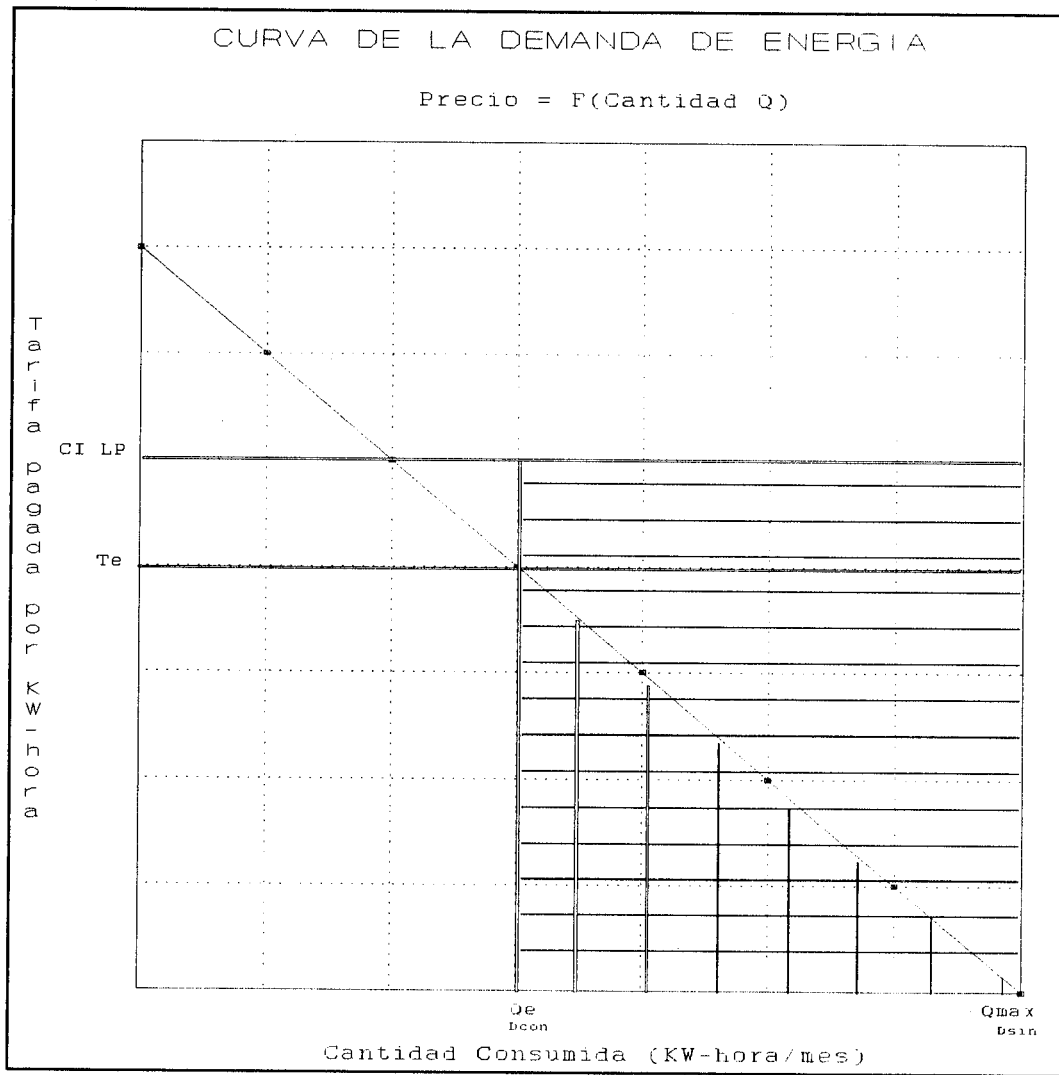
Económicamente, los beneficios se valoran en la siguiente forma: en el primer caso, para beneficios debido a la reducción en la energía y potencia consumida por el sistema, es necesario determinar la diferencia del consumo de energía y potencia entre la situación sin y con proyecto y multiplicarla por las tarifas en bloque correspondientes. El valor así obtenido, es un ahorro de recursos para la empresa distribuidora. En el segundo caso, los beneficios atribuibles al incremento en la facturación debido a la legalización de usuarios, se valoran como el consumo de energía esperado de éstos multiplicado por la tarifa al usuario correspondiente.

Económicamente, se valoran los beneficios de acuerdo con el cambio en los ingresos y egresos por tarifas. En el primer caso es necesario determinar la diferencia del consumo de energía y potencia en la situación sin proyecto y con proyecto y multiplicarla por la tarifa de compra respectiva. El cambio ocasionado es un ahorro para la empresa. En el segundo caso se debe valorar el ingreso por tarifas como la tarifa de venta a los usuarios legalizados multiplicada por el consumo esperado de éstos. En este caso aumentan los ingresos de la empresa.

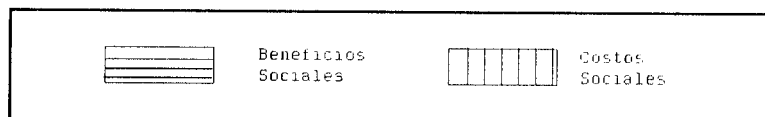
El beneficio para la sociedad está determinado por el ahorro de la energía y potencia requerida por el sistema, debido a la disminución en consumo de los usuarios ilegales. El costo social esta dado por la disminución del consumo de estos usuarios y se valora con base en su disponibilidad a pagar por el servicio, medida como el área bajo la curva de demanda de energía.

La gráfica 1 muestra la curva de demanda de energía de cada consumidor. En ella se establece la relación entre la tarifa

que se paga y la cantidad que cada usuario estaría dispuesto a consumir (kWh al mes) a cada valor de la tarifa.



**GRAFICA 1** Curva de Demanda de Energía.



Ante una tarifa de 0.0 \$/kWh el usuario consume una cantidad máxima identificada en la curva como Demanda Sin. El cambio de esta situación a una en la cual se paga una tarifa por kWh genera una reducción del consumo a un punto identificado en la gráfica como Demanda Con. **El costo** para la sociedad esta dado por la disminución de este consumo valorado como la máxima disposición a pagar por esta cantidad de kWh. Esta disposición máxima a pagar se mide como el área bajo la curva de demanda entre las cantidades Demanda Sin y Demanda Con. **El beneficio** para la sociedad esta dado por el ahorro en costos incrementales de Generación, Transmisión y Distribución, valorados por el rectángulo identificado como beneficios sociales. La diferencia entre los dos valores, el trapecio, determina el beneficio neto de reducir las pérdidas negras.

#### **b. Reducción de pérdidas técnicas**

Estas pérdidas son inherentes a la prestación del servicio de energía eléctrica. Este beneficio consiste en la reducción de pérdidas físicas, tanto de energía como de potencia.

Económicamente, se valora el número de kWh ahorrados a la tarifa de compra de energía a la empresa mayorista. Igualmente se valoran los kW pico ahorrados a la tarifa de compra de potencia. Adicional a estos beneficios, se presenta un beneficio económico de largo plazo, el cual es atribuible a una disminución en el nivel de utilización de los equipos, permitiendo que su vida útil se extienda y se incremente el tiempo de reposición de los mismos.

Socialmente, la disminución de pérdidas técnicas se valora al costo incremental promedio de largo plazo de la energía, el cual refleja el costo que para la sociedad significa generar un kWh adicional. También se libera una disponibilidad de potencia en horas pico, la cual implica una reducción de los costos de generación de potencia.

