

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.762
24 de agosto de 2000

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**BELICE: ESCENARIOS PARA LA INTEGRACIÓN
ELÉCTRICA CON LOS PAÍSES VECINOS**

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
I. ANTECEDENTES	3
II. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE BELICE ..	4
1. Organización de la industria eléctrica.....	4
2. Oferta y demanda de energía eléctrica.....	7
III. OPCIONES PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	14
1. Las proyecciones de demanda	14
2. Generación local y desarrollo de fuentes renovables	16
3. Opciones de expansión con generación local e importaciones desde México	16
4. Opciones de expansión tomando en cuenta los mercados vecinos.....	18
IV. EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LA INTERCONEXIÓN DE BELICE CON LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS	27
1. Escenarios y bases del análisis	27
2. Resultados.....	36
V. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACIÓN DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS	40
1. Acciones en el ámbito nacional	40
2. Acciones con México	41
3. Acciones con Guatemala	41
4. Con los países centroamericanos.....	41

Anexos

I. Estadísticas de los sistemas eléctricos de Belice y los países del Istmo Centroamericano.....	43
II. Evaluación económica de los proyectos de interconexión eléctrica de Belice con los países centroamericanos.....	47
III. Diagrama unifilar de los proyectos evaluados y detalle de los presupuestos...	53

RESUMEN

Por iniciativa del Gobierno de Belice, se han incrementado las transacciones comerciales con México y, en años recientes, se ha iniciado un acercamiento con los países centroamericanos. De esa forma, Belice ha participado en los principales foros y grupos de integración centroamericana. En el sector energético, a partir de 1997, funcionarios de la empresa mixta *Belize Electricity Limited* (BEL) han venido asistiendo como observadores a las principales actividades del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Dada la proximidad geográfica de los sistemas eléctricos, esta empresa solicitó a la CEPAL un análisis de las diferentes opciones y esquemas posibles para la integración eléctrica con los países centroamericanos.

La industria eléctrica de Belice fue reformada en 1992, con la aprobación de la Ley de Electricidad, la cual establece: i) la regulación y normas para la prestación de los servicios eléctricos; ii) el proceso para la aprobación de licencias para generación, transmisión y distribución; iii) la transferencia de los activos de la agencia estatal *Belize Electricity Board* (BEB) a su empresa sucesora *Belize Electricity Limited* (BEL); iv) la privatización parcial de la BEL, y iv) aspectos técnicos del servicio, entre ellos, la medición, la instalación de equipos, las provisiones financieras y las tarifas.

El servicio eléctrico está a cargo de *Belize Electricity Limited* (BEL), empresa mixta verticalmente integrada, con concesión y licencia por 15 años para generar, transmitir y distribuir electricidad en todo el país. En el segmento de la generación, los principales aportes corresponden a la producción de la central hidroeléctrica El Mollejón, proyecto desarrollado por inversionistas privados mediante el esquema BOT, y a las importaciones de energía desde México. La capacidad total instalada en el país es de 58.2 MW, conformada por 33.2 MW térmicos de BEL, y 25 MW de la hidroeléctrica El Mollejón. Dicha capacidad incluye 5.2 MW de los sistemas aislados.

El Sistema Nacional Interconectado (SIN) de Belice se conformó a mediados de la década de los noventa, con la construcción y puesta en operación de dos líneas de 115 kV, que forman un sistema troncal de cerca de 300 km, que enlaza la central hidroeléctrica El Mollejón con las ciudades de Belice y Corozal, y se interconecta con el sistema mexicano de la península de Yucatán.

En la actualidad existe un amplio margen entre la demanda máxima y la oferta disponible. El suministro mexicano ha desempeñado un papel importante y muy favorable, gracias al nivel de competitividad de dicho sistema. Es muy claro que en el corto y mediano plazos las importaciones de energía desde el referido país constituirán una de las opciones más seguras y económicas. Sin embargo, la integración con los países centroamericanos ofrece el atractivo de favorecer la diversificación de la oferta de energía eléctrica de Belice.

La mayor simetría con los mercados eléctricos de los vecinos centroamericanos, así como el proceso de formación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) en estos países, y el reciente

planteamiento de un gasoducto regional desde México, hacen atractiva la consideración de proyectos de integración.

Para el caso de la interconexión eléctrica con América Central, se estudiaron varios escenarios, en los que se ha partido del supuesto de que las compras de energía desde México se suspenderían en el año 2008 (ante lo cual Belice debería transformarse en autosuficiente para enfrentar dicha eventualidad), además de que se podría exportar energía a los países centroamericanos. Un primer escenario consideró exportaciones para satisfacer únicamente la demanda del departamento guatemalteco de El Petén. Otros tres escenarios contemplaron exportaciones de energía a Guatemala y al mercado eléctrico del SIEPAC, de 25 MW, 50 MW y 100 MW, respectivamente, en adición al suministro para el mercado de El Petén.

Los resultados muestran que las mejores tasas de rentabilidad se logran cuando Belice exporta mayores cantidades de energía; sin embargo, los límites realistas de exportación hacen que la mejor opción se obtenga con exportaciones del orden de 80 MW (50 MW para el SIEPAC, más la carga de El Petén). Estas transferencias se apoyan en la utilización de la infraestructura de transmisión existente; en una línea de 115 kV y 108 km de longitud, enlazando El Mollejón, en Belice, y Poptún, en Guatemala, y en un programa de equipamiento de generación termoeléctrica en Belice. Además, un punto importante es la decisión tomada en Guatemala de construir las líneas para la interconexión de El Petén con su sistema central, proyecto que ya cuenta con financiamiento para su construcción.

Para la anterior mejor alternativa, una tasa de retorno de 12% requeriría precios de venta de la energía eléctrica, de 0.0783 dólares/kWh. Este nivel de precios es relativamente alto para el mercado regional del Istmo Centroamericano, pues sus costos marginales de largo plazo, calculados dentro del proyecto SIEPAC, se encuentran en un rango de entre 0.060 y 0.064 dólares/kWh. Sin embargo, para el mercado subregional, conformado por Belice y el departamento guatemalteco de El Petén, resultarían sumamente interesantes.

La exportación de energía únicamente al mercado de El Petén no parece un negocio atractivo. Para la misma tasa de rentabilidad se requerirían precios de venta de alrededor de 0.11 dólares/kWh, semejantes a los reportados por los generadores privados en la actualidad.

Los precios anteriormente citados fueron obtenidos con base en un plan de generación termoeléctrica en Belice, utilizando diesel y fuel oil. El uso de combustibles alternativos, como carbón, orimulsión o coke, podrían reducir los costos de generación y mejorar las expectativas de los casos analizados. Conviene mencionar que estas alternativas ya están siendo valoradas por varios productores de electricidad en los países centroamericanos; sin embargo, en Belice podrían obtenerse menores costos para el transporte y la recepción de dichos combustibles. De igual forma, el eventual gasoducto México-Istmo Centroamericano, en su ruta por el norte de Guatemala, posibilitaría la instalación de ciclos combinados en El Petén, a la altura de La Libertad, en Guatemala, y la exportación de energía hacia Belice y el mercado regional centroamericano. Esta opción de generación en La Libertad tendría a su vez efectos positivos en la rentabilidad del gasoducto, pues permitiría contar con ingresos desde la primera etapa de su construcción, gracias a la cercanía con Ciudad Pemex, punto de origen del mencionado ducto.

I. ANTECEDENTES

Belice está localizado al sudeste de la península mexicana de Yucatán. Tiene una población de 239 mil habitantes y una extensión de alrededor de 22,000 km², lo cual representa una densidad bastante baja (10.9 habitantes/km²). Cerca de la cuarta parte de la población vive en la ciudad de Belice, el mayor centro urbano del país.

Tradicionalmente los principales vínculos comerciales del país se han mantenido con los países caribeños y con los mercados de Europa y los Estados Unidos; estos últimos constituyen los principales destinos para la exportación de azúcar y banano. Esta situación ha empezado a cambiar, como resultado de los esfuerzos del gobierno para diversificar la economía y mejorar su eficiencia. En ese sentido, se han incrementado las transacciones comerciales con México y se ha iniciado un acercamiento con los países centroamericanos. Desde hace varios años, Belice ha participado en los principales foros y grupos de integración centroamericana.

A partir de 1997, funcionarios de la empresa mixta *Belize Electricity Limited* (BEL) han venido asistiendo como observadores a las principales actividades del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). En materia petrolera, el Ministerio de Empresas Públicas, Transporte y Comunicaciones (MPUTC) ha iniciado los primeros acercamientos, esperándose a partir de 2000, su presencia como observador en el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC). En ambos subsectores se percibe la necesidad, y ventajas de las relaciones energéticas regionales.

La conveniencia de esta integración energética se presenta más evidente en el caso del subsector eléctrico, debido a la proximidad geográfica. Por ello, la empresa BEL solicitó a la CEPAL un análisis de las diferentes opciones y esquemas viables para la integración eléctrica con los países centroamericanos.

II. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE BELICE

1. Organización de la industria eléctrica

La industria eléctrica de Belice fue reformada en 1992, con la aprobación de la Ley de Electricidad, la cual establece: i) la regulación y normas para la prestación de los servicios eléctricos; ii) el proceso para aprobación de licencias para generación, transmisión y distribución; iii) la transferencia de los activos de la agencia estatal *Belize Electricity Board* (BEB) a su empresa sucesora *Belize Electricity Limited* (BEL); iv) la privatización parcial de la BEL, y iv) aspectos técnicos del servicio, entre ellos la medición, la instalación de equipos, las previsiones financieras y las tarifas.

En la década de los noventa la industria eléctrica tuvo un período de transición, en el cual, además de los procesos ordenados por la Ley de Electricidad, la BEL contrató el primer proyecto de generación privada (central hidroeléctrica El Mollejón, 25 MW, esquema BOT). También se construyeron importantes obras de infraestructura, con lo cual se conformó el Sistema Nacional Interconectado (SNI) por medio de una línea troncal de 115 kV,¹ y se fortalecieron las importaciones de energía desde México.

A continuación se resumen los aspectos más relevantes de la estructura de la industria eléctrica del país.

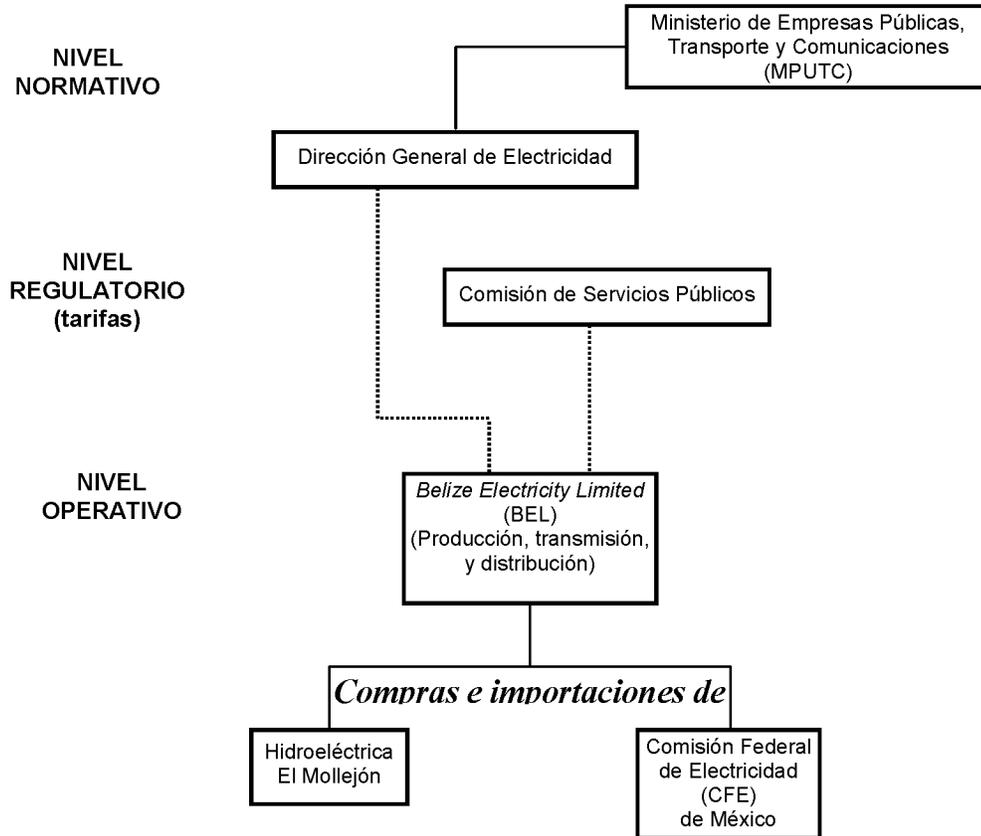
a) Aspectos normativos

El Ministerio de Empresas Públicas, Energía, Inmigración y Comunicaciones (MPUEIC) es responsable de dictar las políticas del sector (véase el gráfico 1). El Ministerio de Recursos Naturales y Ambiente tiene a su cargo lo referente a los recursos forestales, así como las actividades de exploración petrolera y la supervisión de las diferentes etapas de la cadena de comercialización de hidrocarburos.

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Electricidad (Ley No. 13 de 1992), el MPUEIC, con la asistencia del Director General de Electricidad (DGE), es el encargado de normar todos los aspectos relacionados con la industria eléctrica. Las principales responsabilidades del DGE son: i) asegurar la satisfacción de la demanda de electricidad; ii) asegurar que los concesionarios están en capacidad financiera para prestar el servicio; iii) promover la competencia en el segmento de generación; iv) proteger los intereses de los consumidores; v) promover la eficiencia en el suministro y en el uso de la electricidad, y vi) controlar los estándares y regulaciones de seguridad.

¹ Estas obras fueron ejecutadas dentro del Segundo Proyecto de Desarrollo Eléctrico financiado por el Banco Mundial.

