

**SYNEX  
INGENIEROS CONSULTORES**

**REPÚBLICA DOMINICANA  
COMISIÓN DE REFORMA  
DE LA EMPRESA PÚBLICA**

**RÉGIMEN TARIFARIO PARA LA  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**INFORME FINAL**

**SANTIAGO de CHILE  
NOVIEMBRE, 1998**

## CONTENIDO

1- INTRODUCCIÓN.....	1
2- PRECIOS DE GENERACIÓN.....	3
2.1- Introducción.....	3
2.2- Precio de la energía.....	3
2.2.1- Proyección de la demanda.....	4
2.2.2- Programa de expansión.....	5
2.2.3- Costos marginales.....	7
2.2.4- Estructura de compras de las distribuidoras.....	7
2.2.5- Precio básico de la energía.....	8
2.3- Precio básico de la potencia de punta.....	9
3- COSTOS DE TRANSMISIÓN.....	11
3.1- Introducción.....	11
3.2- Costo total de transmisión.....	11
3.3- Ingresos Tarifarios.....	12
3.4- Peajes de conexión.....	13
3.5- Precios de entrada a la red de distribución.....	13
3.6- Precios de contratos iniciales.....	18
3.6.1- Precio de la Energía.....	18
3.6.2- Precio de la Potencia.....	19
4- COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN.....	21
4.1- Introducción.....	21
4.2- Calculo de los valores agregados de distribución (VAD).....	22
4.2.1- VAD de las instalaciones de transformación AT/MT.....	22
4.2.2- VAD de instalaciones de distribución en MT y BT.....	23
4.2.3- Costos de conexión y explotación relacionados con la atención de clientes.....	26
4.2.4- Indexación de los Valores Agregados de Distribución.....	27
5- PERDIDAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	28
5.1- Introducción.....	28
5.2- Pérdidas de transformación AT/MT.....	29
5.3- Pérdidas de distribución MT y BT.....	29
6- TARIFAS TÉCNICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	31
6.1- Introducción.....	31
6.2- Estructura de costos a nivel de distribución.....	32
6.2.1- Costos a la entrada del sistema de distribución.....	32
6.2.2- Costos totales de distribución.....	32
6.3- Factores de coincidencia.....	38
6.4- Opciones tarifarias y su cálculo.....	38
6.4.1- Tarifa Horaria (MT o BT).....	39
6.4.2- Tarifa de Demanda Máxima (MT o BT).....	41
6.4.3- Tarifa Simple (sólo BT).....	42
6.5- Resultados.....	43
6.6- Desglose de las tarifas técnicas.....	48
7- ESTRATEGIA DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS TÉCNICAS.....	49
7.1- Introducción.....	49
7.2- Estrategia de transición.....	49
7.3- Implementación.....	50
7.3.1- Clasificación de Clientes.....	50
7.3.2- Implementación numérica de la primera etapa de transición.....	51
7.3.3- Implementación numérica de la segunda etapa de transición.....	52
7.4- Resultados.....	53
8-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
8.1- Conclusiones.....	57
8.2- Recomendaciones.....	58
ANEXO N° 1.....	59
ANEXO N° 2.....	60
ANEXO N° 3.....	68

# **RÉGIMEN TARIFARIO PARA LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

---

## **1- INTRODUCCIÓN**

---

En el contexto de las reformas que se están llevando a cabo en el sector eléctrico de República Dominicana, cinco nuevas empresas serán formadas con activos actualmente de propiedad de la Corporación Dominicana de Electricidad, CDE. Dos serán empresas de generación: Empresa Generadora Itabo y Empresa Generadora Haina, y tres de distribución: Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDE Norte), Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDE Este), y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDE Sur). Estas empresas serán posteriormente capitalizadas a través de inversión privada.

La Comisión de Reforma de la Empresa Pública, CREP, ha requerido los servicios de Synex con el objeto de proponer una estrategia tarifaria para la capitalización de la CDE, consistente de la elaboración de una formulación de tarifas técnicas a clientes finales basadas en criterios de racionalidad económica, y de una estrategia de transición entre las tarifas actualmente aplicadas por la CDE y las tarifas técnicas, que tome en consideración los impactos en los consumidores y en las empresas capitalizadas.

Las tarifas técnicas fueron desarrolladas por Synex en base a los precios de compra de energía y potencia para las empresas distribuidoras según una estructura de contratos de compra a generadores (basados a su vez en precios eficientes de energía y potencia a nivel de generación y recargos por uso y costos de conexión del sistema de transmisión), a valores agregados eficientes para la actividad de distribución, y a los elementos técnicos propios de la distribución (pérdidas eléctricas y diversidad en las demandas máximas). Adicionando los componentes de costos se confeccionan pliegos tarifarios para consumidores finales. A estas tarifas se les denomina técnicas, por corresponder estrictamente a los costos de la electricidad a nivel de distribución

En seguida se realizó una comparación de los precios de electricidad a público entre las tarifas actualmente vigentes de la CDE y las tarifas técnicas, con el objeto de verificar el nivel de variación que se produce en el precio final del servicio para usuarios típicos. Sobre la base de esta comparación se diseñaron estrategias de ajuste tarifario para introducir las tarifas técnicas, minimizando el impacto de ellas en los precios medios a pagar por los consumidores, en particular aquellos que actualmente están más fuertemente subsidiados.

Sobre la base de las tarifas resultantes de aplicar la estrategia de transición tarifaria y de las proyecciones acerca de la evolución de la demanda, de los costos operacionales y del control de las pérdidas no técnicas, se simuló los resultados de las empresas con el objeto de verificar su viabilidad financiera. Esta simulación no ha sido incluida en el presente informe.

De acuerdo con los términos de referencia del estudio, el Consultor aplicó a nivel de distribución resultados de estudios anteriores efectuados en República Dominicana, e información de costos de referencia utilizados en otros países. Es así como para la realización de este estudio se utilizó información disponible en la CREP, consistente en el Memorandum de Información de la CDE de Mayo de 1998, el estudio Costos Indicativos de Distribución, de Brugman y Lecaros, Febrero de 1997, el estudio Bases para la determinación de una propuesta de fórmulas provisionales de peajes para los sistemas de transmisión de electricidad, de Brugman y Lecaros, Julio de 1997, del estudio Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico, de ETEE, Agosto 1998, y del programa computacional Moperd de modelación del despacho de generación y de sus archivos de entrada, además de la información disponible por el Consultor.

El presente informe está organizado en 8 capítulos. El capítulo 2 presenta la metodología usada y los resultados obtenidos en la determinación de los precios de energía y potencia a nivel de generación. El capítulo 3 describe la metodología usada y los resultados obtenidos en la determinación de cargos por uso y peajes de conexión asociados al sistema de transmisión. En el capítulo 4 se presenta la determinación de una estructura de costos eficientes para la actividad de distribución. En el capítulo 5 se presenta la modelación de las pérdidas eléctricas en las redes de distribución. En el capítulo 6 se presenta la formulación y valores de las tarifas técnicas de distribución. En el capítulo 7 se desarrolla una propuesta de estrategia de transición desde la tarifa actual a la tarifa técnica, y sus resultados en términos de impacto a los clientes finales. Por último, en el capítulo 8 se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio. El informe se completa con 3 anexos. El anexo 1 contiene el cálculo de los precios de generación, el anexo 2 el cálculo de los precios de transmisión hasta la entrada de la red de distribución, y finalmente el anexo 3 presenta el proyecto de Resolución para poner en vigencia el nuevo régimen tarifario.

---

## **2- PRECIOS DE GENERACIÓN**

---

### **2.1- INTRODUCCIÓN**

Este capítulo presenta la metodología utilizada y los resultados obtenidos en la determinación de los precios de compra de las distribuidoras a las generadoras, en sus componentes de energía y potencia, que forman parte de las tarifas técnicas.

Las disposiciones del marco regulatorio, contenidas en la Resolución No. 235 del Ministerio de Industria y Comercio, y detalladas en la correspondiente Resolución Reglamentaria, establecen que las tarifas reguladas aplicables por las empresas distribuidoras a sus clientes traspasarán, como valor de adquisición de la energía, el precio promedio ponderado de las compras de energía y potencia que la distribuidora efectúe en contratos y en el mercado spot.

A los efectos del estudio de una estrategia tarifaria para la distribución de electricidad, se definió un período de ajuste tarifario de 8 años. Por otra parte, en el contexto de la capitalización de las empresas generadoras y distribuidoras de la CDE, se definió contratos iniciales de suministro entre empresas generadoras y distribuidoras por un total del 80% de los requerimientos de estas últimas, divididos en 4 bloques de 20%, con plazos de 2, 3, 4 y 5 años, respectivamente, dejándose el 20% restante para ser comprado por las distribuidoras en el mercado spot.

En este contexto, el análisis de los precios a nivel de generación efectuado en este capítulo tiene dos finalidades: por una parte, definir los precios de generación que, junto con los precios de transmisión, dan origen a los precios de suministro para los primeros contratos a ser suscritos entre generadoras y distribuidoras. Por otra parte, el estudio tiene la finalidad de estimar los precios de generación para determinar los precios esperados de compra que enfrentarán las distribuidoras en el mercado de contratos a medida que se vayan venciendo los contratos originales, y en el mercado spot por la proporción que adquirirán en ese mercado.

### **2.2- PRECIO DE LA ENERGÍA**

Dada la existencia de un mercado spot con precios nodales de energía y potencia, los de contrato de energía se formarán a través de la estabilización de los precios spot en el período del contrato, multiplicados por factores de nodo que tomen en cuenta las pérdidas marginales de energía desde un nodo de referencia hasta el o

los nodos de suministro.

Denominando precio básico de la energía al precio promedio ponderado de adquisición de la energía, en contratos y spot, para un nodo de referencia, la determinación de los precios básicos de la energía, para cada distribuidora y en cada año del período de evaluación, se realizó de acuerdo a las siguientes etapas:

- Proyección de la demanda a nivel de generación
- Definición de un programa de expansión de centrales generadoras óptimo para un horizonte de estudio.
- Cálculo de los costos marginales de corto plazo (mensuales) esperados para el plan de expansión óptimo, en el período de estudio.
- Modelación de la estructura de compras de las empresas distribuidoras, en base a un esquema inicial de contratos de bloques de energía y a sus posteriores renovaciones, más las compras en el mercado spot.
- Cálculo del precio promedio resultante de la estructura de compras.

A continuación se describe en detalle cada etapa de este procedimiento, y se presentan sus principales resultados.

### 2.2.1- Proyección de la demanda

La proyección de la demanda eléctrica fue obtenida del estudio Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico, de ETEE, Agosto 1998. Los siguientes son los valores utilizados.

#### Proyección de demanda

Año	Demanda (1) (GWh)	Potencia (MW)	Crecimiento (%)
1999	9.748	1.541	-
2000	10.118	1.594	3.80
2001	10.795	1.695	6.69
2002	11.596	1.815	7.42
2003	12.456	1.943	7.42
2004	13.403	2.084	7.60
2005	14.381	2.229	7.30
2006	15.460	2.389	7.50
2007	16.557	2.550	7.10
2008	17.470	2.682	5.51

(1) Los valores informados incluyen la demanda insatisfecha debido al déficit esperado de generación. La generación esperada para el año 1999 es de 9.493 GWh, para una demanda máxima de 1.500 MW.

## 2.2.2- Programa de expansión

El programa de expansión de capacidad de generación comprende dos períodos: uno de corto plazo, que incluye aquellas centrales de generación cuya entrada en servicio tiene fecha definida, por encontrarse en construcción, y uno de mediano y largo plazo que comprende aquellas centrales aún no definidas.

Como programa con fechas definidas se adoptó el programa informado por la CREP, el que considera el repotenciamiento de plantas existentes y la incorporación de plantas nuevas en actual construcción.

Para el resto del período de estudio se analizó un programa de expansión óptimo. El programa de expansión óptimo de la capacidad de generación en un sistema eléctrico, es el programa de instalación de futuras centrales generadoras que minimiza el costo total de abastecimiento, el que corresponde a la suma de los costos actualizados de inversión, operación y falla del sistema eléctrico, para el período de análisis. Este programa es óptimo en cuanto a que es adaptado a la demanda y es de mínimo costo.

La determinación del plan de obras se realiza calculando la fecha óptima de entrada en servicio de cada una de las futuras centrales generadoras al sistema. La fecha óptima de entrada en servicio de una central corresponde a la fecha más temprana en que los beneficios por ventas de energía y potencia de la central, evaluadas a los costos marginales del sistema eléctrico, superan a los costos de capital y de operación de la misma.

La metodología empleada para la determinación de la fecha de entrada de las futuras centrales es la siguiente:

- a- se estudia la operación del sistema eléctrico incluyendo la central cuya fecha se está determinando, a partir de la fecha de entrada en servicio de la última central anterior a la que se evalúa. Se obtiene una proyección de los costos marginales mensuales para el período.
- b- se determina en cada trimestre del período, la viabilidad de la central bajo evaluación sumando sus costos anuales (a partir del trimestre respectivo) consistentes de:
  - anualidad de la inversión
  - costos fijos de operación y mantenimiento
  - costos variables de generación

y comparándolos con sus ingresos totales, también en base anual:

- ventas de energía (calculadas con la proyección de costos marginales)
- ventas de potencia firme

La fecha óptima de entrada en servicio será el primer trimestre en que la evaluación arroje resultados positivos.

Las centrales que fueron evaluadas en este proceso fueron Itabo-3, Itabo-4, Itabo-C1, Itabo-C2, San Pedro-C4, San Pedro-C5 y San Pedro-C6, de acuerdo con la denominación dada por la CREP. Para todas ellas se asumió las características que se indican a continuación:

- Potencia ISO = 163.4 MW
- Derrateo por temperatura = 8.2 %
- Potencia Neta = 150 MW
- Inversión total en central y conexiones = US\$ 105.4 millones
- Costo fijo anual de O&M = 15 US\$/kW/año
- Consumo específico de combustible = 0.177 kg/kWh
- Costo variable no combustible = 1.50 mills/kWh
- Disponibilidad forzada = 5%
- Días de mantenimiento anual = 15
- Vida útil = 20 años

En cuanto a los costos de los combustible, se usó los siguientes valores:

- Petróleo Diesel: 200 US\$/ton
- Fuel Oil: 110 US\$/ton
- Carbón: 46 US\$/ton

Se consideró 15 días de mantenimiento anual de las unidades que se incorporan, siendo el primer mantenimiento al año siguiente de la entrada en servicio.

La tasa de descuento utilizada para calcular la anualidad de la inversión fue de 12% antes de impuestos.

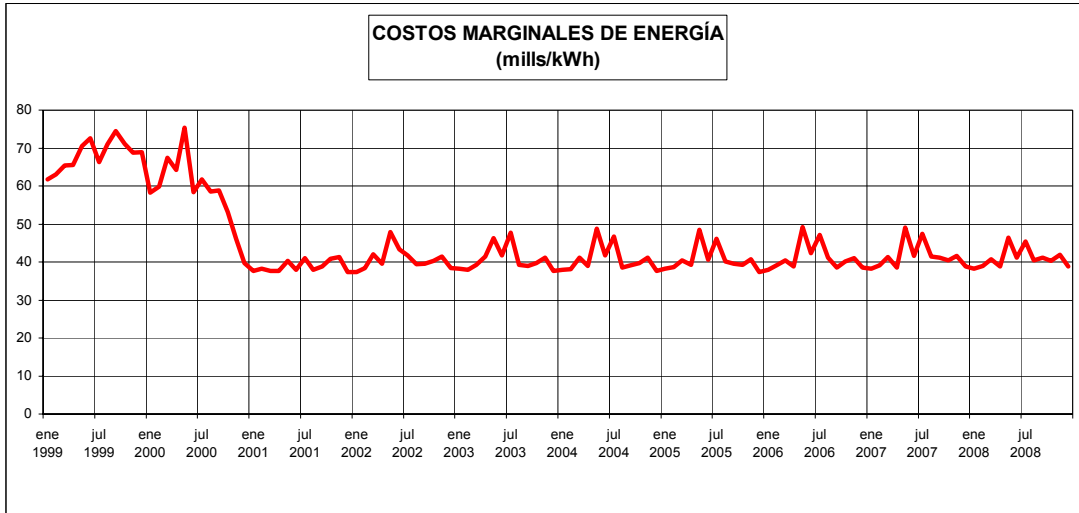
El programa de expansión, incluyendo las plantas con fecha de incorporación definida y aquellas del programa óptimo es el siguiente:

#### **Programa de instalación de centrales generadoras**

<b>Mes, año</b>	<b>Planta</b>
En	ejecución
Abril 1999	Haina-1
May 1999	Haina-2
Julio 1999	Barah. vapor
Dic 1999	Itabo-2
May 2000	Haina-3
Jun 2000	Itabo-1
Oct 2000	Haina-5
Oct 2000	San Pedro-C1
Nov 2000	San Pedro-C2
Dic 2000	San Pedro-C3
Ene 2001	Itabo gcc
Mar 2001	Haina g-C1
Mar 2001	Higuamo
Programa	óptimo
Julio 2002	Itabo - 3
Ago 2003	Itabo - 4
Ago 2004	San Pedro – C4
Ago 2005	San Pedro – C5
Ago 2006	Itabo – C1
Ago 2007	Itabo – C2
Ago 2008	San Pedro – C6

### 2.2.3- Costos marginales

Los costos marginales de corto plazo asociados en el período de análisis se obtienen de los resultados del Moperd. Sus valores se muestran en el siguiente gráfico. En el Anexo N° 1 se presentan los valores numéricos



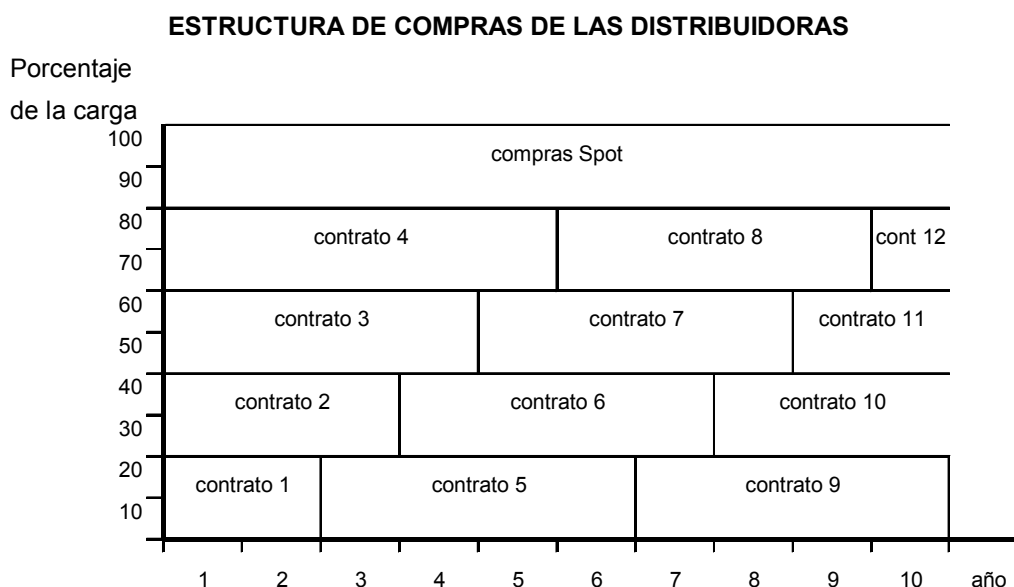
Se aprecia que inicialmente los costos marginales se mantienen en valores en el rango 60-70 mills/kWh, hasta el tercer trimestre del año 2000, en que los valores experimentan una baja hasta niveles de 40-45 mills/kWh, con picos de 50 mills/kWh. La razón de esta baja está en la fuerte expansión de la capacidad de generación prevista a partir de esa fecha.