Para la valoración social se considera el costo incremental de generación, transmisión y distribución de energía y potencia, o sea, el valor que muestra cuánto cuesta en conjunto para la sociedad la atención de una unidad de consumo adicional. Será por lo tanto pertinente tomar el costo incremental de generación, el de generación más transmisión o el de generación, transmisión y distribución según sea el caso. Este valor incremental se calcula como la suma de los diferentes costos incrementales para cada una de las empresas que participan en la prestación del servicio (empresas

generadoras, mayoristas y distribuidoras) multiplicándola por las unidades ahorradas. Estos cálculos deben hacerse tanto para energía como para potencia.

### c. Reducción de cortes de energía

Debido a la ejecución del proyecto, posiblemente se disminuya la probabilidad de cortes no programados de energía (fallas), incrementando el consumo de energía en la zona beneficiaria del proyecto y en las zonas vecinas.

Los beneficios son directamente proporcionales al total de usuarios afectados. Se calcula el número de kWh adicionales consumidos por los usuarios en situación con proyecto como:

$$\text{Consumo adicional} = \text{Nu} * \text{CPV} * \text{PTR}$$

donde: Nu = Número de usuarios  
CPV = Consumo promedio por usuario al año.  
PTR = Porcentaje de tiempo de racionamiento diario.

El consumo promedio por usuario es el consumo que tendrían los usuarios si no tienen racionamiento.

Económicamente, los beneficios para la empresa son los valores incrementales de facturación de energía y se calculan como el producto de los kWh adicionales por la tarifa marginal correspondiente al nivel de consumo de los usuarios.

También, se deben calcular los costos económicos en que incurrirá la empresa, por un aumento en la energía demandada y su correspondiente incremento en la demanda pico de potencia. Estos valores se cuantifican como el producto de los incrementos por sus tarifas de energía y potencia respectivamente.

Socialmente, el beneficio de los usuarios se cuantifica como la disposición a pagar del usuario por los kWh que deja de consumir en los cortes de energía, multiplicados por el aumento de consumo de energía. Debido a que en los casos de racionamiento el consumo se desplaza a horas en las cuales hay suministro, este valor se corrige por el porcentaje de desplazamiento del consumo. El costo social por atender este incremento en consumo se valora al costo incremental de largo plazo.

#### **d. Reducción de racionamiento programado**

El incremento en la capacidad de operación de algún elemento del sistema eléctrico puede ocasionar una reducción de los racionamientos programados a los cuales son sometidos los usuarios. Este racionamiento es anunciado con anticipación, permitiendo que el usuario tome medidas para reducir su impacto. Por lo general el racionamiento programado ocurre por dos causas principales:

- La falta de capacidad en las redes o transformadores, que ocasiona un racionamiento en horas pico.
- El mantenimiento de las redes para reparar imperfectos que en algún momento pudieran causar interrupciones repentinas, u otros tipos de mantenimientos que pueden ser reducidos o evitados como consecuencia del proyecto.

Los beneficios económicos para la empresa distribuidora están dados por los mayores ingresos que va a recibir, y se valoran a la tarifa cobrada al usuario. Los costos económicos en que incurre la distribuidora, están representados por el incremento en la demanda valorados a la tarifa de compra a la mayorista.

Los beneficios sociales se cuantifican con base en el costo en que incurren los usuarios debido al racionamiento programado. Al ejecutar el proyecto puede suceder que el racionamiento programado disminuya o desaparezca, permitiendo de esta manera que los usuarios puedan consumir más energía. No se presentan costos sociales adicionales a los costos del proyecto por atender este incremento en la demanda de energía, puesto que solo la Empresa ejecutora del proyecto incurre en costos para atenderlo.

Se supone que el racionamiento se presenta debido a una falta de capacidad de los elementos del sistema de la empresa distribuidora, y que las empresas generadoras y mayoristas ya han incurrido en los costos sociales para satisfacer esta demanda no atendida, por lo tanto en estos proyectos no se consideran costos sociales adicionales a los asumidos por la empresa distribuidora.

#### **e. Ahorro en combustible de generación**

Es posible que debido a la ejecución del proyecto, la Empresa distribuidora o mayorista ahorre en costos de generación, permitiendo una liberación de recursos. Este ahorro se

presenta cuando hay a una disminución en la demanda pico del sistema de distribución, la cual en la mayoría de los casos, es atendida con energía generada localmente.

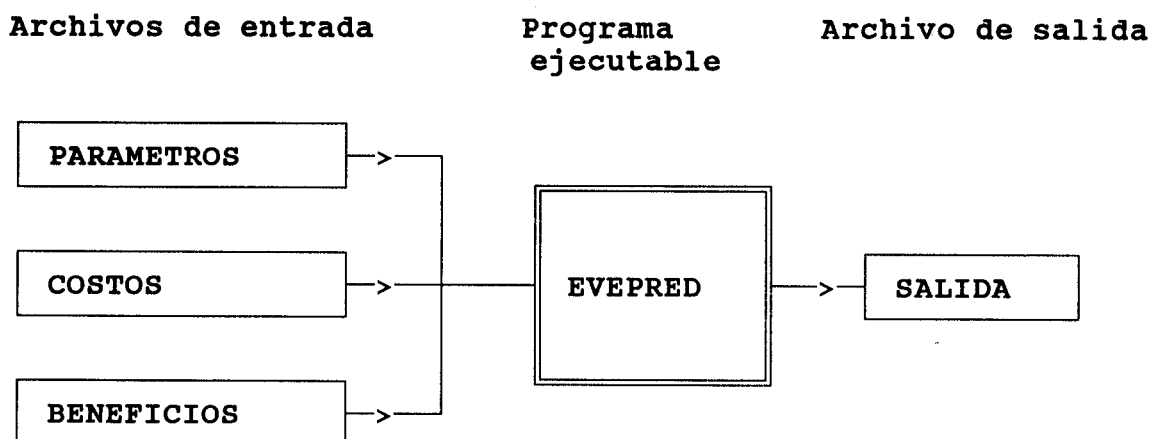
La generación local, en la mayoría de los casos se hace con base en unidades térmicas que trabajan con fuel oil, carbón, biomasa u otros materiales combustibles. El ahorro que ofrece este tipo de proyectos está representado como una disminución de los costos variables, de los cuales un alto porcentaje es consumo de combustible. Se espera que la Empresa conozca la relación combustible consumido por kWh generado, con el fin de poder cuantificar este beneficio.

Económicamente, se valora la cantidad de combustible ahorrado al precio pagado por la Empresa que ahorra la generación de energía. Para combustibles producidos por Ecopetrol, este precio de combustible no es el de mercado, puesto que Ecopetrol vende a las electrificadoras a un precio de resolución.

Socialmente, el valor atribuible al combustible ahorrado, está dado por la razón de precio social correspondiente, la cual representa el sacrificio que para la sociedad implica hacer uso de una unidad adicional de este bien.

## 1.2 ESTRUCTURA Y FUENTES DE INFORMACION DE ENTRADA

El siguiente esquema representa la forma en que opera el programa.



La información de entrada se ordena en tres archivos independientes. Cada uno de ellos se referencia a grupos de consumidores finales (residenciales, comerciales, industriales etc.). Los archivos de entrada son los siguientes:

- El archivo de costos directos del proyecto: debe contener los costos de inversión y los costos de operación en la situación con y sin proyecto.