Gráfico 1

RELICE: ORGANIZACIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

b) Aspectos regulatorios

La regulación del servicio de electricidad es tarea de la Comisión de Servicios Públicos (*Public Utilities Commission*), ente autónomo multisectorial que también tiene a su cargo la regulación de los servicios de telecomunicaciones, agua potable y alcantarillado. Su principal objetivo es asegurar que los servicios sean prestados en forma satisfactoria y con niveles de precio razonables. Para cumplir con este objetivo, la Comisión debe supervisar el cumplimiento de los estándares establecidos en la Ley por parte de las empresas prestatarias de los servicios. Además, la Comisión debe aprobar los pliegos tarifarios de las empresas prestatarias de los servicios regulados, los cuales deben obedecer a criterios de eficiencia económica y proveer los recursos para el desarrollo sostenible de los servicios.

En los aspectos de la industria eléctrica, la Ley No. 39 ha trasladado a la PUC las funciones regulatorias que anteriormente estaban a cargo de la DGE, entre ellas las concesiones y otorgamiento de licencias de operación a los nuevos agentes. Además, la Ley No. 39 establece que:

- a) La nueva generación que ingrese al sistema, cuando su capacidad sea mayor de 10 MW, debe ser contratada siguiendo un proceso competitivo, y
- b) la apertura y acceso abierto de los sistemas de transmisión para los futuros agentes del mercado no regulado (generadores y grandes consumidores).

La Comisión debe aprobar los pliegos tarifarios de las empresas prestatarias de los servicios regulados, los cuales deben obedecer a criterios de eficiencia económica y proveer los recursos para el desarrollo sostenible de los servicios.

c) **Estructura de la industria**

El servicio eléctrico está a cargo de *Belize Electricity Limited* (BEL), empresa mixta verticalmente integrada, con concesión y licencia por 15 años para generar, transmitir y distribuir electricidad en todo el país. En el segmento de la generación, los principales aportes provienen de la producción de la central hidroeléctrica El Mollejón y las importaciones de energía desde México. Adicionalmente, la generación propia de BEL está conformada por un conjunto de pequeñas unidades diesel, las cuales sólo permiten satisfacer una parte de las necesidades nacionales, aun cuando juegan un papel indispensable en los sistemas aislados.

Como se mencionó anteriormente, la BEL fue constituida en 1992 y es sucesora de la antigua agencia estatal *Belize Electricity Board*. Siguiendo una estrategia de privatización parcial, en 1992 fue vendido el primer grupo de acciones y bonos convertibles de la BEL. A finales de 1999, la transnacional canadiense *Fortis Incorporated Inc.* había adquirido el 70% del capital accionario de la empresa, en tanto que el restante 25% seguía en manos del gobierno y del Seguro Social (*Social Security Board*) y 5% en manos de pequeños inversionistas beliceños. A inicios del 2000 las acciones de la firma canadiense mencionada fueron adquiridas por la empresa norteamericana *Duke Energy*, la cual también es propietaria de dos centrales termoeléctricas en El Salvador.

El principal objetivo de este proceso de privatización parcial ha sido dejar la referida empresa en manos de un operador con amplia experiencia en la administración de empresas de electricidad. Durante este proceso, el Estado ha mantenido la mayor parte de las acciones preferenciales, lo cual le ha permitido conservar una mayoría en la Junta Directiva de la BEL y además dirigir el proceso de venta de las acciones de la empresa.

2. Oferta y demanda de energía eléctrica

a) Generación y balance oferta-demanda de energía eléctrica

1) Capacidad instalada. La producción de BEL se origina en 11 centros de generación conformados por pequeñas unidades diesel (41 en total), con capacidades que van desde 125 hasta 3,560 Kw (véase el cuadro 1). Siete de dichos centros de generación están localizados en poblaciones que forman parte del SNI (ciudad de Belice, Ladyville, Belmopán, San Ignacio, San Pedro, Dangriga, Corozal y Orange Walk). Los restantes centros de generación corresponden a sistemas aislados (Caye Caulker, Sarteneja, Independence-Big Creek y Punta Gorda). La capacidad total instalada en el país es de 58.2 MW, conformada por 33.2 MW térmicos de BEL, y 25 MW de la hidroeléctrica El Mollejón. Dicha capacidad incluye 5.2 MW de los sistemas aislados (véase de nuevo el cuadro 2).

Lo anterior no incluye las plantas privadas propiedad de algunas industrias y comercios, en su mayoría utilizadas como generación de respaldo. En el caso de los dos ingenios principales del país, éstos poseen en conjunto alrededor de 11 MW, que son utilizados exclusivamente para sus procesos industriales.

Cuadro 1

BELICE: CAPACIDAD INSTALADA EN PLANTAS DE BEL A FINES DE 1999

Planta	Capacidad instalada (MW)	Unidades
1. Belize City	10.9	5
2. Ladyville	5.7	3
3. Belmopan	4.8	5
4. San Ignacio	1.4	2
5. Corozal	1.4	2
6. Orange Walk	0.7	1
7. San Pedro	3.0	6
8. Punta Gorda*	2.9	6
9. Caye Caulker*	0.7	4
10. Independence y Big Creek*	1.1	4
11. Sarteneja *	0.5	3
TOTAL	33.2	41
* Sistemas aislados		

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

Cuadro 2

BELICE: RESUMEN DE LA CAPACIDAD INSTALADA A
FINALES DE 1999 (MW)

	Número Unidades	Plantas o Centros	Capacidad MW
TOTAL PAÍS	44	12	58.2
TOTAL SIN	27	8	53.0
Plantas diesel de BEL	41	11	33.2
SIN	24	7	28.0
Sistemas Aislados	17	4	5.2
Hidroeléctrica El Mollejón	3	1	25.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

ii) Central hidroeléctrica El Mollejón. Es una central de pasada que turbinas las aguas del río Macal, afluente del río Belice. Cuenta con tres turbinas tipo Francis, cada una de 8.4 MW y un embalse de regulación diaria de 0.845 millones de m³. Entrega su producción al SNI por medio de una subestación elevadora (6.9/115 kV) y una línea de transmisión de 139 km y 115 kV hacia la ciudad de Belice.

El proyecto fue financiado y construido por inversionistas privados, bajo un acuerdo tipo BOT (construir-operar-transferir). Su origen se remonta al año de 1991, cuando el gobierno otorgó una franquicia al consorcio estadounidense *Belize Electricity Company Limited* (BECOL), para construir y operar una hidroeléctrica en el río Macal y para la construcción de la infraestructura de transmisión hacia la ciudad de Belice. Adicionalmente, BEL suscribió con BECOL un contrato para comprar por 40 años toda la energía generada por el proyecto. Para el período 1996-2001, se estableció un precio de 8.75 centavos de dólar/kWh para los primeros 100 GWh producidos, 5 centavos para los excedentes hasta 120 GWh y un centavo de dólar/kWh por los excedentes superiores a 120 GWh. La energía mínima que BEL está obligada a adquirir es de 85 GWh/año. Adicionalmente, BEL pagará a los operadores, por concepto de operación y mantenimiento de la central, el 5% de los ingresos brutos por ventas al consumidor final, de la energía producida por la central hidroeléctrica.

iii) Contrato de suministro con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México. Desde la década de los ochenta, la CFE ha venido suministrando potencia y energía a Belice. Primero, por medio de un suministro en baja tensión (34.5kV) que permitía importar hasta 5 MW de potencia, especialmente para la zona norte del país (Corazal y Orange Walk); posteriormente, con la construcción de la línea de 115 kV, 146 km, de ciudad Belice hacia Xul-Ha, subestación fronteriza (230/115 kV) en el estado mexicano de Quintana Roo, el suministro se ha incrementado a 25 MW.

El contrato con la CFE tiene una vigencia de 12 años, con opción de una renegociación del suministro en el año 2008. Las tarifas aplicadas por la CFE han sido muy favorables. Para horas base, la tarifa es de entre 2.6 y 2.9 centavos de dólar/kWh, dependiendo del horario, y para

períodos de punta, el precio sube a 25 centavos de dólar/kWh. ² Estos precios incluyen un cargo por demanda, de \$8.79/KW/mes. Este cargo por demanda está ligado a la variación del índice de precios al consumidor de los Estados Unidos. También existen ajustes por cambios en el precio de combustible. Inicialmente se garantizó una entrega de hasta 16 MW, la cual se ha incrementado a 25 MW a partir de febrero de 2000.

iv) Balance Oferta-Demanda. Con la entrada de la hidroeléctrica El Mollejón y la ampliación de la interconexión con México, el suministro de energía eléctrica en Belice se ha venido diversificando. En el año fiscal 1998/1999, el 49% de la energía fue producida por las plantas de la BEL, un 32% por la hidroeléctrica El Mollejón y el restante 19% provino de la CFE (véase el cuadro 3). Obsérvese que la generación propia de la BEL ha regresado a los niveles reportados en 1990, con lo cual el incremento de la demanda se ha cubierto gracias a los aportes de la importación y la central hidroeléctrica.

Todavía no se ha iniciado la construcción de ningún nuevo proyecto de generación; sin embargo, la BEL ha estado analizando diversas opciones, que incluyen el desarrollo de nueva generación local, hidroeléctrica y termoeléctrica. Ante las favorables condiciones del suministro mexicano, se estima que durante los próximos años las importaciones desde México se incrementarían, por lo menos hasta el 2008, fecha en la cual se renegociarían los términos de dicho suministro.

Cuadro 3

BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA, VENTAS Y EVOLUCIÓN
DE LAS PÉRDIDAS Y EL FACTOR DE CARGA

	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
DEMANDA NETA DE ENERGIA (GWh)	108.0	120.8	139.4	154.3	162.8	167.6	176.5	197.7	213.0
Plantas diesel de BEL	102.0	108.7	121.2	133.9	139.8	97.9	88.1	96.9	103.4
Hidro. El Mollejón						46.7	62.5	72.0	68.0
Compras a México	6.0	12.1	18.2	20.4	23.0	23.0	25.9	28.8	41.6
Demanda Punta (mw)	20.2	23.4	25.6	27.7	29.4	31.8	31.3	33.0	36.6
Factor de carga (%)	60	55	56	57	56	60	64	68	66
Ventas (GWh)	93.3	106.8	119.5	138.8	148.2	152.9	159.5	172.3	186.7
Pérdidas (%)	13.6	11.6	14.2	10.1	8.9	8.8	9.6	12.9	12.3

Nota: Todo referido a años fiscales, de marzo a febrero.

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

² La tarifa base abarca los siguientes cinco bloques: de lunes a viernes, de 1:00 a 8:00 hrs.; domingos de 0 a 18:00 hrs.; de lunes a viernes, de las 22:00 a la 1:00 y de las 8:00 a las 19:00 hrs., y domingos de las 18:00 a 24:00 hrs. Los primeros dos bloques tienen una tarifa de US\$0.026/kWh, y los restantes tres bloques US\$0.029/kWh. La tarifa de punta abarca de las 19:00 a las 22:00 hrs., de lunes a viernes, con una tarifa de US\$0.25/kWh.

La demanda máxima de potencia del SNI fue de 36.6 MW en 1999. Existe un amplio margen entre la demanda máxima y la oferta disponible (conformada por la capacidad instalada y la capacidad disponible en la interconexión de México) (véase el cuadro 4). Al considerar la capacidad confiable de las unidades térmicas, la capacidad firme (en el estiaje) de la hidroeléctrica El Mollejón y la capacidad contratada en la interconexión, se encuentra que la reserva de potencia es de 19%, lo que efectivamente se puede considerar alto.

Cuadro 4

BELICE: BALANCE DE POTENCIA DEL SNI EN 1999
(MW)

	Capacidad	
	Nominal	Firme
Plantas diesel de BEL, sin		22.4
Hidroeléctrica El Mollejón	25	5
Interconexión con México	50	16
TOTAL	103	43.4
Demanda Máxima	36.6	
Reserva	19%	

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

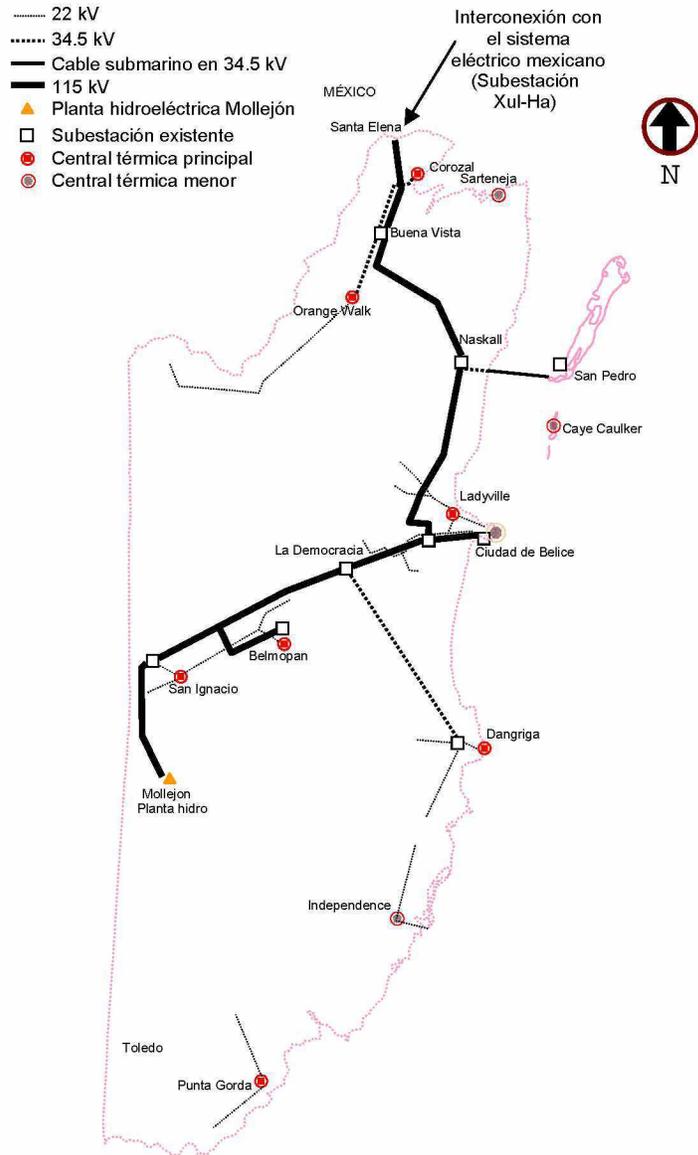
b) Los sistemas de transmisión y distribución

El mapa 1 muestra la localización de las líneas y subestaciones que conforman el SNI, así como la ubicación de los sistemas aislados. El SNI de Belice se conformó a mediados de la década de los noventa, con la construcción y puesta en operación de dos líneas de 115 kV que forman un sistema troncal: Mollejón-ciudad de Belice (150 km), e interconexión con México (ciudad de Belice, Subestación Oeste-Maskall-Buena Vista-Xul Ha, Campeche, 146 km, aproximadamente 10 km en territorio mexicano). La primera de ellas fue construida por el operador de la hidroeléctrica El Mollejón y transferida a BEL para su operación. La segunda formó parte de un importante proyecto financiado por el Banco Mundial,³ el cual incluyó también el centro de despacho y un sistema de comunicaciones y adquisición de datos, así como las conexiones de Cayo San Pedro y Dangriga (ambas por líneas de 34.5, en la primera población, por medio de una línea submarina), y varias subestaciones 115/34.5 kV.

