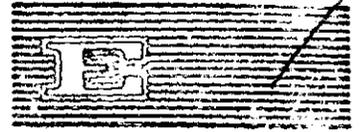


NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
E/CN.12/CCE/SC.5/37
TAO/LAT/59
28 de abril de 1966

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION

EVALUACION DE LA INTERCONEXION A ESCALA NACIONAL DE LOS
SISTEMAS REGIONALES ELECTRICOS DE PANAMA

Informe preparado por el Sr. Ricardo Arosemena, experto de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos asignada por la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas al Programa de Integración Económica Centroamericana.

El texto de este documento no ha sido revisado por la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas.

INDICE

	<u>Página</u>
1. Introducción	1
a) Resumen	1
b) Antecedentes del Proyecto Fortuna	6
2. El mercado de energía eléctrica	8
a) Sistemas regionales aislados	8
b) Sistema integrado nacional	10
c) Comentarios	11
3. Programas de desarrollo	12
a) Criterios y metodología	12
b) Soluciones regionales	13
c) Solución nacional	16
d) El Proyecto Fortuna	17
e) Inversiones y costos anuales	19
4. Evaluación de resultados comparativos	22
a) Metodología	22
b) Resultados económico-financieros	23
c) Otras ventajas	25
5. Conclusiones y recomendaciones	27
a) Conclusiones	27
b) Recomendaciones	28

1. Introducción

La solución del problema eléctrico a escala nacional es sin lugar a dudas el objetivo primordial del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Además del mandato expreso de su ley constitutiva, este objetivo ha sido definido como política básica institucional por su actual Junta Directiva y su gerente general.^{1/} Como consecuencia inmediata de esta política se desprende la responsabilidad de la Institución de enfocar en todo momento el problema eléctrico en términos nacionales para asegurarse de que los programas de desarrollo que se adopten contemplen los beneficios óptimos para la totalidad del país y no sólo los de ámbito regional.

a) Resumen

Este informe tiene por objeto evaluar la solución a mediano plazo --principalmente por medio de la utilización de los recursos naturales nacionales (plantas hidroeléctricas)-- del problema eléctrico nacional a base de un sistema nacional integrado en lugar de sistemas regionales independientes. Esta solución, que tiene ventajas evidentes, dependería del proyecto hidroeléctrico denominado Fortuna ubicado en la cuenca superior del río Chiriquí, cuyo potencial hidroeléctrico ha sido estudiado en varias ocasiones por consultores internacionales. La evaluación específica del proyecto Fortuna fue realizada en 1962 por la Misión Centroamericana de Electrificación de las Naciones Unidas y en 1965 por la firma consultora Motor Columbus de Suiza. Este último estudio fue entregado al IRHE a fines de 1965.

El mercado de energía eléctrica lo constituyen en ambos casos las tres regiones de mayor población y actividades económicas más desarrolladas del país, que son alimentadas por los sistemas eléctricos integrados, o por integrar a corto plazo, de: a) las ciudades terminales de Panamá, Colón y la Zona del Canal incluyendo las poblaciones a lo largo de las carreteras

^{1/} Véase el informe anual del IRHE para el período lo. de julio de 1964 al 30 de junio de 1965.

principales de esa región; b) las Provincias Centrales, y c) la Provincia de Chiriquí. Las proyecciones utilizadas en este trabajo son el resultado de estudios detallados de los mercados regionales realizados por consultores internacionales.^{2/} Las demandas de energía eléctrica estimada para 1966 y 1975 en las tres regiones son de 168 y 321 MW y de 1 012 y 1 910 GWh, respectivamente, correspondiendo a la región de las ciudades terminales de Panamá, Colón y la Zona del Canal cerca del 90 por ciento de esas cifras.

Los planes para resolver el problema eléctrico de las tres regiones más importantes del país elaborados por el IRHE y por las empresas privadas establecidas en cada una de ellas, y que corresponden en términos generales a la solución que en este estudio se ha llamado de los sistemas regionales aislados, son los siguientes:

Región de Panamá, Colón y Zona del Canal

1. Adición de una unidad de vapor de 22 MW en la bahía de las Minas y construcción de la transmisión asociada para interconectar los sistemas de Colón y Panamá aislados actualmente por la Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL). Programada para 1966.
2. Interconexión de los sistemas eléctricos de la CPFL y de la Zona del Canal formándose el sistema de mayor tamaño en Centroamérica. Programada para 1966.
3. Adición de una unidad de vapor de 25 MW en Miraflores por la Compañía de la Zona del Canal. Programada para 1966.
4. Adición de una unidad de vapor de 35 MW en la bahía de las Minas por el IRHE. Programada para 1968-1969.
5. Desarrollo del proyecto hidroeléctrico del Bayano con 100 MW y su transmisión asociada por el IRHE. Programado para 1970-1971.

^{2/} Harza Engineering Co. estudió la región de las ciudades terminales de Panamá y Colón; Stone & Webster, la Zona del Canal; Motor Columbus, la Provincia de Chiriquí, y Miguel A. Quiñones y Asociados, las Provincias Centrales.

Región de las Provincias Centrales

1. Adición de tres unidades diesel eléctricas de una capacidad efectiva de 0.75 MW cada una en la central de Aguadulce y construcción del proyecto hidroeléctrico de La Yeguada con 6 MW para servir al sistema integrado de esa región, por el IRHE. Programadas para 1966.

2. Adición de 6 MW al proyecto hidroeléctrico La Yeguada por el IRHE. Programada para 1971.

Región de Chiriquí

Construcción del proyecto hidroeléctrico Paja de Sombrero con 15 MW y su transmisión asociada a David. Programada para 1971.

En este programa se puede apreciar la entrada del IRHE en 1968-1969 al mercado de la región más desarrollada por medio de la planta térmica de las Minas de 35 MW. Este paso, de gran trascendencia, obedece a la política fijada por el Gobierno Nacional para asegurar el desarrollo de la electrificación en beneficio de todas las regiones del país. La selección de una unidad termoeléctrica se debió en gran parte a los problemas de financiamiento del proyecto Bayano que retrasaran su ejecución. Esta situación ha permitido, además, disponer de más tiempo para definir e instalar la próxima adición en capacidad generadora, y es lo que permite precisamente que pueda presentarse la alternativa del sistema nacional interconectado al contarse con un período mayor para construir el proyecto de Fortuna.

Se estudian aquí las dos alternativas básicas de desarrollo a partir de la puesta en operación de la unidad de 35 MW en las Minas por el IRHE. La primera se refiere a la adición de las próximas unidades generadoras para satisfacer las necesidades del mercado por regiones aisladas. Los proyectos específicos que se necesitarían para fines de 1971 serían los de El Bayano (100 MW), Paja de Sombrero (15 MW) y la segunda etapa de La Yeguada (6 MW) en las provincias de Panamá, Chiriquí y Centrales, respectivamente. La segunda establece la interconexión eléctrica de las tres regiones mencionadas para obtener un sistema integrado nacional que permitiría adicionar con la debida prelación las centrales generadoras disponibles en cualquiera de ellas para obtener las mayores economías en el

/mercado

mercado nacional. Específicamente se propone la construcción para fines de 1971 de la Central Fortuna (100 MW) y de una línea de transmisión de alto voltaje que atravesaría las áreas de mayor consumo eléctrico del país. Los proyectos de Bayano y Paja de Sombrero se pospondrían y quedarían condicionados a evaluaciones posteriores. Se supone que la segunda etapa de La Yeguada, de 6 MW entraría también en servicio para fines de 1971, aunque quedaría sujeta a varias alternativas como se explicará más adelante.

Para los fines de este estudio, el proyecto Fortuna ha sido sometido a una revisión más cuidadosa por ser la clave de la solución propuesta. Sus aspectos técnicos y económicos fueron analizados en distintas épocas independientemente y con resultados similares por distintos consultores, con lo cual se confirman los resultados obtenidos. La línea de transmisión Fortuna-Ciudad de Panamá se estudió en el centro de cálculo de la Comisión Federal de Electricidad con resultados muy satisfactorios. Los costos de la transmisión asociada fueron estimados con base en costos reales obtenidos en México y ajustados para el caso de Panamá.

Los costos anuales de operación y de mantenimiento y las inversiones totales son de 0.50 y 37.70 millones de balboas, respectivamente, para el proyecto Bayano; de 0.15 y 11.97 millones, para el de Paja de Sombrero, y de 0.50 y 37.02 para el de Fortuna, incluyéndose en todos los casos los costos de la transmisión asociada pero excluyendo los de las obras que resultan prácticamente iguales para las dos alternativas, como los de transmisión a la ciudad de David, por ejemplo. El total de los costos de operación y mantenimiento y de capital para la solución Bayano-Paja de Sombrero en el período 1971-1975 sería de 52.35 millones de balboas, contra 40.26 millones para la de Fortuna. Si se suman las inversiones con los costos de operación y mantenimiento el total resulta de 80.64 millones para la solución por regiones aisladas y se reduce a 61.42 para la solución nacional conjunta.