- El archivo de beneficios: debe contener la información de los beneficios. Las unidades de todos los beneficios están dadas en kWh-año.

- Ahorro de energía debido a legalización de usuarios fraudulentos.

- Aumento en el bienestar de los usuarios, debido a una disminución en las fallas. Este bienestar es medido como disponibilidad a pagar por la disminución de las fallas.

- Ahorro en energía debido a disminución de pérdidas técnicas. Se espera que la evaluación tenga como insumo los kWh ahorrados, calculados a partir de "Flujos de Carga".

- Aumento en el bienestar de los usuarios, debido a una disminución en el racionamiento programado. Se mide como la disponibilidad a pagar que tiene el usuario para evitar el racionamiento programado.

- Ahorro debido a disminución en el uso de combustibles para generación.

- El archivo de parámetros, que incluye todos los elementos necesarios para valorar los beneficios mencionados y calcular un flujo de caja de costos y beneficios. En este archivo se introducen parámetros generales agrupados en datos generales, datos de valoración de oferta y datos de valoración de demanda por tipo de consumidor.

Para efectuar la evaluación económica, el programa sólo utiliza la información de demanda y de tarifas, además de todos los costos a precios de mercado.<sup>1/</sup>

---

1/

Las fuentes mencionadas en este capítulo para los datos de entrada se refieren generalmente a los sitios donde se origina esta información. Para facilitar el trabajo de los evaluadores, todos estos valores serán suministrados en el momento de hacer referencia a ellos.

Para efectuar la evaluación social, el programa construye una curva de demanda de energía, con base en la elasticidad, consumos y tarifas medias. Además ajusta los precios de mercado a precios sociales.

**a. Archivo de parámetros**

**(i) Datos generales**

El Vector de Control de Proceso está formado por una serie de códigos de control especificados por dígitos.

A continuación se presentan los valores típicos:

```

-----
011111111000000123331
abcdefghijklmnopqrstu
-----
Valores típicos

```

El código **a** controla la ejecución del impacto distributivo. El análisis distributivo identifica el porcentaje de usuarios de bajos ingresos reciben los beneficios del proyecto; igualmente establece, sobre qué Empresa recaen los beneficios del proyecto (mayorista, distribuidora, generadora, Ecopetrol u otras); para efectos de la evaluación exigida por el DNP este análisis no es necesario y por lo tanto a este código se le asignará un valor de cero.

Los códigos **b-h** habilitan las diferentes sensibilidades explicadas más adelante. El código **i** indica cuál es la empresa que registra una reducción de las pérdidas técnicas. Desde el código **p** hasta el **s**, se indica respectivamente cuál es la empresa generadora, mayorista, distribuidora y la que invierte en el proyecto. El código **t** indica la empresa que ahorra en gastos de operación. El último código, **u**, especifica si la evaluación es económica (1) o social (2).

Otras variables relevantes son: **El nombre del proyecto**<sup>2/</sup>, el cual debe ser representativo de la naturaleza y características del mismo; el programa acepta 20 caracteres con este fin. **El año inicial del proyecto**, debe ser el año en el cual se inicia la inversión. **El número de años de inversión**, se debe referir a aquellos en los cuales se ejecuta el proyecto. **El número de años del proyecto**, hace referencia a la vida útil a partir del primer año de inversión; se espera que los proyectos analizados tengan una vida útil entre 1 y 20 años y se considera que el análisis no se debe hacer para un período superior a los 20 años. **La tasa de descuento**, se fija en 12%. Esta tasa se emplea tanto para la evaluación económica como para la social; es importante recalcar que todas las evaluaciones se presentan a precios constantes del año de la evaluación.

### Costos incrementales

Los costos incrementales de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica indican el costo, desde el punto de vista del país, de atender una demanda adicional unitaria en cualquiera de los niveles antes enumerados.

El Cuadro 1 muestra la estructura de costos regionales y nacional a precios de mercado de diciembre de 1990 tanto para potencia (\$/kW-año) como para energía (\$/kWh). Esta información fue suministrada por la Sección de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía, ISA, noviembre de 1991.

Los valores de los costos incrementales generalmente se encuentran acumulados hasta un nivel de tensión dado como se presentan en el Cuadro 1. El programa requiere que estos datos sean desagregados por empresa (generadora, mayorista y distribuidora), o sea que, para hallar el costo incremental de una empresa, se debe restar al costo incremental del nivel de tensión al cual está vendiendo, el costo incremental del nivel al cual compra.

---

<sup>2/</sup> Al asignar el nombre a los proyectos se recomienda seguir las recomendaciones del "Manual de operación y metodologías", Tomo I, Anexo de normas para la asignación de nombres a proyectos.

**COSTOS INCREMENTALES PROMEDIO DE LARGO PLAZO DE ENERGIA,  
POTENCIA Y ENERGIA EQUIVALENTE.**

Cuadro 1

**ENERGIA  
(\$Dic 90/kWh)**

NIVEL	CORELCA Atlántico	ICEL	EEPPM EEPP Propio	NORDESTE Norte de Santander	CHEC-PER	THC Tolima	EEB EEBB Propio	V.DEL CAUC	CED-CED	NACIONAL
INTERCONEXION										
TRANSM	15.37	15.63	15.47	15.26	15.58	15.90	15.43	15.59	16.12	13.96
SUBTRANSM	16.25	16.05	15.58	15.66	15.90	16.41	15.62	15.76	16.67	15.55
DISTR.P	16.91	16.64	16.11	16.38	16.64	16.94	15.92	15.98	17.47	15.85
DISTR.S	17.68	18.05	16.87	18.61	17.62	17.98	17.35	16.54	18.35	16.31
										17.34

**POTENCIA  
(\$Dic 90/kw)**

NIVEL	CORELCA Atlántico	ICEL	EEPPM EEPP Propio	NORDESTE Norte de Santander	CHEC-PER	THC Tolima	E E B EEBB Propio	V.DL CAUCA	CED-CED	NACIONAL
INTERCONEXION										37505.80
TRANSM	42873.50	51166.00	49299.50	38044.40	59427.30	42557.80	56044.70	46596.60	40169.90	51537.70
SUBTRANS	48046.40	69346.60	61539.20	47584.00	84914.10	60603.10	85531.80	60094.90	54790.20	67854.00
DISTR.P	70306.90	89429.20	61331.70	54463.80	94742.20	70718.60	76410.60	75586.30	74209.50	78218.90
DISTR.S	98339.50	112409.10	71869.90	92480.40	112412.40	87605.60	98630.80	78994.20	99044.50	94455.00

**EQUIVALENTE ENERGIA (2)  
(\$Dic 90/kWh)**

	Atlántico		EEPP Propio	Norte de Santander		Tolima	EEBB Propio			
TRANSM	21.49	22.93	22.50	20.69	24.06	21.98	23.43	22.23	21.85	22.90
SUBTRANSM	22.70	25.37	23.84	22.05	27.30	24.55	27.10	23.83	24.02	24.97
DISTR.P	26.35	28.65	24.35	23.69	29.36	26.44	26.18	26.13	27.44	26.81
DISTR.S	35.22	38.10	29.69	35.11	37.67	33.61	34.94	30.63	36.02	34.18

## (1) DEFINICION DE MERCADOS

- .EEPPM : EEPPM propio
- .NORDESTE : Boyacá, Santander y Norte de Santander
- .CHEC- PER : Caldas y Pereira
- .THC : Tolima, Huila y Caqueta
- .EEB : EEB propio, Cundinamarca y Meta
- .VALLE DEL CAUCA : CVC y EMCALI
- .CED-CED : Cauca y Nariño