La transmisión ha quedado en el nivel de voltaje de 115 kV, en tanto que el voltaje de 34.5 se usa como subtransmisión y distribución, esta última complementada con otros voltajes, como los de 6.6, 11 y 22 kV.

³ Véase The World Bank, Belize: Second Power Development Project, June 13, 1994.

Mapa 1
BELICE: SISTEMA ELÉCTRICO



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.
 Nota: El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la ubicación de la infraestructura de electricidad.

La conformación del SNI permitió a BEL integrar a los 8 principales centros de carga y mejorar la calidad, la confiabilidad y, en general, las condiciones y costos del suministro. Además, le permitió reducir sustantivamente las pérdidas. Todavía quedan cuatro sistemas aislados (Caye Caulker, Independence-Big Creek, Punta Gorda y Sarteneja), servidos por medio de pequeñas unidades diesel, los cuales representaron en 1999 alrededor del 7% de la demanda nacional de electricidad.

El nivel de electrificación es de alrededor del 80%, el cual puede considerarse alto si se compara con los prevalecientes en la mayoría de los países vecinos del Istmo Centroamericano.

c) El consumo sectorial de energía

El grupo mayoritario lo constituyen los usuarios residenciales, que en el último año representaron el 42% del consumo nacional de electricidad (véase el cuadro 5). Siguen, en orden decreciente, el sector comercial (31.1%), el industrial (20.8%) y usos diversos (6.2%). El crecimiento medio registrado en el período 1990-1999 es del 9.1% anual, habiendo alcanzado en 1993/1994 la cifra récord de 16.1%.

Por el tamaño de los centros de carga, dentro del SNI, el mayor consumo se reporta en el distrito de Belice (55%); Corozal y Belmopán (cada uno con alrededor de 16%); San Pedro (8%) y Dangriga (5%). En cuanto al número de usuarios servidos, éste ascendió, a inicios de 1999, a 50,753 (véase el cuadro 6), cuya mayor parte correspondió al sector residencial. El número de hogares servidos en 1999 fue de alrededor de 44,000, con un consumo promedio anual de 1,781 kWh.

Cuadro 5

BELICE: VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CONSUMOS SECTORIALES (GWh)

	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
Ventas	93.3	106.8	119.5	138.8	148.2	152.9	159.5	172.3	186.7
Industrial	24.1	26.6	29.9	37.7	36.8	34.6	34.8	26.0	38.8
Comercial	29.8	33.9	36.2	40.2	44.1	47.4	50.1	59.2	58.0
Residencial	34.1	39.5	44.8	50.3	56.3	59.8	63.4	74.4	78.4
Otros	5.3	6.7	8.6	10.5	11.0	11.1	11.2	12.6	11.5
Crecimiento de las ventas (%)		14.4	12.0	16.1	6.8	3.2	4.3	8.0	8.4

Nota: referido a años fiscales, de marzo a febrero.

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

Cuadro 6

BELICE: USUARIOS POR SECTORES

	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
Total	27,472	30,205	33,209	36,684	39,396	32,610	45,649	49,081	50,753
Industrial	216	246	266	287	314	300	302	29	39
Comercial	4,299	4,694	5,175	5,642	6,098	6,445	6,846	5,357	6,688
Residencial	22,946	25,253	27,756	30,743	32,972	25,853	38,489	43,682	44,014
Otros	11	12	12	12	12	12	12	13	12

Nota: referido a años fiscales, de marzo a febrero.

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL.

III. OPCIONES PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Como ya se ha mencionado, en la década de los noventa se obtuvieron importantes logros: se conformó el sistema nacional interconectado (SNI), se construyó la primera central hidroeléctrica, se incrementó la electrificación a un nivel superior al 80% y se puso en servicio la interconexión en 115 kV con México. Las siguientes etapas de desarrollo eléctrico implican interesantes desafíos. El suministro desde el sistema de México ha sido muy beneficioso y, dada la escala, los recursos disponibles y el nivel de competitividad de dicho sistema, es muy claro que en el corto y mediano plazos, las importaciones de energía desde el referido país constituyan una de las opciones más seguras y económicas. Sin embargo, a fin de diversificar la oferta de energía eléctrica, la BEL ha venido evaluando algunas alternativas que consideran el desarrollo de generación local.

En este capítulo se analiza la información disponible sobre el futuro desarrollo de la industria eléctrica de Belice, considerando como elemento adicional las interacciones con los mercados vecinos de los países centroamericanos. Primero se presentan las opciones de desarrollo de generación local y compras desde México, con base en información proporcionada por la BEL, entre ella dos estudios elaborados por firmas consultoras externas.⁴ Posteriormente se presentan los escenarios con los mercados eléctricos de los países centroamericanos.

1. Las proyecciones de demanda

El crecimiento promedio estimado de la demanda para el período 2000-2012 es de 7% para el SNI y de 8.5% para los sistemas aislados (véase el cuadro 7). Los requerimientos de generación del SNI, los cuales ascenderían en el 2012 a 470 GWh, con una demanda máxima de 87 MW (véase el gráfico 2). Los sistemas aislados requerirían de una generación de 31 GWh y una demanda coincidente de alrededor de 7 MW.

La proyección es el resultado de un modelo de regresión, que considera la elasticidad del consumo de electricidad al PIB constante, y al PIB como variable explicatoria. Los resultados son consistentes con el comportamiento histórico observado y con un escenario económico favorable, en el cual el PIB crece a un ritmo del 4% anual. En las proyecciones no se hace referencia al posible desarrollo de nuevas industrias y proyectos turísticos, escenario bajo el cual los pronósticos podrían llegar a ser conservadores.

⁴ Lo relacionado con los planes de expansión y proyecciones de la demanda corresponde a GE *Energy Services, Least Cost Generation and Transmission Planning Study*, octubre de 1999. En cuanto al inventario de proyectos hidroeléctricos, la información corresponde al estudio: CI Power, *Renewable Energy Study*, marzo de 1990.

Cuadro 7
 BELICE: PROYECCIÓN DE LAS DEMANDAS
 DE ENERGÍA Y POTENCIA

	Sistema Nacional Interconectado				Sistemas aislados	
	Consumo	Generación	Pérdidas	Demanda	Consumo	Demanda
	(ventas)	Neta		Máxima	(ventas)	Máxima
	(MWh)	(MWh)	%	(MW)	(MWh)	(MWh)
1999	172,865	194,219	11.0	35.8	10,706	2.2
2000	180,907	201,307	10.1	37.1	11,389	2.4
2001	191,980	211,855	9.4	39.2	12,251	2.6
2002	205,159	226,396	9.4	41.9	13,254	2.8
2003	221,993	244,971	9.4	45.4	14,486	3.0
2004	239,925	264,756	9.4	49.1	15,820	3.3
2005	258,995	285,518	9.3	52.9	17,263	3.6
2006	279,243	307,727	9.3	57.0	18,824	3.9
2007	300,708	331,270	9.2	61.4	20,506	4.3
2008	323,424	356,185	9.2	66.0	22,319	4.7
2009	347,425	382,507	9.2	70.8	24,268	5.1
2010	372,740	410,268	9.1	75.9	26,362	5.5
2011	399,395	439,495	9.1	81.2	28,606	6.0
2012	427,413	470,213	9.1	86.8	31,009	6.5
2000-2012		7.0		7.1	8.5	

2. Generación local y desarrollo de fuentes renovables

Once proyectos hidroeléctricos, todos de pequeña capacidad, han sido identificados en el país (véase el cuadro 8). Los costos estimados en las evaluaciones en el ámbito de la prefactibilidad son elevados (superiores a los 2,700 dólares por kW instalado), con lo cual el costo de la generación asociada es también muy alto; por ejemplo, en nueve de ellos, es superior a 10 centavos de dólar por kWh.

Cuadro 8
BELICE: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Producción Promedio Anual (GWh)
Vaca	18.0	87.8
Vaca Upstream	15.0	68.9
Chalillo	3.2	55.0
South Stann Creek	2.0	8.9
Río On	0.6	3.5
Rubber Camp	15.0	47.9
Swasey Branch	3.0	14.7
Blue Creek	0.2	0.9
Bladen Branch	2.0	8.2
North Stann Creek	0.6	1.9
Provassion Creek	0.1	0.4
Total	68.4	313.5

Fuente: CI Power, Renewable Energy Study, marzo de 1990.

Además de los anteriores proyectos hidroeléctricos, otras fuentes se han considerado; entre ellas, el desarrollo de cogeneración aprovechando el bagazo de la caña en los ingenios azucareros. También se han identificado proyectos que podrían entregar estacionalmente entre 1 y 5 MW, así como otros proyectos que incluyen la mejora integral del ingenio y la operación durante todo el año, con una capacidad de 10 MW. De igual forma se han realizado evaluaciones preliminares para utilizar los residuos de los aserraderos, y las energías solar y eólica.

3. Opciones de expansión con generación local e importaciones desde México

Los balances de potencia y energía eléctrica del SNI de Belice, para el período 2000-2012, consideran la estrategia de mínimo costo recomendada en un estudio reciente de la BEL (véanse los gráficos 3 y 4).⁵ La única adición hidroeléctrica corresponde al proyecto hidroeléctrico Chalillo, el cual en el 2004 estaría adicionando 3.2 MW y una energía promedio de 55 GWh, como resultado de los progresos en la regulación de El Mollejón (35 GWh adicionales) y de la generación de una turbina propia del proyecto (20 GWh).

⁵ Estudio de GE mencionado anteriormente.

Gráfico 3
BELICE: BALANCE DE POTENCIA

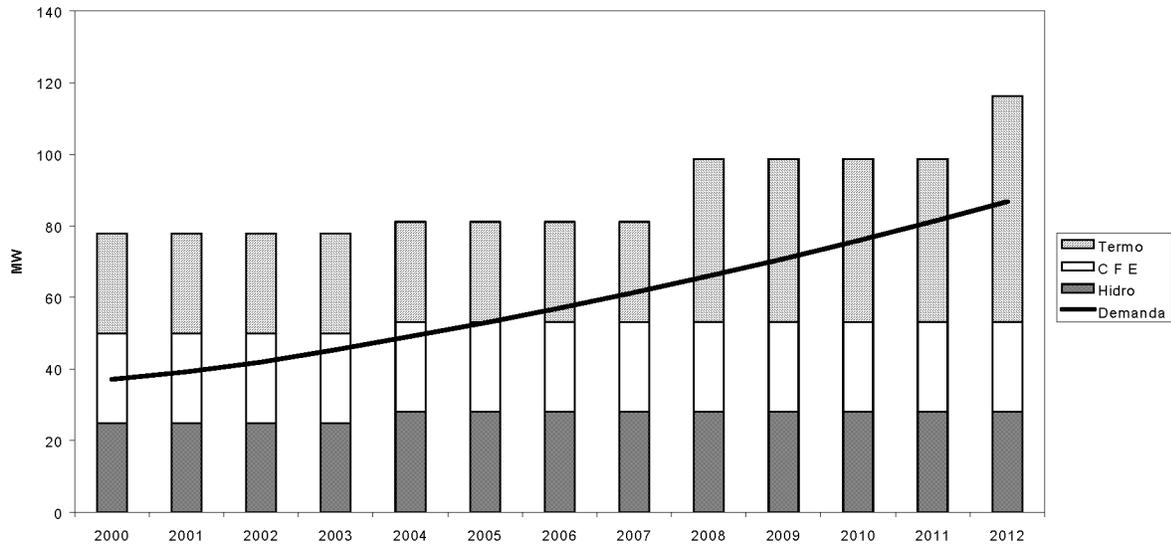
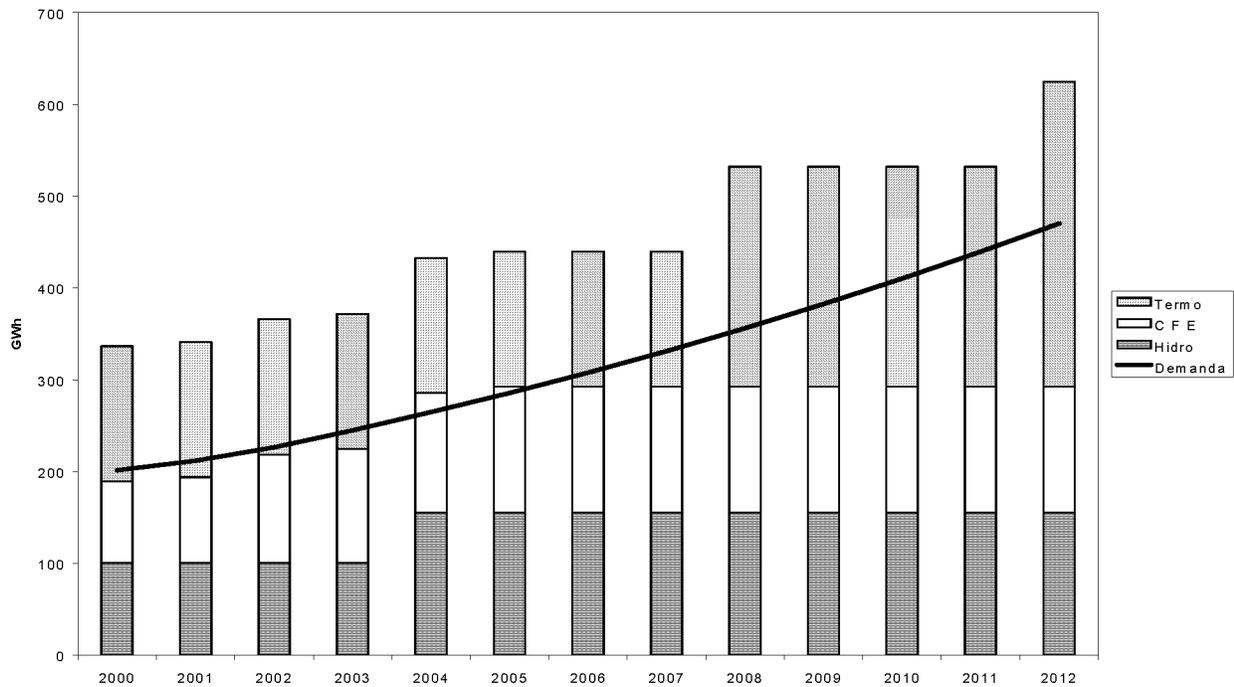


Gráfico 4
BELICE: BALANCE DE ENERGÍA



Fuente (para los gráficos 3 y 4): GE Energy Services, *Least Cost Generation and Transmission Planning Study*, octubre de 1999.