### 2.2.4- Estructura de compras de las distribuidoras

Inicialmente las empresas distribuidoras de República Dominicana abastecerán sus consumos a través de 4 contratos de compra de energía y potencia a las empresas generadoras (cada uno equivalente a un 20% de su demanda de energía) y el saldo a través de compras al mercado spot. Los 4 contratos de compra a empresas generadoras tendrán una duración de 2, 3, 4 y 5 años, respectivamente.

Para los efectos de proyectar la estructura de compras de las distribuidoras, se ha supuesto que, una vez que los contratos iniciales expiren, las empresas distribuidoras firmarán nuevos contratos por un período de 4 años. De esta forma, en cada año las empresas distribuidoras tendrán que renovar contratos de abastecimiento por sólo el 20% de sus consumos, mientras que el 60% estaría asegurado por contratos con vencimiento posterior, y el 20% restante sería comprado en el mercado spot.

Se asume que los contratos vigentes en cada momento van absorbiendo proporcionalmente el crecimiento de la carga, así como también las compras spot.



Considerando que la estructura de contratos comenzará a operar en Enero del año 1999, los años de estudio quedan definidos como años calendario.

### 2.2.5- Precio básico de la energía

El precio básico de la energía se ha determinado como el promedio ponderado de compras en contrato y spot en cada año.

En cuanto a los precios de compra de energía de cada uno de los contratos con generadores, se consideró una estabilización dada por el promedio ponderado por la energía mensual comprometida y actualizado de los precios mensuales durante el período de duración del contrato. Así por ejemplo, el contrato de 2 años tendría un precio de energía que correspondería una estabilización de los costos marginales considerando un horizonte de 2 años.

La fórmula utilizada para calcular los precios estabilizados de energía de un contrato, corresponde al cociente entre la sumatoria del producto del costo marginal de cada mes por la demanda de energía del mismo mes, actualizados al principio del período de vigencia del contrato, dividido por la sumatoria de las demandas de energía mensuales actualizadas a la misma fecha con igual tasa de descuento. La tasa de descuento usada es 12%.

Por otra parte, con el propósito de atenuar las variaciones en las tarifas que se producirían debido a las variaciones mensuales en los precios spot, se consideró razonable estabilizar dentro del año los precios para la energía que cada empresa compraría al mercado spot.

A partir de los precios estabilizados de cada uno de los contratos, y de los valores estabilizados anuales de costos marginales del mercado spot, se obtuvo el precio básico de energía en cada año, como el promedio simple de los precios de cada uno de los cuatro contratos vigentes en el año correspondiente y de los costos marginales del mercado Spot estabilizados en ese año.

De este modo los precios básicos de energía para los próximos años son los siguientes:

### **Precios Básicos de la Energía (mills/kWh)**

Año	PRECIO ENERGÍA ESTABILIZADO					PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA
	Contrato#1	Contrato#2	Contrato#3	Contrato#4	SPOT	
1999	63.6	55.9	52.4	50.3	68.3	<b>58.09</b>
2000	63.6	55.9	52.4	50.3	58.7	<b>56.16</b>
2001	40.3	55.9	52.4	50.3	38.9	<b>47.55</b>
2002	40.3	40.8	52.4	50.3	40.8	<b>44.93</b>
2003	40.3	40.8	40.9	50.3	40.9	<b>42.65</b>
2004	40.3	40.8	40.9	41.1	40.8	<b>40.81</b>
2005	41.2	40.8	40.9	41.1	40.8	<b>40.98</b>
2006	41.2	41.3	40.9	41.1	41.3	<b>41.17</b>
2007	41.2	41.3	41.3	41.1	41.6	<b>41.31</b>
2008	41.2	41.3	41.3	41.2	41.1	<b>41.20</b>

A partir de los precios básicos de energía se determina el precio promedio ponderado de energía para cada distribuidora, agregando los precios de transmisión hasta los puntos de extracción de energía de cada una.

### **2.3- PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA**

El precio de la potencia de punta está determinado por el costo marginal de suministrar potencia en horas de punta del sistema eléctrico. Este costo se ha determinado igual al costo anual de inversión y fijo de operación de una turbina a gas de ciclo abierto de 50MW de potencia instalada. Se escoge este tipo de unidades por cuanto presentan ventajas comparativas en términos de costos de instalación en relación a los de operación, lo cual las hace las más arropiadas para abastecer un kW adicional demandado en el período de punta.

El precio básico de la potencia de punta se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PP = ((CTG/FDT*CP) * FRCM + O\&M ) * RES$$

donde:

PP = Precio básico de la potencia de punta (US\$/kW/mes).

CTG = Costo turbina a gas, corresponde al valor CIF más los costos de instalación y conexión a la red e impuestos. Se utiliza el valor 420 US\$/kW.

FDT = Factor de derrateo por temperatura. Se utiliza el valor 0.918

CP = Coeficiente de consumos propios. Se usa el valor 0.995

FRCM = Factor de recuperación de capital mensual, calculado para una tasa de descuento mensual equivalente a una real anual de 12% y un período de 240 meses.

O&M = Costo fijo de operación y mantenimiento. Se usa el valor 1 US\$/kW/mes.

RES = Margen de reserva teórica. Se usa un factor de reserva de 10%.

De este modo resulta un precio básico de potencia de punta para el sistema eléctrico dominicano de:

**PRECIO BÁSICO POTENCIA DE PUNTA = 6.45 US\$/kW/mes**

---

## **3- COSTOS DE TRANSMISIÓN**

---

### **3.1- INTRODUCCIÓN**

A los efectos de aplicar la metodología establecida en la reglamentación, para establecer los precios por uso del sistema de transmisión, se ha utilizado la metodología y los cálculos contenidos en el estudio “Bases para la determinación de una propuesta de fórmulas provisionales de peajes para los sistemas de transmisión de electricidad”, de los consultores Brugman y Lecaros.

Los precios determinados para la actividad de transmisión deben generar ingresos anuales al transmisor que le permitan cubrir los costos totales de anualidad de inversión más operación para un sistema de transmisión eficiente. El costo total anual corresponde a la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones más sus costos de operación y mantenimiento asociados.

Por otra parte, la remuneración del sistema de transmisión se estructura en base a dos elementos:

- ingreso tarifario
- peajes de conexión

El ingreso tarifario es el ingreso que percibe el transmisión como diferencia entre el valor de las extracciones y el valor de las inyecciones de energía y potencia, agregados en la totalidad de los nodos del sistema eléctrico, cuando dichas extracciones e inyecciones se ha valorizado con los costos marginales en cada nodo.

El peaje de conexión es la cantidad que resulta de la diferencia entre el costo total anual del sistema de transmisión y el ingreso tarifario anual.

### **3.2- COSTO TOTAL DE TRANSMISION**

El valor de la anualidad del VNR del sistema de transmisión, mas los costos de operación y mantenimiento asociados, para cada año de estudio, fueron proporcionados por la CREP: los valores se muestran en el siguiente cuadro.

### **Anualidad del VNR mas costos O&M (miles US\$)**

Año	AVNR + COYM
1999	57.480
2000	59.930
2001	64.440
2002	69.450
2003	74.870
2004	76.650
2005	83.950
2006	86.550
2007	90.520

### **3.3- INGRESOS TARIFARIOS**

Los ingresos tarifarios, IT, corresponden a la diferencia entre inyecciones y retiros físicos de energía y de potencia en cada barra del sistema, valorizados a los precios de energía y potencia correspondientes a la barra en que se produce la inyección o retiro. Dicho precio se calcula como el costo marginal de la energía a nivel de generación (que corresponde al nudo Palamara), multiplicado por el factor de pérdidas marginales (factor de nodo) de la barra, referido al nudo Palamara.

Para calcular los IT se aplicó el método de factores de nodo por zona y subzona sobre promedios anuales de costos marginales de electricidad a nivel generación, desarrollado en el estudio arriba indicado. Los siguientes son los factores nodales resultantes.

#### **Factores de nodo por centro de carga**

Nodos	EDE Norte	EDE Este			EDE Sur		
	Equiv.	Dist. Nac.	Resto	Equiv.	Dist. Nac.	Resto	Equiv.
Energía	1.0964	1.0039	1.0256	1.0124	0.9987	1.0470	1.0098
Potencia	1.0570	1.0121	1.0439	1.0238	1.0078	1.0237	1.0104

Con respecto a la generación se consideró la localización de los centros de generación actuales y futuros, y la consecuente actualización del valor de los factores nodales de generación para cada una de las cinco zonas en que se dividió el país. En cuanto a la localización de las futuras centrales generadoras, se consideró que las futuras plantas Itabo se ubicarán en la zona en que actualmente se encuentran las plantas del mismo nombre; igual cosa con las plantas San Pedro.

Los factores nodales de los nodos de generación son los siguientes:

### Factores de nodo por centro de generación

	Itabo y otros	Barahona y otros	Falcon y otros	Smith E. y otros	San Pedro y otros
Energía	0.9907	1.0237	1.0651	1.0432	1.0043
Potencia	0.9965	1.0046	1.0442	0.9954	1.0125

En el anexo N° 2 se presenta, para cada año, el cálculo de los IT del sistema de transmisión.

### 3.4- PEAJES DE CONEXIÓN

Los peajes de conexión corresponden a la diferencia entre el costo total anual del sistema de transmisión, y la remuneración proporcionada por los IT. Esta diferencia se expresa por kW de potencia firme conectada al sistema de transmisión.

A continuación se muestran los valores de los peajes de conexión en cada año del horizonte de análisis. En la parte final de los cuadros del anexo N° 2 se presentan los detalles del cálculo del peaje de conexión para cada año.

#### Peajes de conexión (US\$/kW/mes)

Año	Peajes
1999	2.140
2000	2.196
2001	2.428
2002	2.393
2003	2.391
2004	2.231
2005	2.303
2006	2.157

### 3.5- PRECIOS DE ENTRADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En base a los factores de nodo y los peajes de conexión, se determinan los precios de entrada a la red de distribución de cada una de las empresas distribuidoras, de acuerdo a lo siguiente: para la energía se pondera el precio básico de la energía por el factor de nodo de energía, en tanto que para potencia se pondera de la misma forma, pero se suma el peaje de conexión.

La siguiente tabla se muestra el cálculo de los precios de entrada a la red de distribución para los años de análisis.

**Precios de entrada a distribución año 1999**

	<b>EDE Norte</b>	<b>EDE Este</b>	<b>EDE Sur</b>
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	58.09	58.09	58.09
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.140	2.140	2.140
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>63.69</b>	<b>58.81</b>	<b>58.66</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>8.96</b>	<b>8.75</b>	<b>8.66</b>

**Precios de entrada a distribución año 2000**

	<b>EDE Norte</b>	<b>EDE Este</b>	<b>EDE Sur</b>
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	56.16	56.16	56.16
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.196	2.196	2.196
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>61.58</b>	<b>56.86</b>	<b>56.71</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>9.02</b>	<b>8.80</b>	<b>8.72</b>

### Precios de entrada a distribución año 2001

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	47.55	47.55	47.55
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.428	2.428	2.428
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>52.13</b>	<b>48.14</b>	<b>48.02</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>9.25</b>	<b>9.04</b>	<b>8.95</b>

### Precios de entrada a distribución año 2002

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	44.93	44.93	44.93
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.393	2.393	2.393
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>49.26</b>	<b>45.49</b>	<b>45.37</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>9.22</b>	<b>9.00</b>	<b>8.91</b>

**Precios de entrada a distribución año 2003**

	<b>EDE Norte</b>	<b>EDE Este</b>	<b>EDE Sur</b>
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	42.65	42.65	42.65
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.391	2.391	2.391
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>46.76</b>	<b>43.18</b>	<b>43.07</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>9.21</b>	<b>9.00</b>	<b>8.91</b>

**Precios de entrada a distribución año 2004**

	<b>EDE Norte</b>	<b>EDE Este</b>	<b>EDE Sur</b>
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	40.81	40.81	40.81
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.231	2.231	2.231
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>44.75</b>	<b>41.32</b>	<b>41.21</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>9.05</b>	<b>8.84</b>	<b>8.75</b>

### Precios de entrada a distribución año 2005

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	40.98	40.98	40.98
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.303	2.303	2.303
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>44.93</b>	<b>41.49</b>	<b>41.38</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>9.13</b>	<b>8.91</b>	<b>8.83</b>

### Precios de entrada a distribución año 2006

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>A.- PRECIOS BÁSICOS</b>			
Precio Básico de la Energía (mills/kWh)	41.17	41.17	41.17
Precio Básico de la Potencia (US\$/kW/mes)	6.45	6.45	6.45
<b>B.- FACTORES DE NODO</b>			
Energía (0/1)	1.0964	1.0124	1.0098
Potencia (0/1)	1.0570	1.0238	1.0104
<b>C.- PEAJE DE CONEXIÓN</b>			
Potencia (US\$/kW/mes)	2.157	2.157	2.157
<b>D.- PRECIOS ENTRADA DISTRIBUCIÓN</b>			
Precio de la Energía (mills/kWh)	<b>45.13</b>	<b>41.68</b>	<b>41.57</b>
Precio Potencia (US\$/kW/mes)	<b>8.98</b>	<b>8.77</b>	<b>8.68</b>

La siguiente tabla muestra los precios de entrada a distribución resultantes para el período de análisis, a ser usada en el establecimiento de las tarifas de distribución.

### Precios de entrada a distribución

Año	EDE Norte		EDE Este		EDE Sur	
	Energía (mills/kWh)	Potencia (US\$/kW)	Energía (mills/kWh)	Potencia (US\$/kW)	Energía (mills/kWh)	Potencia (US\$/kW)
1999	63.69	8.96	58.81	8.75	58.66	8.66
2000	61.58	9.02	56.86	8.80	56.71	8.72
2001	52.13	9.25	48.14	9.04	48.02	8.95
2002	49.26	9.22	45.49	9.00	45.37	8.92
2003	46.76	9.21	43.18	9.00	43.07	8.91
2004	44.75	9.05	41.32	8.84	41.21	8.75
2005	44.93	9.13	41.49	8.91	41.38	8.83
2006	45.13	8.98	41.68	8.77	41.57	8.68

## 3.6- PRECIOS DE CONTRATOS INICIALES

### 3.6.1- Precio de la Energía

El cálculo de los precios promedio de compra a la entrada de cada distribuidora, efectuado en el punto anterior, se realizó, en el caso del precio de la energía, aplicando los factores de nodo de energía a un precio básico de energía el cual representa, para un nodo de referencia, el precio promedio de compras en contratos y spot que la distribuidora tendría si sus compras las hiciera en el nodo de referencia, y pagara el costo de trasladar de dicho precio promedio hasta los nodos de entrada a sus sistemas de distribución. En la práctica la distribuidora efectuará sus compras en sus nodos de entrada a distribución, lo cual implica que cada contrato y cada compra spot reflejará en el precio respectivo el costo de traslado desde el nodo de referencia hasta los nodos de entrada a distribución.

El precio promedio de compra de energía en los nodos de entrada de distribución resulta el mismo ya sea que se calcule el precio promedio ponderado en un nodo de referencia y se lleve a los nodos de entrada a distribución mediante factores de nodo, o bien se calcule separadamente cada contrato y cada compra spot en los nodos de entrada de distribución, mediante los factores de nodo, y luego se efectúe el promedio ponderado.

A continuación se desarrolla el cálculo de los precios de los contratos iniciales de cada distribuidora, en los nodos de compra (o nodos de entrada a distribución):

#### A- Precios estabilizados de energía en nodo de referencia

De la sección 2.2.5 se obtienen los precios estabilizados de los contratos iniciales, referidos al nodo de referencia (Palamara).

### Precios estabilizados de energía (mills/kWh)

Año	Contrato#1	Contrato#2	Contrato#3	Contrato#4
1999	63.64	55.86	52.37	50.28
2000	63.64	55.86	52.37	50.28
2001		55.86	52.37	50.28
2002			52.37	50.28
2003				50.28

### B- Factores de nodo de energía por centro de carga

De la sección 3.3 de este informe se tienen los siguientes factores nodales para nodos equivalentes, por centro de carga, de entrada a sistemas de distribución:

#### Factores de nodo de energía (p.u.)

	EDE Norte	EDE Este		EDE Sur	
Nodos	Todos	Dist. Nac.	Resto	Dist. Nac.	Resto
Energía	1.0964	1.0039	1.0256	0.9987	1.0470

### C- Precios de contrato por bloques

Finalmente, aplicando los factores de nodo a los precios estabilizados de la energía, se obtienen los precios de contrato por bloque de compra de las distribuidoras.

#### Precios de contrato por bloque (mills/kWh)

Empresa Distribuidora	Punto de interconexión	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4
EDE Norte	todos	69.78	61.24	57.42	55.13
EDE Este	Distrito Nacional	63.89	56.07	52.58	50.47
	Resto	65.27	57.29	53.71	51.57
EDE Sur	Distrito Nacional	63.56	55.78	52.31	50.21
	Resto	66.64	58.48	54.84	52.64

### 3.6.2- Precio de la Potencia

El precio de la potencia para cada contrato se desarrolla a partir del precio básico de la potencia obtenido en la sección 2.3, el cual es independiente de la duración de cada contrato, llevado a los nodos de entrada de distribución mediante los factores de nodo de potencia, señalados en la sección 3.3, y adicionando al valor resultante el peaje de conexión indicado en 3.4, el cual varía cada año. El precio resultante de la potencia se aplica entonces a todos los contratos vigentes en cada año. El valor se indica en el cuadro siguiente para cada empresa distribuidora:

**Precio de compra de capacidad (US\$/kW/mes)**

Año	1999	2000	2001	2002	2003
<b>EDE Norte</b>					
Todos los puntos					
Bloque 1	8.96	9.02			
Bloque 2	8.96	9.02	9.25		
Bloque 3	8.96	9.02	9.25	9.22	
Bloque 4	8.96	9.02	9.25	9.22	9.21
<b>EDE Este</b>					
Distrito Nacional					
Bloque 1	8.67	8.73			
Bloque 2	8.67	8.73	8.96		
Bloque 3	8.67	8.73	8.96	8.93	
Bloque 4	8.67	8.73	8.96	8.93	8.92
Resto					
Bloque 1	8.88	8.93			
Bloque 2	8.88	8.93	9.17		
Bloque 3	8.88	8.93	9.17	9.13	
Bloque 4	8.88	8.93	9.17	9.13	9.13
<b>EDE Sur</b>					
Distrito Nacional					
Bloque 1	8.64	8.70			
Bloque 2	8.64	8.70	8.93		
Bloque 3	8.64	8.70	8.93	8.90	
Bloque 4	8.64	8.70	8.93	8.90	8.90
Resto					
Bloque 1	8.75	8.80			
Bloque 2	8.75	8.80	9.04		
Bloque 3	8.75	8.80	9.04	9.00	
Bloque 4	8.75	8.80	9.04	9.00	9.00

---

## 4- COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN

---

### 4.1- INTRODUCCIÓN

Las tarifas de distribución presentadas en este estudio corresponden al costo marginal asociado a la actividad de distribución eléctrica, desarrollada en forma eficiente o a mínimo costo, para un determinado nivel de demanda.