(2) FACTORES DE CARGA UTILIZADOS: Transm. 0.80, Subtrans. y Distr. P. 0.85, Distr. D. 0.64

El siguiente ejemplo define la forma de calcular el costo incremental:

Para el caso de una electrificadora del ICEL, los costos incrementales se reparten así:

**Costo incremental de generación:**

La empresa generadora carga con los costos de generación, transmisión e interconexión; del Cuadro 1 se leen directamente:

**15.63 \$/kWh y 51166.0 \$/kW-año.**

**Costo incremental de transmisión:**

La empresa mayorista normalmente sólo incurre en los costos de subtransmisión; del Cuadro 1 se calcula:

**16.05 - 15.63 = 0.42 \$/kWh  
69346.60 - 51166.00 = 18280.60 \$/kW-año.**

**Costo incremental de distribución:**

Suponiendo que se van a reducir las pérdidas a nivel de distribución secundaria, la empresa distribuidora tiene los siguientes costos incrementales:

**18.05 - 16.05 = 2.00 \$/kWh  
112409.10 - 69346.60 = 43062.50 \$/kW-año.**

**Precios sociales**

Los precios sociales (en los manuales de Isa se encuentran como precio sombra), son un estimativo del valor para la economía, al utilizar o producir un bien en alguna actividad determinada. El modelo tiene la opción de emplear las razones precio social (RPS), las cuales le permiten al evaluador convertir precios de mercado a sociales.

El Modelo EVEPRED considera actualmente la posibilidad de utilizar las siguientes razones precio social:

1. RPS de la divisa.
2. RPS de la mano de obra calificada.
3. RPS de la mano de obra no calificada.
4. RPS del consumo interno.

El modelo permite introducir como variables dos de estos valores, la RPS de la Divisa y la RPS de la Mano de Obra no Calificada y considera como la unidad la RPS del consumo. Por su parte asigna a la mano de obra calificada un valor de uno. Las razones precio social vigentes actualmente son:

Mano de obra no calificada	0.60
Divisa	1.18

### Sensibilidades

Para hacer efectivos estos valores de sensibilidades, se debe habilitar la función correspondiente marcando un 1 en la posición indicada dentro del **vector de control del proceso**. Las sensibilidades recomendadas son las siguientes: Ver sección II-A-2-a.

SENSIBILIDAD	VALOR %
Tasa de descuento y costos	
Tasa de descuento	12.0
Costos de construcción	20.0
Beneficios analizados	
Pérdidas físicas	20.0
Pérdidas no técnicas	20.0
Confiabilidad	20.0
Racionamiento programado	20.0
Racionamiento no programado	20.0
Ahorro de combustible	20.0

### Datos paramétricos de tarifas

Incluye los datos correspondiente a **Tarifas de venta en bloque** de energía y potencia para las empresas generadoras y mayoristas.

La ejecución del análisis económico se centra en estos parámetros. Es necesario incluir aquí las tarifas vigentes en el momento en que se hace el análisis, las cuales corresponden a las asignadas por la Junta nacional de tarifas mediante resolución.

También se incluyen los **Factores de pérdidas**, cuyos valores típicos son:<sup>3/</sup>

Pérdidas en distribución	:	5.00 (%)
Pérdidas en subtransmisión	:	4.00 (%)
Pérdidas en transmisión	:	2.00 (%)

### **Porcentaje de ajuste**

Se expresan aquí las participaciones de **impuestos, subsidios, divisas y mano de obra no calificada**, en los costos incrementales de generación de energía y potencia. Estos valores son tenidos en cuenta en la evaluación social del proyecto.

Otra variable tenida en cuenta son los **impuestos incluidos en operación y mantenimiento**. En caso de no haber una estimación sustentada, el valor a asignarse a esta variable será cero.

### **(ii) Datos específicos por sector**

El modelo permite el análisis por sectores independientes. De esta forma es posible evaluar individualmente el efecto sobre el sector comercial, residencial, industrial, etc. Cada sector analizado está determinado por el **nombre**, (Residencial, Comercial, Industrial, Público), y 27 variables que especifican aspectos de demanda y oferta en el sector. Esta información se registra por grupos, de acuerdo al tipo de beneficio que se analiza; se detallan a continuación, las variables más relevantes:

**Factor promedio de carga:** el cual debe ser suministrado por la Empresa dueña del proyecto ya que debe ser parte del estudio que originó el proyecto. Se presentan algunos valores típicos:

---

<sup>3/</sup> Estudio de Pérdidas de Energía en el Sector Eléctrico Colombiano, ISA - Sistecom, informe final de julio de 1981 y análisis posteriores.

Cuadro 2 <sup>4/</sup>

## FACTORES PROMEDIO DE CARGA

EMPRESA	FACTOR	EMPRESA	FACTOR
EEB Propio	0.610	CAQUETA	0.510
EEPPM Propio	0.632	EBSA	0.566
EADE	0.585	ESSA	0.565
CHOCO	0.476	CENS	0.608
EMCALI	0.617	CEDELCA	0.465
CARTAGO	0.405	CEDENAR	0.540
TULUA	0.462	ELECTRANTA	0.683
CVC Propio	0.566	ELECTRIBOL	0.689
CELGAC	0.498	MAGDALENA	0.690
EMSA	0.611	CORDOBA	0.552
CHEC	0.542	SUCRE	0.560
EPP	0.643	CESAR	0.583
EDEQ	0.563	GUAJIRA	0.571
TOLIMA	0.520	MAGANGUE	0.496
HUILA	0.575	CORELCA Empresas	0.686

**Información sobre pérdidas no técnicas (negras)**

En el cálculo del ahorro por pérdidas negras se hace relevante considerar tres aspectos: La situación con proyecto, la situación existente sin proyecto y la curva de demanda individual.

En la **situación con proyecto**, se tiene en cuenta la **tarifa marginal** la cual hace referencia a la tarifa que los usuarios pagarán por un kilovatio adicional al consumo promedio esperado, una vez se realice el proyecto.

<sup>4/</sup>

"Sistema Eléctrico Colombiano Balance Energético Histórico, 1975 - 1990" de la Oficina de Planeación de ISA, Sección de Estadísticas.

A continuación se presenta un ejemplo para un proyecto en el Departamento de Sucre, a tarifas de septiembre de 1991:

El sector afectado es usuarios estrato medio, cuyas tarifas son:<sup>5/</sup>

CONSUMO (kWH-Mes)	TARIFA (\$/kWH)
0 - 200	11.37
201 - 400	30.84
401 - 600	48.88
601 - 1600	53.70
Mas de 1600	53.70

Si el proyecto atenderá usuarios con consumos promedio en la situación con proyecto de 270 (kWh-Mes), la tarifa marginal pagada por éstos será \$30.84/kWh. Si el consumo esperado por los consumidores es de 420 (kWh-Mes), la tarifa marginal pagada por éstos será \$48.88/kWh.

En la situación sin proyecto, también es necesario, establecer la **tarifa marginal** estimada por la distribuidora y se aplica a los usuarios que van a ser regularizados. Se pueden presentar dos casos como se indica:

- El usuario no paga una tarifa por kWh consumidos, ya sea porque es una conexión clandestina o porque se le cobra una cuota fija, el valor por lo tanto es cero (0.0)
- El medidor se ha descalibrado y mide una fracción del consumo o el usuario evita el contador con una parte del consumo. En este caso, la tarifa se calcula como una tarifa media (pago total/consumo total).