Las adiciones termoeléctricas corresponden a dos grupos de unidades diesel de media velocidad, de 19 MW cada uno, que incrementan la oferta en el 2008 y en 2012, respectivamente (véase el cuadro 9).

Cuadro 9

BELICE: PROGRAMA DE EXPANSIÓN 2000-2012

Año	Proyecto	Capacidad (MW)
2004	Hidroeléctrica Chalillo	3.2
2008	Adiciones <i>diesel</i>	19
2012	Adiciones <i>diesel</i>	19
	Total	41.2

Fuente: GE Energy Services, *Least Cost Generation and Transmission Planning Study*, octubre de 1999.

En referencia a lo propuesto en dicha estrategia y mostrado en los gráficos correspondientes, se hacen las siguientes observaciones:

a) En el balance que se ha mostrado, la disponibilidad de energía para las termoeléctricas corresponde a un factor de planta de 0.60; para las hidroeléctricas, a su producción promedio (155 GWh/año), y para la interconexión con México, importaciones crecientes que llegan hasta 137 GWh/año, que en su mayoría corresponden a compras en las horas fuera de punta y en fines de semana.

b) Los resultados son congruentes con la características de la industria eléctrica del país. Por una parte, los incrementos anuales de la demanda son pequeños (siempre menores a 5 MW en potencia y 31 GWh/año), en comparación con la capacidad instalada y contratada por la BEL. Además, dadas las condiciones de la oferta de la energía de la CFE y las características del Mollejón, las plantas de la BEL estarán dedicadas principalmente a satisfacer las necesidades de punta; sin embargo, por los pequeños incrementos de la demanda, las unidades diesel aparecen como más económicas.

c) Los términos del suministro de energía desde México son muy favorables para comprar energía en horarios fuera del pico. El alto costo en las horas de punta es el reflejo de los mayores costos que naturalmente se presentan en el sistema de la CFE para satisfacer las necesidades de la demanda máxima, situación que también se ve reflejada en las tarifas a clientes industriales mexicanos en alta tensión.

4. Opciones de expansión tomando en cuenta los mercados vecinos

Los resultados explicados anteriormente muestran opciones bastante restringidas de desarrollo de la industria eléctrica de Belice. Mejores y más atractivas opciones podrían surgir si se lograra una mayor integración con los países vecinos. Este proceso ha comenzado parcialmente en México, en tanto que con los países centroamericanos BEL ha iniciado los primeros acercamientos. A continuación se discuten las principales características de dichas opciones.

a) Integración con México

El esquema planteado hasta la fecha es de compras a la CFE hasta 25 MW, con un tarifa muy favorable para utilización de la energía fuera de las horas de demanda de pico, como se mencionó anteriormente. Las inversiones para llevar a cabo la interconexión fueron por cuenta de BEL. En buena medida, la energía que la CFE se ha comprometido a entregar puede considerarse como excedente del sistema mexicano, y no necesariamente podría seguir estando disponible después del 2008, plazo a partir del cual se podrán renegociar los términos del contrato, a solicitud de una de las partes.

En general, el tener como vecino a un sistema de gran tamaño tiene muchas ventajas, entre ellas, las derivadas de las economías de escala, por lo cual debe esperarse que la energía proveniente del sistema mayor tenga precios más competitivos. Los precios altos en la punta en el suministro de la CFE representan una señal económica que refleja los mayores costos para atender la demanda máxima, de tal forma que si las exportaciones hacia Belice continuaran durante la punta, se afectarían los niveles de reserva en el subsistema de la península de Yucatán, en México.

Aprovechando las ventajas de escala mencionadas y por las modalidades aceptadas en la industria eléctrica de ambos países, es posible considerar esquemas que podrían incrementar los beneficios de la interconexión con México. Estos esquemas consideran contratar la generación directamente con un productor independiente ubicado en alguno de los dos países. Una parte de la producción sería destinada al mercado local y otra sería exportada al mercado del país vecino.

En estos esquemas se requeriría la obtención de los permisos respectivos: en México, en la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y en Belice, con el Ministerio de Empresas Públicas, Transporte y Comunicaciones (MPUTC). Todo esto ha sido analizado ampliamente por BEL por lo cual no se ha considerado necesario abordarlo con mayor detalle en este estudio.

b) Integración con los países centroamericanos

La mayor simetría con los mercados eléctricos de los vecinos centroamericanos, el proceso de formación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) en esos países, y el reciente planteamiento de un gasoducto regional, hacen atractiva la consideración de proyectos de integración.

En ese sentido las empresas de Belice y Guatemala han emprendido acciones hacia una primera etapa de integración. BEL ha iniciado pláticas con el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), empresa pública encargada de la transmisión y propietaria de la mayor parte de la generación en Guatemala, y con la empresa Distribuidora de Oriente S. A. (DEORSA), filial de la transnacional española Unión Fenosa, concesionaria para la distribución en las regiones oriental y norte de Guatemala, aledañas a Belice.

La integración con los países centroamericanos requiere de varios pasos. Durante los primeros, los proyectos considerados tendrían únicamente incidencia local, particularmente con el mercado eléctrico de El Petén, departamento guatemalteco ubicado al norte de dicho país, con

fronteras tanto con Belice como con México. Los siguientes pasos corresponderían a la participación de BEL en el mercado mayorista de electricidad de Guatemala y posteriormente en el MER centroamericano.

Los principales factores que coadyuvarían a facilitar la integración eléctrica de Belice con los países Centroamericanos se resumen a continuación:

i) Desarrollo de la infraestructura eléctrica de El Petén. En la actualidad la demanda de energía eléctrica del departamento guatemalteco de El Petén se satisface mediante pequeñas plantas térmicas ciclo diesel, que sirven a varios sistemas aislados. El más importante de ellos corresponde a la cabecera departamental y poblaciones vecinas (Flores, Santa Elena y San Benito). La capacidad total instalada de dichos sistemas aislados es de 23.5 MW, de los cuales 11 MW pertenecen a un productor independiente instalado en la ciudad de Santa Elena. La cifra anterior no incluye a varios autoprodutores. Se estima que la demanda coincidente actual en el departamento referido es cercana a 10 MW (véase el cuadro 10). El precio de la producción de energía es alto debido a los costos del transporte de combustible; por ejemplo, el productor independiente referido vendió, durante 1999, a precios de entre 9.5 y 12 centavos de dólar por kilovatio hora, para generación a base de búnker y diesel, respectivamente.

Cuadro 10
GUATEMALA: ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA
DE EL PETÉN

	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2000	42.3	9.7
2001	55.5	12.4
2002	80.5	17.7
2003	86.7	18.7
2004	91.9	19.4
2005	97.4	20.2
2006	103.2	21.0
2007	109.4	21.9
2008	116.0	22.8
2009	123.0	24.2
2010	130.3	25.7
2011	138.2	27.2
2012	146.4	28.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos del INDE, Guatemala y estimaciones propias.

La distribución de energía en el Departamento de El Petén está a cargo de la Distribuidora de Oriente S. A. (DEORSA), la cual desde mediados del año de 1999 es propiedad de la transnacional española Unión Fenosa.

El proyecto para la electrificación e interconexión del Departamento de El Petén al sistema interconectado guatemalteco se encuentra aprobado y está incluido en el fideicomiso de electrificación recientemente instituido por el Gobierno de Guatemala, como parte de las negociaciones de privatización del segmento de la distribución. En el caso específico de El Petén, el fideicomiso garantiza los fondos para construir la infraestructura de conexión de dicho departamento por medio de una línea principal de 230 kV, así como el desarrollo de un sistema de subtransmisión de 69 kV, conectado también al sistema principal, y la construcción de una extensa red de distribución en 34.5 kV, que permitirá servir a más de 24,000 nuevos usuarios de las áreas rurales. Este proyecto se llevará a cabo en un máximo de cinco años (2000-2004) y permitirá duplicar la demanda del departamento mencionado, la cual ascendería a 19 MW y 92 GWh en el 2004 (véase nuevamente el cuadro 10).

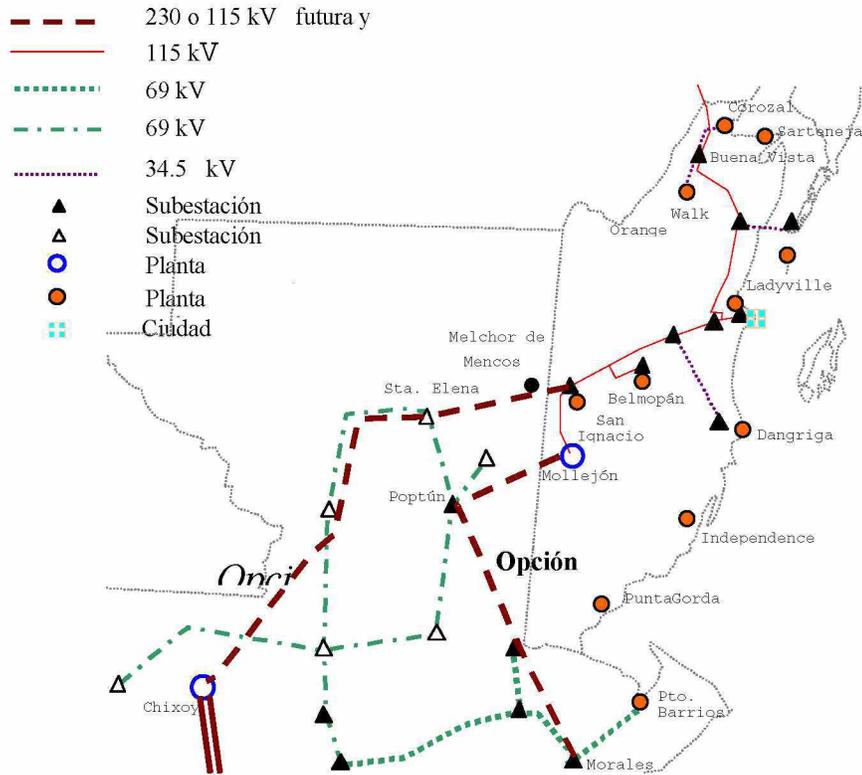
La ruta definitiva para la línea de 230 kV a El Petén todavía se encuentra en discusión en Guatemala. La propuesta del INDE es un enlace Pepesca-Morales-Poptún (opción A), a partir de las líneas del SIEPAC, y la propuesta de Unión Fenosa es un enlace entre Chixoy y Santa Elena (opción B) (véase el mapa 2). Una vez ejecutadas las obras de transmisión en mención, la interconexión con Belice requeriría, dependiendo de la opción seleccionada por Guatemala, la construcción de una línea entre: 1) Poptún (Guatemala) y El Mollejón (Belice), con una longitud de 108 km, y 2) Santa Elena (Guatemala) y San Ignacio (Belice), de alrededor de 125 km de longitud, ambas opciones con un voltaje de 230 o 115 kV, y la construcción de las subestaciones terminales respectivas. La propuesta A, así como la principal infraestructura eléctrica de la península de Yucatán, México, de Belice y de Guatemala, se muestra en el mapa 3.

Para hacer factible la interconexión Belice-Guatemala se requeriría de disponibilidad de generación en la zona. Un posible escenario podría ser la instalación, en Belice, de una central termoeléctrica, con una capacidad inicial de 50 MW, la cual destine la mitad de su capacidad para el sistema local, y el resto para el departamento guatemalteco de El Petén. En un escenario optimista, la capacidad inicial de esta central podría ser de 100 MW o más, cuyas exportaciones también se dirigirían al estado mexicano de Quintana Roo, al mercado guatemalteco y al SIEPAC.

ii) Sistema de Interconexión de los Países del Istmo Centroamericano (SIEPAC). Se trata de una iniciativa de integración regional en la cual, además de la infraestructura de transmisión, los países trabajan en la definición de los mecanismos que regularán y facilitarán el funcionamiento del mercado y la operación de proyectos de generación regionales. La longitud total de la línea es de 1,802 km, y el costo del proyecto es de 346 millones dólares, incluidos los gastos de la etapa de preinversión.⁶ Un resumen de los principales indicadores de las industrias eléctricas de Belice y de los países del Istmo Centroamericano, así como las características del proyecto SIEPAC, se muestran en el anexo I.

⁶ Véase SIEPAC, Informe del Proyecto a diciembre de 1998.