Se obtiene por lo tanto un saldo a favor de la solución de Fortuna de 19.22 millones de balboas en valores reales para el período 1968-1972 que a una tasa de interés del 10 por ciento resulta en un ahorro de 13.16 millones de balboas en valores actualizados para el año 1968. En términos

/financieros

financieros esta alternativa implicaría, en el mismo período, una reducción de 12.65 millones de balboas en la inversión, y una ventaja en cuanto al movimiento de caja de 12.09 millones de balboas. Esta ventaja podría ser utilizada por el IRHE para ampliar los planes nacionales de electrificación y para mejorar las tarifas, con lo cual resultarían beneficios tangibles para la economía nacional.

La solución Fortuna significa, además, una mejor disponibilidad de energía a lo largo del área más densamente poblada de Panamá, de gran importancia potencial para su crecimiento, y de manera especial para las dos regiones menos desarrolladas, con lo que se fomentaría el crecimiento equilibrado del país. A más largo plazo continuaría contándose con las ventajas que caracterizan a toda interconexión de sistemas eléctricos, como el aprovechamiento de las diversidades hidrológicas y de las características de mercado, la disminución de las reservas requeridas, y normalización de la calidad de los servicios. Finalmente, la solución Fortuna implicaría un mejoramiento de la situación de la balanza de pagos del orden de 1.8 millones de balboas anuales por concepto de ahorros en la compra de combustibles y de las posibles ventas de energía a Costa Rica.

En el estudio se llega a la conclusión de que un sistema integrado nacional a base del proyecto Fortuna es técnicamente factible y oportuno; que su realización representa ventajas considerables a corto plazo de orden económico y financiero que podrían fácilmente ser capitalizadas por el IRHE a favor de la electrificación nacional, y que implica beneficios de orden económico-social de gran valor potencial para el desarrollo equilibrado del país.

También se recomienda en el informe que se proceda con carácter de urgencía a asegurar la realización de la solución integrada nacional propuesta. Para ello, y como pasos inmediatos, sería necesario: 1) lograr la puesta en marcha de la central térmica de las Minas por el IRHE; 2) iniciar los estudios de preinversión de la solución Fortuna que permitirían entrar en las fases de financiamiento, y luego de construcción; 3) impulsar la recolección de datos hidrometeorológicos en la cuenca superior del río Chiriquí para mejorar los valores de producción actualmente atribuidos al proyecto Fortuna, y 4) la adopción de las medidas necesarias para la conservación de los recursos naturales de la zona y para evitar la especulación sobre los terrenos de dicha cuenca.

b) Antecedentes del proyecto Fortuna

El proyecto Fortuna y la creación del Sistema Eléctrico Nacional, no es un proyecto nuevo para quienes han impulsado la explotación de los recursos hidráulicos del país desde hace casi una década. El problema eléctrico nacional y su solución por medio de generación predominantemente hidráulica, ha constituido una preocupación constante de los técnicos panameños dedicados a estas actividades. Durante 1956-1957, se realizaron por el Servicio Cooperativo Interamericano de Fomento Económico, organismo antecesor del actual IRHE, a) un estudio preliminar del problema eléctrico del país que fue realizado por el Dr. Miguel A. Quiñones, en aquel entonces Ingeniero Jefe de la Autoridad de las Fuentes Fluviales de Puerto, y b) una evaluación del potencial hidroeléctrico nacional por la firma de ingenieros consultores "Harza Engineering Co." de los Estados Unidos. En ambos casos se destacó el potencial hidroeléctrico de la cuenca del río Chiriquí, en especial su tramo superior, como uno de los más prometedores. Se iniciaron entonces las instalaciones de registradores automáticos de caudal en los principales ríos del país que han ofrecido base sólida para los estudios posteriores de evaluación. En 1962 la Misión Centroamericana de Electrificación realizó el estudio Desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de Chiriquí y Golfito que incluyó una evaluación general del potencial hidroeléctrico del río Chiriquí. Se estimó, en forma conservadora, que en la cuenca superior del río se podría desarrollar un proyecto de unos 100 MW de potencia y 600 millones de kWh a base de la regulación anual de los caudales disponibles, utilizando el lugar denominado Sierpe para la presa. Los costos directos de ese proyecto, que coincide en términos generales con el desarrollo Fortuna, se estimaron entonces en 21.5 millones de balboas que darían un costo total (incluyendo ingeniería, administración e intereses durante la construcción) de 26.0 millones de balboas. Finalmente, en el período 1964-1965, la firma de ingenieros consultores Motor Columbus de Suiza preparó para el IRHE, bajo los auspicios del Fondo Especial de Naciones Unidas, un informe denominado Estudio de los recursos hidráulicos en las cuencas de los ríos Chiriquí y Chico. Este incluyó una evaluación integral de la totalidad de la cuenca del río Chiriquí, para proporcionar energía a la región de Chiriquí y, eventualmente, al área vecina de Golfito en Costa Rica.

Aunque en dicho estudio se estimó que el mejor proyecto de los evaluados era el de Fortuna, su tamaño resultaba desproporcionado para el mercado de la zona de Chiriquí, por lo que se recomendó el desarrollo inmediato del proyecto de Paja de Sombrero, más proporcionado --con sus 15 MW iniciales-- a ese mercado con una demanda menor de 10 MW. Si los términos de referencia del estudio del Fondo Especial hubieran cubierto el mercado total del país, como aquí se hace, es de suponer que se habría recomendado la construcción del proyecto de Fortuna.

En el período 1965-1966, han sucedido los siguientes acontecimientos relativos al problema eléctrico de la región de las ciudades terminales de Panamá y Colón; a) las gestiones para el financiamiento del proyecto hidroeléctrico del Bayano, programado originalmente para entrar en operación para fines de 1969, no han llegado a concretarse. (Cabría señalarse que se requiere un mínimo de cinco años para poner en operación este proyecto, si se incluyen las gestiones de financiamiento y la elaboración de los planos de construcción); b) la Compañía del Canal de Panamá, con un mercado eléctrico superior al del resto del país, parece haber decidido suspender la adición de nuevas unidades generadoras a partir del presente año y obtener sus necesidades adicionales de energía eléctrica de fuentes externas a la Zona del Canal, circunstancia que implica lógicamente la integración total de los sistemas eléctricos de la Zona del Canal con los de las ciudades terminales de Panamá y Colón (ya se están dando pasos en este sentido); c) las circunstancias anteriores hacen imprescindible la programación de una nueva adición térmica que, por las proyecciones actuales de la demanda deberá entrar en operación para 1969. La solución de este problema depende del IRHE, que ha realizado un llamado a licitación pública para la construcción de una unidad de vapor de 33-40 MW. La adición de esta unidad remite hasta fines del año 1971 el plazo para la siguiente adición de capacidad generadora bajo condiciones normales de operación de las plantas del sistema.

/La evaluación

La evaluación en firme del proyecto Fortuna (el más atractivo de los evaluados hasta el presente), la adición de la unidad térmica mencionada por el IRHE para suplir las necesidades del mercado hasta fines de 1971, y la magnitud que habrá alcanzado para esa fecha la demanda eléctrica en la región de las ciudades terminales de Panamá y Colón y en la Zona del Canal (227 MW y 1 406 millones de kWh) hacen factible la realización del sistema integrado nacional propuesto en este estudio.

2. El mercado de energía eléctrica

Los principales mercados de energía eléctrica de Panamá corresponden en la actualidad a las tres áreas de mayor concentración de población y de actividades económicas que son, en orden de importancia, la región de las ciudades terminales de Panamá y Colón, la de la Provincia de Chiriquí y la de las provincias centrales.

a) Sistemas regionales aislados

La región de las ciudades terminales incluye las ciudades de Panamá y Colón, la Zona del Canal y las poblaciones a lo largo de la carretera transístmica y de la carretera al interior hasta la población de Chorrera. Es el mayor mercado de energía de Centroamérica, hasta hace muy poco tiempo servido en forma independiente por cuatro empresas distintas (Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL), Compañía del Canal de Panamá, Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) e Hidroeléctrica La Chorrera), existiendo además dos empresas privadas de alto consumo autoabastecidas (Cemento Panamá y Refinería Panamá). Los sistemas de la ciudad de Panamá y de la Zona del Canal tienen en la actualidad una interconexión limitada; existen planes para una integración total, incluyendo la ciudad de Colón a corto plazo, que implicarán la integración de más del 90 por ciento del mercado en esta región.

Las características del mercado y sus proyecciones han sido objeto de estudio por firmas consultoras que han dispuesto para ello de series históricas adecuadas de la casi totalidad de las cargas servidas. Para los propósitos de este trabajo se han adoptado las siguientes proyecciones:

/a) para

a) para la región de las ciudades terminales, exceptuando la Zona del Canal, las contenidas en el informe titulado Bayano Hydroelectric Project Re-evaluation of Feasibility, preparado para el IRHE por Harza Engineering Co., de los Estados Unidos en marzo de 1965; b) para la Zona del Canal, las del informe titulado Study of additional generating facilities 1965-1980 preparado por Stone & Webster Service Corporation, de los Estados Unidos, para la Compañía del Canal de Panamá en enero de 1965. Las características de las curvas de carga se han obtenido de datos proporcionados directamente por las empresas eléctricas al IRHE. Las necesidades de potencia varían de 156 a 295 MW y las de energía de 953 a 1 781 GWh en el período de 10 años 1966-1975 para las zonas a) y b) antes mencionadas. (Cuadros 1 y 2.)

