

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

RESTRINGIDO
CEPAL/MEX/66/15/Rev.1
29 de diciembre de 1966

PROPIEDAD DE
LA BIBLIOTECA

C.1

CONTRATACION Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE A LA EMPRESA
ELECTRICA DE GUATEMALA

(Informe complementario al del 16 de septiembre de 1966
de la Misión Centroamericana de Electrificación)

Preparado por el Ing. Francisco Malavassi Vargas, Jefe de la Misión Centro-
americana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

Guatemala, 29 de diciembre de 1966

Señor Ingeniero Roland Castillo
Gerente General Instituto Nacional de Electrificación

PROPIEDAD DE
LA BIBLIOTECA

C.1

Estimado señor Gerente:

Tengo el gusto de enviar a usted la información solicitada respecto a alternativas de tarificación para la venta de energía de la hidroeléctrica de Los Esclavos y plantas de Gas de Guacalate No. 1 y No. 2, así como las bases generales para la prueba de resultados de las mismas. Debe asimismo considerarse como parte de la información explicativa de esta carta la contenida en el informe de 16 de septiembre de este año, de la Misión Centroamericana de Electrificación.

En el cuadro No. 1 se calcula la demanda de facturación (integrada en 15 minutos en todos los casos) que resultaría de aplicar los criterios de los diversos proyectos de contrato discutidos hasta la fecha (de junio a nivel de Gerencias, de 21 de octubre aprobado por el Consejo Directivo del INDE y la contrapropuesta de la E.E. de G. del 9 de diciembre de 1966).

En el cuadro No. 2 se resume la demanda total facturable (MW-mes) bajo cada una de las proposiciones señaladas. Todas esas demandas sin embargo, corresponden a la demanda integrada en 15 minutos, si se hiciera en 60 minutos las diferencias respecto a los valores mostrados sería de menos 5 por ciento. Puede observarse que la diferencia entre lo pactado a nivel de Gerentes en junio y lo de facturar a base de demandas leídas como ahora se persigue, produce una diferencia que oscila entre 18 y 27 por ciento, si el crecimiento de la demanda total del sistema es del 14 o el 12 por ciento anual. Si agregamos la diferencia por integrar la demanda en 15 en vez de 60 minutos, la diferencia entre los sistemas del contrato de junio o el aprobado por el Consejo en octubre, respecto a esta nueva modalidad de facturar a base de demandas reales en los sitios de entrega, los valores del cargo por demanda se elevarían de 23 a 32 por ciento, según la tasa de crecimiento de la demanda. Justifica esto el aumento del cargo por demanda de junio en hasta esas cifras como propuso el Consejo Directivo en octubre (de 2.00 a 2.50 quetzales por kW).

/En el

En el cuadro No. 3 se muestra una estimación general de la forma más probable en que el INDE atendería sus requerimientos de energía para suplir las necesidades de la E.E. de G. Está preparado con base a un año hidrológico normal y a operación normal de todas las plantas de la E.E. de G. Es dable presumir que si alguna generación de las mostradas en ese cuadro puede variar es la correspondiente a la producción de gas que podría aumentar de la ahí mostrada con una simple redistribución de la producción de gas de las plantas del sistema INDE-E.E. de G. Además las plantas térmicas de la empresa tienen necesidad de reparaciones fuertes, por lo que la generación la suplirían estas unidades.

En el cuadro No. 4 se muestra un resumen de los costos que deben recobrase durante 1967 y 1968 para obtener la rentabilidad exigida por el BIRF. Esos costos suponen 1.25 cts. por kWh generado en Guacalate, lo que corresponde a lo observado en 1966. La operación normal prevista para 1967 y 1968 será semejante a la observada en 1966. Si así no fuere y resultare en conjunto más desfavorable, aumentará el costo del combustible utilizado. Deben recordarse las grandes variaciones en el consumo específico de este tipo de plantas (gas). Lo anterior, unido al probable incremento en la producción de las mismas, llevaron a que en la propuesta del Consejo se cobrara el cargo por energía correspondiente a estas plantas a través del valor real del combustible utilizado.