El costo marginal de distribución corresponde al costo marginal de largo plazo de una empresa distribuidora que opera en forma eficiente, y se puede calcular como el costo incremental promedio de largo plazo, o bien alternativamente como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) más los Costos de Operación y Mantenimiento (COYM) de instalaciones eficientemente dimensionadas y operadas, dividido por la potencia que puede transitar por dichas instalaciones en condiciones de adaptación económica. La metodología empleada en el estudio Costos Indicativos de Distribución (CID), de Brugman y Lecaros, siguió el primer enfoque. En el presente estudio se utilizó en primer término el enfoque del estudio CID. No obstante, debido a que los valores obtenidos resultan extremadamente bajos a juicio de Synex, se usó en una segunda etapa el método del AVNR + COYM por kW.

El costo de distribución eléctrica viene dado por la suma de los siguientes componentes:

- Costo de inversión en las instalaciones eléctricas de distribución.
- Costos de operación de las instalaciones eléctricas de distribución.
- Costos de conexión y explotación relacionados con la atención de clientes.
- Costo de las pérdidas eléctricas de distribución.

Los costos eficientes de distribución corresponden, entonces, a la suma de los costos eficientes de cada una de las componentes indicadas.

Los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones en una red de distribución están asociados al tamaño de la red, lo que se puede asociar a la demanda máxima que esta es capaz de abastecer. En consecuencia, estos costos se expresan mediante las mensualidades correspondientes, dividido por la potencia que el sistema es capaz de vender en condiciones adaptadas. A este cociente se le denomina Valor Agregado de Distribución, VAD.

Los VAD deben representar a todas las actividades que conforman la cadena de distribución, que en República Dominicana se extiende desde los campos del lado

de alta tensión de los transformadores de alta a media tensión, hasta los medidores finales, estos excluidos.

Por otra parte, los costos correspondientes a la atención de clientes están relacionados con el número de usuarios. En el diseño de tarifas técnicas, los costos de atención al usuario son recuperados a través de los cargos fijos anuales. En consecuencia, estos costos se expresan mediante la mensualidad correspondiente dividida por el número de usuarios.

## 4.2- CALCULO DE LOS VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION (VAD)

### 4.2.1- VAD de las instalaciones de transformación AT/MT

#### A- Costo de inversión

El costo de capital de las subestaciones de transformación AT/MT es modelado en el estudio CID como el costo de reposición de las instalaciones dividido por la carga que dichas reposiciones permiten abastecer. Puesto que los sistemas de transformación tienen realidades y necesidades de expansión muy diferentes entre una región y otra, el cálculo de los costos de esta actividad para una determinada empresa distribuidora debe basarse en la modelación de los elementos de costos particulares de tal empresa en lugar de una representación común a todas ellas.

De acuerdo a lo anterior, la evaluación de costos de transformación AT/MT se realizó en el mencionado estudio sobre la base de un registro de las instalaciones reales de cada empresa y de los costos de expansión y de operación correspondientes, a los que se asocian los incrementos de demanda que tales inversiones permiten abastecer.

La fórmula de cálculo considera un horizonte de análisis de 15 años, resultando el costo de transformación como el cociente entre la suma actualizada (al 12% anual) de los costos de inversión, dividida por la suma, igualmente actualizada, de los incrementos en demanda que tales inversiones permiten abastecer. Los valores resultantes del estudio CID son los siguientes:

#### Costos de inversión en transformación AT/MT

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
Valor presente de las inversiones (MUS\$)	22.79	36.53	27.66
Valor presente de la demanda asociada (MW)	136	166	220
Costo medio total (US\$/kW)	167	220	125
Costo medio mensual (US\$/kW/mes)	1.54	2.02	1.15

Estos valores se comparan adecuadamente con otra información de costos conocida por el Consultor.

## **B- Costos de operación y mantenimiento**

Del informe CID se obtiene que los costos de O&M anuales corresponden al 4% de la inversión.

Esta cifra es consistente con los estándares conocidos por el Consultor.

## **C- VAD de transformación AT/MT**

En función de los valores anteriores, los VAD de la etapa de transformación AT/MT son los siguientes:

### **Valores Agregados de transformación AT/MT**

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
VAD (US\$/kW/mes)	2.094	2.753	1.570

## **4.2.2- VAD de instalaciones de distribución en MT y BT**

### **A- Costos de inversión**

Los costos de inversión de las instalaciones eléctricas de distribución son determinados en base a la modelación de los componentes elementales típicos que constituyen la red eléctrica de distribución: alimentadores de media tensión y redes de baja tensión (por ser los transformadores MT/BT usados para el abastecimiento en baja tensión, para estos efectos se les asocia a las redes BT). Se definen los componentes típicos de un sistema de forma de representar adecuadamente la realidad de los sistemas existentes en cada empresa distribuidora, en términos de las características que dan origen a diferenciación en costos: voltaje MT o BT, densidad de consumos (urbanos o rurales).

Una vez identificados los componentes típicos que representan a las empresas distribuidoras, se estudian estos en cuanto a sus costos de inversión y en cuanto a su operación eficiente en términos de potencia transitada, lo que se denomina operación adaptada.

Los costos mensuales de inversión se calculan aplicando sobre los costos de

inversión el factor de recuperación del capital<sup>1</sup>. Por último, el costo unitario de inversión se obtiene dividiendo el valor anterior por la potencia que por las instalaciones puede transitar en condiciones adaptadas.

Los cálculos realizados en el informe CID arrojan los siguientes resultados

### **Anualidad de inversión unitaria (US\$/kW/año)**

	EDE Norte		EDE Este		EDE Sur	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
MT	5.77	9.0	9.77	12.3	9.77	12.3
BT	11.0	9.6	20.0	21.7	20.0	21.7

Fuente: estudio CID

### **B- Costos de operación**

Los costos anuales de operación se estiman en base a porcentajes sobre los costos de capital de las instalaciones. Dichos porcentajes son establecidos en base a los valores de costos anuales de OyM reales de las empresas distribuidoras en relación a sus VNR. Esta representación, comúnmente usada, tiene la ventaja de la simplicidad de implementación, y por otra parte, no abulta los costos de OyM cuando se modela el VNR en condiciones adaptadas.

El costo unitario de operación se obtiene dividiendo el valor anterior por doce (para una representación mensual) y por la potencia que por las instalaciones puede transitar en condiciones adaptadas. Estos cálculos han sido realizados en el informe CID, mostrando los siguientes resultados.

### **Costos unitarios de operación anual (US\$/kW/año)**

	EDE Norte		EDE Este		EDE Sur	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
MT	5.6	4.4	5.6	5.6	5.6	5.6
BT	8.0	8.4	8.0	8.4	8.0	8.4

Fuente: estudio CID

### **C- Valor Agregado de Distribución, VAD**

Los VAD correspondientes a las instalaciones de distribución obtenidos mediante el promedio ponderado de los valores para los consumos residenciales y comerciales determinados en el estudio CID son los siguientes:

<sup>1</sup> El factor de recuperación del capital empleada en el estudio CID fue calculado en base a una tasa de descuento de 12% y una vida útil de 20 años, teniendo además en cuenta 10 años de subutilización.

## VAD estudio CID

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
VAD Media Tensión (US\$/kW/mes)	1.07	1.14	1.08
VAD Baja Tensión (US\$/kW/mes)	1.64	1.87	1.90

Fuente: estudio CID.

A juicio del Consultor, estos valores resultan muy bajos en comparación con valores existentes en otros países de la región. En el cuadro a continuación se muestran los VAD en algunos de estos países (para ser comparables con los de arriba, estos se calcularon con el factor de recuperación del capital de 12% a 20 años).

## VAD en otros países

	Panamá	Guatemala	Chile	Perú
VAD Media Tensión (US\$/kW/mes)	2.48	4.10	3.89	2.66
VAD Baja Tensión (US\$/kW/mes)	6.45	5.51	11.82	8.59

La razón que los valores calculados para República Dominicana resulten tan bajos en comparación a los VAD calculados para otros países de la región, es probablemente por que en el estudio CID los valores se calcularon a partir de costos marginales de ampliación de algunas instalaciones, los que son muy inferiores al costo marginal de largo plazo de la empresa completa. Este último criterio es la base de los VAD usados en, por ejemplo, Chile, Perú y Guatemala.

En cuanto a las cifras mostradas de VAD, se puede apreciar que hay una gran dispersión en los valores, siendo los de Chile y Perú los más altos. Desechando estos dos últimos, precisamente por estar muy por encima de los restantes, el Consultor sugiere usar los VAD de Panamá o Guatemala. Para determinar cual de ellos se adecua mejor a la situación de la distribución en República Dominicana, se elaboraron indicadores simples de densidad de redes. Estos se muestran en el siguiente cuadro.

## Indicadores de densidad de redes

<b>parámetros</b>		República Dominicana	Guatemala EEGSA	Panamá
Número de clientes	Miles	808	465	444
Longitud de líneas	Km.	15.527	10.629	15.555
Demanda máxima	MW	1121	417	626
Energía ingresada a distribución	GWh	7197	2324	4096
<b>indicadores</b>				
Demanda / long líneas	kW/km	72.2	39.2	40.2
Demanda / número clientes	KW/cltes	1.387	0.897	1.410

En consideración a que los indicadores de densidad de redes más similares a los de República Dominicana son los de Panamá, se usará los parámetros de VAD calculados para este país en la formulación de las tarifas.

En consecuencia, los VAD usados en la formulación de las tarifas de distribución son los siguientes:

VAD de media tensión = 2.478 US\$/kW/mes  
VAD de baja tensión = 6.450 US\$/kW/mes

#### **4.2.3- Costos de conexión y explotación relacionados con la atención de clientes**

Los costos relacionados con los recursos humanos y materiales necesarios para las operaciones de atención de clientes, lectura de medidores, procesos de facturación, emisión y distribución de boletas, y procesos de cobranza, se denominan costos de conexión. En las tarifas de distribución estos costos se recuperan a través de los cargos fijos, que se cobran a los clientes independientemente de su consumo de energía.

En general, el cargo fijo se calcula en base a los costos (reales o eficientes) de la empresa objeto de tarificación. Si se usa como base los costos reales, el cargo fijo se determina tras una revisión de la estructura de costos de la empresa, en tanto que si se fijan en base a criterios de eficiencia, estos se basan en estándares internacionales.

En el estudio CID se determinó el valor del costo fijo de atención de clientes en base a estándares internacionales. El valor definido en dicho estudio para el costo fijo por cliente residencial es de US\$ 22 año, cifra que se descompone de la siguiente forma: US\$ 10/año por concepto de atención de público, correspondientes a costos de personal e infraestructura, más US\$ 12/año por concepto de costos de conexión de nuevos clientes, el cual está relacionado con el costo de la acometida desde el poste hasta el medidor del cliente.

En términos mensuales, el costo fijo de conexión de clientes es de US\$ 1.83 por cliente por mes.

Por otra parte, la cifra de costo determinada en el mismo estudio para los consumidores comerciales es de US\$ 25 por año, que corresponde a US\$ 2.08 por cliente por mes.

Estos valores son próximos a los calculados por Synex en otros estudios tarifarios, motivo por el cual se les utilizó en la presente fijación de tarifas. Para los clientes industriales se usó el mismo valor que para los comerciales.

#### **4.2.4- Indexación de los Valores Agregados de Distribución**

Los VAD requieren ser indexados de modo de reflejar permanentemente los costos de distribución. Las fórmulas y criterios de indexación para un coeficiente en particular deben ceñirse a la realidad de los costos que representan.

Para la parte de los VAD que corresponde a los costos de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones, se considera que mayoritariamente corresponde a bienes transables, por lo que la fórmula con que se indexan contiene las variables Consumer Price Index de USA (CPI), arancel y tipo de cambio. Estos elementos se combinan multiplicativamente.

La parte de los VAD que expresa los costos fijos de atención a los usuarios sigue un patrón dado por la fluctuación de el valor de los bienes en el mercado local: mano de obra e infraestructura. Por la anterior razón, esta parte del costo se indexa por IPC.

---

## 5- PERDIDAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

---

### 5.1- INTRODUCCIÓN

Las pérdidas eléctricas de energía y de potencia incurridas por la distribuidora en la operación de sus sistemas eléctricos deben quedar representadas en las componentes de las tarifas con que se registra el costo de las compras de energía y potencia de la distribuidora.

Teniendo en cuenta que la actividad de distribución se extiende desde los campos de alta tensión de los transformadores de alta a media tensión, hasta los medidores de los clientes, estos excluidos, los factores de expansión con que se representan las pérdidas asociadas a tarifas en una determinada tensión (MT o BT), deben considerar todos los elementos de la cadena utilizados en proveer servicio en ese nivel de tensión.

De esta forma, la componente de costos correspondiente a las compras de energía se calcula agregando al precio de la energía a nivel de entrada a distribución, las pérdidas de energía que se producen en cada una de las etapas del proceso de distribución: transformación AT/MT, MT, transformación MT/BT y BT. Del mismo modo, la componente de costos correspondiente a las compras de potencia se calcula agregando al precio de la potencia a nivel de entrada a distribución, las pérdidas de potencia que se producen en cada una de las etapas del proceso de distribución: transformación AT/MT, MT, transformación MT/BT y BT.

Las pérdidas en un sistema de distribución, pueden ser clasificadas en **pérdidas técnicas** y **pérdidas no técnicas**. Las pérdidas técnicas son aquellas propias de la conducción de los flujos de potencia y energía a través de conductores y equipos de la red eléctrica. Las pérdidas no técnicas (PNT) son todas aquellas no consideradas en la definición anterior y que son producidas por agentes externos a las redes, como por ejemplo el hurto, los errores de medición, los consumos propios no medidos o los consumos facturados con lecturas estimadas (no reales). No se considera como parte de las PNT las ventas morosas.

En la presente formulación de tarifas técnicas se ha considerado sólo las pérdidas técnicas, excluyendo así a las PNT de las tarifas. De esta forma, el costo de las últimas será totalmente de cargo de las empresas. Sin embargo, como se verá más adelante, la transición tarifaria se diseñó de manera de mantener durante algunos años la tarifa actual en términos reales, lo que en la práctica equivale a introducir en las tarifas, durante el período de ajuste de las pérdidas, el mismo reconocimiento de pérdidas actual.

## 5.2- PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN AT/MT

Las pérdidas eléctricas en transformadores de alta a media tensión se componen de dos elementos: pérdidas fijas en el núcleo del transformador, y pérdidas variables en los enrollados.

Basándose en información elaborada por el Consultor en estudios previos, y considerando el factor de carga de 73% de República Dominicana, estas pérdidas en transformadores de 138kV a niveles de media tensión son de los siguientes valores:

### Pérdidas en transformadores AT/MT (%)

	Potencia	Energía
Pérdidas fijas	0.40	0.55
Pérdidas variables	1.20	1.64
Pérdidas totales	1.60	2.19

De acuerdo a esto, las pérdidas en esta etapa se estiman en los siguientes valores:

Pérdidas de potencia = 1.60 %

Pérdidas de energía = 2.19 %

## 5.3- PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN MT Y BT

Para efectos de separar la incidencia de las pérdidas en las tarifas de Media y Baja Tensión, ellas deben ser desagregadas de la misma manera, obteniendo el aporte de pérdidas que ellas producen en ambos niveles de tensión (MT y BT). La transformación MT/BT se modela en la componente BT.

La modelación de las pérdidas en las tarifas se consigue a través de los factores de expansión de pérdidas. Estos factores relacionan las energía y potencias medidas en los puntos de venta a clientes finales con las respectivas energía y potencia a medir en los puntos de compra a generadores, y toman la forma de 1.0 más el cociente de pérdidas expresado en tanto por uno. Habrá en consecuencia un set de factores (uno para energía y uno para potencia) para relacionar las ventas en baja tensión con las compras a nivel de entrada a distribución, y un segundo set de factores que relaciona las ventas en media tensión con las compras a la entrada de distribución. Normalmente debiera existir una relación entre los factores de pérdidas de baja y de media tensión, independiente del nivel de pérdidas totales de la distribuidora.

La determinación de los factores de expansión de pérdidas se realizó ajustando un

set de factores de baja y media tensión a los niveles de pérdidas técnicas reales promedio de las tres empresas distribuidoras de República Dominicana. La información para la confección de estos indicadores fue obtenida en base a la siguiente estructura de pérdidas:

#### **Balance de Energía por Distribuidora año 1997 (GWh)**

Empresa	Ventas	Pérd. No Técnicas	Pérd. Técnicas	Compras
Norte	1248	791	189	2228
Este	1200	905	196	2300
Sur	1575	859	226	2660
Total RD	4023	2555	611	7188

Consecuentemente con el criterio de no incorporar las PNT en las tarifas, los valores de los factores de expansión de pérdidas técnicas se calculan asumiendo que las PNT constituyen ventas. Alternativamente, si se desea que las tarifas consideren una fracción o el total de PNT como pérdidas normales del sistema eléctrico, que deben ser financiadas por todos los usuarios que pagan por consumir, entonces para calcular los factores de expansión de pérdidas se debe asignar dicha fracción de las PNT a ventas y el resto a pérdidas en las redes.

El cuadro a continuación muestra los factores de expansión de pérdidas técnicas, es decir, en que las PNT no son financiadas por los usuarios que pagan por consumir. La relación entre los factores de energía de baja y de media tensión se determinó según la relación 70/30 que existe en República Dominicana entre las respectivas ventas, mientras que para la relación entre los factores de energía con los de potencia se usó la actualmente vigente en Chile.