Mapa 2
**SISTEMAS ELÉCTRICOS ACTUALES Y FUTUROS DE BELICE Y EL
 PETÉN, GUATEMALA**



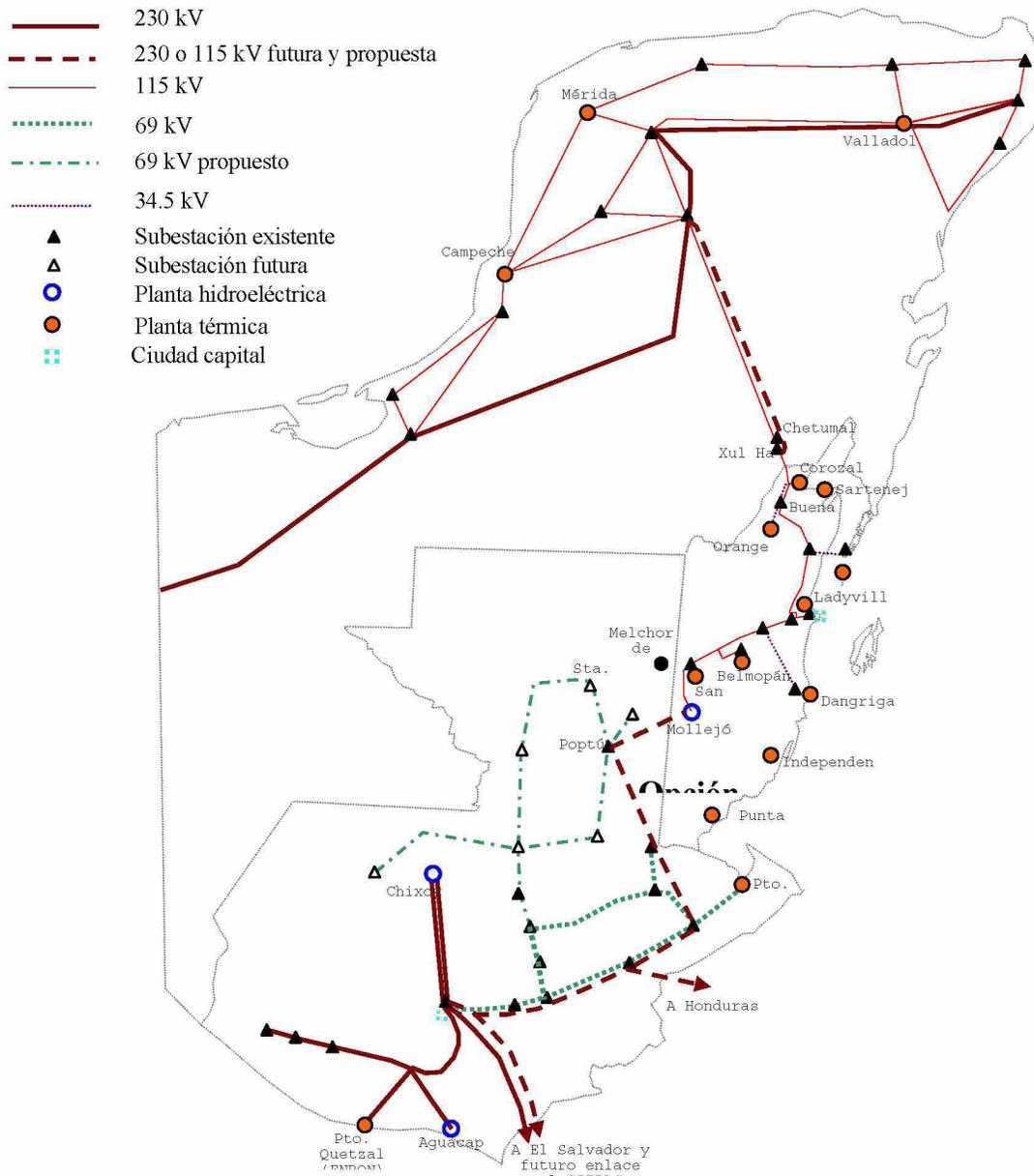
Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL y el INDE.

Notas: Sólo se presenta la parte relevante del sistema de transmisión de Guatemala.

Para la interconexión Belice-Guatemala se muestran las dos rutas propuestas.

El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales.

Mapa 3
SISTEMAS ELÉCTRICOS ACTUALES Y FUTUROS DE BELICE, PENINSULA DE YUCATAN (MÉXICO) Y GUATEMALA



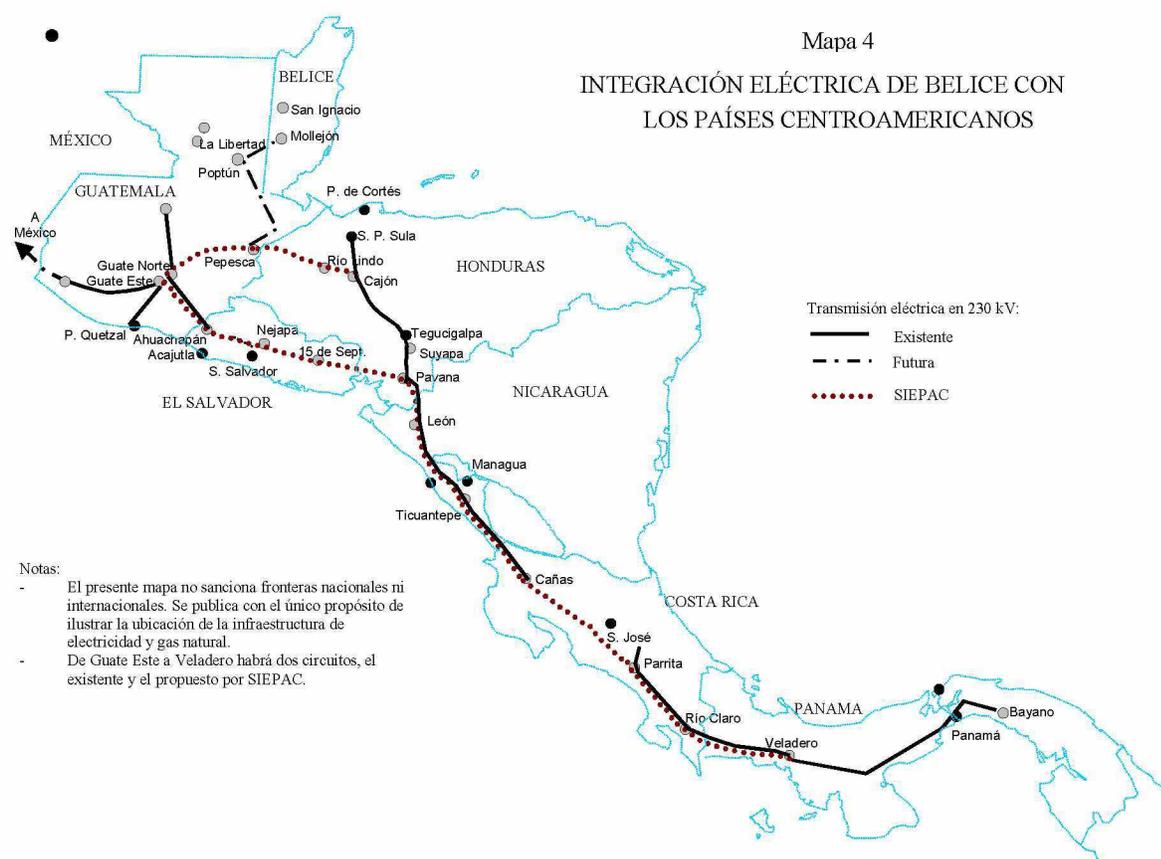
Fuente: CEPAL, sobre la base de informes proporcionados por BEL y por INDE.

Notas: Sólo se presenta la parte relevante de los sistemas de transmisión de México y Guatemala

El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la ubicación de la infraestructura de electricidad.

El proyecto entrará en operación en el 2004, y en su primera etapa estará conformado con circuitos simples de 230 kV, los cuales proveerán una capacidad de transmisión de 300 MW entre países. El resultado más significativo obtenido hasta la fecha ha sido la suscripción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC), cuyo objetivo es "...la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región, dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente".⁷

El desarrollo de la futura conexión de 230 kV para el departamento de El Petén, en Guatemala, favorece la incorporación de Belice al MER. El mapa 4 muestra la ubicación de las futuras líneas del SIEPAC y la posible interconexión con Belice.



iii) Gasoducto México-Istmo Centroamericano. La subsele regional en México de la CEPAL presentó, en febrero de 1998, el estudio de prefactibilidad del gasoducto México-Istmo

⁷ Cita textual del TMMEAC, suscrito por los Presidentes de los seis países de la región el 26 de diciembre de 1996 en Guatemala, Guatemala.

Centroamericano.⁸ A partir de dicho estudio se ha suscitado una serie de eventos importantes para una futura realización del proyecto; por ejemplo, en la cumbre regional realizada en El Salvador en junio de 1998, los presidentes de México y los países centroamericanos acordaron apoyar el proyecto. Además, los Ministros de Energía de Guatemala y México suscribieron una carta de intención y un convenio, en el cual queda abierta la posibilidad para la adhesión de terceros países de la región. Por otra parte, los países centroamericanos han comenzado a discutir el contenido de un futuro convenio regional para la formación de un mercado de gas natural.

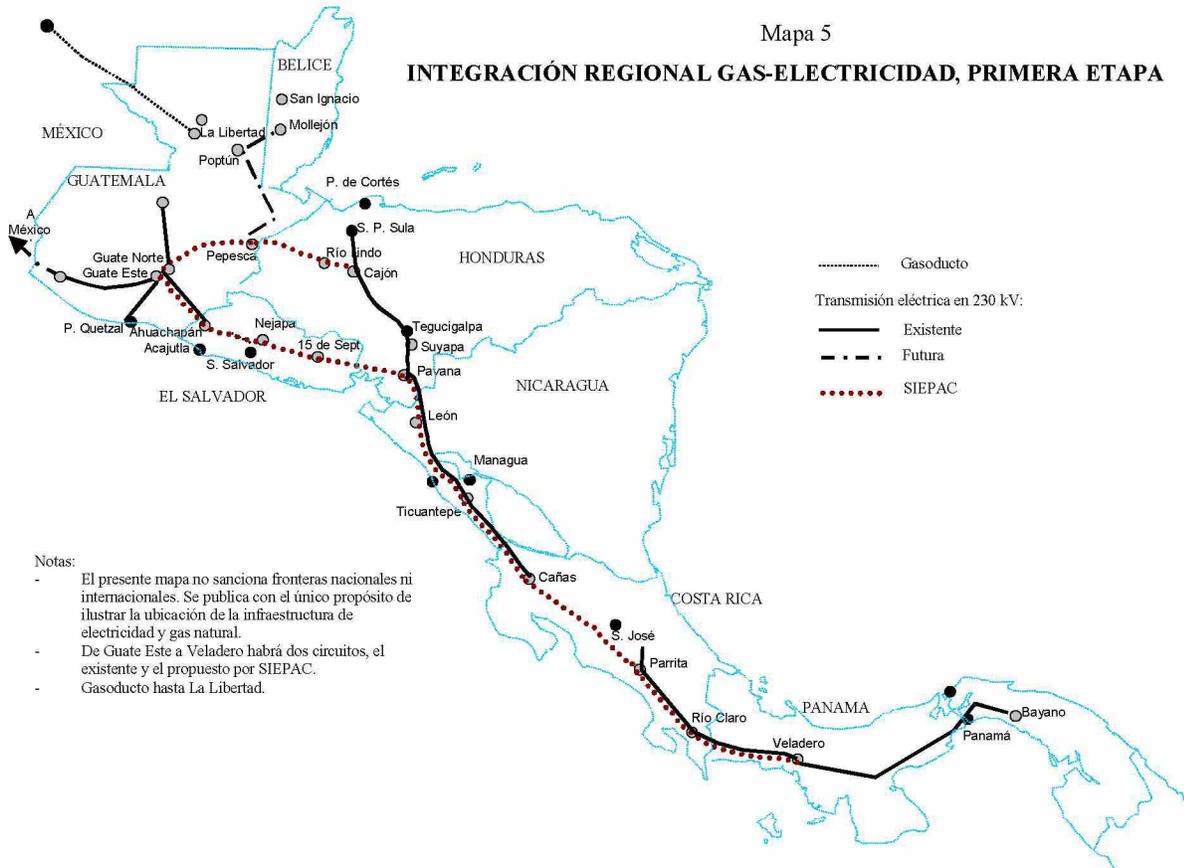
El proyecto tiene una vocación regional, lo que significa que para poder ejecutarlo en el corto o mediano plazo se requiere la participación de varios países. La probable integración eléctrica de Belice hace posible visualizar una primera etapa del proyecto del gasoducto, correspondiente al tramo de 370 km de Ciudad Pemex a La Libertad, en Guatemala, lo que se muestra en el mapa 5. En este último punto se instalaría un ciclo combinado de 200 MW, cuya producción se destinaría, por ejemplo, en las siguientes proporciones: a Belice, 25 MW; al departamento guatemalteco de El Petén, 25 MW, y a Guatemala y al MER, 150 MW. El costo estimado de producción de un ciclo combinado a gas natural se ubica en un rango de entre 2.5 a 3.0 centavos de dólar por kilovatio-hora, con lo cual esta opción de integración resultaría muy atractiva para la industria eléctrica de la región.

En las siguientes etapas se extendería el gasoducto hacia los otros países centroamericanos. Por ejemplo, en el mapa 6, el gasoducto troncal llegaría hasta El Salvador y una derivación a la zona atlántica de Honduras.

Se hace la observación de que los volúmenes de gas que demandaría Belice no justifican la construcción de una derivación del gasoducto hacia el interior del país. De igual forma, por la ubicación de los centros productores y por la red de gasoductos de México, al menos en el corto y mediano plazo, no se vislumbra la posibilidad de ingresar el gasoducto centroamericano por Belice.