En el cuadro No. 5 se resumen las tres tarifas propuestas denominadas A, B y C que corresponden, la A, a la discutida en junio, la B a la aprobada por el Consejo Directivo del INDE en octubre y la C a la contrapropuesta de diciembre de la E.E. de G. Para el análisis de las mismas que aparece en el cuadro 5, se supuso que la demanda correspondería a valores integrados en 15 minutos. Como puede observarse, las dos primeras producen resultados semejantes para el período de aplicación o sea 1967 y 1968, ya que los ingresos difieren en un 3 por ciento. La tercera es inaceptable para el INDE ya que además de correr los riesgos del crecimiento del mercado, los hidrológicos, y los de aumentos en costos de generación de gas, resulta en una reducción de ingresos del orden de 530 000 quetzales o sea el 13 por ciento.

/Las tarifas

Las tarifas 1, 2 y 3 ofrecen alternativas que podrían ser utilizadas por el INDE en sus negociaciones, siguiendo la tendencia de simplificar la facturación a base de utilizar registros directos, como lo ha sugerido la Gerencia del INDE.

La No. 1 corresponde a la A modificada (tarifa de junio), ya que sólo se cambia el cargo por demanda al utilizarse como demanda de facturación valores menores correspondientes al registro real, y 15 minutos para período de integración. De usarse esta tarifa el INDE debe lograr que la hidro de Los Esclavos contribuya con su total capacidad al pico de la demanda del sistema, además de que su energía sea totalmente aprovechada. Cualquier incremento de la producción de las plantas de gas por encima de 68 GWh en los dos años de contrato causaría costos adicionales al INDE sin ingreso probable, lo que significa reducción de la rentabilidad. Por ejemplo un aumento de la producción de gas de 68 GWh a 90 GWh significa un aumento aproximado en los costos, no recobrable en la tarifa, de unos 100 000 quetzales y una reducción en la rentabilidad del INDE de 0.5 por ciento anual sobre el activo fijo inmovilizado. Podría incluirse una cláusula de alivio a esto haciendo un ajuste al final del período de 0.45 centavos de quetzal por cada kWh consumido por encima de 68 GWh.

La No. 2 es una variante a la C, propuesta por la E.E. de G. en diciembre de 1966. Se eleva el cargo por demanda de 2.50 a 2.60 quetzales por kW, además de considerarse la demanda de potencia integrada en 15 minutos. Se eleva además el cargo por energía del primer bloque de 1.1 centavos de quetzal por kWh a 1.3 centavos de quetzal por kWh. Respecto al aumento en costos a causa de mayor producción de gas, esta tarifa tiene las mismas objeciones que la anterior. Deben buscarse, pues, las mismas protecciones contractuales que en el caso anterior para esa energía y lo relativo a Los Esclavos.

La No. 3 corresponde a la B modificada. Se eleva el cargo por demanda a 2.80 quetzales, además de establecerse bloques para la energía provista por Los Esclavos que se cobraría en forma distinta a la de Guacalate. El cargo por energía de esta última planta se cobraría con base a combustible real

/utilizado.

utilizado. Debiera además obtenerse protección respecto a utilización de energía de Los Esclavos y su contribución al pico del sistema, en forma contractual, como en el caso 1. Esta proposición tiene la ventaja de que se facilita aún más la operación de todo el sistema, que es ya de por sí complicada para un sistema del tamaño reducido del que se trata.

Por todo lo señalado el suscrito considera que cualquiera de las tres últimas tarifas podría resultar apropiada para facturar la energía del INDE a la E.E. de G., y podría producir los resultados que la Institución necesita a fin de cumplir con sus programas y lo pactado con el BIRF, si se toman las seguridades contractuales señaladas.