El consumo eléctrico de la región de Chiriquí se concentra en su parte occidental; se encuentra integrado casi totalmente y está servido por las tres empresas siguientes: Empresas Eléctricas de Chiriquí, Chiriquí Land Co. (compañía bananera) y el IRHE. El estudio del mercado de la región, incluyendo el área limítrofe de Golfito en Costa Rica, forma parte integral del estudio de Motor Columbus antes mencionado que se incluye en el segundo tomo del mismo. La demanda estimada de potencia y energía para el período 1966-1975 va de 8.3 a 16.2 MW y es de 41.5 a 81.6 GWh para la Provincia de Chiriquí. (Cuadro 3.)

En las Provincias Centrales el mercado eléctrico de mayor concentración se localiza a lo largo de las carreteras troncales, que unen las poblaciones principales de Antón, Penonomé, Aguadulce, Santiago, Chitré y Los Santos. La interconexión eléctrica del área mencionada y su expansión gradual a áreas circunvecinas está siendo realizada por el IRHE, que tiene a su cargo la totalidad del suministro eléctrico en la región con excepción de la ciudad de Santiago. El estudio del mercado futuro de energía del sistema integrado regional fue realizado en 1961 para el IRHE por la firma de ingenieros consultores Miguel A. Quiñones y Asociados, de Puerto Rico, como parte del informe que sirvió de base para la obtención del préstamo otorgado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) para la integración eléctrica de esa región, Dicho estudio ha sido

/revisado

revisado recientemente por el personal técnico del IRHE con base en los programas actualizados de construcción de las líneas de interconexión a nuevas poblaciones. Los resultados del mismo para el período 1966-1975 muestran una variación en las necesidades de potencia de 3.9 a 9.6 MW y de energía, de 17.3 a 47.0 GWh. (Cuadro 4.)

b) Sistema integrado nacional

Los requerimientos de fluido eléctrico para el sistema integrado nacional, al que se refiere la parte medular de este estudio, han sido establecidos por la simple adición de las demandas respectivas de cada uno de los sistemas regionales. No se consideró necesario establecer la existencia de diversidad en los picos máximos por representar la carga del sistema de las ciudades terminales de Panamá y Colón más del 90 por ciento de la total. Por la misma razón se utilizaron las características de las curvas de carga de los sistemas mayoritarios como representativas de la situación total. Las necesidades de potencia y energía resultantes para el período 1966-1975 varían de 168 a 321 MW y de 1 012 a 1 910 GWh, respectivamente, para el sistema interconectado nacional. (Cuadro 5.)

Los resultados anteriores tanto para los sistemas aislados como para el sistema integrado nacional se pueden resumir como sigue:

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA

	Demanda de potencia (MW)			Demanda de energía (GWh)			Crecimiento anual promedio de la demanda de energía para 1966-1975 (Porcientos)
	1966	1970	1975	1966	1970	1975	
<u>Sistemas integrados</u>							
Panamá-Colón y alrededores (excluye la Zona del Canal)	74.0	112.0	185.0	361.0	566.0	932.0	11.1
Zona del Canal	90.0	112.0	125.0	592.0	759.0	849.0	4.1
Provincia de Chiriquí	8.3	11.2	16.2	41.5	55.9	81.6	7.8
Provincias centrales	3.9	6.3	9.6	17.3	29.2	47.0	11.8
<u>Sistema interconectado nacional</u>	168.0	231.0	321.0	1 012.0	1 410.0	1 910.0	7.3

c) Comentarios

Las proyecciones de potencia y energía del cuadro anterior corresponden, en términos generales, a las condiciones normales de crecimiento observadas en sistemas centroamericanos de características similares. Se exceptúa el caso de la Zona del Canal que --según los estudios de la firma Stone & Webster" antes mencionada-- parece haber llegado a la saturación por razones peculiares a su modus operandi. Para esta región, el crecimiento anual medio para el período 1966-1975, es estimado en 4.1 por ciento, razón por la que se reduce a 7.2 por ciento el crecimiento similar para la región de las ciudades terminales de Panamá y Colón al incluir la Zona del Canal. El crecimiento estimado para la región de Chiriquí --7.8 por ciento anual en promedio-- puede considerarse conservador.

3. Programas de desarrollo

a) Criterios y metodología

Para satisfacer las demandas crecientes de energía, por generación principalmente hidroeléctrica, en todo el territorio nacional existen dos alternativas. La primera, que es la que se ha seguido hasta el presente, consiste en resolver aisladamente los problemas eléctricos regionales; con ello se fomenta en cierto modo el crecimiento más acelerado de las áreas más desarrolladas y se mantienen al margen las otras, acentuando así el círculo vicioso del desarrollo desequilibrado. Las áreas mejor localizadas se sirven de centrales mayores y más económicas y obtienen en consecuencia tarifas más bajas que fomentan el crecimiento de la demanda y abaratan a su vez las condiciones de la oferta. En las áreas de menor desarrollo sucede lo contrario; no se pueden bajar las tarifas porque la demanda es baja y, por serlo, tienen que mantenerse las tarifas altas. Ofrecen ejemplos típicos de esta situación las series históricas de crecimiento y costos promedios de energía de la ciudad de Panamá frente a las de la gran mayoría de las poblaciones electrificadas de las Provincias Centrales. La relación entre las tarifas ha sido de 2 a 1 aproximadamente, y de una magnitud similar a la de las tasas de crecimiento durante los últimos años.

La segunda alternativa, que es la que se propone en este estudio, consiste en interconectar a corto plazo, los tres sistemas regionales que existen en un solo sistema nacional. Se rompería el círculo vicioso aludido al poner a disposición de las regiones menos desarrolladas energía eléctrica abundante de la calidad adecuada y a precios más reducidos.

En los programas referentes a la adición de nuevas unidades generadoras, que se detallan en los cuadros 1, 2, 3, 4 y 5, se han seguido los siguientes criterios: a) disponer en todo momento de una reserva, equivalente cuando menos a la unidad térmica mayor del sistema, que no sería absolutamente necesaria para la etapa de desarrollo en que se encuentra el país actualmente, puesto que no se ha estimado necesaria ni en el

/sistema

sistema CPFL, ni en la Zona del Canal, ni en los sistemas más importantes del área centroamericana; esa reserva permitiría contar con un año adicional para cubrir cualquier circunstancia imprevista, y b) utilizar la mayor cantidad posible de las unidades existentes en cada región para cubrir los picos de carga máxima (retrasando así la entrada de los proyectos hidroeléctricos que implican inversiones cuantiosas). A este respecto, debe señalarse que la demanda máxima anual es entre 5 y 10 por ciento mayor que los picos máximos mensuales que se producen a través del año y que en el programa se calculan reservas adecuadas, implicando todo ello que las unidades en peores condiciones tendrían una utilización muy limitada por lo que posponer su retiro en estas condiciones resulta razonable.

Las características de generación de las centrales existentes y las futuras que han servido de base para elaborar los programas de desarrollo se han obtenido de los archivos del IRHE; en la elaboración de esos programas se han tenido presentes condiciones de operación normales. La casi totalidad de los datos se recogió en el IRHE de informes de consultores y de las mismas empresas. El detalle de los valores utilizados se presenta en el cuadro 6.

b) Soluciones regionales

Las tres empresas principales proyectan para la región a que corresponden las ciudades terminales adiciones de generación que están siendo coordinadas por el Gobierno de Panamá a través del IRHE para evitar duplicaciones innecesarias y costosas para el consumidor final.

Por lo que respecta a nuevas unidades térmicas, la CPFL está concluyendo una central de vapor de 22 MW en la bahía de las Minas que se pondrá en funcionamiento en 1966. La Compañía del Canal de Panamá instalará también este año una unidad de vapor de capacidad similar en su central de Miraflores. El IRHE ha sacado a licitación la construcción de una unidad de vapor de 33-40 MW que podría entrar en operación a los 30 meses de la adjudicación definitiva y que, como se puede apreciar en el cuadro 2,

/no será

no será necesaria hasta fines de 1969; si su adjudicación definitiva se realizara para fines de 1966 se dispondría de la unidad en el momento oportuno. En este estudio se ha supuesto que entraría en funcionamiento a mediados de 1969. Por su tamaño habrá de ser la unidad más económica del sistema, excepción hecha de las hidroeléctricas de Gatún y Madden, y tendría asegurada su utilización a plena capacidad, por consiguiente, desde el inicio de operaciones; obtendrá con ello el IRHE una rentabilidad apropiada que facilitará en parte la solución de los cuantiosos problemas financieros que implica el desarrollo de los recursos hidráulicos y la atención de los sistemas eléctricos de zonas urbanas y rurales de bajo consumo. Por esta razón, además de otras que se mencionarán más adelante, el IRHE deberá procurar por todos los medios a su alcance la construcción de esta central que constituye, por lo demás, una política definida del Gobierno Nacional.