Adicionalmente, es necesario considerar la **diferencia por usuario del cargo fijo**, que se calcula como el cargo fijo que se cobra en la situación sin proyecto, menos el cargo fijo que se cobra en la situación con proyecto. Cuando el usuario no paga una tarifa por kWh, se le cobra una cuota fija, en tal caso, ése sería el cargo fijo sin proyecto. Si el usuario es clandestino, el cargo fijo sin proyecto será cero (0.0)

---

<sup>5/</sup> Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, Boletín Mensual de Tarifas de Energía, septiembre de 1991.

Finalmente, es necesario construir **la curva de demanda individual** a partir de un punto sobre la curva, identificado por una tarifa y un consumo promedio y la elasticidad precio de la demanda en el punto indicado.

El punto sobre la curva hace referencia a un consumo promedio, cuando se paga una tarifa marginal determinada. Es necesario establecer en usuarios con características similares, este punto sobre la curva de demanda.

El consumo medio debe indicarse en kWh consumidos por unidad familiar o empresa al año.

**La elasticidad precio de la demanda**, indica la variación porcentual generada en el consumo ante un cambio porcentual en el precio. Con base en el estudio de Westley<sup>6/</sup>, se recomienda usar un valor de 0.48. En este estudio se comparan las elasticidades encontradas para varios países de América latina.

**La corrección por voltaje** hace referencia a posibles aumentos de consumo de los usuarios clandestinos una vez legalizados, al mejorar la calidad del servicio. Por lo general no se espera un aumento en el consumo de más del 10% y debido a que no es fácil de calcular, se recomienda utilizar cero (0.0) cuando no se cuenta con suficiente información.

### **Información sobre confiabilidad**

Las variables relevantes para el cálculo de los beneficios atribuibles a confiabilidad son el **costo de razonamiento anunciado en día labora y no anunciado**, en el cual incurren los usuarios afectados por el corte de energía. En el Cuadro 3, se hace referencia a costos de falla calculados para dos países de América Latina.

---

<sup>6/</sup>

"The Demand for Electricity in Latin America: A Survey and Analyses", Westley, Glenn. Economic and Social Development Department, Interamerican Development Bank (IDB), Washington, D.C., febrero 1989.

## Cuadro 3

COSTOS ECONÓMICOS DE INTERRUPCIONES EN EL  
SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA.

## SECTOR RESIDENCIAL.

ESTUDIO	PAIS	METODO	COSTO ESTIMADO (1990 \$/kwh)
Munasinghe (1977)	Brasil, Región de Cascaval.	Medida del tiempo perdido como un porcentaje del salario.	1.108 - 1705
Jaramillo y Shokonic (1973)	Chile	Basado en el valor anualizado de los electrodomésticos ociosos.	255

Fuente: "Economics Cost of Electricity Supply Interruptions",  
A.P. Sangnhvi, Energy Economics, julio de 1982, pág.190.

## SECTOR INDUSTRIAL.

ESTUDIO	PAIS	METODO	COSTO ESTIMADO (1990 \$/kwh)
Munasinghe (1977)	Brasil, Región de Cascaval.	Costo de recursos ociosos y pérdidas en costos de producción.	852 - 4.048
Jaramillo y Shokonic (1973)	Chile	Matriz insumo - producto.	Valores típicos para varios sectores 852 - 3.411

Fuente: "Economics Cost of Electricity Supply Interruptions",  
A.P. Sangnhvi, Energy Economics, julio de 1982, pág.191.

Los valores originales se encuentran en dólares de 1981.  
Para encontrar el equivalente en pesos colombianos de  
1990, se multiplicaron por la tasa de cambio de 1990.

Esto se hizo con la suposición de que la paridad  
económica entre las dos monedas, es reflejada en la tasa  
de cambio.

El **tiempo de razonamiento diario**, durante el cual los usuarios son afectados, debe tomarse del estudio que sustenta el proyecto. Normalmente este valor es menor al 1.00%. En caso de no haber estudio que los sustente, debe utilizarse un valor de cero (0.0).

Y finalmente, el **consumo promedio por usuario beneficiado por confiabilidad**, expresado en kWh y que pertenezca a áreas vecinas beneficiadas.

### Información sobre racionamiento programado<sup>7/</sup>

En lo que respecta a este beneficio, se toman tres variables relevantes. El **costo de racionamiento programado** en día laboral, (ver Cuadro 3). El **factor de mantenimiento**<sup>8/</sup>, del cual se entregan unos valores típicos a octubre de 1986 en el Cuadro 4.

Cuadro 4

	CORELCA	CVC	EEEB	EEPPM	ICEL	GLOBAL
<b>Residencial</b>						
-Bajo	0.74	0.83	0.90	0.88	0.84	0.83
-Medio	0.69	0.76	0.71	0.88	0.73	0.74
-Alto	0.73	0.80	0.81	0.80	0.81	0.80
<b>Comercial</b>	0.66	0.70	0.99	0.62	0.75	0.73

Y por último, la **efectividad**, la cual debe ser estimada dentro del estudio que sustenta el proyecto, con base en estadísticas del sistema. Debe establecerse según curvas de carga de las subestaciones que atienden la zona beneficiada. En caso de no haber un dato sustentado, debe utilizarse un valor de 0.50.

<sup>7/</sup> Costo de racionamiento de energía eléctrica, sectores industrial, residencial, comercio y servicios. Sistema interconectado colombiano. Resumen ejecutivo. Medellín, octubre de 1986.

<sup>8/</sup> Estudio de costos de racionamiento de la Sección de Estudios Tarifarios de ISA.

### Información sobre ahorro de combustible

En los proyectos en los cuales es importante este beneficio, necesariamente deben haber sido evaluados previamente con técnicas de despacho térmico-hidráulico. Los datos que el programa requiere para la evaluación provienen en general de ese estudio. Este análisis es realizado con el fin de encontrar el punto óptimo de generación por parte de las diferentes empresas generadoras, tal que, la función total de costos de generación esté en el punto mínimo.

Para el cálculo de este beneficio se requiere el **costo comercial del combustible**<sup>2/</sup>, el cual se cuantifica como el precio en pesos, del combustible empleado para la generación de un kWh que va a ser sustituido. Este valor depende del tipo de combustible y de la eficiencia de las plantas afectadas.

Por la ejecución de un determinado proyecto, ya sea en mejoras de líneas de transmisión, localización de condensadores para compensación u otro tipo de proyecto, es posible que se experimente a nivel de la distribuidora una reducción de costos de operación puesto, que la energía que antes generaba internamente, podrá ser adquirida del sistema interconectado, el cual tiene unos costos incrementales de corto plazo mucho menores.

El **factor de efectividad del ahorro del combustible**, el cual indica qué fracción de la generación térmica local ahorrada es efectivamente sustituida por generación del sistema interconectado. Por ejemplo, si como consecuencia del proyecto el 50% de la generación térmica local es sustituida, el factor será 0.5.

El **costo unitario de mantenimiento térmico**, es el costo en que se incurre por concepto de mantenimiento por cada kWh de generación en centrales térmicas. El **costo unitario de mantenimiento integrado**, es el costo en que se incurre por concepto de mantenimiento, por cada kWh de generación térmica-hidráulica. Se calcula como un promedio ponderado entre el costo de mantenimiento térmico y el costo de mantenimiento hidráulico, tomando los totales de kWh generados térmica e hidráulicamente.