⁸ El Estudio de Prefactibilidad del Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano fue elaborado por la CEPAL (en el marco de un convenio con la Agencia Alemana de Cooperación Técnica – GTZ- y la OLADE) y presentado a las autoridades de los siete países involucrados, a bancos multilaterales y a potenciales inversionistas, los días 3 y 4 de febrero de 1998, en la ciudad de México.

Mapa 5
INTEGRACIÓN REGIONAL GAS-ELECTRICIDAD, PRIMERA ETAPA



Notas:

- El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la ubicación de la infraestructura de electricidad y gas natural.
- De Guate Este a Veladero habrá dos circuitos, el existente y el propuesto por SIEPAC.
- Gasoducto hasta La Libertad.

Mapa 6
INTEGRACIÓN REGIONAL GAS-ELECTRICIDAD, SEGUNDA ETAPA



Notas:

- El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la ubicación de la infraestructura de electricidad y gas natural.
- De Guate Este a Veladero habrá dos circuitos, el existente y el propuesto por SIEPAC.
- Gasoducto hasta El Salvador.

IV. EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LA INTERCONEXIÓN DE BELICE CON LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS

En el capítulo anterior se resumieron los planes de expansión de la industria eléctrica de Belice y se discutieron las opciones y posibilidades que ofrecen los mercados vecinos. La interconexión con México es un proyecto que ha representado grandes beneficios. Los esquemas de operación de dicha interconexión podrán variar en el futuro, como consecuencia de la finalización del contrato de compra con CFE, y por el ingreso de generadores independientes.

En este capítulo se presenta una evaluación de la interconexión de Belice con Guatemala, enlace que serviría de punta de lanza para la integración de Belice al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). El propósito de esta evaluación es determinar las características del proyecto de interconexión y las condiciones necesarias para su viabilidad. Se presentan primero los escenarios y las bases del análisis y posteriormente los resultados de los casos analizados.

1. Escenarios y bases del análisis

a) Escenarios

Como se ha mencionado, los estudios llevados a cabo por BEL muestran opciones muy restringidas para el desarrollo del sistema eléctrico del país, lo cual está en función del tamaño del sistema, del equipamiento actual y de los contratos de compra de energía con la CFE. Sobre esta base, en todos los escenarios estudiados en este análisis se ha supuesto que en el 2008 la CFE ejercería su derecho a suspender el suministro a BEL, por lo que toda la generación necesaria para satisfacer las necesidades provendría de nuevas centrales instaladas en el país.

El autosuministro a partir del 2009 constituye la base para evaluar los beneficios de una integración con los países centroamericanos. Un primer escenario lo constituyen las exportaciones para satisfacer la demanda del departamento guatemalteco de El Petén. Tres escenarios adicionales muestran exportaciones de energía a Guatemala y al mercado eléctrico del SIEPAC, de 25 MW, 50 MW y 100 MW (véase el cuadro 11).

No se han analizado casos considerando gas natural a partir del gasoducto México-Istmo Centroamericano por la ruta Ciudad Pemex-El Petén. La presencia de gas natural conforma un escenario mucho más propicio para la integración, ya que representa precios más bajos que otros combustibles y posibilita mejores eficiencias en las futuras centrales termoeléctricas, con lo cual se elevaría la rentabilidad del proyecto de interconexión eléctrica. La única variante es que el flujo dominante iría en sentido contrario, desde El Petén (Guatemala) hacia Belice.

Cuadro 11

ESCENARIOS PARA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE BELICE
CON LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS

Escenario	Descripción
Caso Base	Fin del suministro de CFE en 2008 y autosuficiencia de Belice a partir del 2009.
Caso 1	Idéntico al Caso Base, pero se suple todo el mercado del departamento guatemalteco de El Petén
Caso 2	Idéntico al Caso Base, pero se suple todo el mercado del departamento guatemalteco de El Petén y adicionalmente se exportan 25 MW al SIEPAC.
Caso 3	Idéntico al Caso Base, pero se suple todo el mercado del departamento guatemalteco de El Petén y adicionalmente se exportan 50 MW al SIEPAC.
Caso 4	Idéntico al Caso Base, pero se suple todo el mercado del departamento guatemalteco de El Petén y adicionalmente se exportan 100 MW al SIEPAC.

b) Bases

Los escenarios se estudiaron con el apoyo del modelo WASP,⁹ que proporciona resultados muy razonables para el desarrollo de sistemas termoeléctricos. Entre las principales bases y supuestos utilizados se mencionan:

- i) Se consideró un período de estudio de 15 años, del 2002 al 2017.
- ii) Los crecimientos de la demanda de potencia y energía de Belice y del departamento guatemalteco de El Petén son los que se muestran en los cuadros 7 y 10, respectivamente.
- iii) Para el período 2002-2008 se construyó una curva de duración de carga de Belice, descontando el suministro de CFE, de 25 MW en períodos fuera de la punta. De igual manera se construyeron curvas de duración de carga para los cinco escenarios estudiados.
- iv) Como generadores termoeléctricos futuros se utilizó un catálogo de 3 unidades de generación térmica: motores de combustión interna, ciclo diesel y media velocidad, de 10 MW; turbinas de gas aeroderivadas de 36 MW, y plantas de vapor convencionales de 50 MW.
- v) En cuanto a los combustibles utilizados, los motores de combustión interna se supusieron operando con una mezcla de 95% de búnker y 5% de diesel; las turbinas de gas a partir de diesel, y las termoeléctricas convencionales con búnker.
- vi) Estas plantas se instalarían en los alrededores de la ciudad de Belice, lo cual garantiza un acceso fácil a los combustibles y permite una conexión inmediata a la red de 115 kV.

⁹ El Wien Automatic System Planning Package (WASP) fue desarrollado inicialmente por la Tennessee Valley Authority (TVA) y adaptado y mejorado por la CEPAL y el Organismo Internacional de la Energía Atómica (IAEA) en la versión WASP-III. Dicho modelo constituye uno de los módulos del SUPER- OLADE/BID.

- vii) Con excepción del proyecto Chalillo, que se supuso entraría a operar en el 2004, no se consideraron otras opciones hidroeléctricas, ya que las informaciones disponibles muestran costos sumamente altos. Proyectos de mayor envergadura, como los del Río Usumacinta (1,000-2,000 MW), salen del contexto de este estudio.
- viii) Los precios de combustibles se calcularon a partir de las proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE), ¹⁰ en su escenario medio (véase el cuadro 12).

Cuadro 12

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

	2001	2002	2005	2010	2015	2020
	<u>Dólares/barril</u>					
Crudo						
Bajo	23.18	15.97	14.9	14.9	14.9	14.9
Medio	23.18	20.19	20.49	21	21.53	22.04
Alto	23.18	22.96	24.16	26.31	27.86	28.04
Diesel						
Bajo	28.98	19.96	18.63	18.63	18.63	18.63
Medio	28.98	25.24	25.61	26.25	26.91	27.55
Alto	28.98	28.69	30.20	32.89	34.83	35.05
Búnker						
Bajo	17.39	11.98	11.18	11.18	11.18	11.18
Medio	17.39	15.14	15.37	15.75	16.15	16.53
Alto	17.39	17.22	18.12	19.73	20.90	21.03
	<u>Dólares/Tonelada métrica</u>					
Carbón	28.41	28.18	28.60	29.311	30.04	30.7879

Fuente: CEPAL, con base en el documento *DOE, Short-Term Energy Outlook, March 2000*, y DOE, *International Energy Outlook, 2000*.

- ix) Los costos de los combustibles en El Petén fueron considerados un 20% más altos, lo cual representa los mayores costos de transporte desde los puertos donde actualmente se realizan las importaciones.
- x) La incertidumbre en la hidrología tiene poca incidencia, ya que la mayor parte del equipamiento es termoeléctrico. Sin embargo, ha sido tratada considerando tres condiciones: "año seco", "año medio" y "año húmedo".

¹⁰ Véanse los reportes *DOE, Short-Term Energy Outlook, March 2000*, y DOE, *International Energy Outlook, 2000*.

- xi) En el caso de unidades térmicas existentes y futuras, se estimaron costos de inversión y operación basados en reportes de BEL, del INDE y de estudios recientes llevados a cabo por los países centroamericanos.
- xii) Todos los costos de inversión, operación y mantenimiento, combustible, etc., se actualizaron a enero de 2000. La tasa de descuento utilizada fue de 12% por año. No se incluyeron previsiones de elevación de precios por inflación.
- xiii) Para el costo de la energía no servida se adoptó un valor de 800 dólares/MWh.

c) Proyectos de transmisión

Para los cuatro casos analizados se consideraron costos típicos de líneas de transmisión y subestaciones transformadoras, de acuerdo a la capacidad que requieren. Para los tres primeros casos, la interconexión se consideró por medio de una línea de 115 kV, entre Poptún (El Petén, Guatemala) y El Mollejón (Belice), en tanto que para el caso 4 se supuso una línea de 230 kV, enlazando Poptún y Ciudad Belice (véase el cuadro 13).

La decisión sobre el nivel de tensión necesario para cada escenario se tomó con base en valores típicos de transporte y condiciones aceptables de regulación de voltaje en líneas de transmisión. Los supuestos fueron los siguientes:

i) El nivel de 115 kV se consideró adecuado para servir la demanda de El Petén y las exportaciones al SIEPAC de 25 y 50 MW (proyecto de transmisión 1 al 3, en el cuadro 13). En todos estos casos, además de la línea de transmisión, se requieren ampliaciones de las subestaciones El Mollejón (en Belice) y Poptún (en El Petén, Guatemala), esta última con transformación 230/115 y 115/69 KV, con las capacidades que se muestran en el cuadro 13.

ii) Por la distancia que existe entre los centros de generación y carga, las exportaciones al SIEPAC de 100 MW no pueden depender del sistema de 115 kV existente en Belice, por lo que requerirían de la extensión de las líneas de 230 kV hasta los futuros centros de generación termoeléctrica de Belice. Esto supone una línea de 230 kV enlazando la ciudad de Belice y Poptún, lo cual representa inversiones muy superiores a los casos anteriores en 115 kV (véase el proyecto de transmisión No. 4, en el cuadro 13).

iii) En todos los casos, las inversiones incluyen las líneas de transmisión y las ampliaciones de las subestaciones correspondientes en Belice y en Guatemala. Para el primer país, las subestaciones involucradas son El Mollejón y Belize City, la primera constituye el punto de enlace para la interconexión con Guatemala en las opciones de 115 kV y en la segunda se supuso como centro de ubicación de la futura generación termoeléctrica de Belice. En el caso de Guatemala, las ampliaciones siempre se refieren a la subestación Poptún.

iv) Debe hacerse la observación de que, en todas las opciones analizadas, la interconexión Belice-Guatemala siempre implicaría la coexistencia de al menos dos niveles de voltaje en alguna de las subestaciones involucradas y en uno de los países. Lo anterior es debido

a los diferentes niveles de tensión en el sistema de transmisión utilizado en los países. En Belice la transmisión es en 115 kV y, dado el tamaño del sistema, dicha tensión será suficiente para muchos años.¹¹ En el caso de Guatemala, el nivel de tensión para transmisión es el 230 kV y el de subtransmisión de 69 kV.

Cuadro 13

COSTOS DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN
(miles de dólares estadounidenses)

	Costo
<u>Proyecto 1</u> (caso 1):	
Línea Poptún-El Mollejón 115 KV, 108 km	6,886.3
Ampliación S/E Belize City (proporción correspondiente al proyecto)	
Ampliación S/E Mollejón	406.1
Ampliación S/E Poptún	1,520.5
Total	<u>8,813.0</u>
<u>Proyecto 2</u> (caso 2):	
Línea Poptún-El Mollejón 115 KV, 108 km	6,886.3
Ampliación S/E Belize City (proporción correspondiente al proyecto)	
Ampliación S/E Mollejón	406.1
Ampliación S/E Poptún	2,887.4
Total	<u>10,179.9</u>
<u>Proyecto 3</u> (caso 3):	
Línea Poptún-El Mollejón 115 KV	6,886.3
Ampliación S/E Belize City (proporción correspondiente al proyecto)	991.6
Ampliación S/E Mollejón	406.1
Ampliación S/E Poptún	3,229.1
Total	<u>11,513.2</u>
<u>Proyecto 4</u> (caso 4):	
Línea Poptún -Belize City 230 KV, 248 km	22,696.5
Ampliación S/E Belize City (proporción correspondiente al proyecto)	2,467.9
Ampliación S/E Poptún	738.2
Total	<u>25,902.6</u>

Fuente: CEPAL, con base en costos unitarios típicos para instalaciones de transmisión.

Véanse en el anexo III los diagramas unifilares y presupuestos de cada proyecto.

v) Debido a lo anterior, en las opciones de interconexión en 115 kV la subestación Poptún (Guatemala) necesariamente tendrá que tener una doble transformación. De manera

¹¹ Un ejemplo es el caso de El Salvador, país que posee una superficie semejante a la de Belice, y un sistema eléctrico más grande, en por lo menos una relación 25:1. En El Salvador el nivel de 115 kV sigue siendo el dominante para la alta tensión, el nivel de 230 kV se introdujo en forma mínima en 1985, con la puesta en operación de la interconexión con Guatemala, y recientemente ha empezado a extender la infraestructura del nivel de 230 kV.

correspondiente, en la opción de interconexión en 230 kV, la doble transformación aparece en la subestación Belize City.

vi) En todos los casos, las configuraciones de transformación en la subestaciones involucradas obedecen a la lógica de la transformación económica de la energía. No se realizaron análisis técnicos específicos para justificar cada una de las configuraciones, porque los alcances de este informe no lo justifican. Además, se carecen de algunas informaciones básicas, por ejemplo el diseño de la futura subestación 230/69 en Santa Elena (El Petén). En las etapas posteriores, estos puntos se deberán desarrollar más detalladamente.

vii) En el caso de las líneas de transmisión se han utilizado costos unitarios típicos para estas obras, considerando para el caso de líneas de 115 kV una terna sencilla, con un conductor por fase tipo ACSR 477 MCM, soportada en estructuras de acero tipo tubular, con un conductor de guarda de acero galvanizado de 3/8". En el caso de líneas de 230 kV, se supuso un circuito sencillo en doble haz por fase tipo ACSR 477 MCM, soportado en torres de celosía con un conductor de guarda de acero galvanizado de 3/8". Al igual que las subestaciones, se hace la observación de que en las etapas posteriores estos puntos deberán desarrollarse a mayor grado de detalle, y considerar otras opciones constructivas, por ejemplo, la utilización de postes de concreto para las líneas de 115 kV, lo cual podría reducir considerablemente el costo de las obras.