Respecto al contrato propiamente dicho y de acuerdo a lo señalado por la E.E. de G. en su contrapropuesta del 9 de diciembre de 1966, de acuerdo a lo discutido con usted y los ingenieros Bendix y Aragón, creo que debe insistirse en establecer lo propuesto en el contrato aprobado por el Consejo Directivo respecto a: cobro adicional al operarse con factor de potencia inferior al 85 por ciento, demanda de facturación integrada en 15 minutos así como a los extremos generales del programa de operación del sistema conjunto. Respecto a esto último resulta importante garantizarse lo ya señalado en páginas anteriores respecto a Los Esclavos y Guacalate o sea: no reducción de la potencia de Los Esclavos a la Hora del Pico, garantía de absorción de su energía y compensación por el combustible de Guacalate en exceso de lo previsto, si se incluye éste en la tarifa. Se considera apropiado, aunque no sea usual, el principio por ajuste de disponibilidad que desea la E.E. de G., siempre y cuando ésta lo incorpore a su vez en las tarifas de venta a sus clientes. Además, en el caso de Los Esclavos, este factor debe regir inclusive para su operación a carga parcial, o más bien en las horas de operación y carga que el Comité de Operación decida para esta planta. Este factor debe establecerse por unidad y redactarse la cláusula contractual en forma apropiada.

Dado que con las tarifas 1, 2 y 3 el INDE corre con los riesgos de reducción en el crecimiento de la demanda, debiera establecerse en el contrato obligación de mantener el voltaje dentro del sistema INDE-E.E. de G., todo el tiempo, dentro de determinados límites. Por ejemplo, una reducción

/en el voltaje

en el voltaje a la hora del pico de 4.5 por ciento reduce la demanda en cerca de un 20 por ciento en sistemas de la composición de consumo como el formado por el INDE-E.E. de G. Es fácil concluir que si hubiera tal tipo de operación a la hora del pico, las compras al INDE se reducirían notablemente. Este tipo de operación es el que clásicamente se realiza cuando hay deficiencias de capacidad en los sistemas.

Considero igualmente recomendable se nombren por parte del INDE a los funcionarios del Comité de Operación a fin de que desde ahora participen activamente en estos problemas. Además sugeriría viajaran a Costa Rica por una dos semanas a fin de observar la operación de un sistema en que las relaciones con otra empresa como la E.E. de G. son muy semejantes, y llevaran el contrato final a fin de discutir con funcionarios de ese país problemas relativos a aspectos y detalles que es imposible cubrir en un contrato final.

Creo haber cumplido con su pedido de carta del 12 de diciembre próximo pasado.

Quedo a su disposición para cualquier consulta adicional que usted considere conveniente.

Atentamente,

Francisco Malavassi V.
Jefe de la Misión Centroamericana de
Electrificación y Recursos Hidráulicos
de las Naciones Unidas

Cuadro 1

CALCULO DE LA DEMANDA DE FACTURACION. VENTAS INDE, 1967^{a/b/}

(MW)

Mes	Demanda máxima (MW) (1)	(1)-52	(1)-65	(3)+12	Demandas facturables		
		MW (2)	MW (3)	MW (4)	A	B	C

Tasa anual de crecimiento, 14 por ciento

<u>Total</u>		<u>306.0</u>	<u>250.1</u>	<u>306.0</u>			
Enero	86.0	34.0	21.0	33.0	25.5	21.0	25.5
Febrero	84.7	32.7	19.7	31.7	25.5	19.7	25.5
Marzo	85.2	33.2	20.2	32.2	25.5	20.2	25.5
Abril	85.2	33.2	20.2	32.2	25.5	20.2	25.5
Mayo	84.2	32.2	19.2	31.2	25.5	19.2	25.5
Junio	84.2	32.2	19.2	31.2	25.5	19.2	25.5
Julio	84.2	32.2	19.2	31.2	25.5	19.2	25.5
Agosto	86.5	34.5	21.5	33.5	25.5	21.5	25.5
Septiembre	85.7	33.7	20.7	32.7	25.5	20.7	25.5
Octubre	83.2	31.2	18.2	30.2	25.5	18.2	25.5
Noviembre	91.6	39.6	26.6	38.6	25.5	25.5	25.5
Diciembre	98.5	46.5	33.5	45.5	25.5	25.5	25.5