En cuanto a proyectos hidroeléctricos, el IRHE se propone iniciar los planos de construcción que aseguren la entrada del Bayano con 100 MW para 1970 aproximadamente. De los cuadros 1 y 2 se desprende, sin embargo, que esa planta no se necesitará hasta fines de 1971. Las gestiones para que el proyecto Bayano pueda realizarse sin premuras a base de la fecha límite para su entrada en operación se eslabonarán como sigue:

RUTA CRITICA DEL PROYECTO BAYANO

	Tiempo	Fecha
Gestiones de financiamiento con organismos de crédito internacional	6 meses	1 de agosto de 1966 1 de febrero de 1967
Elaboración de planos de construcción	9 meses	1 de febrero de 1967 1 de noviembre de 1967
Adjudicación de contratos y construcción del proyecto	48 meses	1 de noviembre de 1967 1 de noviembre de 1971

No se precisará por consiguiente iniciar los planos de construcción hasta principios de 1967. Su alto costo de inversión inicial sitúa este proyecto en condiciones especiales en materia de desplazamiento de energía térmica procedente en parte de unidades de vapor de gran tamaño como las programadas, que difícilmente justifican su entrada en operación antes de requerirse para suministrar potencia en firme (sólo necesaria a fines de 1971). Los altos factores de carga de las curvas de demanda combinada de los sistemas CPFL y Zona del Canal, mayores del 70 por ciento, reducen, además, la capacidad confiable máxima que este tipo de proyecto podría alcanzar en el futuro trabajando en la parte superior de dichas curvas.

Finalmente, como se explicará más adelante, el proyecto Fortuna relega de momento al del Bayano a segundo plano en el ámbito nacional. En los cuadros 1 y 2 se detallan los suministros probables de potencias y energía para el período 1966-1975; el cuadro 1 se refiere al sistema sin incluir la Zona del Canal y el 2 al sistema total. Como se podrá apreciar, el programa de adiciones de generación para el IRHE es idéntico en ambos casos.

La firma Motor Columbus antes mencionada propone la construcción en 1971 del proyecto hidroeléctrico Paja de Sombrero con 15 MW, seguida de una adición al mismo de 7.5 MW en 1977-1978, en la región de Chiriquí. Esta solución, no resultaría muy económica antes de que transcurrieran los primeros 7 años, según los consultores. Implicaría además, en sus comienzos el desperdicio de gran parte de la generación disponible en las plantas hidroeléctricas existentes, por el exceso de capacidad para el mercado regional del proyecto Paja de Sombrero. En el cuadro 3 figuran los suministros probables de potencia y energía para el período 1966-1975. Se podrá apreciar que en el período 1972-1975 el resto de las centrales térmicas e hidráulicas actualmente instaladas permanece inactivo.

En la Provincias Centrales, el IRHE está adelantando la construcción del proyecto hidroeléctrico de La Yeguada que deberá entrar en operación con 6 MW en 1966-1967 y con un total de 12 MW en 1971, aparte de la instalación de unidades diesel de menor importancia. En el cuadro 4 se anotan los suministros probables de potencia y energía para el período 1966-1975. El programa de adiciones propuesto por regiones se resume a continuación.

/PROGRAMA DE

PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION.
SISTEMAS REGIONALES AISLADOS

Descripción	Fecha
Sistema Panamá-Colón-Zona del Canal y alrededores	
Planta de vapor Las Minas IRHE (35 MW)	Julio de 1969
Proyecto hidroeléctrico Bayano (100 MW)	Octubre de 1971
Sistema Provincia Chiriquí	
Proyecto hidroeléctrico Paja de Sombrero (15 MW)	Octubre de 1971
Sistema Provincias centrales	
Adición proyecto hidroeléctrico La Yeguada (6 MW)	Octubre de 1971

c) Solución nacional

Este programa contempla la interconexión de los tres sistemas regionales con una línea de transmisión de alto voltaje para fines de 1971. Las adiciones de generación hasta 1969 seguirán siendo las programadas para los sistemas aislados. Para fines de 1971 entrarían en operación el proyecto hidroeléctrico Fortuna, con 100 MW de potencia, y un embalse de regulación anual que le aseguraría una generación de 700 GWh para un año promedio. La ruta crítica para la realización sin apresuramientos del proyecto Fortuna, a base de la fecha límite para su entrada en operación, sería como sigue:

RUTA CRITICA PROYECTO FORTUNA

	Tiempo	Fecha
Estudio de preinversión	6 meses	Agosto 1 de 1966 Febrero 1 de 1967
Gestiones de financiamiento con organismos de crédito internacional	6 meses	Febrero 1 de 1967 Agosto 1 de 1967
Elaboración de planos de construcción	9 meses	Agosto 1 de 1967 Mayo 1 de 1968
Adjudicación de contratos de construcción del proyecto	42 meses	Mayo 1 de 1968 Noviembre 1 de 1971

/Por las

Por las fechas, se dispone de tiempo suficiente para la realización oportuna de este proyecto. Cabría señalar que para el caso de atrasos imprevistos se dispondría de un año adicional, por lo menos, operando el último año sin reserva, y contando además con capacidad adicional en el proyecto de La Yeguada como se explica a continuación.

La segunda etapa de La Yeguada, de 6 MW, entraría en funcionamiento como está planeada para los sistemas regionales independientes, a los efectos de este estudio. Esta segunda adición de La Yeguada se podría posponer hasta fines de 1975 o programarse para 1971 con 18 MW adicionales, retrasándose con ello aproximadamente un año la siguiente adición de generación si se construyera una línea de la población Divisa a la ciudad de Panamá. Estas consideraciones se han excluido del informe por razones de simplicidad y porque favorecerían la solución recomendada, aunque sería conveniente en cualquier caso su estudio más detenido porque podría implicar ajustes a las obras que se realizan en la actualidad en este proyecto y que podrían resultar más costosas si tuvieran que hacerse en el futuro.

El programa de adiciones propuesto se puede resumir como sigue:

**PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION.
SISTEMA INTEGRADO NACIONAL**

Descripción	Fecha
Sistema Panamá-Colón-Zona del Canal y otros Planta de vapor Las Minas IRHE (35 MW)	Julio de 1969
Sistema Provincia Chiriquí Proyecto hidroeléctrico Fortuna (100 MW)	Octubre de 1971
Sistema Provincias Centrales Adición proyecto hidroeléctrico La Yeguada (6 MW)	Octubre de 1971

d) El proyecto Fortuna^{3/}

Por lo explicado se comprende que el proyecto Fortuna es la clave de la solución propuesta, y conviene aclarar por lo tanto cualquier duda que

^{3/} Véanse los planos generales del proyecto, al final.

este desarrollo pueda presentar. Como se dijo al referirse a sus antecedentes, el proyecto ha sido evaluado específicamente y en forma totalmente independiente, pero con resultados muy similares, primero por la Misión Centroamericana de Electrificación de las Naciones Unidas, en 1962, y luego por la Motor Columbus, en 1964-1965.

Ninguno de los estudios se ocupa de la transmisión de energía del proyecto Fortuna a la ciudad de Panamá. Por esta circunstancia, y por tratarse de una línea de voltaje y longitud superior a las construidas hasta ahora en Centroamérica, se solicitó para su estudio asistencia técnica de la Comisión Federal de Electricidad de México, en donde se han construido varias líneas similares en fechas recientes. En el centro de cálculo de dicha institución se analizó el problema de la transmisión de carga máxima de 100 MW por 400 km con base en una línea de 220 kv y un conductor de 1 113 MCM ACSR utilizándose una computadora tipo CDC 160A. La línea funcionaría normalmente y con resultados satisfactorios. Se estableció específicamente que las pérdidas serían del orden de 5 por ciento para variaciones normales de las tensiones en ambos extremos. Para el caso específico de tensiones iguales en los extremos se obtendrían pérdidas de 4.58 por ciento y una diferencia angular de transmisión de 22.89° ; la línea estaría suministrando a la subestación receptora 1.42 MVAR.

Por lo que respecta a la confiabilidad de la línea propuesta, de un sólo circuito y con una longitud aproximada de 400 km, son muchos los casos en los que se están usando líneas similares para transportar cargas importantes a largas distancias sin mayores tropiezos. Puede citarse por ejemplo, en México, la línea de salida del proyecto hidroeléctrico de Malpaso, de 600 km de longitud, 380 kv y capacidad para 180 MW. En El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica la potencia de sus plantas hidroeléctricas se lleva también a las capitales nacionales en líneas de un sólo circuito. Aunque las distancias son menores de 400 km en estos últimos casos, la capacidad enviada es en general mayor del 60 por ciento y llega en algunos casos al 90 por ciento del total de la demanda del país. La carga que se enviaría por la línea Fortuna-Panamá sería del orden del 35 por ciento en promedio de la demanda del mercado de las ciudades terminales de Panamá-Colón y de la Zona del Canal para el período 1971-1975.