2. Resultados

Para la elaboración del análisis económico se efectuaron los siguientes pasos:

a) Los costos de interconexión de cada caso se calcularon de acuerdo con las bases explicadas en el numeral anterior. Estos costos incluyen tanto las obras de transmisión como las ampliaciones y/o construcción de nuevas subestaciones necesarias para las exportaciones de energía (véase un resumen en el cuadro 13).

b) El valor presente de las inversiones correspondientes al plan de generación, así como el de los costos de producción, operación y mantenimiento de cada uno de los casos se obtuvieron de las optimizaciones realizadas con el modelo WASP (véase el cuadro 14). Los gráficos 4 al 7 ilustran el balance oferta-demanda para cada uno de los casos.

c) Se ha supuesto que todas las obras de interconexión se construyen en un período de dos años; el 60% de las inversiones ocurren en el primer año y el restante 40% en el segundo año.

d) Como indicador de factibilidad económica se ha calculado la Tasa Interna de Retorno (TIR). Para cada una de las alternativas planteadas se elaboró un perfil del flujo de caja que se obtendría durante el período 2000-2017, suponiendo que la interconexión entraría en operaciones al iniciar el año 2004. Para ello se tomarán en cuenta las

exportaciones de energía involucradas en cada caso y un precio de la energía exportada, variando entre 4 y 12 centavos de dólar estadounidense por kilovatio-hora. Las exportaciones son valorizadas en el nodo de inyección de la generación (Belize City).

Cuadro 14

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS ESTUDIADOS

Año	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2008		CI-20	TG-30	TG-30	TG-30
2009	VA-50	VA-50	VA-50	VA-100	VA-150
2010				CI-10	
2011					TG-30
2012	TG-30	TG-30	VA-50	TG-30	
2013					
2014					VA-50
2015		TG-30	TG-30	TG-30	
2016	CI-10				
2017	CI-10	CI-10		CI-10	
Total (MW)	100	140	160	210	260
Valor Presente (millones de dólares, enero 2000)	72.6	138.0	148.1	189.3	231.8

Nota: VA: central a vapor; TG: turbina de gas; CI: motor de combustión interna, ciclo diesel.

En el gráfico 8 se ilustran los resultados obtenidos, en tanto que en el anexo II se encuentra los perfiles de los flujos de fondos para un precio de venta de la energía de 6 centavos de dólar estadounidense por kilovatio-hora. De dichos resultados se obtienen las siguientes conclusiones:

i) Las mejores tasas de rentabilidad se logran cuando Belice exporta mayores cantidades de energía; sin embargo, los límites realistas de exportación que hacen factible la interconexión parecen ubicarse en alrededor de 80 MW (50 MW para el SIEPAC más la carga de El Petén, Proyecto No. 3). Transferencias de este orden todavía pueden manejarse con líneas de 115 kV, lo cual permite una mayor utilización de la infraestructura existente en Belice y una menor inversión en el proyecto de interconexión. Además, podría ser fácil la colocación de un bloque de hasta 50 MW en el mercado centroamericano.

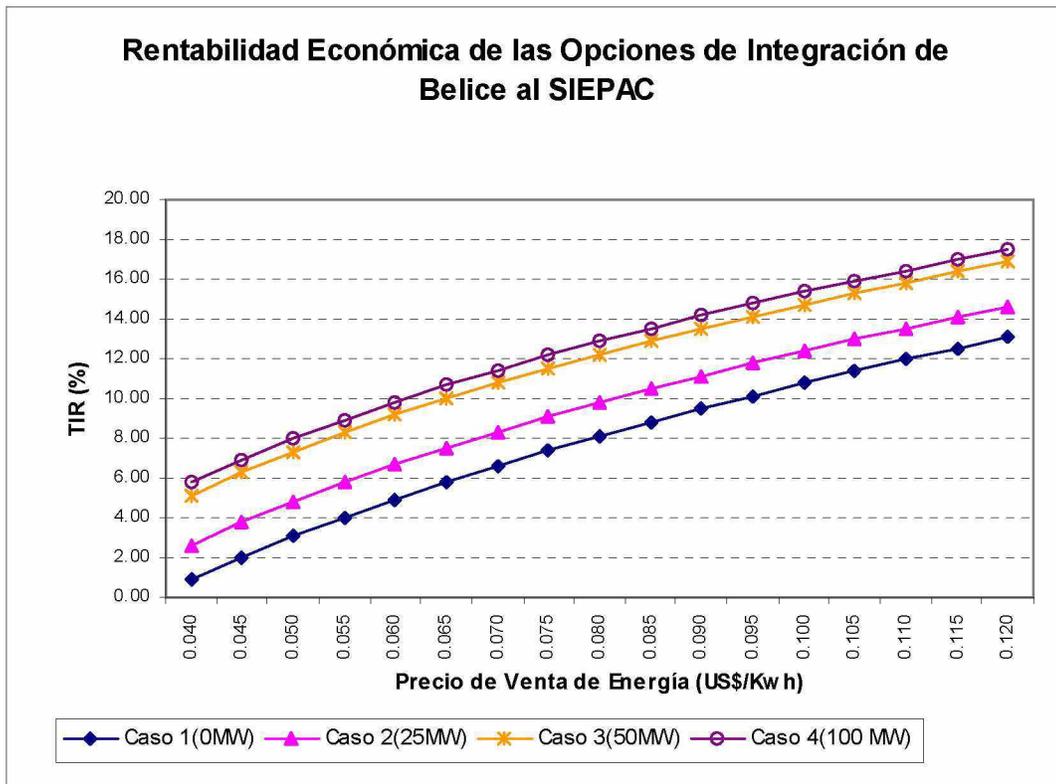
ii) Un incremento de los niveles de exportación hacia el SIEPAC, de 100 MW o más, requerirían de la construcción de una mayor infraestructura, en 230 kV, en territorio beliceño, lo cual encarece el proyecto, con escasas mejoras en la rentabilidad. Sin embargo, en el caso de existir el mercado para la energía producida en Belice, este proyecto no debe descartarse, ya que significaría un enlace más firme con el SIEPAC.

iii) Para el Proyecto No. 3, tasas de retorno del 8% y 12% requerirían precios de venta de 0.0535 y 0.0783 dólares/kWh respectivamente. Como un elemento de comparación con el mercado eléctrico centroamericano, se menciona que los costos marginales de generación de largo plazo calculados dentro del proyecto SIEPAC se encuentran en un rango que va de 0.060 a 0.064 dólares/kWh, para diferentes hipótesis de crecimiento de la demanda y un escenario de precios del petróleo bastante similar al utilizado en este estudio.¹²

iv) Los precios anteriormente citados para el Proyecto No. 3 son relativamente altos para el mercado regional del SIEPAC y fueron obtenidos en base a la futura generación en Belice, particularmente la tecnología y el tipo de combustible. Sin embargo para el mercado subregional (Belice y el departamento guatemalteco de El Petén) resultan sumamente interesantes.

v) La exportación de energía únicamente al mercado de El Petén no parecería ser un negocio atractivo. Obsérvese que para una rentabilidad de alrededor del 12% se requieren precios de alrededor de 0.11 dólares /kilovatio-hora, que son de orden semejante a los reportados en la actualidad por los generadores privados que operan en dicho sistema, pero muy superiores a los costos marginales de largo plazo del sistema guatemalteco y del MER.

Gráfico 8



¹² Resultados preliminares que se han obtenido dentro del Programa de Actividades Regionales en Planificación Eléctrica (PARPE), que llevan a cabo los países centroamericanos con apoyo de la Agencia Canadiense de Cooperación Internacional (ACDI).

vi) La mejor opción es la interconexión a través de una línea de 115 kV a partir de El Mollejón (cercano a la frontera con Guatemala), con niveles de exportación máximos hacia Guatemala y Centroamérica de alrededor de 80 MW.

vii) Entre otras opciones que valdría la pena analizar en el futuro, se menciona el diseño y construcción del enlace El Mollejón-Poptún, aislado en 230 kV, pero operando inicialmente en 115 kV, lo cual permitiría evolucionar, en una segunda etapa, a una interconexión más sólida con los países centroamericanos.

viii) La utilización de combustibles alternativos (carbón, orimulsión o coke) podría reducir los costos de generación y mejorar las expectativas de los casos analizados. De igual forma, el gasoducto México-Istmo Centroamericano posibilitaría la instalación de ciclos combinados en El Petén, probablemente a la altura de la Libertad, y la exportación de energía hacia Belice y hacia el MER.

V. LOS SIGUIENTES PASOS PARA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE BELICE

Por su ubicación geográfica, Belice posee una ventaja comparativa que le permitirá beneficiarse de sus transacciones con los países vecinos. Los escenarios de desarrollo de la industria eléctrica se amplifican significativamente si se toman en cuenta las posibilidades de integración con los países vecinos centroamericanos y la ejecución del gasoducto regional México-Istmo Centroamericano. La barrera del sistema aislado de El Petén en Guatemala desaparecerá a más tardar en el 2004, cuando finalicen las obras para la conexión de dicho departamento al sistema central de Guatemala y, por consiguiente, se posibilitará el acceso al mercado eléctrico de los países centroamericanos. Por otra parte, existen varias opciones que permiten incrementar las transacciones con México, las cuales también podrían ampliarse en caso de que se apruebe un mayor grado de apertura de la industria eléctrica de ese país.

Existen varios escenarios de integración probables (véase el cuadro 15). Como aún existen muchas interrogantes, no es posible presentar en este documento un proyecto único; sin embargo, las evaluaciones que se presentaron en el capítulo IV muestran ventajas comparativas de Belice para servir al mercado del departamento guatemalteco de El Petén y para incursionar el mercado eléctrico centroamericano.

Cuadro 15

RESUMEN DE ESCENARIOS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

Sin gas natural	Con gas natural
a) Generador independiente instalado en Belice exporta hacia Guatemala (a El Petén, al resto del país y marginalmente al MER)	a) Ciclo Combinado en La Libertad (El Petén, Guatemala) exporta a Belice, a países centroamericanos
b) Generador independiente instalado en México (Quintana Roo) exporta a Belice y Guatemala (a El Petén y marginalmente hacia países centroamericanos)	
c) Generadores Independientes de Guatemala y del Mercado Mayorista exportan a Belice	

A partir de los escenarios referidos, y con base en los resultados de este estudio, se ha identificado una serie de pasos que se recomienda a la BEL para la promoción de los proyectos de integración. Estos pasos se resumen a continuación:

1. Acciones en el ámbito nacional

Adeuar el marco regulatorio, a fin de favorecer la instalación de generadores independientes con vocación exportadora; el acceso abierto del sistema de transmisión a las transacciones internacionales, y la participación de BEL como agente en los mercados mayoristas de los países vecinos.

2. Acciones con México

- a) Explorar la posibilidad de negociar las condiciones de suministro con el generador independiente Mérida III y condiciones de acceso y peajes a la red de la CFE.
- b) Revisar la existencia de otros potenciales abastecedores.
- c) Plantear, conjuntamente con el INDE de Guatemala, la coordinación de una futura interconexión México-Belice-Guatemala.
- d) Replantear opciones en caso de aprobarse una mayor apertura de la industria eléctrica mexicana.

3. Acciones con Guatemala

- a) Negociar con Deorsa (Unión Fenosa) el suministro a la población fronteriza Melchor de Mencos (El Petén, Guatemala).
- b) Iniciar pláticas con el INDE para llevar a cabo la interconexión, Potún-El Mollejón.
- c) Conocer las normas del mercado mayorista de Guatemala, considerando las posibilidades de interactuar como agente de dicho mercado.
- d) Conformar un Comité Técnico BEL-Deorsa/Unión Fenosa-INDE, con el propósito de discutir y aprobar estrategias para viabilizar la interconexión y elaborar proyectos de Convenios y Contratos de Interconexión.

4. Con los países centroamericanos

- a) Formalizar la participación en el Comité de Cooperación de Hidrocarburos (CCHAC), con el propósito de adherirse al futuro mercado regional de gas natural.
- b) Formalizar la participación como miembro del Comité de Electrificación de América Central (CEAC) y como observador en los grupos técnicos del SIEPAC.
- c) Analizar las opciones para participar en el SIEPAC y como agente del futuro Mercado Eléctrico Regional.

Anexo I

**ESTADÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BELICE Y LOS PAÍSES DEL
ISTMO CENTROAMERICANO**

Cuadro I-1

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA, DEMANDA Y GRADO DE ELECTRIFICACIÓN (1998)

País	Capacidad instalada (MW)	Demanda de potencia (MW)	Demanda de energía (GWh)	Participación hidro en el despacho (%)	Índice de electrificación (%)
Total	5,973	4,355	24,010	62	
Belice	58	37	198	36	80
Guatemala	1,311	877	4,418	49	63
El Salvador	943	694	3,775	40	68
Honduras	817	650	3,585	65	52
Nicaragua	403	380	1,963	23	56
Costa Rica	1,413	991	5,683	86	95
Panamá	1,028	726	4,387	73	68

Fuente: CEPAL, *Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (LC/MEX/R.656)* e informes de BEL.