Tasa anual de crecimiento, 12 por ciento

<u>Total</u>		<u>306.0</u>	<u>222.6</u>	<u>306.0</u>			
Enero	83.5	31.5	18.5	30.5	25.5	18.5	25.5
Febrero	82.1	30.1	17.1	29.1	25.5	17.1	25.5
Marzo	82.5	30.5	17.5	29.5	25.5	17.5	25.5
Abril	82.5	30.5	17.5	29.5	25.5	17.5	25.5
Mayo	81.6	29.6	16.6	28.6	25.5	16.6	25.5
Junio	81.6	29.6	16.6	28.6	25.5	16.6	25.5
Julio	81.6	29.6	16.6	28.6	25.5	16.6	25.5
Agosto	83.9	31.9	18.9	30.9	25.5	18.9	25.5
Septiembre	83.0	31.0	18.0	30.0	25.5	18.0	25.5
Octubre	80.6	28.6	15.6	27.6	25.5	15.6	25.5
Noviembre	89.2	37.2	24.2	36.2	25.5	24.2	25.5
Diciembre	95.4	43.4	30.4	42.4	25.5	25.5	25.5

a/ Supone que todas las demandas se integran en periodos de 15 minutos.b/ Véase el cuadro 11, informe Misión Centroamericana de Electrificación, de 16 de septiembre de 1966.

Cuadro 1-A

CALCULO DE LA DEMANDA DE FACTURACION. VENTAS INDE, 1968^{a/b/}

(MW)

Mes	Demanda máxima (MW) (1)	(1)-52 MW (2)	(1)-65 MW (3)	(3)+12 MW (4)	Demandas facturables		
					A	B	C
<u>Tasa anual de crecimiento, 14 por ciento</u>							
<u>Total</u>					<u>486.0</u>	<u>403.4</u>	<u>486.0</u>
Enero	99.0	47.0	34.0	46.0	40.5	34.0	40.5
Febrero	97.3	45.3	32.3	44.3	40.5	32.3	40.5
Marzo	97.8	45.8	32.8	44.8	40.5	32.8	40.5
Abril	97.8	45.8	32.8	44.8	40.5	32.8	40.5
Mayo	96.7	44.7	31.7	43.7	40.5	31.7	40.5
Junio	96.7	44.7	31.7	43.7	40.5	31.7	40.5
Julio	96.7	44.7	31.7	43.7	40.5	31.7	40.5
Agosto	99.4	47.4	34.4	46.4	40.5	34.4	40.5
Septiembre	98.5	46.5	33.5	45.5	40.5	33.5	40.5
Octubre	95.5	43.5	30.5	42.5	40.5	30.5	40.5
Noviembre	105.0	53.0	40.0	52.0	40.5	40.0	40.5
Diciembre	113.0	61.0	38.0	50.0	40.5	38.0	40.5
<u>Tasa anual de crecimiento, 12 por ciento</u>							
<u>Total</u>					<u>480.5</u>	<u>349.0</u>	<u>473.6</u>
Enero	93.7	41.7	28.7	40.7	40.5	28.7	40.5
Febrero	92.0	40.0	27.0	39.0	40.0	27.0	39.0
Marzo	92.7	40.7	27.7	39.7	40.5	27.7	39.7
Abril	92.7	40.7	27.7	39.7	40.5	27.7	39.7
Mayo	91.5	39.5	26.5	38.5	39.5	26.5	38.5
Junio	91.5	39.5	26.5	38.5	39.5	26.5	38.5
Julio	91.5	39.5	26.5	38.5	39.5	26.5	38.5
Agosto	94.2	42.2	29.2	41.2	40.5	29.2	40.5
Septiembre	93.2	41.2	28.2	40.2	40.5	28.2	40.2
Octubre	90.5	38.5	25.5	37.5	38.5	25.5	37.5
Noviembre	100.0	48.0	35.0	47.0	40.5	35.0	40.5
Diciembre	107.0	55.0	42.0	54.0	40.5	40.5	40.5

^{a/} Supone que todas las demandas se integran en periodos de 15 minutos.^{b/} Véase el cuadro 11, informe Misión Centroamericana de Electrificación, de 16 de septiembre de 1966.