---

<sup>2/</sup> Sección de Aplicaciones y Planeamiento Operativo de ISA.

**b. Archivo de costos**

Este archivo está compuesto por tres tablas:

**Inversiones:** Contiene los flujos de fondos que se invierten en el proyecto desde el primero hasta el último año de inversión. Las variables que componen esta tabla son: **años, inversiones en ingeniería y mano de obra calificada y no calificada, materiales y equipo comercializable y no comercializable e imprevistos e impuestos.**

**Operación y mantenimiento sin el proyecto:** Durante toda la vida útil del proyecto, teniendo en cuenta los costos incrementales que se sucederían en caso de no ejecutarse el proyecto. Las variables contenidas son: **años, ingeniería y mano de obra calificada y no calificada, materiales y equipo importado y nacional.**

**Operación y mantenimiento con el proyecto:** También durante toda la vida útil del proyecto, teniendo en cuenta los costos incrementales que se causarían en caso de ejecutarse el proyecto. Si se tiene una estimación sustentada de éstos, pueden adicionarse, en caso contrario debe emplearse 0. Cuenta con la mismas variables de la situación sin proyecto.

**c. Archivo de beneficios**

Contiene los datos anuales relevantes a cada uno de los beneficios considerados por el programa, durante toda la vida útil del proyecto. Para cada uno de los sectores de usuarios analizados en el estudio, se diligencia una tabla compuesta por once columnas, que hacen referencia a los beneficios analizados por el programa.

En la primera columna se especifican los **años**, los cuales deben corresponder a los datos de las demás columnas; el **número de conexiones** clandestinas o subfacturadas que van a ser regularizadas por el proyecto; el **número de conexiones en áreas vecinas** al proyecto, que van a ser beneficiadas por una reducción en las interrupciones repentinas del servicio eléctrico; el **ahorro en energía y potencia** por reducción de pérdidas físicas; el **incremento de potencia pico del sistema** a nivel de

usuario que se refleja en una disminución del racionamiento programado, y el número de **horas** en que se presenta; la **potencia promedio** que sería consumida en caso de no haber racionamientos programados por mantenimiento y el número total de **horas** durante el año dedicadas a mantenimiento y que implica una interrupción del servicio al usuario; y finalmente los **ahorros de combustible** para la empresa mayorista y distribuidora.

## 2. CALCULO DE BENEFICIO POR CONEXION DE NUEVOS USUARIOS

Como se ha venido planteando, el modelo EVEPRED centra el análisis en proyectos de reducción de pérdidas y optimización de los sistemas. Por esta razón su utilización para valorar los beneficios que se presentan cuando un proyecto amplía la cobertura del servicio, puede crear confusiones innecesarias.

Por tal motivo, en la conexión de nuevos usuarios se ha considerado más sencillo el análisis de estos beneficios por fuera del modelo y la revisión y el recálculo de los indicadores de rentabilidad sobre los resultados obtenidos mediante el EVEPRED.

Para realizar este análisis se ha diseñado una tabla de cálculo que incorpora este proceso. En la utilización de esta tabla se considera que **cualquier tipo de proyecto debe ser estudiado inicialmente con el modelo** en el cual se cuantifican los costos de inversión y de operación incrementales y los beneficios que se presenten por reducción de pérdidas y optimización del sistema y si es necesario, adicionalmente se debe utilizar la tabla en lotus anexa, para calcular los beneficios NETOS del aumento de cobertura e incorporar este cálculo a los resultados finales sobre indicadores de rentabilidad del proyecto.

Se ha supuesto que los proyectos de conexión de nuevos usuarios incorporan principalmente usuarios residenciales; sin embargo, si es necesario tener en cuenta otros usuarios, se deberán utilizar tantas tablas como tipos de usuarios nuevos se deseen conectar y obtener unos resultados finales sobre el total de usuarios.

### 2.1 VALORACION DE LOS BENEFICIOS.

La valoración de los beneficios se realiza siguiendo los conceptos de eficiencia social. En este sentido es necesario determinar, cuál es la situación sin proyecto en términos del consumo actual de energía de los usuarios, que serán conectados al servicio de energía eléctrica con el proyecto.

Se presentan tres escenarios alternativos que se describen a continuación:

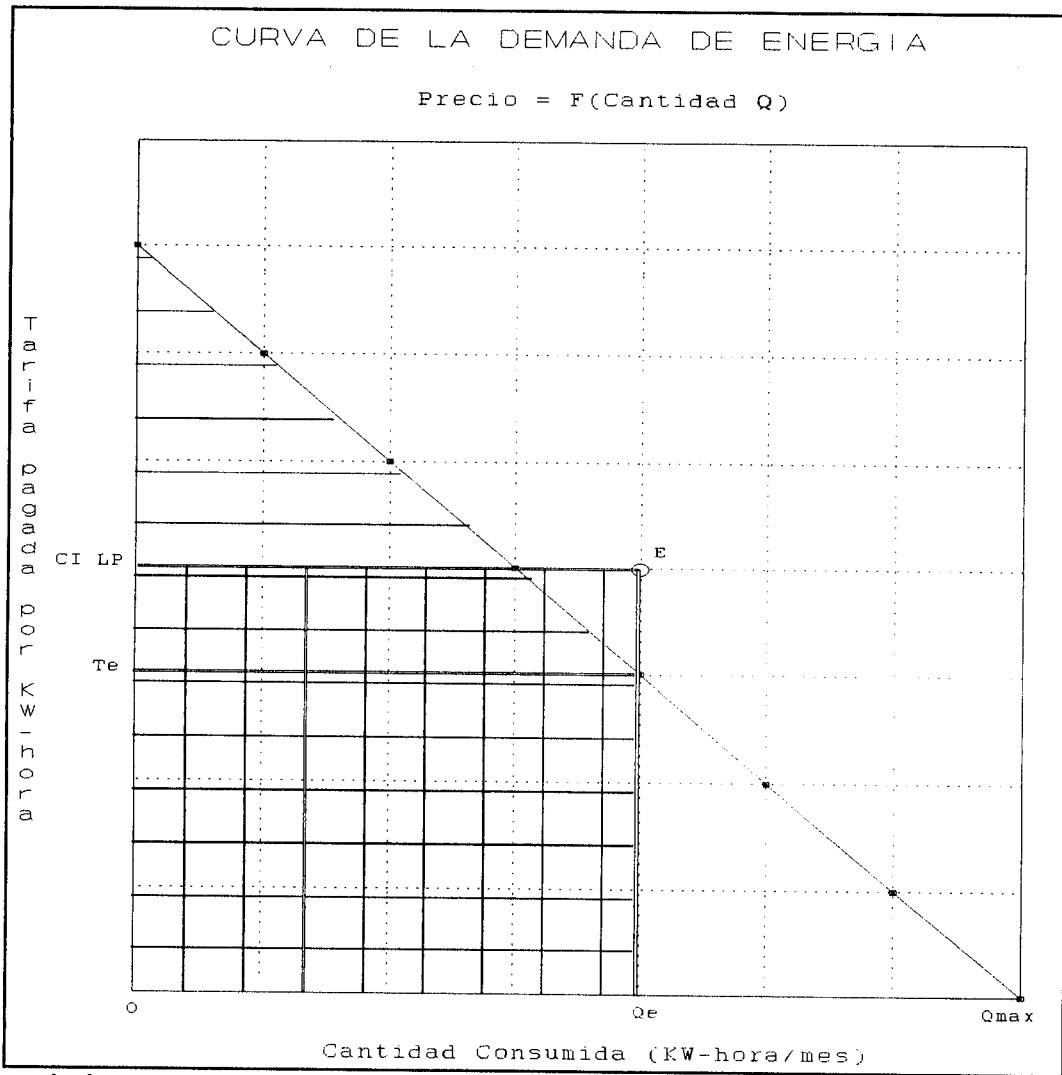
a - Los nuevos usuarios tienen un consumo muy bajo de energía, o sea, el consumo de energía utilizando otras fuentes alternativas de energía como leña, carbón, fuel oil, gas u otras es mínimo, considerándose despreciable o cero (0.0).

b - Los nuevos usuarios consumen una cantidad considerable de energía utilizando alternativas de generación de energía eléctrica como plantas diesel, pequeñas centrales o baterías. En la situación con proyecto sustituirán el consumo de estas fuentes, aunque sea parcialmente, por el consumo de energía eléctrica del sistema.