Conviene que para el diseño y construcción de esta línea se sigan normas técnicas de la más alta calidad y ofrezcan las más altas seguridades en cuanto a continuidad del servicio, para lo cual deberán localizarse, además, con la accesibilidad adecuada que facilita el hecho de ser la mayor parte de su recorrido paralelo a la Carretera Panamericana. En una segunda etapa, que correspondería al período 1975-1980, se podría pensar en otra línea similar por una ruta alterna, para la capacidad adicional que se instalará en Fortuna.

En lo que respecta al costo de la transmisión derivada del proyecto Fortuna y por las razones mencionadas en relación con su diseño, las estimaciones de este estudio se han basado en las experiencias obtenidas por la Comisión Federal de Electricidad de México. Al igual que para las estimaciones de los proyectos hidroeléctricos, se han realizado los ajustes necesarios entre ambos países. Debe recordarse, por lo que concierne a las inversiones y en especial a los costos de operación y mantenimiento, que se han utilizado cifras conservadoras para afianzar las ventajas de la solución propuesta.

e) Inversiones y costos anuales

Las dos soluciones alternas al problema de la electrificación de las tres regiones de mayor consumo del país de que se trata en este estudio se diferencian básicamente, en lo que a inversiones se refiere, en la programación de los proyectos Bayano y Paja de Sombrero en un caso y Fortuna en el otro. Para el primero se han mantenido los costos directos del proyecto hidroeléctrico del informe Harza antes mencionado (que concuerdan en términos generales con la estimación realizada por esta Misión anteriormente para el IRHE), modificándose los costos indirectos y las características e inversiones de la transmisión asociada para poner en términos equivalentes y comparables los proyectos Bayano y Fortuna. La inversión total en el proyecto Bayano bajo estas premisas resultó de 37.7 millones de balboas como se detalla a continuación.

INVERSION PROYECTO BAYANO

(Millones de balboas)

Costos directos del proyecto Bayano con dos unidades de 50 MW (tomado del informe Harza)		24.45
Contingencias	15 por ciento	3.68
Subtotal		<u>28.13</u>
Ingeniería y administración	10 por ciento	2.81
Intereses durante la construcción	10 por ciento	3.09
Total		<u>34.03</u>
Transmisión asociada (Inversión total)		
Línea Bayano-Panamá 161 kV-1 circuito-80 km		1.20
Subestaciones ambos extremos 161/34.5-120 MVA		1.47
Total		<u>2.67</u>
Inversión total		<u>37.70</u>

Para los costos de cada uno de los proyectos de Paja de Sombrero y Fortuna se realizó una estimación preliminar de los renglones principales, con base en los datos del informe de Motor Columbus. Los resultados totales no varían fundamentalmente de los obtenidos por Motor Columbus para las centrales hidroeléctricas, al tomarse en cuenta por separado las modificaciones recomendadas por la Misión. En el proyecto de Paja de Sombrero los costos directos estimados por la Motor Columbus son de 10.6 millones de dólares; la Misión, sin sugerir cambio, los estima en 9.9 millones, lo que supone una diferencia de menos del 10 por ciento. La inversión total para este proyecto se estima en 11.97 millones de balboas (cuadro 7). Con

/respecto al

respecto al proyecto Fortuna, la comparación resulta algo más complicada por ser mayor el número de partidas que difieren entre el estudio de la Motor Columbus y el de la Misión; destaca entre ellas la provisión, desde la primera fase, del embalse de regulación anual (cantidades para la presa tomadas del informe de Motor Columbus) y la de dos unidades de 50 MW, en el proyecto de la Misión, en contra de un pequeño embalse de compensación semanal y dos unidades de 36.7 MW, al de Motor Columbus. Los costos directos resultantes fueron de 16.4 millones de balboas para la estimación de Motor Columbus y de 22.1 para la realizada por la Misión. La inversión total en millones de balboas fue estimada en 37.02 incluyendo 10.40 millones para la transmisión asociada, a que se hizo referencia anteriormente. (Cuadro 8.) Como en el caso de la estimación de costos de Bayano realizada por la Misión anteriormente, los valores utilizados se basan en costos reales de construcción obtenidos en fechas recientes en México y Centroamérica y debidamente ajustados para el caso de Panamá.

En la solución a base de sistemas aislados, las inversiones anuales varían de 4.70 millones de balboas a 16.77 para el período 1968-1971 dando un total acumulado de 49.67. En la del sistema integrado nacional de 3.47 millones de balboas a 12.65 para el mismo período con un total acumulado de 37.02. El detalle de las inversiones, año por año, figura en el cuadro 9.

Los costos de operación y mantenimiento de los desarrollos hidroeléctricos se han establecido procurando que guarden la debida relación con los estimados anteriormente para el Bayano, aunque su magnitud se considera más bien conservadora en ambos casos. Se han recargado los costos de operación y mantenimiento de la línea de transmisión Fortuna-Panamá para aumentar su grado de confiabilidad, como se señaló. Los costos variables de las centrales térmicas corresponden a las generaciones probables estimadas (cuadros 2, 3, 4 y 5) multiplicados por los costos de generación unitarios correspondientes. Estos últimos se obtuvieron de los registros de las propias empresas para las unidades existentes y a base de rendimientos promedio probables y costos actuales de combustible para las adiciones programadas o en construcción. El detalle anual de los costos de operación y mantenimiento puede verse en el cuadro 9.

/Los costos

Los costos de capital se han calculado a base de una recuperación de la inversión a 50 años con un interés del 10 por ciento, que resulta en un costo anual de 10.08 por ciento, representativo en términos generales de las condiciones económico-financieras en que se desarrolla este tipo de proyectos en el área centroamericana. El valor real dependerá, en última instancia, de las condiciones en que se obtengan los préstamos y de la rentabilidad que se fije a la inversión inmovilizada. Los costos anuales obtenidos fueron de 5.03 millones de balboas para la solución por regiones y de 3.73 para la interconexión nacional.

El total de los costos probables se obtuvo por la simple adición de los de operación y mantenimiento con los de capital. Los desembolsos anuales van de 8.31 millones de balboas a 12.64 para el período 1971-1975 con un total acumulado de 52.35 para la solución Bayano-Paja de Sombrero. Para la solución Fortuna varían de 7.94 millones de balboas en 1971 a 9.46 en 1975, dando un total acumulado de 40.26. Estos últimos señalan la magnitud de los problemas financieros que corresponde a cada solución.

Se estableció, finalmente, la adición de las inversiones y de los costos de operación y mantenimiento como medida global del valor económico. Para la solución por regiones, el monto total para el período 1968-1975 fue de 80.64 millones de balboas y para la solución nacional, de 61.42. La diferencia en valor actual (año base, 1968; valor del dinero, 10 por ciento) resulta ser de 13.16 millones de balboas a favor de la solución Fortuna. (Cuadro 9.)

4. Evaluación de resultados comparativos

a) Metodología

La evaluación comparativa de las dos soluciones presentadas en este informe se reducen en lo que a inversión se refiere, a los proyectos Bayano, Paja de Sombrero en relación con el proyecto Fortuna (incluyendo la transmisión asociada), puesto que el resto de las obras será similar en ambos casos. Igual sucede con los costos de operación y mantenimiento excepto en

/lo que se

lo que se refiere a los costos variables de generación térmica. Las inversiones, los costos de operación y mantenimiento y los demás utilizados en este estudio se han establecido sobre bases equivalentes con fines de comparabilidad.

Además, para simplificar la comparación y limitarla hasta esa fecha, se ha supuesto que a partir de 1975 las dos soluciones se hallarían en condiciones económico-financieras idénticas. Esta simplificación no afecta fundamentalmente la comparación por ser lógico suponer que desde 1975 en adelante se seguirían los programas óptimos posibles y que no habrían de diferir mucho entre sí. Debe señalarse, además, que los valores actuales disminuyen rápidamente en el tiempo, reduciendo al mínimo las diferencias que puedan existir en períodos futuros, en especial cuando los intereses del capital son relativamente elevados.

b) Resultados económico-financieros

Los resultados de tipo económico-financiero muestran ventajas considerables en favor de la solución a base de un sistema integrado nacional para el período 1968-1975. En materia de resultados económicos, la diferencia en inversiones más costos de operación y mantenimiento es de 19.22 millones de balboas en valores reales a lo largo del período estudiado, resultando en una magnitud de 13.16 millones de balboas en términos de valor actual. La diferencia en costos anuales de operación y mantenimiento acumulados es de 6.57 millones, que equivalen a un 27 por ciento de los requeridos por la solución Fortuna. En cuanto a los aspectos financieros, la diferencia en inversiones en favor de Fortuna es de 12.65 millones de dólares, que representan un 34 por ciento de la inversión total en esa solución. Además, la diferencia en costos totales tiene un valor anual promedio de 2.42 millones aproximadamente para el período 1971-1975, llegando a un total acumulado de 12.1 millones.