Cuadro 2

RESUMEN DE LA DEMANDA DE FACTURACION

(MW por mes)

	Tasas de crecimiento						Diferencia	
	Total		1967		1968		respecto a A	
	14%	12%	14%	12%	14%	12%	14%	12%
A. Demanda máxima, integrada del sistema en 15 minutos menos 52 000 kW	792	786	306	306	486	480	0	0
B. Demanda máxima, integrada en 15 minutos, registrada en los sitios de entrega	653	572	250	223	403	349	-17.6	-27.3
C. Demanda máxima, integrada en 15 minutos, registrada en los sitios de entrega, aumentada en 12 000 kW o hasta el valor de capacidad de placa de las plantas del INDE	792	780	306	306	486	474	0	- 0.7

Cuadro 3
 PROVISION DE ENERGIA, 1967 Y 1968^{a/b/}
 (GWh)

Mes	Totales		Hidroeléc trica Los Esclavos	Gas Guacalate #1 y #2	
	1967	1968		1967	1968
<u>Total</u>	<u>75.90</u>	<u>117.90</u>	<u>62.90</u>	<u>13.0</u>	<u>55.0</u>
Enero	4.23	7.23	2.23	2.0	5.0
Febrero	3.76	6.76	1.76	2.0	5.0
Marzo	3.61	7.00	1.61	2.0	5.0
Abril	3.63	7.00	1.63	2.0	5.0
Mayo	3.57	5.00	2.57	1.0	4.0
Junio	8.75	12.25	8.25	0.5	4.0
Julio	8.75	12.25	8.25	0.5	4.0
Agosto	8.75	12.25	8.25	0.5	4.0
Septiembre	8.75	12.25	8.25	0.5	4.0
Octubre	8.75	12.75	8.25	0.5	4.5
Noviembre	8.75	12.75	8.25	0.5	4.5
Diciembre	4.60	9.60	3.60	1.0	6.0

- a/ Aprovechando toda la producción de Los Esclavos (año promedio hidrológico) y las plantas de Gas Guacalate 1 y 2 en el pico por encima de todas las instalaciones del sistema.
- b/ Véase el cuadro 4 del informe de la Misión Centroamericana de Electrificación del 16 de septiembre de 1966.

Cuadro 4

GASTOS DEL SERVICIO^{a/}

	Total	1967	1968
<u>Total</u>	<u>3 956</u>	<u>1 557</u>	<u>2 399</u>
<u>Guacalate # 1 y #2</u>	<u>1 995</u>	<u>566</u>	<u>1 429</u>
1. Rentabilidad, depreciación, operación fija y generales	1 145	403	742
2. Combustible a base de 1.25 centavos de quetzal por kWh, 13.0 GWh en 1967 y 55.06 GWh en 1968	850	163	687
<u>Los Esclavos</u>	<u>1 961</u>	<u>991</u>	<u>970</u>
3. Rentabilidad, depreciación, operación fija y generales	1 961	991	970

a/ Véase el cuadro 6 del informe de la Misión Centroamericana de Electrificación del 16 de septiembre de 1966.