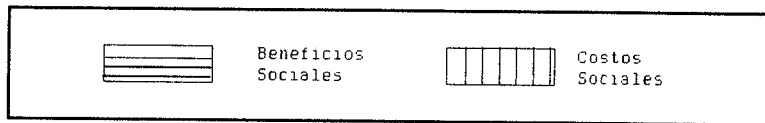
c - Los nuevos usuarios tienen un consumo insuficiente de energía mediante el uso de fuentes alternativas. Se espera que ante la conexión del servicio de energía eléctrica, disminuya el uso de las otras fuentes y se presente un consumo significativo de energía eléctrica.

El análisis social es diferente en cada uno de los casos. En el primero, los beneficios se obtienen gracias a que los consumidores pasan de una situación en la cual no consumen energía eléctrica a una situación en la cual consumen una cantidad determinada. Para valorar este cambio es necesario considerar la disposición a pagar de los usuarios por el servicio mediante el análisis de la curva de demanda por energía. El costo que asume el país por dar el servicio corresponde al costo incremental promedio de largo plazo de energía. La diferencia entre los dos representa el beneficio neto del aumento en el consumo.

El Gráfico 2 indica esta situación, el cambio generado sobre el consumidor está dado por el paso de una situación sin servicio, en la cual se consume cero (0.0) kWh por usuario, a una situación con servicio en la cual se consume una cantidad promedio  $Q_e$ . El beneficio bruto social de este cambio está dado por la disposición a pagar del usuario medida como el área bajo la curva de demanda individual. El beneficio anual de todos los usuarios estará dado por este valor multiplicado por el número de usuarios beneficiados. El costo bruto está dado por el costo incremental de largo plazo de suplir esta energía representado en el gráfico como el rectángulo **O-Qe-E-CI**. El costo anual para todos los usuarios está dado por este valor multiplicado por el número de usuarios.



**Gráfica 2 Beneficios Netos por Aumento en Consumo**

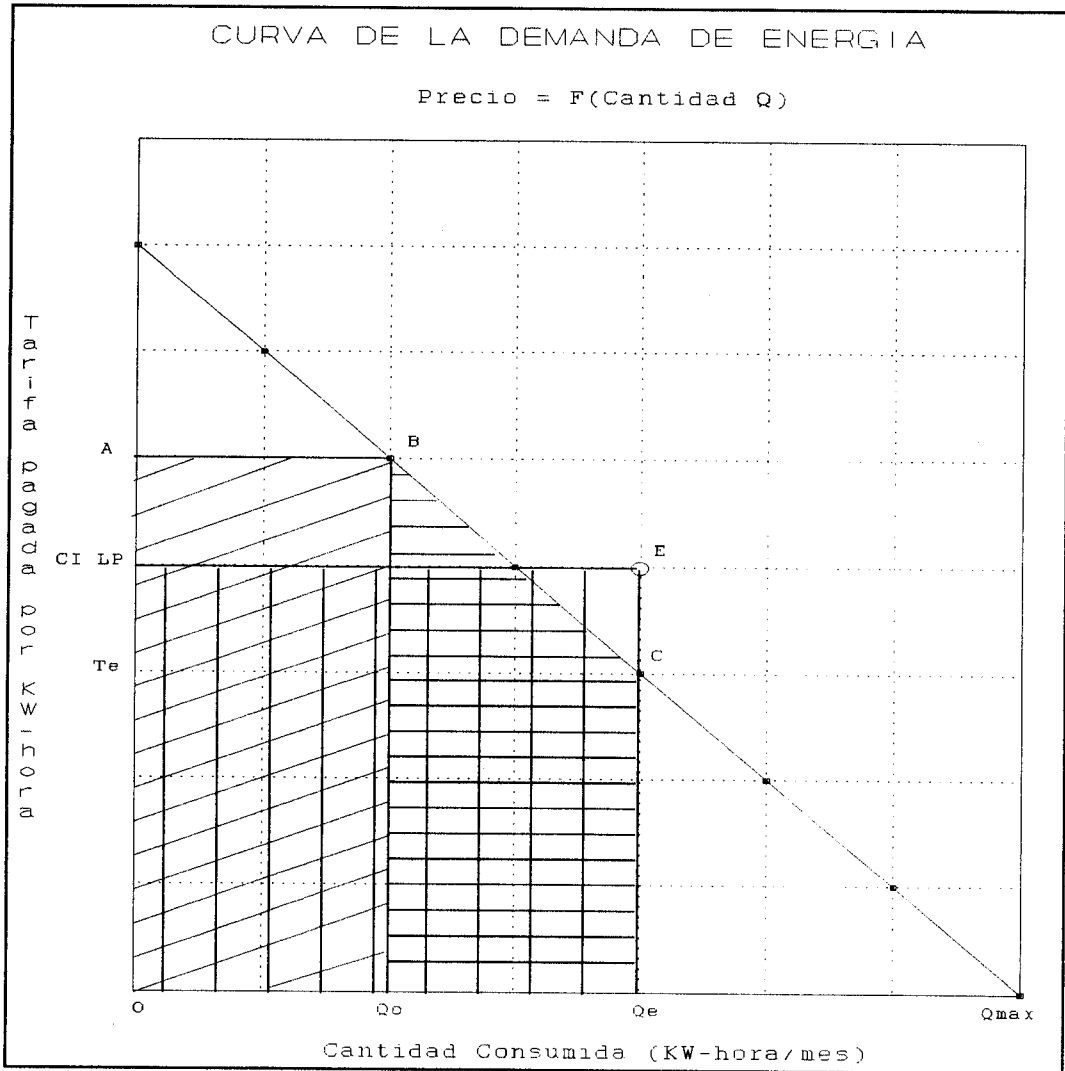


En el segundo caso analizado, se presenta una sustitución de fuentes alternas de energía. En la situación con proyecto no se obtendrá un aumento en el consumo de energía y por lo tanto los beneficios obtenidos están dados por el ahorro de recursos al dejar de utilizar estas otras fuentes alternativas. Para valorar estos beneficios es necesario conocer el costo de generación de una unidad adicional (KWh de energía eléctrica) en esta fuente a precios de mercado.

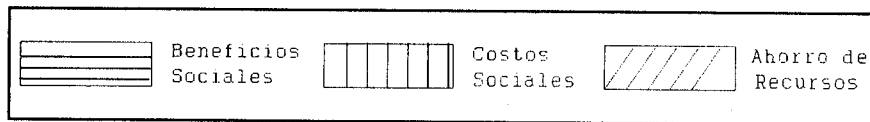
El costo que asume el país para dar el servicio corresponde al costo incremental promedio de largo plazo de energía. La diferencia entre los dos representa el beneficio neto del aumento en el consumo.