Cuadro I-2

SIEPAC: LONGITUDES POR TRAMO DE LA PRIMERA FASE DEL PROYECTO

De	País	A	País	Longitud (km)
Guate-Este	Guatemala	Pepesca	Guatemala	110.0
Pepesca	Guatemala	Río Lindo	Honduras	181.0
Río Lindo	Honduras	El Cajón	Honduras	27.5
Guate-Este	Guatemala	Ahuachapán	El Salvador	95.5
Ahuachapán	El Salvador	Nejapa	El Salvador	77.7
Nejapa	El Salvador	Quince Sept.	El Salvador	70.4
Quince Sept.	El Salvador	Pavana	Honduras	152.9
Pavana	Honduras	Suyapa	Honduras	88.5
Pavana	Honduras	León	Nicaragua	92.0
León	Nicaragua	Ticuanatepeque	Nicaragua	92.0
Ticuanatepeque	Nicaragua	Cañas	Costa Rica	244.0
Cañas	Nicaragua	Parrita	Costa Rica	177.0
Parrita	Costa Rica	Río Claro	Panamá	187.0
Río Claro	Panamá	Veladero	Panamá	157.0

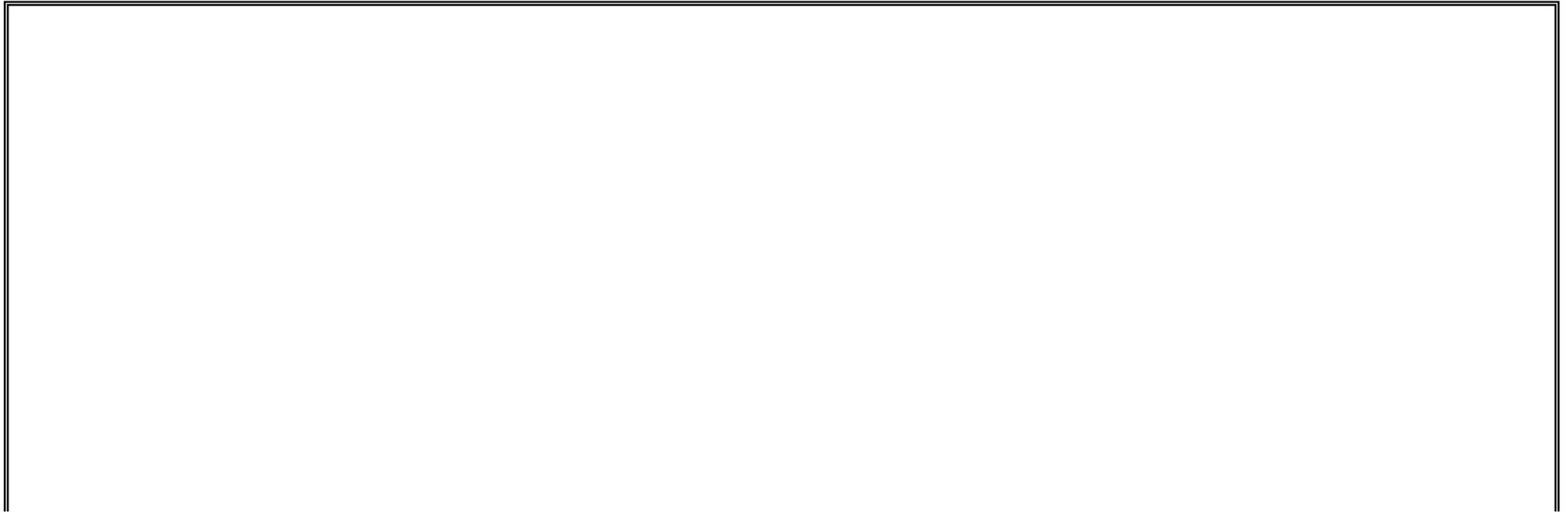
ANEXO II

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE BELICE
CON LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS**

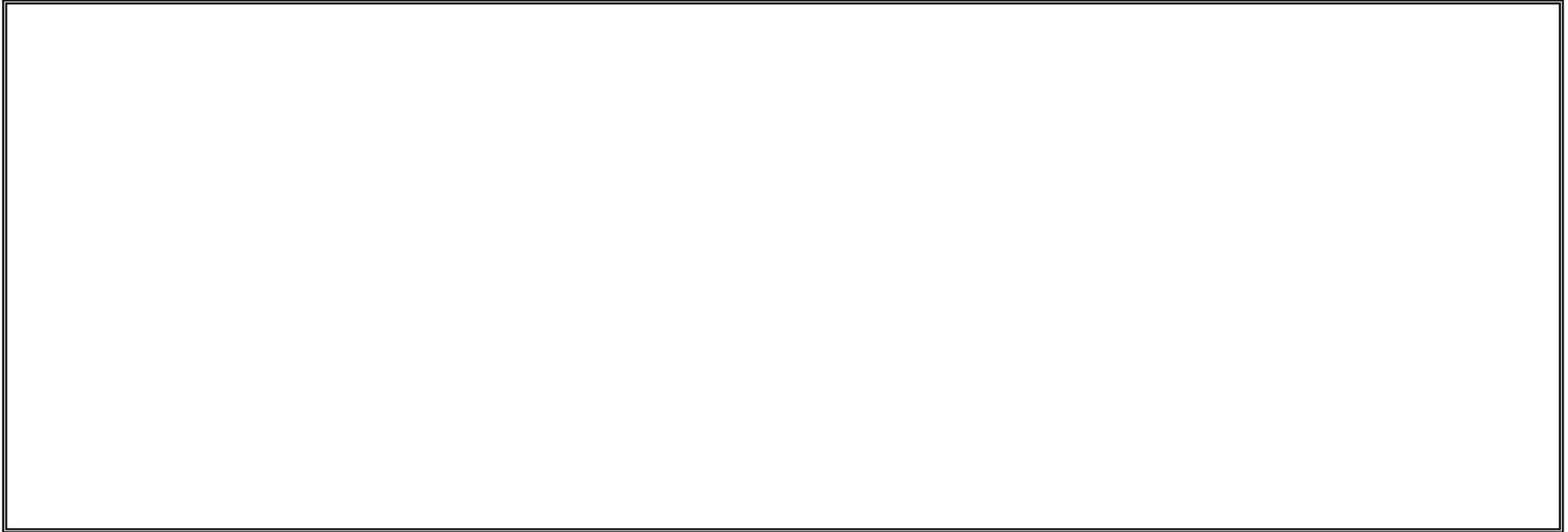
CUADRO II-1 Ver hoja Excel: AnexoII.xls
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INTERCONEXIÓN DE BELICE AL SIEPAC



CUADRO II-2 Ver hoja Excel: AnexoII.xls
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INTERCONEXIÓN DE BELICE AL SIEPAC



CUADRO II-3 Ver hoja Excel: AnexoII.xls
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INTERCONEXIÓN DE BELICE AL SIEPAC

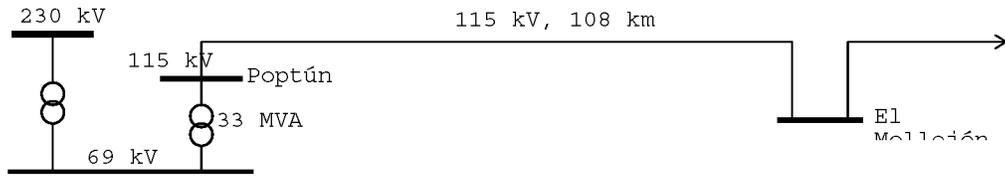


ANEXO III

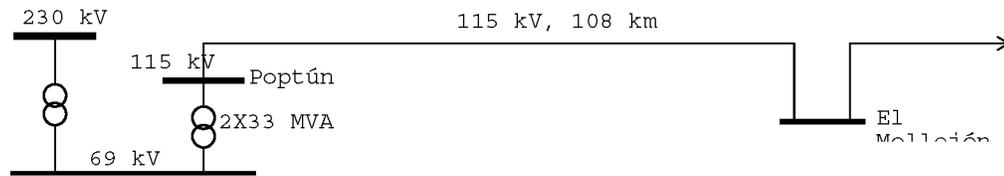
**DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PROYECTOS EVALUADOS
Y
DETALLE DE LOS PRESUPUESTOS**

DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PROYECTOS EVALUADOS

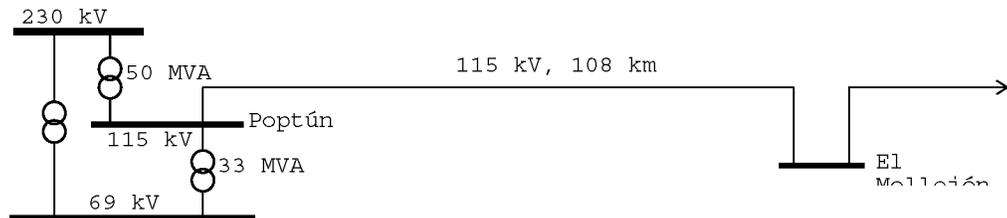
Proyec



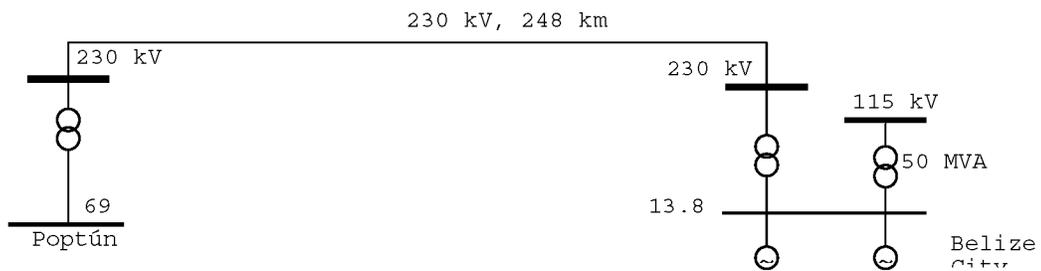
Proyec



Proyec



Proyec



Bases para el cálculo de los presupuestos

1. Los presupuestos fueron elaborados sobre la base de costos unitarios típicos para obras de transmisión y transformación.
2. Únicamente fueron contabilizadas las obras nuevas que se requieren para poner en marcha los proyectos de interconexión. Esto quiere decir que no se totalizaron dentro de los proyectos de interconexión todas aquellas obras que obedecen a necesidades nacionales y que por tanto están contempladas en los planes de expansión y programas individuales de construcción de los países, o bien forman parte del caso base considerado en el estudio (operación aislada individual). Lo anterior es importante en los siguientes casos:
 - a) En Belice, en los casos 1 y 2, no se requieren inversiones adicionales en transformación para atender la interconexión. En los casos 3 y 4 se han considerado las inversiones correspondientes para 50 y 100 MVA de transformación.
 - b) En Guatemala la transformación 230/69 en Poptún está contemplada en el programa nacional de inversiones y se desarrollará independientemente del probable desarrollo de una interconexión con Belice. En ese sentido, no se incluyó como parte de las obras de los proyectos analizados.

Detalles de los presupuestos de los proyectos

Proyecto 1: Línea en 115 kV y exportación sólo para cubrir la demanda de El Petén (caso No. 1)
(miles de dólares de los Estados Unidos)

TOTAL	8,813
Supervisión e Ingeniería (10%)	801
Subtotal	8,012
A) Trasmisión	6,260
Línea de 115 kV, 108 kms.	6,260
B) Subestaciones y Transformación	1,752
B.1) Subestación El Mollejón (Belice)	369
Bahía de 115 kV y su equipamiento	369
B.2) Subestación Poptún (Guatemala)	1,382
Transformador de 33 MVA 115/69 kV (incluye equipamiento de bahías de alta y baja tensión)	1,013
Bahía de 115 kV y su equipamiento	369

Proyecto 2: Línea en 115 kV y exportación de 25 MW adicionales a la demanda de El Petén (caso No. 2)
(miles de dólares de los Estados Unidos)

TOTAL	10,180
Supervisión e Ingeniería (10%)	925
Subtotal	9,255
A) Trasmisión	6,260
Línea de 115 kV, 108 kms.	6,260
B) Subestaciones y Transformación	2,994
B.1) Subestación El Mollejón (Belice)	369
Bahía de 115 kV y su equipamiento	369
B.2) Subestación Poptún (Guatemala)	2,625
Transformador de 33 MVA 230/115 kV	1,243
Transformador de 33 MVA 115/69 kV (ambos transformadores incluyen equipamiento de bahías de alta y baja tensión)	1,013
Bahía de 115 kV y su equipamiento	369

Nota: Se utilizaron como referencia los "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el subsector Eléctrico", publicación de CFE, México, 1996. Escalación al 2000 del 3% anual.

Detalles de los presupuestos de los proyectos

Proyecto 3: Línea en 115 kV y exportación de 50 MW adicionales a la demanda de El Petén (caso No. 3)
(miles de dólares de los Estados Unidos)

TOTAL	11,513
Supervisión e Ingeniería (10%)	1,047
Subtotal	10,467
A) Trasmisión	6,260
Línea de 115 kV, 108 kms.	6,260
B) Subestaciones y Transformación	4,206
B.1) Subestación El Mollejón (Belice)	369
Bahía de 115 kV y su equipamiento	369
B.2) Subestación Belize City *	901
Transformador 50 MVA 13.2/115 kV (incluye equipamiento de bahías de alta y baja tensión)	901
B.3) Subestación Poptún (Guatemala)	2,936
Transformador de 50 MVA 230/115 kV	1,553
Transformador de 33 MVA 115/69 kV (ambos transformadores incluyen equipamiento de bahías de alta y baja tensión)	1,013
Bahía de 115 kV y su equipamiento	369

Nota: * sólo incluye las inversiones cargadas al proyecto.

Proyecto 4: Línea en 230 kV y exportación de 100 MW adicionales a la demanda de El Petén (caso No. 4)
(miles de dólares de los Estados Unidos)

TOTAL	25,903
Supervisión e Ingeniería (10%)	2,355
Subtotal	23,548
A) Trasmisión	20,633
Línea de 230 kV, 248 kms.	20,633
B) Subestaciones y Transformación	2,915
B.1) Subestación Belize City *	2,244
Banco 13.2/230 kV, 100 MVA y sus bahías	1,548
Bahía de 230 kV para la línea de interconexión	695
B.2) Subestación Poptún (Guatemala)	671
Bahía de 230 kV y su equipamiento	671

Nota: * sólo incluye las inversiones cargadas al proyecto.