Cabe destacar estas ventajas de orden financiero, tanto en lo que respecta a las inversiones como a los desembolsos acumulados y para años individuales ya que, como es sabido, uno de los obstáculos mayores de los

proyectos de alta inversión en el panorama local es la falta de medios de financiamiento adecuados. El aplazamiento del proyecto Bayano y las dificultades de financiamiento de la unidad de vapor de las Minas por el IRHE son otros tantos ejemplos de este tipo de problemas. Un detalle de los rubros principales de la comparación entre ambas soluciones es el que sigue:

COMPARACION ENTRE LOS PROYECTOS BAYANO-PAJA DE SOMBRERO Y FORTUNA

(Millones de balboas)

Descripción	Inversión	Costos anuales de operación y mantenimiento
Alternativa Bayano-Paja de Sombrero		
Proyecto Bayano y transmisión asociada	37.70	0.50
Proyecto Paja de Sombrero	11.97	0.15
Generación de 200 millones de kWh en centrales térmicas existentes	-	1.50
Total	<u>49.67</u>	<u>2.15</u>
Alternativa Fortuna		
Proyecto Fortuna	26.62	
Transmisión asociada	10.40	0.50
Total	<u>37.02</u>	<u>0.50</u>

Las ventajas económico-financieras que se obtienen con la solución Fortuna podrían ser aprovechadas por el IRHE en programas de electrificación que permitirían extender los beneficios de este importante elemento a núcleos más amplios de población, y serían un medio de ir reduciendo gradualmente las tarifas eléctricas en todo el país, especialmente en las zonas del interior donde en la actualidad son muy elevadas.

Cabe mencionar que las inversiones y costos de operación del proyecto Bayano, incluyendo la transmisión a la ciudad de Panamá son de un

/orden de

orden de magnitud similar a las del proyecto Fortuna, incluyendo facilidades de alimentación a lo largo de la parte más desarrollada del país que no se obtiene con el de Bayano. Adicionalmente, la alternativa Fortuna implica un aumento de generación de 200 millones de kWh, del orden de 1.5 millones de balboas por año, calculados a base de los costos variables de las plantas térmicas existentes. El detalle de ello es el que sigue:

COMPARACION BAYANO Y FORTUNA

(Millones de balboas)

	Bayano	Fortuna
Inversión incluyendo transmisión asociada	37.70	37.02
Costos anuales de operación y mantenimiento	0.50	0.50
Costos anuales para generar 200 millones de kWh en las centrales térmicas existentes	1.50	-

c) Otras ventajas

Con la solución Fortuna y la interconexión de los tres sistemas regionales se obtendría, como beneficio tangible e inmediato, el aplazamiento de una adición de generación hidroeléctrica (proyecto Paja de Sombrero) y la utilización óptima de las plantas hidráulicas y termoeléctricas existentes o programadas en todo el país.

La mayor disponibilidad de energía a precios uniformes a lo largo de la línea de transmisión propuesta, que comprende alrededor del 99 por ciento del consumo nacional y más del 95 por ciento de los consumidores de todo el país, sería de un valor potencial incalculable para el progreso nacional y en especial para las dos regiones menos desarrolladas hasta ahora. El sistema integrado nacional estaría en condiciones de absorber cualquier incremento acelerado de los mercados regionales de la Provincias Centrales y Chiriquí --que representan menos del 10 por ciento del total-- y, además, la reducción drástica de tarifas que habría que hacer (en las poblaciones del interior principalmente) para uniformarlas en todo el territorio

/no se

no se reflejaría excesivamente en las recaudaciones puesto que se reducirían también a menos del 10 por ciento del total del país.

El hecho de disponer de una mayor generación hidroeléctrica implica además posibilidad de mayor capacidad de suministro de potencia de pico, que constituye otra ventaja de la solución integrada nacional. A este respecto, para 1972 la utilización posible de energía hidroeléctrica sería de 795 millones de kWh o de 600 en un año promedio, según las soluciones Fortuna y Bayano-Paja de Sombrero, respectivamente. Se excluyó la contribución de las hidroeléctricas de Gatún y Madden, que sería idéntica para ambos casos. En la solución Fortuna se obtendrían finalmente las ventajas características de toda interconexión eléctrica derivadas de a) la diversidad hidrológica entre las cuencas del lago Gatún, de los ríos Chiriquí, Cochea y Chico y del proyecto La Yeguada; b) la diversidad en las curvas de carga entre las tres regiones. Conviene agregar, sólo como medida ilustrativa de estas ventajas no tomadas en cuenta en este estudio, que para 1965 el pico mensual del sistema interconectado de la Compañía Panameña de Fuerza y Luz y la Zona del Canal ocurrió alrededor del mediodía, salvo en el mes de enero, y que para los sistemas de Chiriquí, y Provincias Centrales, ocurre por lo general en las primeras horas de la noche; c) la disminución de las reservas, que en este caso equivaldría a las reservas combinadas requeridas para los dos sistemas menores, y podrían llegar a cifras significativas en el futuro previsible; d) la normalización de la calidad del servicio que implica la adopción de normas de calidad para todo un sistema y que serían las que rigen para el sistema más desarrollado, con las naturales ventajas para los sistemas menores, que usualmente padecen un servicio de calidad deficiente que perjudica al desarrollo industrial. Además, como aspecto muy importante para la economía nacional, la solución Fortuna implicaría considerables mejoras en cuanto a los efectos sobre la balanza de pagos con respecto a la solución Bayano-Paja de Sombrero. Por una parte, la generación de 200 GWh de energía hidroeléctrica adicionales representaría un ahorro en la compra de combustibles en el exterior del orden de los 1.5 millones de balboas anuales; por otra, la venta de energía a la región de Golfito en Costa Rica, que resultaría más beneficiada con la solución Fortuna que con la construcción de Paja de Sombrero, implicaría ventas al exterior del orden de 300 000 balboas anuales.

5. Conclusiones y recomendaciones

Con base en las consideraciones anotadas anteriormente y teniendo en cuenta que todo programa de desarrollo debe tender a lograr los beneficios óptimos para la totalidad de sus habitantes, por el estudio realizado se llega a las siguientes conclusiones y recomendaciones.

a) Conclusiones

1. La disponibilidad de energía eléctrica abundante a precios razonables a lo largo del área más densamente poblada del país sería un factor básico para fomentar el desenvolvimiento de las regiones menos desarrolladas y asegurar el desarrollo equilibrado del país;

2. El desarrollo óptimo de los recursos hidráulicos y su utilización plena a corto plazo implican generalmente una mayor disponibilidad de divisas y un mejor aprovechamiento de la mano de obra y de los servicios nacionales;

3. La integración a corto plazo de los sistemas eléctricos principales de: a) la región de las ciudades terminales de Panamá y Colón; b) las Provincias Centrales, y c) la Provincia de Chiriquí --adoptándose la solución Fortuna-- contribuiría efectivamente a lograr la realización de los objetivos señalados en los numerales anteriores;

4. La solución Fortuna es técnicamente factible y se cuenta con el tiempo necesario para que pueda completarse cuando la demanda de energía la requiera;

5. Las ventajas considerables de orden económico-financiero de la solución Fortuna frente a la solución Bayano-Paja de Sombrero podrían ser capitalizadas por el IRHE para incrementar la electrificación nacional y para ofrecer mejores tarifas en todo el país, que a su vez fomentarían el desarrollo económico-social.

b) Recomendaciones

1. Adoptar la solución que implica la interconexión eléctrica a corto plazo de los principales sistemas nacionales y tomar las medidas necesarias para que se lleve a cabo sin dilación ni interrupción;

2. Asegurar el financiamiento y puesta en marcha de la central termoeléctrica de las Minas, que proporcionará al IRHE en parte el respaldo financiero requerido para las etapas subsiguientes. El problema de caja resultaría menos oneroso si pudiera obtenerse un financiamiento a largo plazo para esta adición. Con tal propósito sería muy conveniente separar definitivamente el financiamiento de esta planta del de los desarrollos hidroeléctricos posteriores;

3. Iniciar con carácter de urgencia los estudios de pre-financiamiento (factibilidad) para la solución Fortuna. A este fin podría destinarse parte de los fondos disponibles para la iniciación de los planos de construcción del Bayano;

4. Incrementar con carácter de urgencia la recolección de datos hidrometeorológicos en la cuenca superior del río Chiriquí con base en los proyectos existentes y como medio para puntualizar los rendimientos conservadores estimados para los mismos;

5. Llevar a cabo a la mayor brevedad las medidas legales para asegurar la conservación física y evitar la especulación con las tierras de la cuenca hidrológica superior del río Chiriquí, que es sin lugar a dudas una de las más importantes del país en materia de potencial hidroeléctrico utilizable a corto plazo.