El tercer caso combina los dos anteriores. Una parte de la energía eléctrica que será consumida en la situación con proyecto, es consumida actualmente mediante el uso de otras fuentes alternas y por lo tanto lo que se presenta es un ahorro de recursos. La otra parte del consumo esperado en la situación con proyecto, no se consume actualmente y por lo tanto debe ser medida considerando la disposición a pagar por el servicio. El costo que asume el país para dar el servicio corresponde al costo incremental promedio de largo plazo de energía. La diferencia entre los beneficios (ahorro de recursos más disposición a pagar) y los costos (costo incremental promedio de largo plazo), representa el beneficio neto del aumento en el consumo.

El Gráfico 3 muestra esta última situación, actualmente se consume una cantidad  $Q_0$  a un costo total de la fuente alternativa representado por el rectángulo  $O-Q_0-B-A$ . Se espera que con el proyecto aumente el consumo a una cantidad  $Q_e$ . El beneficio bruto corresponde al ahorro en la cantidad consumida actualmente ( $O-Q_0-B-A$ ), más la disposición a pagar por la cantidad adicional consumida es decir el área  $B-C-Q_e-Q_0$ . El costo bruto está dado por el costo incremental de largo plazo de suplir esta energía representado en el gráfico como el rectángulo  $O-Q_e-E-CI$ . La diferencia entre los dos representa el beneficio neto para la sociedad.



**Gráfico 3 Beneficio por ahorro de recursos y aumento de consumo**



Económicamente para la empresa electrificadora, el análisis debe considerar el costo de compra en bloque de los kWh según lo que presenta la Junta nacional de tarifas, y el ingreso por tarifas determinado por la tarifa media de venta multiplicada por el consumo anual de los usuarios beneficiados.

## **2.2 INFORMACION NECESARIA PARA EL CALCULO**

La tabla de cálculo se divide en dos partes: la primera incorpora la información necesaria para la valoración de los beneficios netos, por aumento de cobertura obtenidos con el proyecto; la segunda, incluye los valores totales de estos beneficios y recalcula los indicadores de rentabilidad obtenidos en el modelo EVEPRED. El Cuadro 5 presenta la estructura de la tabla y a continuación se describe dicha estructura y fuentes de información.

### **a. Valoración de beneficios**

- Años: Se deben incorporar los años calendario correspondientes al primer año del proyecto, segundo año, etc.

- Consumidores: En la parte superior de la columna se incluye el sector de nuevos usuarios (residencial, comercial, industrial, etc). Se debe incorporar el número de consumidores adicionales que se conectarán a la red de energía eléctrica gracias al proyecto. Por lo general, esto supone una proyección durante la vida útil del proyecto en la cual se deben contabilizar únicamente el número de nuevos usuarios que es posible conectar debido al proyecto.

En todos los casos la nueva conexión de usuarios significa una reducción de la confiabilidad en los usuarios existentes. En tal caso por lo tanto, si el análisis del proyecto supone un aumento en la confiabilidad, se debe tener presente que esta mayor confiabilidad se irá disminuyendo a medida que entren nuevos usuarios. Por tal motivo es necesario revisar las cifras referentes a los cambios en confiabilidad calculados en el modelo. Adicionalmente, y si es necesario considerar los costos de refuerzos, u otras inversiones menores, se deben incluir en el archivo de costos del EVEPRED.

- Elasticidad precio: Se debe utilizar el valor incluido en el modelo.

- Consumo promedio: Corresponde al consumo promedio de energía anual que se espera consumirá cada usuario adicional.
- Tarifa pagada: Corresponde a la tarifa promedio que se cobrará a cada usuario adicional por cada kWh adicional consumido. Esta tarifa está a precios constantes del año de estudio.
- KWh al año generados localmente y consumidos en la situación sin proyecto: Incluya aquí la cantidad que actualmente se consume por medios alternativos (utilice un promedio del consumo por vivienda o establecimiento tomando como base todos los nuevos consumidores).
- Costo del kWh generado localmente: Incluya el valor medio estimado por kWh producido por medios alternativos a precios de mercado.

CUADRO 5

AÑOS CALEND	CONSEC	SECTOR RESIDENC	NUMERO DE USUA INCREME	CONSUMO PROMEDIO ANUAL ESPERADO kwh	EVALUACION ECONOMICA			EVALUACION SOCIAL		
					BENEF.	COSTOS	BENEF. NETO	BENEF.	COSTOS	BENEF. NETO
1	100	100	271200	3355749	2090952	1264797	10067246	4298520	5768726	
2	50	150	406800	5033623	3136428	1897195	15100870	6447780	8653090	
3	10	160	433920	5369198	3345523	2023675	16107594	6877632	9229962	
4	10	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
5	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
6	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
7	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
8	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
9	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
10	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
11	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
12	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
13	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
14	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
15	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
16	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
17	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
18	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
19	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
20	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
21	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
22	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
23	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
24	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
25	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
26	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
27	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
28	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
29	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
30	0	170	461040	5704773	3554618	2150155	17114319	7307484	9806835	
TOTAL				48251572	30065338	18186234	144754716	61807471	82947244	

## DATOS GENERALES USUARIO CONSUMO ESPERADO

ELASTICIDAD = -0.25  
 TARIFA \$/KW-H = 12.37  
 CONSUMO PROMEDIO AÑO KW-H 2712.00

## DATOS GENERALES USUARIO CONSUMO ACTUAL

COSTO GENERACION KW-H = 0.00  
 CONSUMO PROMEDIO AÑO KW-H 0.00

## DATOS GENERALES ELECTRICADORA

TARIFA BLOQUE ENERGIA \$/KW-H JNT. = 7.71  
 COSTO INCREMENTAL LARGO PLAZO ENERGIA 15.85

## DATOS DE LA CURVA DE DEMANDA

ELASTICIDAD -0.25  
 PENDIENTE -0.02  
 TERMINO INDEPENDIENTE 61.87  
 VALOR DEL CONSUMO ACTUAL EN LA CURVA 61.87

Fuente = JUNTA NACIONAL DE TARIFAS

	INDICADORES EVEPRED	INDICADORES FINALES
VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DE INVER	0	61807471.0
VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS	0	144754715.
VALOR PRESENTE NETO	0	82947244.4
TASA INTERNA DE RETORNO	0	
RELACION BENEFICIO / COSTO	0	2.34202618
PERDIDAS TECNICAS + AHORRO COSTOS OPE	0	
INDICE ECONOMICO DE BENEFICIO / COSTO	0	
TASA INTERNA DE RETORNO ECONOMICA	0	

- Tarifa en bloque por KWh: se debe incorporar la tarifa en bloque según resolución de la Junta Nacional de Tarifas.

- Costo incremental de largo plazo: se debe utilizar el costo incremental incluido en el modelo EVEPRED.

#### **b. Cálculo de los indicadores de rentabilidad**

El cálculo de los indicadores de rentabilidad utiliza como insumo el cuadro final económico y social obtenido en el modelo.

Se deben incorporar los valores económicos y sociales allí incluidos para obtener los resultados finales del análisis. Este resultado se muestra en la columna final "Indicadores finales de rentabilidad".

# DIRECCION DE PROYECTOS Y ASESORIA