#### **Factores de expansión de pérdidas técnicas**

Factores expansión pérdidas Energía		Factores expansión pérdidas Potencia	
Baja tensión	Media tensión	Baja tensión	Media tensión
1.0927	1.0264	1.1178	1.0392

---

## 6- TARIFAS TECNICAS DE DISTRIBUCIÓN

---

### 6.1- INTRODUCCIÓN

Las tarifas técnicas de distribución reflejan los costos del servicio eléctrico a nivel de usuario, y están diseñadas de forma tal que los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución (el VAD de distribución) queden incorporados en los cargos por potencia, mientras que los costos fijos de conexión de clientes queden incorporados en los cargos fijos de clientes. A estos costos propios de la empresa distribuidora se suman los costos de compra de energía y de potencia de la distribuidora a generadoras. De esta forma, los cargos tarifarios quedan definidos como sigue:

- El cargo por potencia de punta a nivel de distribución corresponde a la suma del costo unitario de la potencia de punta a nivel de entrada al sistema de distribución, más las correspondientes pérdidas de potencia producidas en el sistema de distribución, y más el costo unitario de capital del sistema de distribución con sus correspondientes costos de operación y mantenimiento.
- El cargo por energía es el costo de la energía a nivel de entrada al sistema de distribución, más las correspondientes pérdidas de energía en las redes de distribución.
- El cargo por demanda máxima fuera de punta debe cubrir el costo de desarrollo del sistema de distribución directamente afectado por la demanda máxima en su entorno inmediato.
- El costo de conexión se aplica directamente a cada cliente, para recuperar los costos fijos de atención en que incurre la empresa distribuidora.

Estas tarifas se calculan separadamente para servicios en media tensión y en baja tensión.

## **6.2- ESTRUCTURA DE COSTOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN**

### **6.2.1- Costos a la entrada del sistema de distribución**

La componente de costos de energía y de potencia a la entrada del sistema de distribución corresponde a una simulación de los precios de compra en bloque de energía y potencia para la empresa distribuidora, calculados según se explica en los capítulos 2 y 3 de este informe, corregidos por el efecto de las pérdidas desarrollado en el capítulo 5.

### **6.2.2- Costos totales de distribución**

Los costos totales de suministro de potencia de punta a nivel de MT o de BT de distribución se calculan adicionando a la componente del precio de potencia a nivel de distribución (precio de generación + transmisión + pérdidas de distribución que correspondan), los valores agregados de distribución de las etapas de transformación AT/MT, distribución en MT y distribución en BT (que incluye la transformación MT/BT) que correspondan.

Por otra parte, para expresar adecuadamente los costos de distribución en un nivel de tensión, que generan un consumo ubicado en una tensión inferior, se debe expandir la potencia demanda por la carga en los factores que relacionan dichas potencias con las demandas que ellas generan en la red de tensión superior, es decir, los factores de expansión de pérdidas. De esta forma, la magnitud resultante corresponde al requerimiento en la red de tensión superior que impone la carga medida (o estimada) en la tensión inferior.

Por otro lado, los costos totales de suministro de energía a nivel distribución se obtienen agregando a los precios a nivel entrada de distribución, las pérdidas de energía que se producen en cada una de las etapas del proceso de distribución: transformación AT/MT, MT y BT.

Finalmente, los costos totales de suministro de potencia fuera de horas de punta a nivel distribución pueden suponerse iguales al valor agregado de distribución en el nivel de tensión que corresponde, sin adicionarse componentes de costos "aguas arriba" (precio de generación + transmisión).

De esta forma, los costos totales de distribución se expresan de la siguiente manera:

**Costo Energía<sub>TR</sub> = Precio Energía Entrada Distribución + Perd Energía<sub>TR</sub>**

**Costo Potencia de Punta<sub>TR</sub> = Precio Potencia Entrada Distribución + Perd Potencia<sub>TR</sub> + VAD<sub>TR</sub>**

**Costo Energía<sub>MT</sub> = Costo Energía<sub>TR</sub> + Perd Energía<sub>MT</sub>**

**Costo Potencia de Punta<sub>MT</sub> = Costo Potencia de Punta<sub>TR</sub> + Perd Potencia<sub>MT</sub> + VAD<sub>MT</sub>**

**Costo Potencia Fuera Punta<sub>MT</sub> = VAD<sub>MT</sub>**

**Costo Energía<sub>BT</sub> = Costo Energía<sub>MT</sub> + Perd Energía<sub>BT</sub>**

**Costo Potencia de Punta<sub>BT</sub> = Costo Potencia de Punta<sub>MT</sub> + Perd Potencia<sub>BT</sub> + VAD<sub>BT</sub>**

**Costo Potencia Fuera de Punta<sub>BT</sub> = VAD<sub>BT</sub>**

con:

Precio Energía Entrada Distribución = Costo de la energía a nivel de entrada a transformación AT/MT. Su valor se obtiene de la tabla "Precios de Entrada a Distribución", calculado según se indica en la sección 3.5 de este informe.

Perd Energía<sub>TR</sub> = PE<sub>TR</sub> x Precio Energía Entrada Distribución

PE<sub>TR</sub> = Pérdidas de energía en transformación AT/MT, en valor unitario

Precio Potencia Entrada Distribución = Costo de la potencia a nivel de entrada a transformación AT/MT. Su valor se obtiene de la tabla "Precios de Entrada a Distribución", de la sección 3.5 de este informe.

Perd Potencia<sub>TR</sub> = PP<sub>TR</sub> x Precio Potencia Entrada Distribución

PP<sub>TR</sub> = Pérdidas de potencia en transformación AT/MT, en valor unitario

Perd Energía<sub>MT</sub> = PE<sub>MT</sub> x Costo Energía<sub>TR</sub>

PE<sub>MT</sub> = Pérdidas de energía en media tensión, en valor unitario

Perd Potencia<sub>MT</sub> = PP<sub>MT</sub> x Costo Potencia<sub>TR</sub>

PP<sub>MT</sub> = Pérdidas de potencia en media tensión, en valor unitario

Perd Energía<sub>BT</sub> = PE<sub>BT</sub> x Costo Energía<sub>MT</sub>

PE<sub>BT</sub> = Pérdidas de energía en baja tensión, en valor unitario

Perd Potencia<sub>BT</sub> = PP<sub>BT</sub> x Costo Potencia<sub>MT</sub>

PP<sub>BT</sub> = Pérdidas de potencia en baja tensión, en valor unitario

VAD<sub>TR,MT,BT</sub> : Valores Agregados de Distribución en TR, MT y BT (US\$/kWpta/mes)

MVNR<sub>TR,MT,BT</sub> : Mensualidad del VNR de distribución en TR, MT y BT

COyM<sub>TR,MT,BT</sub> : Costo mensual de operación y mantenimiento de distribución en TR, MT y BT.

VAD<sub>TR</sub> = (MVNR<sub>TR</sub> + COyM<sub>TR</sub>)/Pp<sub>TR</sub>

VAD<sub>MT</sub> = (MVNR<sub>MT</sub> + COyM<sub>MT</sub>)/Pp<sub>MT</sub>

VAD<sub>BT</sub> = (MVNR<sub>BT</sub> + COyM<sub>BT</sub>)/Pp<sub>BT</sub>

A continuación se presentan los cuadros de formación de los precios en las distintas etapas de distribución, para cada empresa en cada año de análisis.

#### FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 1999	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	8.962		63.689	8.748		58.810	8.662		58.659
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.143			0.140			0.139		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.395			1.288			1.285
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.200	1.047	65.084	11.641	1.377	60.098	10.370	0.785	59.943
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.439			0.456			0.407		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.718			1.587			1.583
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.117	1.239	66.802	14.576	1.239	61.685	13.255	1.239	61.526
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.663			1.717			1.561		
- Pérdidas de Energía valoradas			6.193			5.718			5.703
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.230	3.225	72.995	22.743	3.225	67.403	21.266	3.225	67.229

#### FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2000	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	9.019		61.576	8.805		56.858	8.718		56.712
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.144			0.141			0.139		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.349			1.245			1.242
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.257	1.047	62.924	11.699	1.377	58.104	10.428	0.785	57.954
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.441			0.459			0.409		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.661			1.534			1.530
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.177	1.239	64.585	14.635	1.239	59.638	13.315	1.239	59.484
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.670			1.724			1.568		
- Pérdidas de Energía valoradas			5.987			5.528			5.514
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.297	3.225	70.573	22.809	3.225	65.166	21.333	3.225	64.998

## FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2001	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	9.250		52.134	9.036		48.140	8.950		48.016
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.148			0.145			0.143		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.142			1.054			1.052
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.493	1.047	53.276	11.934	1.377	49.195	10.663	0.785	49.068
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.451			0.468			0.418		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.406			1.299			1.295
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.421	1.239	54.683	14.880	1.239	50.493	13.559	1.239	50.363
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.699			1.753			1.597		
- Pérdidas de Energía valoradas			5.069			4.681			4.669
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.570	3.225	59.752	23.083	3.225	55.174	21.606	3.225	55.032

## FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2002	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	9.216		49.265	9.002		45.490	8.915		45.373
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.147			0.144			0.143		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.079			0.996			0.994
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.457	1.047	50.344	11.899	1.377	46.487	10.628	0.785	46.367
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.449			0.466			0.417		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.329			1.227			1.224
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.385	1.239	51.673	14.843	1.239	47.714	13.522	1.239	47.591
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.694			1.749			1.593		
- Pérdidas de Energía valoradas			4.790			4.423			4.412
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.529	3.225	56.463	23.042	3.225	52.137	21.565	3.225	52.003

## FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2003	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	9.214		46.761	8.999		43.178	8.913		43.067
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.147			0.144			0.143		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.024			0.946			0.943
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.455	1.047	47.785	11.896	1.377	44.124	10.625	0.785	44.010
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.449			0.466			0.417		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.262			1.165			1.162
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.382	1.239	49.046	14.841	1.239	45.289	13.520	1.239	45.172
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.694			1.748			1.593		
- Pérdidas de Energía valoradas			4.547			4.198			4.187
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.526	3.225	53.593	23.039	3.225	49.487	21.563	3.225	49.360

## FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2004	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	9.054		44.746	8.839		41.318	8.753		41.212
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.145			0.141			0.140		
- Pérdidas de Energía valoradas			0.980			0.905			0.903
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.293	1.047	45.726	11.734	1.377	42.223	10.463	0.785	42.115
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.443			0.460			0.410		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.207			1.115			1.112
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.213	1.239	46.933	14.672	1.239	43.338	13.351	1.239	43.226
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.674			1.728			1.573		
- Pérdidas de Energía valoradas			4.351			4.017			4.007
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.338	3.225	51.284	22.850	3.225	47.355	21.374	3.225	47.233

## FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2005	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	9.126		44.928	8.912		41.486	8.825		41.379
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.146			0.143			0.141		
- Pérdidas de Energía valoradas			0.984			0.909			0.906
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.366	1.047	45.911	11.807	1.377	42.394	10.536	0.785	42.285
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.446			0.463			0.413		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.212			1.119			1.116
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.289	1.239	47.123	14.748	1.239	43.513	13.427	1.239	43.401
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.683			1.737			1.582		
- Pérdidas de Energía valoradas			4.368			4.034			4.023
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.423	3.225	51.492	22.935	3.225	47.547	21.459	3.225	47.425

## FORMACIÓN DE LOS PRECIOS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

AÑO 2006	EDE Norte			EDE Este			EDE Sur		
	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh	Potencia de Punta US\$/kW/mes	Potencia Fuera Punta US\$/kW/mes	Energía mills/kWh
PRECIOS BÁSICOS A NIVEL TRANSMISIÓN	8.980		45.135	8.766		41.677	8.679		41.570
Valor Agregado Transformación AT/MT	2.094			2.753			1.570		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.144			0.140			0.139		
- Pérdidas de Energía valoradas			0.988			0.913			0.910
PRECIOS A LA ENTRADA A MT	11.218	1.047	46.123	11.659	1.377	42.590	10.388	0.785	42.480
Valor Agregado de Distribución MT	2.478			2.478			2.478		
- Pérdidas de Potencia valoradas	0.440			0.457			0.407		
- Pérdidas de Energía valoradas			1.218			1.124			1.121
PRECIOS EN MEDIA TENSIÓN	14.135	1.239	47.341	14.594	1.239	43.714	13.273	1.239	43.601
Valor Agregado de Distribución BT	6.450			6.450			6.450		
- Pérdidas de Potencia valoradas	1.665			1.719			1.564		
- Pérdidas de Energía valoradas			4.388			4.052			4.042
PRECIOS EN BAJA TENSIÓN	22.251	3.225	51.729	22.763	3.225	47.766	21.287	3.225	47.643

### 6.3- FACTORES DE COINCIDENCIA

Los costos de la potencia de punta y fuera de punta arriba indicados están calculados en función de los kW medidos a los consumos, pero coincidentes con la demanda máxima de la distribuidora.

Sin embargo, la potencia sobre la que se aplicarán los cargos (la potencia facturada a clientes) tiene un factor de diversidad con la demanda máxima de la distribuidora (usada para el cálculo de los costos), de modo que las empresas venden muchos más kW que aquellos sobre los que se calculó las tarifas. En consecuencia, se debe ajustar los ingresos por ventas de potencia de la empresa con los ingresos totales que le reconoce la tarifa: para ello procede la aplicación de factores de coincidencia en los cargos por potencia.

Siendo los ingresos por potencia reales de las empresas iguales al producto entre los kW vendidos y el precio de venta, y los ingresos que efectivamente les corresponden recibir iguales al producto de los costos unitarios (compras + VAD) por la demanda máxima, el coeficiente de ajuste para igualar ambas cantidades será el factor de coincidencia entre las potencias vendidas y la demanda máxima de la empresa. La corrección consiste en ajustar los precios de venta, aplicando factores de coincidencia sobre los costos de potencia de punta y fuera de punta.

Como en general los factores de coincidencia serán distintos entre consumidores presentes en punta y no presentes en punta, así como entre aquellos cuyas demandas se miden con respecto a aquellos cuyas demandas se estiman, en cada caso procede la aplicación de factores de coincidencia específicos.

### 6.4- OPCIONES TARIFARIAS Y SU CÁLCULO

Si a cada cliente se le midieran sus demandas de potencia de punta, de potencia fuera de punta y de energía bastaría definir un solo esquema tarifario con un sistema de medida de todos estos parámetros: la tarifa horaria.

Sin embargo, dado el costo relativamente alto de los sistemas de medidas requeridos para aplicar adecuadamente el esquema de tarifa horaria, los casos en que es posible y en general para los clientes pequeños, conviene asumir comportamientos “típicos” derivados del análisis de curvas de cargas históricas. Tal es el caso de los clientes residenciales y comerciales e industriales pequeños, para los que basta con efectuar una campaña de medidas para determinar patrones de comportamiento típicos adecuados para el diseño de las tarifas.

En todo caso, debe darse la opción al cliente de usar el esquema de medición sofisticado, si su comportamiento personal se aparta del asumido para su clase. Tal es el método denominado de **Opciones Tarifarias**, que se basa en la libre elección por parte del usuario de su esquema de medida y facturación.

Se ha considerado en este estudio 3 opciones tarifarias básicas:

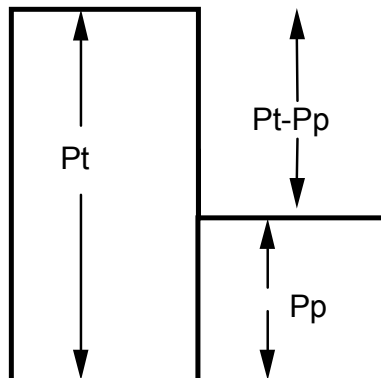
- a) Tarifa horaria, con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de horas de punta, potencia máxima maximorum (dentro o fuera de horas de punta) y medida de energía. Esta opción se da tanto en MT como en BT.
- b) Tarifa de demanda máxima, con medida o control de la demanda máxima de potencia, pero sin distinguir si ella se produce dentro o fuera de las horas de punta. Esta opción se da tanto en MT como en BT.
- c) Tarifa simple, con medida de solamente el consumo de energía del usuario. Se recomienda sólo para residenciales y comerciales pequeños en BT, concretamente bajo 10 kW

A continuación se presenta la forma de cálculo de los cargos de las diversas opciones tarifarias, en función de los precios básicos de potencia de punta, potencia fuera de punta, energía y cargos fijos. En el Anexo N° 3 se presentan las condiciones de aplicación de estas tarifas.

#### 6.4.1- Tarifa Horaria (MT o BT)

En esta tarifa se registra el consumo de energía y la demanda de potencia máxima del cliente así como su demanda de potencia en horas de punta del sistema.

El gráfico siguiente muestra las demandas en punta y máxima total (en punta o fuera de punta) de un cliente con tarifa horaria



Con

**$P_t$**  = demanda máxima total de potencia del cliente.  $P_t$  se puede medir (con medidor de demanda máxima) o controlar (con limitador de demanda máxima).

**$P_p$**  = demanda máxima de potencia del cliente en horas de punta.  $P_p$  se puede

medir (con medidor de demanda máxima en horas de punta) o controlar (con limitador de demanda máxima en horas de punta).

**E** = energía consumida por el cliente.

**Fpta** = factor de coincidencia de las demandas de punta con respecto a la demanda máxima de la distribuidora. Su valor es 0.90.

**Ffpta** = factor de coincidencia de la demanda máxima del cliente con respecto a la demanda máxima de la distribuidora. Su valor es 0.50.

Conviene observar que, si bien los dos últimos factores son característicos de cada cliente, tanto por simplicidad como para dar estabilidad a los cargos por potencia, el esquema tarifario está basado en factores de coincidencia de clientes típicos, y no en la medición específica de la coincidencia de cada cliente<sup>2</sup>.

Sean:

**Cp** = costo de potencia de punta al nivel de tensión considerado: Precio Potencia de Punta <sub>MT</sub> o Precio Potencia de Punta <sub>BT</sub>, (US\$/kW/mes)

**Cpfp** = costo de potencia fuera de punta al nivel de tensión considerado: Precio Potencia Fuera de Punta <sub>MT</sub> o Precio Potencia Fuera de Punta <sub>BT</sub> (US\$/kW/mes).  
Aplicable a la potencia que excede la potencia de punta : Pt - Pp

**CF** = costo fijo de cliente por comercialización (US\$/mes)

**Ce** = costo de 1 kWh aplicable al consumo de energía E: Precio Energía <sub>MT</sub> o Precio Energía <sub>BT</sub> (US\$/kWh).

Entonces, la factura será:

$$F = CF + Pp \times Cp \times Fpta + (Pt - Pp) \times Cpfp \times Ffpta + E \times Ce$$

que es lo mismo que:

$$F = CF + Pp \times (Cp \times Fpta - Cpfp \times Ffpta) + Pt \times Cpfp \times Ffpta + E \times Ce$$

---

<sup>2</sup> Si se considerara el factor específico de cada cliente, los cargos por potencia de las tarifas experimentarían continuas variaciones, fuera del control del cliente y por lo tanto dando señales incorrectas.