Cuadro 5

CUADRO RESUMEN DE ALTERNATIVAS, TARIFAS Y VENTA DE ENERGIA DE LOS ESCLAVOS Y GUACALATE 1 Y 2, 1967 Y 1968

No.	Alternativa	Cargo por demanda (Quetzales por kW)	Cargo por energía (Centavos de quetzal por kWh)	Demanda facturable (MW - mes)			Energía GWh por bloque			Ingresos por ventas (Miles de quetzales)			Diferencia a/ (Miles de quetzales)	Rentabilidad (Porcentaje)	
				1967	1968	Total	1967	1968	Total	Potencia	Energía	Total		INDE	EE de G b/
<u>Tarifas propuestas hasta la fecha</u>															
A.	Discutida junio 1966 a nivel de Gerencias	2.00 (integrado cada 60 minutos) a base de demanda total del sistema disminuida en 52 000 kW	1.50 los primeros 3 millones de kWh, 1.20 los siguientes 110 kWh (no menos de 4 millones de kWh), 0.80 los siguientes 200 kWh/kW, 0.50 de exceso	306	486	792	36.00 29.40 10.50 <u>75.90</u>	36.00 50.72 31.18 <u>117.90</u>	72.00 80.12 41.68 <u>193.80</u>	1 584	2 365	3 949	- 129	9.7	13.03
B.	Aprobada por el Consejo Directivo del INDE, 21 octubre de 1966	2.50 (registrado en los puntos de entrega) integrado cada 15 minutos, aumentado en 12 MW o hasta llegar a capacidad de placa plantas INDE	1.00 para la energía de <u>Los Escaleros (Hidro)</u> Además el valor real del combustible utilizado en <u>Guacalate</u>	306	486	792	62.90(H) 13.00(T) <u>75.00</u>	62.90(H) 55.00(T) <u>117.00</u>	125.80(H) 68.00(T) <u>193.80</u>	1 980	2 108	4 088	-	10.4	12.86
C.	Contrapropuesta de la EE de G de 9 de diciembre de 1966	2.50 (registrado en los puntos de entrega) integrado cada 60 minutos	1.10 los primeros 7 millones kWh o 80 kWh por kW de demanda de facturación, si esto resultase mayor, 0.80 por los siguientes 200 kWh/kW de demanda de facturación, 0.5 por el resto	237 ^{e/}	382 ^{e/}	619 ^{e/}	65.40 10.50 <u>75.90</u>	83.57 34.33 <u>117.90</u>	148.97 44.83 <u>193.80</u>	1 550	1 997	3 547	+ 531	7.8	13.82

Cuadro 5 (Conclusión)

No.	Alternativa	Cargo por demanda (Quetzales por Kw)	Cargo por energía (Centavos de quetzal por Kwh)	Demanda facturable (MW - mes)			Energía GWh por bloque			Ingresos por ventas (Miles de quetzales)			Diferencia a/ (Miles de quetzales)	Rentabilidad (Porcentaje)	
				1967	1968	Total	1967	1968	Total	Potencia	Energía	Total		INDE	EE de G b/
<u>Tarifas alternativas para contrapropuesta del INDE</u>															
1.	(Corresponde a la A modificada)	2.50 (registrado en los puntos de entrega), integrada cada 15 minutos	Cargos de energía según tarifa A	250	403	653	(Ver tarifa A)			1 633	2 365	3 998	- 80	10.0	13.00
2.	(Corresponde a la C modificada)	2.60 (registrado en los puntos de entrega), integrada cada 15 minutos	1.30 los primeros 7 millones Kwh o 80 Kwh por Kw de demanda de facturación, si esto resultase mayor 0.80 por los siguientes 200 Kwh/Kw de demanda de facturación 0.5 por el resto	250	403	653	65.40 10.50 <u>75.90</u>	83.57 34.33 <u>117.90</u>	148.97 44.83 <u>193.80</u>	1 697	2 295	3 992	- 86	10.0	13.00
3.	(Corresponde a la B modificada)	2.80 (registrado en los puntos de entrega), integrada cada 15 minutos	<u>Energía de Los Esclavos</u> 1.25 los primeros 4 millones Kwh 0.80 por los siguientes 3 millones Kwh 0.50 por el resto Además el valor real del combustible utilizado en <u>Guacalate</u>	250	403	653	37.40(H) 18.00(H) 7.50(H) 13.00(T) <u>75.90</u>	37.40(H) 18.00(H) 7.50(H) 55.00(T) <u>117.90</u>	74.80(H) 36.00(H) 15.00(H) 68.00(T) <u>193.80</u>	1 830	1 268(H) 850(T)d/	3 948	- 140	9.7	13.04

a/ Respecto a la tarifa aprobada por el Consejo Directivo del INDE.

b/ Rentabilidad promedio de la EE de G, 1961-65 = 12.1 por ciento sobre activo fijo inmovilizado (véase el cuadro 8 del Informe de la Misión Centroamericana de Electrificación, de 16 de septiembre de 1966.

c/ Corresponde a la demanda facturable registrada en los sitios de entrega, integrada en 15 minutos y corregida por el factor 0.95 (véanse los cuadros 1 y 2, sistema C).

d/ A base de los resultados de Guacalate en 1966 o sea 1.25 centavos de quetzal por Kwh.