Cuadro 1

REQUERIMIENTOS Y SUMINISTROS DE POTENCIA Y ENERGIA

Sistema primario Panamá-Colón y alrededores

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos										
Potencia máxima (MW)	74	81	89	100	112	124	137	152	168	185
Energía (GWh)	361	403	450	507	566	626	693	764	845	932
Suministros										
Potencia con fiable (MW)										
Plantas existentes (CPFL)	66	66	66	66	66	66	50	50	50	50
Plantas existentes (otros) ^{a/}	12	16	16	16	16	16	8	8	8	8
Las Minas (CPFL)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Las Minas (IRHE)				36 ^{b/}	36	36	36	36	36	36
Bayano o Fortuna						50 ^{c/}	100	100	100	100
Total	<u>102</u>	<u>106</u>	<u>106</u>	<u>142</u>	<u>142</u>	<u>192</u>	<u>218</u>	<u>218</u>	<u>218</u>	<u>218</u>
Exceso (MW)	28	25	17	42	28	68	81	66	50	33
Energía (GWh) (Alternativa Bayano)										
Plantas existentes (CPFL)		228	275	237	186	186				22
Las Minas (CPFL)		175	175	150	150	110		10	75	140
Las Minas (IRHE)				120	230	230	193	254	270	270
Bayano						100	500	500	500	500
Total		<u>403</u>	<u>450</u>	<u>507</u>	<u>566</u>	<u>626</u>	<u>693</u>	<u>764</u>	<u>845</u>	<u>932</u>

/Continúa

Cuadro 1 (Conclusión)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Energía (GWh) (Alternativa Fortuna)										
Plantas exis- tentes (CPFL)		228	275	237	186	186				22
Las Minas (CPFL)		175	175	150	150	110		10	55	85
Las Minas (IRHE)				120	230	230	83	114	135	160
Fortuna						100	610	640	655	670
Total		<u>403</u>	<u>450</u>	<u>507</u>	<u>566</u>	<u>626</u>	<u>693</u>	<u>764</u>	<u>845</u>	<u>932</u>

a/ Cemento Panamá 3.8 MW 1966, 8.0 MW 1967, Chorrera 1.3 MW, Refinería Panamá 6 MW e IRHE 0.7 MW.

b/ Julio 1969.

c/ Octubre 1971.

Cuadro 2

REQUERIMIENTOS Y SUMINISTROS DE POTENCIA Y ENERGIA

Sistema primario Panamá-Colón-
Zona del Canal y alrededores

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos										
Potencia máxima (MW)										
Panamá-Colón y otros ^{a/}	74	81	89	100	112	124	137	152	168	185
Zona del Canal ^{b/}	90	100	105	109	112	115	117	120	122	125
Total	164	181	194	209	224	239	254	272	290	310
Potencia diversificada	156	172	184	199	213	227	242	259	276	295
Energía (GWh)										
Panamá-Colón y otros ^{a/}	361	403	450	507	566	626	693	764	845	932
Zona del Canal ^{b/}	592	671	710	738	759	780	798	815	832	849
Total	953	1 074	1 160	1 245	1 325	1 406	1 491	1 579	1 677	1 781
Suministros										
Potencia confiable (MW)										
Existente										
CPFL ^{a/}	66	66	66	66	66	66	50	50	50	50
Zona del Canal ^{b/}	78	78	78	78	78	78	75	75	75	75
Otros ^{c/}	16	16	16	16	16	16	8	8	8	8
Subtotal	160	160	160	160	160	160	133	133	133	133
Adiciones										
Vapor Las Minas (CPFL)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Vapor Miraflores (Z.C.)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Vapor Las Minas (IRHE)				36	36	36	36	36	36	36
Bayano						50	100	100	100	100
Subtotal	49	49	49	85	85	135	185	185	185	185
Total	209	209	209	245	245	295	318	318	318	318
Exceso	53	37	25	46	32	68	76	59	42	23

/Continúa

Cuadro 2 (conclusión)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Energía (GWh)										
Plantas hidroeléctricas										
Gatún y Madder ^{b/}	283	281	260	278	276	275	273	271	270	268
Bayano						100	500	500	500	500
Subtotal	<u>283</u>	<u>281</u>	<u>280</u>	<u>278</u>	<u>276</u>	<u>375</u>	<u>773</u>	<u>771</u>	<u>770</u>	<u>768</u>
Plantas térmicas										
Existentes (CPFL)		518	530	482	424	406	93	183	242	388
Existentes (Z.C.)										
Las Minas (CPFL)		175	175	175	175	175	175	175	175	175
Miraflores (Z.C.)		100	175	175	175	175	175	175	175	175
Las Minas (IRHE)				135	275	275	275	275	275	275
Subtotal	<u>670</u>	<u>793</u>	<u>880</u>	<u>967</u>	<u>1 049</u>	<u>1 031</u>	<u>718</u>	<u>808</u>	<u>907</u>	<u>1 013</u>
Total	<u>953</u>	<u>1 074</u>	<u>1 160</u>	<u>1 245</u>	<u>1 325</u>	<u>1 406</u>	<u>1 491</u>	<u>1 579</u>	<u>1 677</u>	<u>1 781</u>

a/ Informe Bayano Hidroelectric Project Re-evaluation of Feasibilities de Harza (1965)

b/ Informe Panama Canal Co. Study of additional generating facilities 1965.

c/ Cemento Panamá 3.8 (1966) - 8.0 (1967); Refinería 6.0, Chorrera 1.3 e IRHE 0.7.

Cuadro 3

REQUERIMIENTOS Y SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGIA

Sistema primario: Provincia de Chiriquí

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos^{a/}										
Potencia máxima (MW)	8.3	9.0	9.7	10.5	11.2	12.0	12.9	13.9	15.1	16.2
Energía (GWh)	41.5	44.6	48.4	52.3	55.9	60.5	64.9	70.1	75.9	81.6
Suministros										
Potencia confiable (MW)										
Plantas existentes Hidro ^{b/}	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Plantas existentes Diesel ^{c/}	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2					
Paja de sombrero						15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Total	<u>13.3</u>	<u>13.3</u>	<u>13.3</u>	<u>13.3</u>	<u>13.3</u>	<u>22.6</u>	<u>22.6</u>	<u>22.6</u>	<u>22.6</u>	<u>22.6</u>
Exceso (MW)	5.0	4.3	3.6	2.8	2.1	10.6	9.7	8.7	7.5	6.4
Energía										
Plantas existentes Hidro	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	30.0	-	-	-	-
Plantas existentes Diesel	1.5	4.6	5.4	9.3	11.9	15.5	-	-	-	-
Paja de sombrero						15.0	64.9	70.1	75.9	81.6
Total	<u>41.5</u>	<u>44.6</u>	<u>47.4</u>	<u>52.3</u>	<u>55.9</u>	<u>60.5</u>	<u>64.9</u>	<u>70.1</u>	<u>75.9</u>	<u>81.6</u>

^{a/} Informe Estudio de los recursos hidráulicos en las cuencas de los ríos Chiriquí y Chico de Motor-Columbus (1965).

^{b/} Caldera 5.04 - Dolega I y II - 3.03 Macho Monte 0.77 Boquete 0.25.

^{c/} Puerto Armuelles (Ch. L.C.) 2.01 y Puerto Armuelles (E.E.Ch) 1.70 Balbuena 0.50.

Cuadro 4

REQUERIMIENTOS Y SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGIA

Sistema primario Provincias Centrales

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos										
Potencia máxima (MW)	3.9	4.9	5.3	5.8	6.3	6.8	7.5	8.1	8.9	9.6
Energía (GWh)	17.3	22.0	24.2	27.0	29.2	32.2	35.4	38.9	42.7	47.0
Suministros										
Potencia confiable (MW)										
Diesel	3.9	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	2.3
Hidro yeguada	-	6.0	6.0	6.0	6.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Total	<u>3.9</u>	<u>9.3</u>	<u>9.3</u>	<u>9.3</u>	<u>9.3</u>	<u>15.3</u>	<u>15.3</u>	<u>15.3</u>	<u>15.3</u>	<u>15.3</u>
Exceso	-	4.4	4.0	3.5	3.0	8.5	7.8	7.2	6.4	5.7
Energía										
Diesel	17.3	0.5	2.2	3.5	5.0	5.0	-	-	-	2.0
Hidro	-	21.5	22.0	23.5	24.2	27.2	35.4	38.9	42.7	45.0
Total	<u>17.3</u>	<u>22.0</u>	<u>24.2</u>	<u>27.0</u>	<u>29.2</u>	<u>32.2</u>	<u>35.4</u>	<u>38.9</u>	<u>42.7</u>	<u>47.0</u>