#### 6.4.2- Tarifa de Demanda Máxima (MT o BT)

En esta tarifa se registra el consumo de energía y la demanda de potencia máxima del cliente.

Si el factor de coincidencia que relaciona la contribución efectiva de un consumo con la demanda máxima de la distribuidora se denomina "FC", se puede plantear que el resulta de considerar tres coeficientes de participación: F1, F2 y F3:

$$FC = F1 \times F2 \times F3$$

En que:

F1 = participación a la punta de un grupo de clientes de parecido comportamiento, cuya demanda máxima simultánea se produce fuera de punta. En este caso F1 medirá la coincidencia entre la demanda máxima del conjunto de estos clientes con la demanda máxima de punta de la distribuidora.

F2 = diversidad de las demandas máximas individuales de los usuarios que conforman una misma clase, respecto de la demanda máxima simultánea del conjunto (Pmax en el gráfico). En el ejemplo anterior, este factor relacionará la participación del consumo en la demanda máxima del conjunto de clientes que conforman el grupo.

F3 = relación entre potencia máxima efectiva individual de los clientes, y su potencia suscrita. Esto corresponde aplicar cuando al cliente no se le mide la demanda máxima, sino que tiene dispositivos limitadores de potencia, o bien a aquellos clientes que se les factura una demanda distinta de la máxima registrada, como por ejemplo el promedio de las dos más altas registradas en un cierto período de tiempo.

En ausencia de mediciones específicas de patrones de demanda para distintos tipos de usuarios realizadas en República Dominicana, y asumiendo dichos patrones son similares de un país a otro, para la confección de las presentes tarifas técnicas se ha calculado los factores de coincidencia en base a mediciones realizadas en Panamá <sup>3</sup>. Los valores usados son los siguientes:

$$F1 = 0.96$$

$$F2 = 0.78$$

$$F3 = 0.90$$

En consecuencia, el producto  $F1 * F2 * F3$  vale 0.6739, igual para las tres

---

<sup>3</sup> "Estudio de Curvas de Carga para el Sector Eléctrico de Panamá", por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá, Agosto 1994.

empresas distribuidoras.

Por último, para garantizar que cada distribuidora recaude una cantidad equivalente a la potencia que ella compra, se ajusta estos factores por el cociente entre compras y ventas.

De este modo, un cliente con potencia suscrita  $P_t$  tiene como participación efectiva a la potencia de punta:

$$P_p = P_t \times FC$$

Su contribución a la potencia fuera de punta (exceso respecto de la punta) es:

$$(P_t - P_p) = (P_t - P_t \times FC) = P_t \times (1 - FC)$$

Aplicando el mismo criterio de facturación que en el caso de la tarifa horaria, se tendrá:

$$F = CF + P_p \times C_p + (P_t - P_p) \times C_{pfp} \times F_{fpta} + E \times C_e$$

$$F = CF + P_t \times FC \times C_p + P_t \times (1 - FC) \times C_{pfp} \times F_{fpta} + E \times C_e$$

$F = CF + P_t \times [FC \times C_p + (1 - FC) \times C_{pfp} \times F_{fpta}] + E \times C_e$
--

#### **6.4.3- Tarifa Simple (sólo BT)**

En esta tarifa sólo se registra el consumo de energía del usuario. Se recomienda sólo para residenciales y comerciales pequeños, por ejemplo bajo 10 kW.

La participación efectiva a la punta se estima a partir de la energía y de un factor medio de carga constante, expresado como horas de utilización de la potencia de punta efectiva.

En ausencia de mediciones específicas para República Dominicana, se usará el valor 420, obtenido de mediciones específicas realizadas en Chile. No se utilizó la información de Panamá puesto que en ese país el consumo residencial tiene una importante componente de aire acondicionado, que hace que en definitiva la demanda máxima de los clientes residenciales no coincida con la demanda máxima de las distribuidoras.

La factura en este caso es:

$$F = CF + C_p \times E / NHU + C_e \times E$$

o bien:

$$F = CF + E \times (C_p / NHU + C_e)$$

## 6.5- RESULTADOS

Las tablas a continuación muestran los valores de los cargos tarifarios técnicos resultantes para las 3 empresas distribuidoras de República Dominicana.

### TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÑO 1999

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.126	0.122	0.118
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.073	0.067	0.067
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.069	11.915	14.232
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.073	0.067	0.067
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	16.782	17.243	15.915
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.067	0.062	0.062
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.265	7.177	8.570
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.067	0.062	0.062
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.466	11.879	10.690

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2000**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.124	0.119	0.116
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.071	0.065	0.065
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.111	11.945	14.272
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.071	0.065	0.065
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	16.842	17.303	15.975
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.065	0.060	0.059
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.302	7.204	8.606
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.065	0.060	0.059
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.520	11.933	10.744

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2001**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.113	0.110	0.106
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.060	0.055	0.055
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.281	12.066	14.439
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.060	0.055	0.055
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	17.088	17.549	16.221
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.055	0.050	0.050
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.454	7.312	8.755
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.055	0.050	0.050
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.740	12.153	10.964

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2002**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.110	0.107	0.103
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.056	0.052	0.052
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.256	12.048	14.414
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.056	0.052	0.052
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	17.051	17.513	16.184
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.052	0.048	0.048
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.432	7.296	8.733
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.052	0.048	0.048
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.707	12.120	10.931

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2003**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.107	0.104	0.101
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.054	0.049	0.049
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.254	12.047	14.412
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.054	0.049	0.049
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	17.049	17.510	16.181
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.049	0.045	0.045
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.430	7.295	8.731
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.049	0.045	0.045
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.705	12.118	10.929

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2004**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.104	0.102	0.098
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.051	0.047	0.047
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.136	11.963	14.297
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.051	0.047	0.047
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	16.879	17.340	16.012
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.047	0.043	0.043
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.325	7.220	8.628
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.047	0.043	0.043
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.553	11.966	10.777

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2005**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.105	0.102	0.099
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.051	0.048	0.047
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.189	12.001	14.349
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.051	0.048	0.047
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	16.955	17.417	16.088
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.047	0.044	0.043
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.372	7.254	8.675
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.047	0.044	0.043
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.622	12.034	10.846

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
AÑO 2006**

		EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
<b>BTS</b>				
cargo fijo	US\$/mes	1.83	1.83	1.83
cargo por energía	US\$/kWh	0.105	0.102	0.098
<b>BTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.052	0.048	0.048
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	15.082	11.924	14.244
<b>BTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.052	0.048	0.048
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	3.225	3.225	3.225
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	16.800	17.262	15.933
<b>MTD</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.047	0.044	0.044
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	9.276	7.185	8.581
<b>MTH</b>				
cargo fijo	US\$/mes	2.083	2.083	2.083
cargo por energía	US\$/kWh	0.047	0.044	0.044
cargo por demanda máxima	US\$/kW/mes	1.239	1.239	1.239
cargo por demanda máxima en horas de punta	US\$/kW/mes	11.483	11.896	10.707

## 6.6- DESGLOSE DE LAS TARIFAS TÉCNICAS

Con el objeto de ilustrar la participación de los componentes de precios de generación, transmisión y distribución en las tarifas a público, se presenta a continuación la estructura de la tarifa técnica separadamente en sus componentes para pagar costos de generación (G), transmisión (T) y distribución (D).

Se presentan dos casos: el año 1999, en que los costos de generación aún son altos, y el año 2004, en que dichos precios han alcanzado su nivel estabilizado bajo. Los costos mostrados corresponden a ejemplos de consumidores típicos.

### Desglose de la factura de clientes típicos en Generación, Transmisión y Distribución, año 1999, (%)

Consumo	Generación	Transmisión	Distribución
R1 40 kWh	48	8	44
R1 200 kWh	61	11	28
R1 400 kWh	64	11	25
C1 300 kWh	67	10	23
C1 500 kWh	69	9	22
BC 500 kWh	76	10	13
BI 500 kWh	76	10	13
G5 500 kWh	64	11	25

### Desglose de la factura de clientes típicos en Generación, Transmisión y Distribución, año 2004, (%)

Consumo	Generación	Transmisión	Distribución
R1 40 kWh	44	7	49
R1 200 kWh	58	10	32
R1 400 kWh	60	11	29
C1 300 kWh	63	10	28
C1 500 kWh	65	9	26
BC 500 kWh	73	11	16
BI 500 kWh	73	11	16
G5 500 kWh	61	11	28

---

## 7- ESTRATEGIA DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS TÉCNICAS

---

### 7.1- INTRODUCCIÓN

Sobre la base de las tarifas técnicas desarrolladas en este estudio, los equipos técnicos de la CREP en conjunto con el Consultor, efectuaron los siguientes análisis:

#### **A- análisis de impacto en los precios a público.**

Del análisis de los precios medios resultantes con la tarifa técnica en relación a los precios medios con la tarifa actual, para distintos tipos de consumidores, se concluye que la aplicación de la tarifa técnica produce en general alzas en los precios medios de clientes de bajo consumo, y bajas en los precios medios de clientes de alto consumo. La estrategia tarifaria desarrollada en este capítulo tiende a atenuar estas alzas.

#### **B- análisis de impacto en las empresas distribuidoras.**

Por otra parte, de los análisis de viabilidad de las distribuidoras, tomando en consideración programas de reducción de pérdidas no técnicas, se concluye que la aplicación de las tarifas técnicas permite a las futuras empresas generar los ingresos suficientes para cubrir sus costos de compras a los generadores así como también sus costos de administración y de operación y mantenimiento.

La tarifa vigente no presenta racionalidad económica en el sentido de reflejar los costos para cada tipo de usuario de cada una de las componentes del servicio eléctrico. Es así como a consumidores de bajos niveles de demanda actualmente se les cobra por debajo de los costos de producción, mientras que a los de mayores niveles de consumo se les aplica tarifas por sobre los valores técnicos.

La implementación de un esquema de tarificación basado en criterios de costos económicos, en un ambiente en que las tarifas vigentes presentan importantes grados de subsidio y por lo tanto distan mucho de los valores técnicos, debe hacerse en forma gradual, de modo de minimizar el impacto en los precios medios pagados por los consumidores.

### 7.2- ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN

Sobre al base de los análisis conjuntos efectuados por los equipos técnicos de la CREP y Synex, que toman en consideración los precios medios pagados por los

distintos tipos de usuarios, y los precios medios de venta de las empresas distribuidoras, las autoridades dominicanas decidieron aplicar una estrategia de ajuste tarifario consistente en lo siguiente:

1. Establecer un período de ajuste de 8 años, entre el 1 de enero de 1999 y el 31 de diciembre de 2006, dividido en dos etapas de 4 años.
2. Clasificar a los clientes de acuerdo con las opciones tarifarias determinadas para la tarifa técnica, pero mantener durante la primera etapa, entre el 1.01.1999 y el 31.12.2002, los niveles tarifarios actuales aplicados por la CDE, en términos reales.
3. Durante la segunda etapa, entre el 1.01.2003 y el 31.12.2006, alcanzar linealmente los valores meta correspondientes a la tarifa técnica, mediante la aplicación de coeficientes atenuadores de las alzas y rebajas tarifarias, a objeto de no afectar el margen de las distribuidoras.

## **7.3- IMPLEMENTACIÓN**

### **7.3.1- Clasificación de Clientes**

#### **Baja Tensión**

La clasificación de clientes en baja tensión consiste en asignar los actuales clientes R1 (residenciales) y G1 (comerciales pequeños), con potencia inferior o igual a 10 kW, a la tarifa BTS. Los clientes de más de 10 kW se asignan a tarifa BTD.

Debido a que los valores actuales de los cargos por energía de las tarifas R1 y G1 dependen del rango del consumo mensual, que la tarifa R1 tiene tres rangos (0-50, 50-300 y sobre 300 kWh) y que la tarifa G2 tiene dos rangos (0-300 y sobre 300 kWh), lo que determina distinto precio para el rango 0-50 kWh, es necesario establecer las subcategorías BTS-1 y BTS-2 de la tarifa BTS.

Debido a que la actual estructura tarifaria no contempla tarifas binómicas en baja tensión, con cargos de potencia y energía, es necesario determinar valores iniciales para la tarifa BTD a los efectos de tratar el caso de los clientes R1 y G1 de potencia superior a 10 kW durante el período de transición.

Por otra parte, se estimó conveniente crear desde el principio valores para la tarifa horaria de baja tensión, BTH, con el objeto de ofrecer una alternativa que permitiera captar los beneficios de modular el uso de la potencia, tanto para los usuarios como para las empresas eléctricas.

Por último, a los consumos de alumbrado público, actualmente clasificados como G5, serán clasificados como BTD.

### **Media tensión**

La clasificación de clientes en media tensión consiste en asignar a los clientes de las actuales tarifas BC y BI, ambas binómicas, a la tarifa MTD, también binómica. Debido a que los valores de los cargos, tanto de energía como de potencia, de las tarifas BC y BI son diferentes, fué necesario establecer las respectivas subcategorías MTD1 y MTD2 para la tarifa MTD durante el período de transición.

Finalmente, y por las mismas razones explicadas para baja tensión, se considera establecer desde el principio la tarifa horaria MTH en media tensión.

### **7.3.2- Implementación numérica de la primera etapa de transición**

La implementación numérica de esta etapa consiste básicamente en diseñar los valores de las tarifas BTD, BTH y MTH. En este diseño se tiene como orientación los cargos de la tarifa técnica, pero considerando la mantención del precio medio que el cliente habría tenido en el rango más alto de las tarifas R1 y G1 (que tienen el mismo valor para el cargo por energía). Por otra parte, se consideró la coherencia entre los cargos por energía a aplicar en BT y MT. Los aspectos de cada tarifa son los siguientes:

#### **Tarifa BTD:**

Cargo fijo: Igual al cargo fijo de la tarifa técnica (para el nivel de consumo de los clientes de la tarifa BTD el cargo fijo es prácticamente insignificante en el valor de la factura total de consumo).

Cargo por energía: Debería ser igual al cargo por energía de la tarifa técnica BTD, pero este resultaba menor que el cargo por energía de la tarifa MTD-2 (que se mantuvo igual al de la actual BC). En consecuencia se dejó igual al de la tarifa MTD-2.

Cargo por potencia: se ajustó de manera que un cliente con factor de carga igual a 0,3<sup>4</sup> logre un precio monómico de 152 mils/kWh, que actualmente paga como cargo de energía en las tarifas R1 y G1.

---

<sup>4</sup> El factor 0.3 corresponde al factor de carga promedio de las ventas de tarifas con energía y potencia en República Dominicana.

### **Tarifa BTH:**

Cargo fijo: Igual al cargo fijo de la tarifa técnica (para el nivel de consumo de los clientes de la tarifa BTH el cargo fijo es prácticamente insignificante en el valor de la factura total de consumo).

Cargo por energía: Igual al cargo por energía de la tarifa BTD  
Cargo por potencia máxima: Igual al valor de la tarifa técnica.

Cargo por potencia de punta: Igual al valor de la tarifa técnica.

Cabe señalar que la tarifa horaria resultante permite que un cliente con un factor de carga de 0.3 y con posibilidad de reducir en un 40% su demanda de punta, queda indiferente entre las tarifas BTD y BTH. El hecho que el cliente que reduce la potencia de punta usando una tarifa horaria permite a la distribuidora el ahorro de compra de potencia de punta, produciendole un beneficio neto, lleva a recomendar que se acepte desde el principio que cualquier cliente BT pueda acceder a la tarifa horaria.

### **Tarifa MTH:**

Cargo fijo: Igual al cargo fijo de la tarifa técnica (para el nivel de consumo de los clientes de la tarifa MTH el cargo fijo es prácticamente insignificante en el valor de la factura total de consumo).

Cargo por energía: Igual al cargo por energía de la tarifa MTD-2

Cargo por potencia máxima: Igual al valor de la tarifa técnica.

Cargo por potencia de punta: Igual al valor de la tarifa técnica.

Cabe señalar que la tarifa horaria resultante permite que un cliente con factor de carga de 0.3 y con posibilidad de reducir en un 70% su demanda de punta queda indiferente entre las tarifas BTD y BTH. El hecho que el cliente que reduce la potencia de punta usando una tarifa horaria permite a la distribuidora el ahorro de compra de potencia de punta, produciendole un beneficio neto, lleva a recomendar que se acpte desde el principio que cualquier cliente MT pueda acceder a la tarifa horaria.

### **7.3.3- Implementación numérica de la segunda etapa de transición**

La transición entre los valores reales de los cargos de energía y potencia al 31 de diciembre de 2002 y los valores técnicos de los mismos al 31 de diciembre de 2006, para las distintas tarifas, se realiza en forma lineal con variaciones anuales, mediante coeficientes atenuadores anuales que multiplican el valor de la tarifa técnica anual.

Estos coeficientes atenuadores se determinaron sobre la base del valor esperado de los cargos de la tarifa técnica para cada año del segundo período de transición.

En el caso de los cargos fijos el criterio consistió en aplicar los correspondientes a la tarifa técnica desde el comienzo de la segunda etapa, excepto en el caso de los clientes BTS de consumo inferior o igual a 50 kWh, los cuales mantienen el valor del cargo fijo inicial (que corresponde al de la tarifa R1 actual). Con el objeto de no producir un quiebre abrupto entre el cargo fijo pagado por clientes con consumo inferior y superior a 50 kWh/mes, se determinó cargos fijos escalados por tramos para alcanzar gradualmente el cargo fijo técnico en los clientes de consumo superior a 175 kWh. Dede tenerse presente que esta formulación del cargo fijo constituye un subsidio permanente a los consumidores que se encuentran en esta condición.

#### **7.4- RESULTADOS**

Las tablas siguientes muestran los valores tarifarios iniciales, a ser aplicados en la primera etapa del período de transición, los valores tarifarios resultantes en la segunda etapa del período de transición y los coeficientes atenuadores correspondientes.

Los valores se expresan en pesos dominicanos, calculados con una tasa de cambio de 15.46 unidades por dólar.