Cuadro 5

REQUERIMIENTOS Y SUMINISTROS DE POTENCIA Y ENERGIA

Sistema primario Nacional^{a/}

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Requerimientos										
Potencia máxima (MW)										
Sistema Panamá-Colón - Z. C.	156	172	184	199	213	227	242	259	276	295
Sistema Provincias Centrales	4	5	5	6	7	7	8	8	9	10
Sistema Chiriquí	8	9	10	10	11	12	13	14	15	16
Total (redondeado)	<u>168</u>	<u>186</u>	<u>199</u>	<u>215</u>	<u>231</u>	<u>246</u>	<u>263</u>	<u>281</u>	<u>300</u>	<u>321</u>
Energía (GWh)										
Sistema Panamá-Colón-Z.C.	953	1 074	1 160	1 245	1 225	1 406	1 491	1 579	1 677	1 781
Sistema Provincias Centrales	17	22	24	27	29	32	35	39	43	47
Sistema Chiriquí	42	45	49	52	56	61	65	70	76	82
Total (redondeado)	<u>1 012</u>	<u>1 141</u>	<u>1 233</u>	<u>1 324</u>	<u>1 310</u>	<u>1 499</u>	<u>1 591</u>	<u>1 688</u>	<u>1 796</u>	<u>1 910</u>
Suministros										
Potencia confiable (MW)										
Existentes										
Sistema Panamá-Colón-Z.C.	160	160	160	160	160	160	133	133	133	133
Sistema Provincias Centrales	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Sistema Chiriquí	13	13	13	13	13	8	8	8	8	8
Subtotal (redondeado)	177	176	176	176	176	171	144	144	144	143

/Continúa

Cuadro 5 (Conclusión)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Adiciones										
Vapor Las Minas (CPFL)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Vapor Miraflores Z. C.	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Vapor Las Minas (IRHE)				36	36	36	36	36	36	36
Hidro La Yeguada I y II		6	6	6	6	12	12	12	12	12
Hidro Fortuna I y II						50	100	100	100	100
Subtotal (redondeado)	<u>49</u>	<u>55</u>	<u>55</u>	<u>91</u>	<u>91</u>	<u>147</u>	<u>197</u>	<u>197</u>	<u>197</u>	<u>197</u>
Total	<u>266</u>	<u>231</u>	<u>231</u>	<u>267</u>	<u>267</u>	<u>318</u>	<u>341</u>	<u>341</u>	<u>341</u>	<u>340</u>
Exceso						72	78	60	41	19
Energía										
Plantas Hidroeléctricas										
La Yeguada Caldera-Dolega						35	45	45	45	45
Gatún y Madden						50	50	50	50	50
Fortuna						275	273	271	270	268
						100	700	700	700	700
Subtotal						<u>460</u>	<u>1 068</u>	<u>1 066</u>	<u>1 065</u>	<u>1 063</u>
Plantas térmicas										
Existentes						404	-	38	106	222
Las Minas (CPFL)						175	73	134	175	175
Miraflores Z.C.						175	175	175	175	175
Las Minas (IRHE)						275	275	275	275	275
Subtotal						<u>1 039</u>	<u>523</u>	<u>622</u>	<u>731</u>	<u>847</u>
Total						<u>1 499</u>	<u>1 591</u>	<u>1 688</u>	<u>1 796</u>	<u>1 910</u>

a/ Incluye sistemas regionales Panamá-Colón-Zona del Canal-Provincias Centrales y Chiriquí.

Cuadro 6

CARACTERISTICAS DE GENERACION DE LAS CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMADAS, POR EMPRESAS

Descripción y fecha de iniciación de operaciones de las centrales	Capacidad neta en pico (MW)	Generación año promedio ^{a/} (GWh)	Generación año crítico (GWh)
Sistema IRHE			
Centrales hidroeléctricas			
La Yeguada I y II (1966-1971) ^{b/}	6-12	45	32
Paja de sombrero I-II-III-IV (1971-1983) ^{c/}	30	155	110
Bayano I y II (1971) ^{c/}	100	500	430
Fortuna I y II (con embalse anual, 1971) ^{d/}	100	700	490
Centrales térmicas			
Diesel-Sistema integrado, Provincias Centrales ^{e/}	3	21	-
Vapor Las Minas (1969) ^{f/}	36	275	-
Sistema CPFL			
Centrales térmicas			
Unidades diesel y gas a 1965 ^{e/}	16	98	-
Unidades vapor a 1966 ^{e/}	50	372	-
Vapor Las Minas (1966) ^{g/}	24	175	-
Sistema Zona del Canal			
Centrales hidroeléctricas			
Madden ^{e/}	20	186	154
Gatún ^{e/}	21	97	52
Centrales térmicas			
Unidades diesel y gas a 1965 ^{e/}	37	260	-
Vapor Miraflores ^{g/}	25	175	-
Sistema E.E.CH. y CH.L.C.			
Centrales hidroeléctricas			
Caldera, dolega I y II a 1966 ^{e/}	8	50	35
Centrales térmicas			
Unidades diesel (1965) ^{e/}	4	28	-

a/ Generación posible en condiciones normales para centrales térmicas.

b/ Etapa I en construcción; etapa II programada.

c/ Estudio de factibilidad terminado.

d/ Estudio de evaluación terminado.

e/ Existente.

f/ En licitación.

g/ En construcción.

Cuadro 7

PROYECTO HIDROELECTRICO PAJA DE SOMBRERO.
 ESTIMACION COMPARATIVA DE COSTOS

(Millones de balboas)

Partida	Por- ciento	Motor-Columbus 15 MW	Por- ciento	Misión 15 MW
Trabajos preliminares, caminos		1.23		1.30
Toma y galería deriva- ción		0.63		
Embalse de compensación		0.52		1.20
Tunel a presión		4.85		4.10
Tubería forzada		0.68		0.57
Casa de máquinas		1.66		1.38
Viviendas		0.03		0.05
Subtotal		<u>9.60</u>		<u>8.60</u>
Contingencias	10	0.96	15	1.29
Total costos directos		<u>10.56</u>		<u>9.89</u>
Ingeniería y adminis- tración	25	2.64	10	0.99
Intereses durante cons- trucción			10	1.09
Total inversión		<u>13.20</u>		<u>11.97</u>

Cuadro 8

PROYECTO HIDROELECTRICO FORTUNA.
ESTIMACION COMPARATIVA DE COSTOS(Millones de balboas)

Partida	Por- ciento	Motor-Columbus 75 MW	Por- ciento	Misión 100 MW
Trabajos preliminares, caminos		1.84		1.90
Derivación		0.35		
Embalse de compensación		0.29		
Derivación y embalse de regulación anual				5.75
Tunel		2.77		3.02
Tubería forzada		3.08		3.50
Casa de máquinas		5.90		5.00
Viviendas		0.03		0.05
Subtotal		<u>14.26</u>		<u>19.22</u>
Contingencias	15	2.14		2.88
Total costos directos		<u>16.40</u>		<u>22.10</u>
Ingeniería y adminis- tración	25	4.10	10	2.10
Intereses durante cons- trucción			10	2.42
Total inversión		<u>20.50</u>		<u>26.62</u>
Transmisión asociada (Inversión total)				
Línea Fortuna-Panamá 220 kV - 1 circuito - 400 km				7.50
Subestación elevadora Fortuna (220/34.5- 120 MVA)				1.20
Subestación reductora Panamá (220/34.5 - 120 MVA)				1.20
Subestación reductora Provincias Centrales (220/34.5 - 30 MVA)				.50
Total transmisión asociada				<u>10.40</u>
Inversión total				<u>37.02</u>

Cuadro 9

INVERSIONES Y COSTOS TOTALES RELATIVOS.
SISTEMAS REGIONALES VS SISTEMA NACIONAL

(Miles de balboas)

Descripción	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	Total
Sistemas regionales										
Inversiones										
Hidro Payano ^{a/}		3 500	7 700	13 700	12 800					37 700
Hidro Paja de Sombrero		1 200	2 450	4 350	3 970					11 970
		4 700	10 150	18 050	16 770					49 670
Costos totales										
Operación y mantenimiento					8 312	9 750	10 560	11 090	12 640	52 352
Hidro Bayano					7 052	4 720	5 530	6 060	7 610	30 972
Hidro Paja de Sombrero					125	500	500	500	500	2 125
Costos variables de centrales térmicas					37	150	150	150	150	637
Costo del capital ^{b/}					6 890	4 070	4 380	5 410	6 960	28 210
Inversión y costos de operación y mantenimiento		4 700	10 150	18 050	23 822	4 720	5 530	6 060	7 610	80 642
Sistema nacional										
Inversiones										
Hidro Fortuna ^{a/}		3 470	7 500	13 400	12 650					37 020
Costos totales										
Operación y mantenimiento					7 935	6 890	7 570	8 410	9 460	40 265
Hidro Fortuna ^{a/}					6 995	3 160	3 840	4 680	5 730	24 405
Costos variables de centrales térmicas					125	500	500	500	500	2 125
Costo del capital					6 870	2 660	3 340	4 180	5 230	22 280
Inversión y costos de operación y mantenimiento		3 470	7 500	13 400	19 645	3 160	3 840	4 680	5 730	61 425

/Continúa

Cuadro 9 (Conclusión)

Descripción	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	Total
Diferencia en inversiones y costos de operación y mantenimiento a favor del Sistema Nacional		1 230	2 650	4 650	4 177	1 560	1 690	1 380	1 880	19 217
Coefficiente de actualización ^{c/}		0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564	0.513	0.467	
Valor presente a favor del Sistema Nacional		1 119	2 189	3 492	2 853	969	953	708	878	13 161

a/ Incluye transmisión asociada.

b/ Costo de recobro del capital al 10 por ciento en 50 años.

c/ Año base 1968 e interés del 10 por ciento.