**EDE Norte**

Tarifa / cargo	Cargos tarifarios anuales					Coeficientes atenuadores				
	1999-2002	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	
<b>BTS1-1</b>										
CFBTS1o										
menor que 50 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	3.57	3.57	3.57	3.57	0.1262	0.1262	0.1262	0.1262
mayor que 50 y menor a 75 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	8.41	8.41	8.41	8.41	0.2973	0.2973	0.2973	0.2973
mayor que 75 y menor a 100 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	12.90	12.90	12.90	12.90	0.4560	0.4560	0.4560	0.4560
mayor que 100 y menor a 125 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	17.37	17.37	17.37	17.37	0.6139	0.6139	0.6139	0.6139
mayor que 125 y menor a 150 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	21.83	21.83	21.83	21.83	0.7716	0.7716	0.7716	0.7716
mayor que 150 y menor a 175 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	26.30	26.30	26.30	26.30	0.9296	0.9296	0.9296	0.9296
mayores a 175 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	28.29	28.29	28.29	28.29	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTS1Ao	RD\$/kWh	0.97	1.06	1.22	1.38	1.54	0.6372	0.7547	0.8521	0.9540
CEBTS1Bo	RD\$/kWh	1.31	1.35	1.43	1.51	1.58	0.8163	0.8854	0.9293	0.9783
CEBTS1Co	RD\$/kWh	2.35	2.25	2.07	1.88	1.70	1.3562	1.2793	1.1620	1.0515
<b>BTS2-1</b>										
CFBTS2o										
RD\$/cliente/mes		11.92	28.29	28.29	28.29	28.29	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTS2Ao	RD\$/kWh	1.31	1.35	1.43	1.51	1.58	0.8163	0.8854	0.9293	0.9783
CEBTS2Bo	RD\$/kW/mes	2.35	2.25	2.07	1.88	1.70	1.3562	1.2793	1.1620	1.0515
<b>BTD</b>										
CFBTDo										
RD\$/cliente/mes		32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTDo	RD\$/kWh	1.45	1.36	1.20	1.04	0.87	1.6413	1.5109	1.3013	1.0928
CPBTDo	RD\$/kW/mes	196.60	201.55	210.69	219.84	228.98	0.8547	0.9004	0.9362	0.9820
<b>BTH</b>										
CFBTHo										
RD\$/cliente/mes		32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTHo	RD\$/kWh	1.45	1.36	1.20	1.04	0.87	1.6413	1.5109	1.3013	1.0928
CPBTFo	RD\$/kW/mes	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CPBTHo	RD\$/kW/mes	257.04	257.41	258.08	258.75	259.43	0.9766	0.9890	0.9871	0.9988
<b>MTD1</b>										
CFMTD1o										
RD\$/cliente/mes		32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTD1o	RD\$/kWh	1.51	1.40	1.21	1.02	0.82	1.8520	1.6674	1.3938	1.1218
CPMTD1o	RD\$/kW/mes	83.04	91.21	106.31	121.40	136.49	0.6257	0.7374	0.8378	0.9518
<b>MTD2</b>										
CFMTD2o										
RD\$/cliente/mes		32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTD2o	RD\$/kWh	1.45	1.35	1.17	0.99	0.81	1.7813	1.6149	1.3628	1.1121
CPMTD2o	RD\$/kW/mes	61.57	72.66	93.12	113.58	134.03	0.4984	0.6459	0.7838	0.9346
<b>MTH</b>										
CFMTHo										
RD\$/cliente/mes		32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTHo	RD\$/kWh	1.45	1.35	1.17	0.99	0.81	1.7813	1.6149	1.3628	1.1121
CPMTFo	RD\$/kW/mes	17.84	18.02	18.35	18.68	19.00	0.9408	0.9579	0.9750	0.9922
CPMTHo	RD\$/kW/mes	176.46	176.60	176.87	177.14	177.40	0.9759	0.9903	0.9859	0.9993

**EDE Este**

Tarifa / cargo	Cargos tarifarios anuales					Coeficientes atenuadores				
	1999-2002	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	
<b>BTS1-1</b>										
CFBTS1o										
menor que 50 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	3.57	3.57	3.57	3.57	0.1262	0.1262	0.1262	0.1262
mayor que 50 y menor a 75 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	8.41	8.41	8.41	8.41	0.2973	0.2973	0.2973	0.2973
mayor que 75 y menor a 100 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	12.90	12.90	12.90	12.90	0.4560	0.4560	0.4560	0.4560
mayor que 100 y menor a 125 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	17.37	17.37	17.37	17.37	0.6139	0.6139	0.6139	0.6139
mayor que 125 y menor a 150 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	21.83	21.83	21.83	21.83	0.7716	0.7716	0.7716	0.7716
mayor que 150 y menor a 175 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	26.30	26.30	26.30	26.30	0.9296	0.9296	0.9296	0.9296
mayores a 175 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	28.29	28.29	28.29	28.29	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTS1Ao	RD\$/kWh	0.97	1.05	1.20	1.35	1.51	0.6513	0.7644	0.8577	0.9558
CEBTS1Bo	RD\$/kWh	1.31	1.35	1.41	1.48	1.55	0.8353	0.8986	0.9370	0.9808
CEBTS1Co	RD\$/kWh	2.35	2.24	2.05	1.86	1.66	1.3901	1.3029	1.1760	1.0560
<b>BTS2-1</b>										
CFBTS2o	RD\$/cliente/mes	11.92	28.29	28.29	28.29	28.29	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTS2Ao	RD\$/kWh	1.31	1.35	1.41	1.48	1.55	0.8353	0.8986	0.9370	0.9808
CEBTS2Bo	RD\$/kW/mes	2.35	2.24	2.05	1.86	1.66	1.3901	1.3029	1.1760	1.0560
<b>BTD</b>										
CFBTDo	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTDo	RD\$/kWh	1.45	1.35	1.17	1.00	0.82	1.7666	1.6040	1.3563	1.1100
CPBTDo	RD\$/kW/mes	196.60	194.94	191.88	188.82	185.75	1.0467	1.0375	1.0177	1.0076
<b>BTH</b>										
CFBTHo	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTHo	RD\$/kWh	1.45	1.35	1.17	1.00	0.82	1.7666	1.6040	1.3563	1.1100
CPBTFo	RD\$/kW/mes	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CPBTHo	RD\$/kW/mes	257.04	258.37	260.83	263.29	265.74	0.9544	0.9729	0.9778	0.9958
<b>MTD1</b>										
CFMTD1o	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTD1o	RD\$/kWh	1.51	1.40	1.19	0.98	0.77	1.9948	1.7735	1.4565	1.1414
CPMTD1o	RD\$/kW/mes	83.04	86.84	93.85	100.86	107.87	0.7699	0.8408	0.8994	0.9711
<b>MTD2</b>										
CFMTD2o	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTD2o	RD\$/kWh	1.45	1.34	1.15	0.96	0.76	1.9183	1.7166	1.4229	1.1309
CPMTD2o	RD\$/kW/mes	61.57	68.28	80.66	93.03	105.41	0.6054	0.7226	0.8296	0.9489
<b>MTH</b>										
CFMTHo	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTHo	RD\$/kWh	1.45	1.34	1.15	0.96	0.76	1.9183	1.7166	1.4229	1.1309
CPMTFo	RD\$/kW/mes	17.84	18.02	18.35	18.68	19.00	0.9408	0.9579	0.9750	0.9922
CPMTHo	RD\$/kW/mes	176.46	177.47	179.33	181.19	183.05	0.9473	0.9694	0.9739	0.9954

EDE Sur

Tarifa / cargo	Cargos tarifarios anuales					Coeficientes atenuadores				
	1999-2002	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	
<b>BTS1-1</b>										
CFBTS1o										
menor que 50 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	3.57	3.57	3.57	3.57	0.1262	0.1262	0.1262	0.1262
mayor que 50 y menor a 75 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	8.41	8.41	8.41	8.41	0.2973	0.2973	0.2973	0.2973
mayor que 75 y menor a 100 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	12.90	12.90	12.90	12.90	0.4560	0.4560	0.4560	0.4560
mayor que 100 y menor a 125 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	17.37	17.37	17.37	17.37	0.6139	0.6139	0.6139	0.6139
mayor que 125 y menor a 150 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	21.83	21.83	21.83	21.83	0.7716	0.7716	0.7716	0.7716
mayor que 150 y menor a 175 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	26.30	26.30	26.30	26.30	0.9296	0.9296	0.9296	0.9296
mayores a 175 kWh	RD\$/cliente/mes	3.58	28.29	28.29	28.29	28.29	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTS1Ao	RD\$/kWh	0.97	1.04	1.18	1.32	1.46	0.6699	0.7785	0.8660	0.9584
CEBTS1Bo	RD\$/kWh	1.31	1.34	1.39	1.44	1.50	0.8607	0.9176	0.9482	0.9843
CEBTS1Co	RD\$/kWh	2.35	2.23	2.03	1.82	1.61	1.4355	1.3369	1.1959	1.0623
<b>BTS2-1</b>										
CFBTS2o										
	RD\$/cliente/mes	11.92	28.29	28.29	28.29	28.29	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTS2Ao	RD\$/kWh	1.31	1.34	1.39	1.44	1.50	0.8607	0.9176	0.9482	0.9843
CEBTS2Bo	RD\$/kW/mes	2.35	2.23	2.03	1.82	1.61	1.4355	1.3369	1.1959	1.0623
<b>BTD</b>										
CFBTDo										
	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTDo	RD\$/kWh	1.45	1.35	1.17	1.00	0.82	1.7708	1.6071	1.3582	1.1106
CPBTDo	RD\$/kW/mes	196.60	199.80	205.70	211.61	217.51	0.8967	0.9306	0.9539	0.9877
<b>BTH</b>										
CFBTHo										
	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEBTHo	RD\$/kWh	1.45	1.35	1.17	1.00	0.82	1.7708	1.6071	1.3582	1.1106
CPBTFo	RD\$/kW/mes	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CPBTHo	RD\$/kW/mes	257.04	255.59	252.91	250.23	247.56	1.0217	1.0217	1.0061	1.0050
<b>MTD1</b>										
CFMTD1o										
	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTD1o	RD\$/kWh	1.51	1.40	1.19	0.98	0.77	1.9996	1.7771	1.4586	1.1420
CPMTD1o	RD\$/kW/mes	83.04	89.76	102.16	114.57	126.98	0.6649	0.7659	0.8543	0.9571
<b>MTD2</b>										
CFMTD2o										
	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTD2o	RD\$/kWh	1.45	1.34	1.15	0.96	0.76	1.9229	1.7201	1.4249	1.1315
CPMTD2o	RD\$/kW/mes	61.57	71.20	88.97	106.74	124.52	0.5275	0.6670	0.7959	0.9386
<b>MTH</b>										
CFMTHo										
	RD\$/cliente/mes	32.20	32.20	32.20	32.20	32.20	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
CEMTHo	RD\$/kWh	1.45	1.34	1.15	0.96	0.76	1.9229	1.7201	1.4249	1.1315
CPMTFo	RD\$/kW/mes	17.84	18.02	18.35	18.68	19.00	0.9408	0.9579	0.9750	0.9922
CPMTHo	RD\$/kW/mes	176.46	174.98	172.24	169.51	166.78	1.0356	1.0338	1.0110	1.0076

---

## 8-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 8.1- CONCLUSIONES

Las conclusiones de este estudio son las siguientes:

#### Generación

- 1- A partir del año 2001 se producirá una importante expansión en el parque de centrales generadoras, mediante la instalación de nuevas unidades de ciclo combinado Diesel.
- 2- Se espera una baja en los costos de la energía a nivel de generación, producto de la entrada en servicio de las nuevas centrales.

#### Transmisión

- 3- Los factores de nodo empleados en el cálculo de los cargos por uso del sistema de transmisión corresponden al estado del sistema de transmisión después de incorporar las expansiones en ejecución actualmente. Dados los cambios que experimentará a futuro el sistema, se destaca la conveniencia de recalcular dichos factores, siendo no obstante factible y recomendable iniciar los procesos de ajuste con los valores empleados en este estudio.

#### Distribución

- 4- Los VAD que se obtienen de aplicar los resultados del informe Costos Indicativos de Distribución (CID) son muy bajos en comparación con otros valores conocidos por el Consultor.
- 5- Los costos de conexión del informe CID resultan altos en relación a otros valores conocidos por el Consultor, aunque aceptables.
- 6- Las Pérdidas No Técnicas (PNT) en República Dominicana son muy altas.
- 7- Las tarifas técnicas no reconocen las PNT, en el sentido que no proporcionan ingresos a las empresas para financiar dichas PNT.
- 8- Se utilizaron valores de VAD referenciales, obtenidos de aquellos utilizados en Panamá.
- 9- Para ajustar las ventas de potencia a las compras en cada distribuidora, fue necesario aplicar set de factores de coincidencia en las tarifas diferentes entre

las distribuidoras. Para el ajuste de estos factores se utilizó información real de ventas de potencia en cada empresa.

- 10-Se desarrolló un esquema de tarifas técnicas que reconoce las diferencias en los requerimientos que el usuario le impone al sistema de generación-transmisión-distribución, en vez de la utilización que él hace de la electricidad.
- 11-Se evaluó la factibilidad de las tarifas técnicas en base a los impactos que produce en los precios medios pagados por los distintos tipos de consumidores y los impactos en las empresas de distribución.
- 12-Del análisis de impactos se concluye que la tarifa técnica debe ser aplicada con una estrategia de transición que minimice los impactos en los precios medios a público.
- 13-La autoridad reguladora ha definido una estrategia de transición consistente en: 1) poner en funcionamiento el nuevo esquema de tarifas técnicas a partir del primero de enero de 1999, 2) mantener los valores de los cargo tarifarios anteriormente vigentes de la CDE durante el período comprendido entre el primero de enero de 1999 y el 31 de diciembre del 2002, asignando valores a los cargos tarifarios de las nuevas tarifas de modo que se asemejen a las anteriores en términos monómicos, y 3) producir una transmisión lineal de los cargos tarifarios entre el primero de enero del 2003 y el 31 de diciembre del 2006m en base a la aplicación de coeficientes atenuadores anuales sobre las tarifas técnicas.

## **8.2- RECOMENDACIONES**

Sobre la base de los resultados y conclusiones obtenidas de este estudio, Synex recomienda:

- 1- Aplicar desde un comienzo y sin alteraciones el sistema de precios de generación resultante de contratos iniciales basados en costos marginales de corto plazo.
- 2- Adoptar la transición tarifaria definida en el Capítulo N° 7 del Informe.
- 3- Con el objeto de dar la estabilidad suficiente que permita a los interesados efectuar ofertas razonables en el proceso de capitalización, validar mediante resolución las fórmula de ajuste automático que regirán durante el período de 8 años establecido para la transición. Durante ese período, las tarifas a público variarían de acuerdo a la aplicación de las fórmulas de ajuste.

## ANEXO N° 1

### COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN DE CORTO PLAZO

#### PROYECCION DE COSTOS MARGINALES MENSUALES

Año	Mes	Cmdg mills/kWh	Demanda (GWh)	Año	Mes	Cmdg mills/kWh	Demanda (GWh)	Año	Mes	Cmdg mills/kWh	Demanda (GWh)
1999 68.3	ene	61.8	769	2002 40.8	ene	37.4	920	2005 40.8	ene	38.2	1142
	feb	63.0	729		feb	38.4	872		feb	38.7	1083
	mar	65.4	797		mar	42.0	954		mar	40.5	1183
	abr	65.6	800		abr	39.6	957		abr	39.3	1188
	may	70.5	815		may	47.9	976		may	48.5	1211
	jun	72.6	807		jun	43.4	965		jun	40.6	1198
	jul	66.3	842		jul	41.8	1008		jul	46.2	1251
	ago	71.0	844		ago	39.4	1010		ago	40.2	1254
	sep	74.4	814		sep	39.6	974		sep	39.6	1209
	oct	71.1	868		oct	40.3	1038		oct	39.2	1288
	nov	68.7	807		nov	41.5	966		nov	40.7	1199
	dic	68.9	803		dic	38.4	961		dic	37.4	1192
2000 58.5	ene	58.3	802	2003 40.8	ene	38.3	988	2006 41.2	ene	38.0	1227
	feb	59.9	761		feb	38.0	937		feb	39.1	1164
	mar	67.5	832		mar	39.3	1024		mar	40.5	1272
	abr	64.3	835		abr	41.5	1028		abr	38.9	1277
	may	75.3	851		may	46.3	1048		may	49.2	1302
	jun	58.4	842		jun	41.8	1037		jun	42.4	1288
	jul	61.7	879		jul	47.7	1083		jul	47.1	1345
	ago	58.6	881		ago	39.2	1085		ago	41.1	1348
	sep	58.8	850		sep	39.0	1047		sep	38.6	1300
	oct	53.2	906		oct	39.7	1115		oct	40.2	1385
	nov	46.1	843		nov	41.2	1038		nov	41.0	1289
	dic	39.7	838		dic	37.7	1032		dic	38.5	1281
2001 38.9	ene	37.6	856	2004 40.8	ene	38.0	1064	2007 41.6	ene	38.2	1315
	feb	38.2	812		feb	38.1	1009		feb	39.1	1247
	mar	37.6	888		mar	41.1	1103		mar	41.3	1363
	abr	37.7	891		abr	39.0	1107		abr	38.6	1368
	may	40.3	908		may	48.7	1128		may	49.1	1394
	jun	38.0	898		jun	41.7	1116		jun	41.6	1379
	jul	41.0	938		jul	46.7	1166		jul	47.4	1441
	ago	37.9	940		ago	38.6	1168		ago	41.4	1444
	sep	38.9	907		sep	39.1	1127		sep	41.1	1393
	oct	40.9	966		oct	39.7	1200		oct	40.5	1484
	nov	41.3	899		nov	41.1	1117		nov	41.6	1381
	dic	37.4	894		dic	37.6	1111		dic	38.8	1373

## ANEXO N° 2

### PEAJES DE TRANSMISIÓN

**AÑO 1999**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	68.29
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	541.9	2631.1	94
b- Sur	1.0237	1.0470	105.9	784.9	2,714
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	617.7	3519.5	2,403
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	98.8	721.2	-1,202
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	443.7	3288.3	23,608
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	131.8	626.4	-3,236
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	254.8	2166.6	-6,301
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	236.0	1580.1	642
b- Este	1.0439	1.0256	137.4	1018.3	2,248
<b>GENERACIÓN</b>					
Total generación	1.0125	1.0043	397.0	2459.0	-1,107
TOTAL CARGA			1464.8	9302.8	29,305
TOTAL GENERACIÓN			1500.1	9492.6	-9,444
PÉRDIDAS TOTALES			35.3	189.9	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.4%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>19,861</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>57.5</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>37.6</b>
Demanda Máxima Anual	MW				1464.8
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.140</b>

**AÑO 2000**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	58.66
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	575.7	2804.5	134
b- Sur	1.0237	1.0470	112.5	836.7	2,513
GENERACIÓN					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	695.3	4163.1	2,459
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	116.0	823.5	-1,186
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	471.4	3505.0	21,900
GENERACIÓN					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	132.5	662.1	-2,982
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	235.0	2292.9	-5,726
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	250.7	1684.2	620
b- Este	1.0439	1.0256	146.0	1085.4	2,126
GENERACIÓN					
Total generación	1.0125	1.0043	415.0	2176.6	-951
TOTAL CARGA			1556.4	9915.8	27,293
TOTAL GENERACIÓN			1593.8	10118.2	-8,386
PÉRDIDAS TOTALES			37.4	202.4	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.35%	2.00%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>18,908</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>59.9</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>41.0</b>
Demanda Máxima Anual	MW				1556.4
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.196</b>

**AÑO 2001**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	38.91
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	612.3	2992.1	219
b- Sur	1.0237	1.0470	119.7	892.6	1,852
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	736.4	5907.7	2,337
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	97.3	476.2	-474
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	501.3	3739.4	16,240
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	134.1	659.8	-2,130
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	248.2	2002.6	-3,278
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	266.6	1796.9	523
b- Este	1.0439	1.0256	155.3	1158.0	1,681
<b>GENERACIÓN</b>					
Total generación	1.0125	1.0043	479.0	1748.7	-756
TOTAL CARGA			1655.2	10579.1	20,515
TOTAL GENERACIÓN			1694.9	10795.0	-4,301
PÉRDIDAS TOTALES			39.8	215.9	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.3%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>16,214</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>64.4</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>48.2</b>
Demanda Máxima Anual	MW				1655.2
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.428</b>

**AÑO 2002**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	40.84
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	655.6	3214.3	225
b- Sur	1.0237	1.0470	128.2	958.9	2,076
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	849.0	6292.3	2,620
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	93.1	397.5	-418
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	536.8	4017.1	18,186
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	133.7	660.6	-2,214
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	249.7	2040.5	-3,511
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	285.5	1930.3	575
b- Este	1.0439	1.0256	166.2	1244.0	1,866
<b>GENERACIÓN</b>					
Total generación	1.0125	1.0043	489.4	2205.6	-861
TOTAL CARGA			1772.4	11364.5	22,929
TOTAL GENERACIÓN			1814.9	11596.4	-4,384
PÉRDIDAS TOTALES			42.5	231.9	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.3%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>18,544</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>69.5</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>50.9</b>
Demanda Máxima Anual	MW				1772.4
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.393</b>

**AÑO 2003**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	40.86
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	702.0	3452.4	241
b- Sur	1.0237	1.0470	137.2	1029.9	2,230
GENERACIÓN					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	960.1	6811.8	2,849
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	45.6	395.3	-399
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	574.8	4314.6	19,533
GENERACIÓN					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	133.3	658.9	-2,209
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	297.9	2046.9	-3,507
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	305.7	2073.3	617
b- Este	1.0439	1.0256	178.0	1336.1	2,003
GENERACIÓN					
Total generación	1.0125	1.0043	506.2	2542.6	-937
TOTAL CARGA			1897.6	12206.4	24,623
TOTAL GENERACIÓN			1943.1	12455.5	-4,203
PÉRDIDAS TOTALES			45.4	249.1	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.3%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>20,420</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>74.9</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>54.4</b>
Demanda Máxima Anual	MW				1897.6
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.391</b>

**AÑO 2004**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	40.84
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	753.0	3715.1	258
b- Sur	1.0237	1.0470	147.2	1108.3	2,397
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	951.7	7176.8	2,984
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	45.2	395.4	-399
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	616.6	4643.0	21,000
<b>GENERACIÓN</b>					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	135.0	660.1	-2,217
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	304.3	2054.4	-3,516
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	327.9	2231.0	663
b- Este	1.0439	1.0256	190.9	1437.8	2,152
<b>GENERACIÓN</b>					
Total generación	1.0125	1.0043	648.0	3116.7	-1,175
TOTAL CARGA			2035.6	13135.3	26,470
TOTAL GENERACIÓN			2084.2	13403.4	-4,323
PÉRDIDAS TOTALES			48.7	268.1	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.3%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>22,147</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>76.7</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>54.5</b>
Demanda Máxima Anual	MW				2035.6
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.231</b>

**AÑO 2005**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	40.81
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	805.4	3986.3	275
b- Sur	1.0237	1.0470	157.4	1189.2	2,570
GENERACIÓN					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	948.3	7173.0	2,979
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	45.1	394.1	-397
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	659.5	4981.9	22,510
GENERACIÓN					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	134.5	659.9	-2,214
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	303.2	2033.2	-3,476
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	350.7	2393.9	710
b- Este	1.0439	1.0256	204.2	1542.8	2,306
GENERACIÓN					
Total generación	1.0125	1.0043	798.2	4121.5	-1,496
TOTAL CARGA			2177.3	14094.1	28,371
TOTAL GENERACIÓN			2229.2	14381.7	-4,604
PÉRDIDAS TOTALES			52.0	287.6	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.3%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>23,767</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>84.0</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>60.2</b>
Demanda Máxima Anual	MW				2177.3
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.303</b>

**AÑO 2006**

**COSTOS MARGINALES DE GENERACION**

- Energía	(mills/kWh)	41.27
- Potencia	(US\$/kW/mes)	6.45

**INGRESOS TARIFARIOS**

	Factores Nodales		Cargas y Generación		Ingreso Tarifario kUS\$
	Potencia	Energía	MW	GWh	
<b>ZONA 1-3: SUR</b>					
CARGA	1.01040	1.00980			
a- Distrito Nacional	1.0078	0.9987	863.1	4285.2	292
b- Sur	1.0237	1.0470	168.7	1278.4	2,789
GENERACIÓN					
a- Itabo y otros	0.9965	0.9907	1094.3	7485.4	3,170
b- Barahona y otros	1.0046	1.0237	45.5	394.6	-402
<b>ZONA 2: NORTE</b>					
CARGA	1.0570	1.0964	706.7	5355.5	24,427
GENERACIÓN					
a- Falcon y otros	1.0442	1.0651	135.9	659.2	-2,236
b- Smith y otros	0.9954	1.0432	306.4	2028.9	-3,508
<b>ZONA 1-4: ESTE</b>					
CARGA	1.02380	1.01240			
a- Distrito Nacional	1.0121	1.0039	375.8	2573.4	766
b- Este	1.0439	1.0256	218.9	1658.5	2,496
GENERACIÓN					
Total generación	1.0125	1.0043	806.6	4892.1	-1,649
TOTAL CARGA			2333.2	15151.0	30,771
TOTAL GENERACIÓN			2388.8	15460.2	-4,626
PÉRDIDAS TOTALES			55.6	309.2	
PÉRDIDAS PORCENTUALES			2.3%	2.0%	
<b>Ingresos Tarifarios &gt;&gt;&gt;&gt;</b>	kUS\$/año				<b>26,144</b>
<b>PEAJE</b>					
<b>COSTO ANUAL TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>86.6</b>
<b>PEAJE TOTAL</b>	<b>MUS\$/año</b>				<b>60.4</b>
Demanda Máxima Anual	MW				2333.2
<b>Peaje unitario&gt;&gt;&gt;&gt;</b>	US\$/kW/mes				<b>2.157</b>

---

## ANEXO N° 3

---

# PLIEGO DE TARIFAS PROVISIONALES APLICABLES POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

### CONSIDERANDO:

**VISTAS:** La Resoluciones dictadas por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio: No. 45 de fecha 18 de marzo de 1998, No. ... de fecha ....., (modificatoria de la No. 45) y No. .... de fecha .....(que establece el reglamento).

LA SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO  
DICTA LA SIGUIENTE RESOLUCION

### “REGIMEN TARIFARIO APLICABLE POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS”

#### Artículo 1- Aspectos Generales

##### **Ámbito de Aplicación**

La presente Resolución establece el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad, el que comprende las opciones tarifarias, sus condiciones de aplicación, y las fórmulas que establecen su estructura, para determinar las tarifas de suministro eléctrico en las zonas de servicio de las empresas distribuidoras EDE Norte, EDE Este y EDE Sur, las que operan bajo contrato de cesión con la Corporación Dominicana de Electricidad.

##### **Vigencia**

De acuerdo con el Artículo 120 de la Resolución No. .... de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (Reglamento Técnico para las Operaciones del Sub-Sector Eléctrico), la presente Resolución entrará en vigencia en la fecha de toma de control de las distribuidoras por las empresas adjudicatarias de la capitalización de la CDE, y expirará el 31 de Diciembre de 2006.

#### Artículo 2- Opciones tarifarias y Condiciones de Aplicación

Establecense las opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación que se describen a continuación:

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que se describen más adelante, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda. Los distribuidores estarán obligados a aceptar la opción que los clientes elijan.

Salvo acuerdo entre el cliente y el distribuidor, la opción tarifaria tomada por el cliente regirá por un

plazo mínimo de doce meses consecutivos.

## **1- Opciones Tarifarias para Clientes en Baja Tensión**

Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión es inferior a 1.000 Volts.

Tarifa BTS: Tarifa Simple.

### **Descripción**

La tarifa BTS, tarifa simple, comprende los siguientes cargos, que se sumarán en la factura o boleta del cliente:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo por energía.

### **Aplicación de los cargos**

a) Cargo fijo mensual.  
Es variable dependiendo del consumo del cliente, y se aplicará incluso si dicho consumo es nulo.

b) Cargo por energía.  
Se obtendrá multiplicando los kilowattthora de consumo de energía por su precio unitario.

### **Limitaciones para optar a la tarifa BTS.**

Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes cuyo suministro se efectúe en baja tensión y su potencia conectada sea inferior a 10 kilowatts. Para controlar que el cliente no sobrepase dicha potencia, el distribuidor podrá exigirle la instalación de un limitador de potencia de manera que se cumpla dicha condición, el que será de cargo del cliente.

Se entenderá por potencia conectada a la máxima potencia que el cliente puede demandar, dada la capacidad de su empalme.

Tarifa BTD: Tarifa con Potencia Máxima.

### **Descripción**

La tarifa BTD comprende los siguientes cargos, que se sumarán en la factura o boleta del cliente:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo por energía.
- c) Cargo por potencia máxima.

### **Aplicación de los cargos.**

a) Cargo fijo mensual.  
El valor correspondiente se aplicará incluso si el consumo del cliente es nulo.

b) Cargo por energía.

Se obtendrá multiplicando los kilowatt-hora de consumo de energía por su precio unitario.

c) Cargo por potencia máxima.

Se obtendrá multiplicando la potencia máxima del cliente en kilowatt por su precio unitario y se aplicará incluso si el consumo de energía es nulo.

Para aquellos clientes que tengan medidor simple de energía, la potencia máxima será igual a la potencia que tenga contratada con el distribuidor.

Para aquellos clientes que tengan medidor de energía y demanda máxima, la potencia máxima será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes.

Los clientes que opten por esta tarifa y no tengan un medidor con indicación de demanda máxima, deberán contratar libremente una potencia máxima con el distribuidor, la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho plazo, el cliente no podrá disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo del distribuidor. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada, el cliente podrá contratar una nueva potencia.

Para garantizar que los clientes con potencia contratada no sobrepasen su valor contratado, el distribuidor podrá exigirle la instalación de un limitador de potencia especificado por ella misma, el que será de cargo del cliente. La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de los limitadores disponibles en el mercado. Durante el período de vigencia de dicha potencia contratada, el cliente podrá hacer uso de ella en cualquier momento, sin restricciones.

## Tarifa BTH: Tarifa Horaria

### Descripción

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se sumarán en la factura o boleta del cliente:

- a) Cargo fijo mensual.
- b) Cargo por energía.
- c) Cargo por potencia máxima.
- d) Cargo por potencia máxima en horas de punta.

### Aplicación de los cargos

a) Cargo fijo mensual.

Es independiente del consumo del cliente y se aplicará incluso si dicho consumo es nulo.

b) Cargo por energía.

Se obtendrá multiplicando los kilowatts-hora de consumo de energía por su precio unitario.

c) Cargo por potencia máxima.

Se obtendrá multiplicando la potencia máxima del cliente en kilowatts por su precio unitario y se aplicará incluso si el consumo de energía es nulo.

Para aquellos clientes que tengan medidor sin indicador de demanda máxima, la potencia máxima será igual a la potencia máxima que tenga contratada con el distribuidor, y su contratación se regirá por el mismo procedimiento establecido para la contratación de potencia en la tarifa BTD.

Para aquellos clientes que tengan medidor con indicador de demanda máxima, la potencia máxima será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas dentro de los últimos 12 meses.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las 24 horas de cada día del mes.

d) Cargo por potencia máxima en horas de punta.

Se obtendrá multiplicando la potencia máxima en horas de punta del cliente en kilowatts por su precio unitario y se aplicará incluso si el consumo de energía es nulo. Para aquellos clientes que no tengan medidor con indicación de demanda máxima en horas de punta, la potencia máxima en horas de punta será igual a la potencia máxima que tenga contratada con el distribuidor durante las horas de punta.

Para aquellos clientes que tengan medidor con indicador de demanda máxima en horas de punta, la potencia máxima en horas de punta será igual al mayor valor que resulte de comparar la demanda máxima del mes en el horario de punta con el promedio de las dos más altas demandas máximas mensuales registradas en el horario de punta dentro de los últimos 12 meses.

Se entenderá por demanda máxima en horas de punta de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidas durante las horas de punta de cada día del mes.

Para aquellos clientes que no tengan medidor con indicador de demanda máxima en horas de punta, la potencia máxima en horas de punta será igual a la potencia máxima en horas de punta que tenga contratada con el distribuidor, y su contratación se registrará por el mismo procedimiento establecido para la contratación de potencia en la tarifa BTD.

El monto de la potencia máxima contratada en horas de punta será el que solicite el cliente ciñéndose a las capacidades de los limitadores de potencia disponibles en el mercado. El distribuidor podrá instalar un reloj control o interruptor horario de manera tal que asegure que el monto de la potencia máxima contratada en las horas de punta no sea sobrepasado durante dicho horario. El valor de estas instalaciones será costado por el cliente.

## **2- Opciones Tarifarias para Clientes en Media Tensión**

Son clientes en media tensión aquellos que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es inferior o igual a 34.5 kV y superior o igual a 1.000 Volts.

En media tensión registrarán las tarifas MTD y MTH, que serán iguales en estructura y condiciones de aplicación a las tarifas BTD y BTH, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

Los consumos correspondientes a clientes de media tensión podrán ser medidos en baja tensión, aplicándose en este caso sobre los cargos por energía y potencias de la tarifa correspondiente, un recargo por pérdidas de transformación igual a un 1%.

## **3- Opciones Tarifarias para Clientes en Alta Tensión**

A los clientes sujetos a regulación de precios abastecidos desde instalaciones en alta tensión, vale decir en voltajes mayores que 34.5 kV, se les aplicará una tarifa igual al precio de venta de la tarifa en media tensión MTD o MTH afectada a un descuento de 5% en el cargo por energía y de 36% en

potencia.

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión podrán ser medidos en media tensión, aplicándose en este caso sobre los cargos por energía y potencias de la tarifa correspondiente, un recargo por pérdidas de transformación igual a un 1%.

#### **4- Recargo por Factor de Potencia Medio Mensual**

La facturación por consumos efectuados a instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual es inferior a 0,90, se recargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,90.

#### **5- Definición de las Horas de Punta**

En el ámbito de la presente resolución, se entenderá por horas de punta al período comprendido entre las 18:30 y las 23:00 horas de cada día del año.

#### **6- Condiciones generales de aplicación de las tarifas**

Cuando en un período de facturación existan sub-períodos con distintos precios de energía y potencia, el consumo de energía de cada uno se determinará proporcionalmente a su duración, y se facturará con el precio de energía correspondiente, y la potencia se facturará con un precio de potencia promedio ponderado por la duración de cada sub-período.

Los montos de potencias contratadas de las tarifas BTD, BTH, MTD y MTH, como también la opción tarifaria elegida por el cliente, regirán por 12 meses y se entenderán renovados por igual período salvo aviso por escrito en contrario del cliente con a lo menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho período o de cualquiera de sus renovaciones. La empresa deberá comunicar con 60 días de anticipación al cliente la fecha de término del período de 12 meses de aplicación de la tarifa que esté vigente. No obstante, el cliente podrá anticipadamente disminuir dichos montos o bien cambiar la opción tarifaria, comprometiendo con el distribuidor el pago de los remanentes que tuviere por concepto de potencias máximas.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo del cliente o bien provistos por éste. En este último caso, el distribuidor podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requeridos.

Todos los conflictos que se susciten entre el distribuidor y los clientes con motivo de la interpretación o aplicación de las presentes condiciones de aplicación, y en los que no se haya logrado acuerdo entre las partes en un período de 60 días desde la presentación por escrito del reclamo del cliente, serán resueltos por la Superintendencia de Electricidad.

#### **Artículo 3- Fórmulas Tarifarias**

Las fórmulas tarifarias para la determinación de los cargos incluidos en las opciones tarifarias descritas en el Artículo 2 son las siguientes:

## 1- Opciones Tarifarias en Baja Tensión

### 1.1- Tarifa BTS: Tarifa Simple.

- a) Cargo fijo mensual = CFBTS
- b) Cargo por energía = FEPPBT x FEPPMT x Cp / NHU + FEPEBT x FEPEMT x Ce

### 1.2- Tarifa BTD: Tarifa con Potencia Máxima.

- a) Cargo fijo mensual = CFBTD
- b) Cargo por energía = FEPEBT x FEPEMT x Ce
- c) Cargo por potencia máxima = FEPPBT x FCBTD x (FEPPMT x Cp + VADMT) + (1 - FCBTD) x FCFPBT x VADBT

### 1.3- Tarifa BTH: Tarifa Horaria

- a) Cargo fijo mensual = CFBTH
- b) Cargo por energía = FEPEBT x FEPEMT x Ce
- c) Cargo por potencia máxima = FCFPBT x VADBT
- d) Cargo por potencia máxima en horas de punta = FEPPBT x FCBTH x ( FEPPMT x Cp + VADMT ) – FCFPBT x VADBT

## 2- Opciones Tarifarias en Media Tensión

### 2.1- Tarifa MTD: Tarifa con Potencia Máxima.

- a) Cargo fijo mensual = CFMTD
- c) Cargo por energía = FEPEMT x Ce
- d) Cargo por potencia máxima = FCMTD x ( FEPPMT x Cp + VADMT ) + ( 1 – FCMTD ) x FCFPMT x VADMT

### 2.2- Tarifa BTH: Tarifa Horaria

- a) Cargo fijo mensual = CFMTH
- b) Cargo por energía = FEPEMT x Ce
- c) Cargo por potencia máxima = FCFPMT x VADMT
- d) Cargo por potencia máxima en horas de punta = CFMTH x (FEPPMT x Cp + VADMT) – FCFPMT x VADMT

## 3- Definición de Términos

### 3.1- Precios de entrada a nivel de media tensión de distribución

Ce: Precio de energía en el nivel de media tensión de la subestación de conexión de la red de distribución al sistema de transmisión.

Cp: Precio de potencia de punta en el nivel de media tensión de la subestación de conexión de la red de distribución al sistema de transmisión.

$$C_e = FEPETR \times PPCE_j$$

$$C_p = FEPPTTR \times PPCP_j + VATR$$

### 3.2- Precios promedio de compra de la distribuidora

PPCE<sub>j</sub>: Precio promedio de compra de energía de la distribuidora en el año j

PPCP<sub>j</sub>: Precio promedio de compra de potencia de punta de la distribuidora en el año j

$$PPCE_j = ( \sum PCE_{ij} \times EC_{ij} + PES_j \times ES_j ) / ( \sum EC_{ij} + ES_j )$$

$$PPCP_j = ( \sum PCP_{ij} \times PC_{ij} + PPS_j \times PS_j ) / ( \sum PC_{ij} + PS_j )$$

Donde:

PCE<sub>ij</sub>: Precio promedio de compra de energía del contrato i en el año j

EC<sub>ij</sub>: Energía comprada en el contrato i en el año j

PES<sub>j</sub>: Precio spot de energía estabilizado para el año j

ES<sub>j</sub>: Energía spot comprada en el año j

PCP<sub>ij</sub>: Precio promedio de compra de potencia del contrato i en el año j

PC<sub>ij</sub>: Potencia comprada en el contrato i en el año j

PPS<sub>j</sub>: Precio spot de potencia en el año j

PS<sub>j</sub>: Potencia spot comprada en el año j

### 3.3- Valores agregados

VATR: Valor agregado de transformación desde alta tensión a media tensión de distribución

VADMT: Valor agregado de distribución en media tensión

VADBT: Valor agregado de distribución en baja tensión

### 3.4- Horas de uso y factores de coincidencia

NHU: Número de horas de uso para el cálculo del equivalente en energía del cargo de potencia de punta en la tarifa BTS

FCBTD: Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa BTD

FCBTH: Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa BTH

FCFPBT: Factor de coincidencia de la demanda de potencia fuera de punta en BT

FCMTD: Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa MTD

FCMTH: Factor de coincidencia de la demanda de potencia de la tarifa MTH

FCFPMT: factor de coincidencia de la demanda de potencia fuera de punta en MT

### 3.5- Factores de expansión de pérdidas

FEPEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en la red de BT

FEPPTB: Factor de expansión de pérdidas de potencia en la red de BT

FEPEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía en la red de MT

FEPPTM: Factor de expansión de pérdidas de potencia en la red de MT

FEPETR: Factor de expansión de pérdidas de energía en transformación AT/MT

FEPPTR: Factor de expansión de pérdidas de potencia en transformación AT/MT

## 4- Valores de los Parámetros y Fórmulas de Indexación

Los valores que se señalan más adelante están expresados en pesos dominicanos, salvo que se indique otra denominación o se trate de índices o parámetros adimensionales.

### 4.1- Precios promedio de compra

Los precios promedio de compra de la distribuidora se determinarán anualmente para ser aplicados en la determinación de tarifas a partir del primero de enero de cada año, sobre la base de las cantidades de energía y potencia previstas de adquirir en cada contrato vigente y en el mercado spot en ese año, y de los precios correspondientes de cada contrato y del precio spot esperado mensual, promedio ponderado para dicho año.

El precio spot esperado mensual de energía, promedio ponderado para cada año será determinado por el Organismo Coordinador, para ser aplicado a desde el 1 de enero de cada año. Este precio spot esperado, promedio ponderado, será indexado mensualmente de acuerdo con la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos, y la tasa de derechos arancelarios aplicable a la importación de combustibles.

Cada vez que, por aplicación de las cláusulas de ajuste de los precios dispuestas en cada contrato, o de las fórmulas de indexación de los precios de nudo, estos precios de contrato y spot experimenten variaciones, se recalculará el precio promedio de compra aplicando la fórmula indicada en el punto 3.2 del presente Artículo.

### 4.2- Cargos fijos

Fórmulas de indexación

$$\text{CFBTS} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{CFBTS}_0$$

$$\text{CFBTD} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{CFBTD}_0$$

$$\text{CFBTH} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{CFBTH}_0$$

$$\text{CFMTD} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{CFMTD}_0$$

$$\text{CFMTH} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{CFMTH}_0$$

### Valores de parámetros

El valor de CFBTS<sub>0</sub>, expresados en pesos dominicanos por cliente por mes, depende del consumo del cliente según se indica en la siguiente tabla:

Rango de Consumo (KWh)	CFBTS <sub>0</sub>
Menores o iguales a 50 kWh	3.57
Mayores a 50 kWh y menores o iguales a 75 kWh	8.41
Mayores a 75 kWh y menores o iguales a 100 kWh	12.90
Mayores a 100 kWh y menores o iguales a 125 kWh	17.37
Mayores a 125 kWh y menores o iguales a 150 kWh	21.83
Mayores a 150 kWh y menores o iguales a 175 kWh	26.30
Mayores a 175 kWh	28.29

Los valores de los restantes cargos fijos, expresados en pesos dominicanos por cliente por mes,

son los siguientes:

CFBTDo = 32.16  
 CFBTHo = 32.16  
 CFMTDo = 32.16  
 CFMTHo = 32.16

#### 4.3- Valores agregados

##### Fórmulas de indexación

$$VATR = (IPC/IPC_0) \times VATR1 + (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times VATR2$$

$$VADMT = (IPC/IPC_0) \times VADMT1 + (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times VADMT2$$

$$VADBT = (IPC/IPC_0) \times VADBT1 + (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times VADBT2$$

##### Valores de parámetros

Valor de VATR1, VATR2, VADMT1, VADMT2, VADBT1 y VADBT2, expresados en pesos dominicanos por kW por mes, son los siguientes:

Parámetro	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
VATR1	12.95	17.02	9.71
VATR2	19.42	25.54	14.56
VADMT1	15.32	15.32	15.32
VADMT2	22.98	22.98	22.98
VADBT1	39.89	39.89	39.89
VADBT2	59.83	59.83	59.83

#### 4.4- Horas de uso y factores de coincidencia

NHU = 420  
 FCBTH = 0.900  
 FCFPBT = 0.500  
 FCMTD = 0.623  
 FCMTH = 0.900  
 FCFPMT = 0.500

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
FCBTD	0.623	0.445	0.610

#### 4.5- Factores de expansión de pérdidas

FEPEBT = 1.0927  
 FEPPBT = 1.1178  
 FEPEMT = 1.0264  
 FEPPMT = 1.0392  
 FEPETR = 1.0160  
 FEPPTR = 1.0219

## 4.6- Índices y valores base de índices

### Índices

IPC : Índice de precios al consumidor en la República Dominicana, publicado por el Banco Central. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquel para el cual registrarán los valores de tarifa indexados.

CPI: Índice de precios al consumidor en los Estados Unidos de Norteamérica (USA), publicado por el Departamento de Economía de USA. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquel para el cual registrarán los valores de tarifa indexados.

ta: Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico, expresada en tanto por uno.

D: Tipo de cambio promedio observado para el dólar USA, publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel para el cual registrarán los valores de tarifa indexados.

### Valores base de índices

IPCo = 1144, valor correspondiente a Agosto de 1998

CPIo = 163.4, valor correspondiente a Agosto de 1998

tao = 10%, valor correspondiente a Agosto de 1998

Do = 15.4, valor correspondiente a Agosto de 1998

**Nota: Estos valores base de índices asumen que los valores base de los parámetros están expresados al nivel de precios de Octubre de 1998. Como los índices se aplican considerando sus valores correspondientes al segundo mes anterior a aquel para el cual se aplicará la tarifa indexada, el valor base de referencia para el índice debe corresponder al segundo mes anterior a Octubre, esto es Agosto.**

## 4.7- Indexación de tarifas

Las empresas distribuidoras están autorizadas a ajustar automáticamente sus tarifas, cuando la aplicación de las fórmulas establecidas en la presente resolución origine una variación positiva en cualquiera de los cargos. En el caso de una variación negativa el ajuste deberá hacerse obligatoriamente.

La aplicación de las tarifas ajustadas se efectuará por la distribuidora, bajo la sola condición que ellas estén incorporadas en el pliego tarifario, que la distribuidora deberá enviar a la Superintendencia y tener permanentemente a disposición de los clientes en sus oficinas comerciales.

## **Artículo 4- Transición Tarifaria**

### **1- Esquema de la transición**

Durante los 8 años de vigencia de la presente Resolución se implementará una transición para alcanzar el régimen tarifario descrito en los artículos 2 y 3 de la presente Resolución.

La transición tarifaria contempla dos períodos en los cuales la aplicación del régimen tarifario se realiza en forma diferente.

Durante las dos etapas del período de transición se establecen dos variantes sobre la tarifa BTS: la tarifa BTS-1 y la tarifa BTS-2, y se establecen dos variantes sobre la tarifa MTD: la tarifa MTD-1 y la tarifa MTD-2.

### **2- Clasificación de los clientes**

Para la aplicación de las tarifas definidas en el régimen tarifario que se establece en la presente Resolución, la distribuidora efectuará una asignación inicial de las opciones tarifarias de los clientes clasificados en las tarifas anteriormente aplicadas por la CDE, de acuerdo con el siguiente criterio.

La Tarifa BTS-1 se aplicará al servicio de consumidores que estarían clasificados como R-1 en el régimen tarifario aplicado por la CDE con anterioridad a la presente Resolución. Se exceptúan a esta regla los consumos de potencia conectada superior a 10 kW, los que serán clasificados como BTB.

La Tarifa BTS-2 se aplicará al servicio de consumidores que estarían clasificados como G-1 en el régimen tarifario aplicado por la CDE con anterioridad a la presente Resolución. Se exceptúan a esta regla los consumos de potencia conectada superior a 10 kW, los que serán clasificados como BTB.

Cualquier consumidor conectado en baja tensión podrá optar a la Tarifa BTH.

La tarifa MTD-1 se aplicará a aquellos clientes suministrados en media tensión, que estarían clasificados como BC en el régimen tarifario aplicado por la CDE con anterioridad a la presente Resolución.

La tarifa MTD-2 se aplicará a aquellos clientes suministrados en media tensión, que estarían clasificados como BI en el régimen tarifario aplicado por la CDE con anterioridad a la presente Resolución.

Cualquier consumidor conectado en media tensión podrá optar a la Tarifa MTH.

Las tarifas del régimen tarifario aplicado por la CDE con anterioridad a la presente Resolución, están definidas en la segunda parte del reglamento 2217 del proyecto de tarifa eléctrica, que rigió las relaciones contractuales entre CDE y los usuarios, el cual fue aprobado por la segunda resolución del Consejo Directivo de la CDE, Acta N° 988 del 4 de Mayo de 1988. Dicha descripción se considerará vigente para los efectos de la clasificación de clientes que se aplicará durante la transición tarifaria que establece la presente Resolución.

### 3- Aplicación de los cargos de energía en la tarifas BTS-1 y BTS-2 durante la transición

Durante el período de transición los cargos por energía de las tarifas BTS-1 y BTS-2 adoptarán las siguientes nomenclaturas dependiendo del rango de consumo mensual de los clientes:

CEBTS1A: Cargo por energía aplicable en la tarifa BTS-1 a cada uno de los primeros 50 kWh de consumo mensual.

CEBTS1B: Cargo por energía aplicable en la tarifa BTS-1 por el consumo comprendido entre 50 y 300 kWh de consumo mensual.

CEBTS1C: Cargo por energía aplicable en la tarifa BTS-1 al consumo en exceso de 300 kWh de consumo mensual.

CEBTS2A: Cargo por energía aplicable en la tarifa BTS-2 a cada uno de los primeros 300 kWh de consumo mensual

CEBTS2B: Cargo por energía aplicable en la tarifa BTS-2 al consumo en exceso de 300 kWh de consumo mensual

### 4- Período del 1 de enero de 1999 al 31 de diciembre de 2002

#### 4.1- Cargos base

Durante este período las tarifas consistirán de los cargos base que se indican a continuación, indexados de acuerdo a las fórmulas de indexación que se indican en esta misma sección.

#### Valores de los Cargos Base

<b>BTS1-1</b>	CFBTS1o	3.57 RD\$/cliente/mes
	CEBTS1Ao	0.97 RD\$/kWh
	CEBTS1Bo	1.31 RD\$/kWh
	CEBTS1Co	2.35 RD\$/kWh
<b>BTS2-1</b>	CFBTS2o	11.92 RD\$/cliente/mes
	CEBTS2Ao	1.31 RD\$/kWh
	CEBTS2Bo	2.35 RD\$/kW/mes
<b>BTDo</b>	CFBTDo	32.20 RD\$/cliente/mes
	CEBTDo	1.45 RD\$/kWh
	CPBTDo	196.60 RD\$/kW/mes
<b>BTH</b>	CFBTHo	32.20 RD\$/cliente/mes
	CEBTHo	1.45 RD\$/kWh
	CPBTFo	49.86 RD\$/kW/mes
	CPBTHo	257.04 RD\$/kW/mes
<b>MTD1</b>	CFMTD1o	32.20 RD\$/cliente/mes
	CEMTD1o	1.51 RD\$/Kwh
	CPMTD1o	83.04 RD\$/kW/mes
<b>MTD2</b>	CFMTD2o	32.20 RD\$/cliente/mes
	CEMTD2o	1.45 RD\$/kWh
	CPMTD2o	61.57 RD\$/kW/mes
<b>MTH</b>	CFMTHo	32.20 RD\$/cliente/mes
	CEMTHo	1.45 RD\$/kWh
	CPMTFo	17.84 RD\$/kW/mes
	CPMTHo	176.46 RD\$/kW/mes

## 4.2- Indexación de los cargos base

Los valores de los cargos base indicados para baja y para media tensión serán indexados de acuerdo con las fórmulas que se señalan a continuación:

### - Tarifa BTS

Cargo fijo mensual:  $CFBTS = (IPC/IPC_0) \times CFBTS_0$

Cargo por energía:  $CEBTS = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEBTS_0$

### - Tarifa BTD

Cargo fijo mensual:  $CFBTD = (IPC/IPC_0) \times CFTDo$

Cargo por energía:  $CEBTD = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEBTD_0$

Cargo por potencia:  $CPBTD = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPBTD_0$

### - Tarifa BTH

Cargo fijo mensual:  $CFBTH = (IPC/IPC_0) \times CFBTD_0$

Cargo por energía:  $CEBTH = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEBTH_0$

Cargo por potencia máxima:  $CPBTF = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPBTF_0$

Cargo por potencia máxima en horas de punta:  $CPBTH = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPBTH_0$

### - Tarifa MTD

Cargo fijo mensual:  $CFMTD = (IPC/IPC_0) \times CFMTDo$

Cargo por energía:  $CEMTD = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEMTD_0$

Cargo por potencia:  $CPMTD = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPMTDo$

### - Tarifa MTH

Cargo fijo mensual:  $CFMTH = (IPC/IPC_0) \times CFMTDo$

Cargo por energía:  $CEMTH = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEMTH_0$

Cargo por potencia máxima:  $CPMTF = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPMTFo$

Cargo por potencia máxima en horas de punta:  $CPMTH = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPMTH_0$

En las fórmulas tarifarias anteriores, las variables IPC, IPC<sub>0</sub>, CPI, CPI<sub>0</sub>, D, Do, ta y tao tienen la misma definición dada en el artículo 3 de la presente Resolución.

Las empresas distribuidoras están autorizadas a ajustar automáticamente sus tarifas, cuando la aplicación de las fórmulas anteriores origine una variación positiva, en cualquiera de los cargos. En el caso de una variación negativa el ajuste deberá hacerse obligatoriamente.

La aplicación de las tarifas ajustadas se efectuará por la distribuidora, bajo la sola condición que ellas estén incorporadas en el pliego tarifario, que la distribuidora deberá enviar a la Superintendencia y tener permanentemente a disposición de los clientes en sus oficinas comerciales.

## 5- Período del 1 de enero de 2003 al 31 de diciembre de 2006

Durante la segunda etapa del período de transición, los valores de los cargos tarifarios se obtendrán de la aplicación de las fórmulas tarifarias descritas en el artículo 3 de la presente Resolución, incluidas sus fórmulas de indexación, cada uno de los cuales se aplicarán multiplicados por los coeficientes de atenuación que se señalan a continuación para cada distribuidora:

### Coeficientes de atenuación EDE Norte

COEFICIENTES ATENUADORES PARA LA SEGUNDA ETAPA DEL PERÍODO DE TRANSICIÓN					
Tarifa		2003	2004	2005	2006
<b>BTS1-1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía para los primeros 50 kWh de consumo	0.637	0.755	0.852	0.954
	atenuador del cargo por energía para los consumos entre 50 y 300 kWh	0.816	0.885	0.929	0.978
	atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.356	1.279	1.162	1.052
<b>BTS2-1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía para los primeros 300 kWh de consumo	0.816	0.885	0.929	0.978
	atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.356	1.279	1.162	1.052
<b>BTD</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.641	1.511	1.301	1.093
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.855	0.900	0.936	0.982
<b>BTH</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.641	1.511	1.301	1.093
	atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.977	0.989	0.987	0.999
<b>MTD1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.852	1.667	1.394	1.122
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.626	0.737	0.838	0.952
<b>MTD2</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.781	1.615	1.363	1.112
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.498	0.646	0.784	0.935
<b>MTH</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.781	1.615	1.363	1.112
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.941	0.958	0.975	0.992
	atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.976	0.990	0.986	0.999

## Coeficientes de atenuación EDE Este

COEFICIENTES ATENUADORES PARA LA SEGUNDA ETAPA DEL PERÍODO DE TRANSICIÓN					
Tarifa		2003	2004	2005	2006
<b>BTS1-1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía para los primeros 50 kWh de consumo	0.651	0.764	0.858	0.956
	atenuador del cargo por energía para los consumos entre 50 y 300 kWh	0.835	0.899	0.937	0.981
	atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.390	1.303	1.176	1.056
<b>BTS2-1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía para los primeros 300 kWh de consumo	0.835	0.899	0.937	0.981
	atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.390	1.303	1.176	1.056
<b>BTD</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.767	1.604	1.356	1.110
	atenuador del cargo por demanda máxima	1.047	1.037	1.018	1.008
<b>BTH</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.767	1.604	1.356	1.110
	atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.954	0.973	0.978	0.996
<b>MTD1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.995	1.774	1.456	1.141
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.770	0.841	0.899	0.971
<b>MTD2</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.918	1.717	1.423	1.131
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.605	0.723	0.830	0.949
<b>MTH</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.918	1.717	1.423	1.131
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.941	0.958	0.975	0.992
	atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.947	0.969	0.974	0.995

## Coeficientes de atenuación EDE Sur

COEFICIENTES ATENUADORES PARA LA SEGUNDA ETAPA DEL PERÍODO DE TRANSICIÓN					
Tarifa		2003	2004	2005	2006
<b>BTS1-1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía para los primeros 50 kWh de consumo	0.670	0.778	0.866	0.958
	atenuador del cargo por energía para los consumos entre 50 y 300 kWh	0.861	0.918	0.948	0.984
	atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.435	1.337	1.196	1.062
<b>BTS2-1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía para los primeros 300 kWh de consumo	0.861	0.918	0.948	0.984
	atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.435	1.337	1.196	1.062
<b>BTD</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.771	1.607	1.358	1.111
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.897	0.931	0.954	0.988
<b>BTH</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.771	1.607	1.358	1.111
	atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	1.022	1.022	1.006	1.005
<b>MTD1</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	2.000	1.777	1.459	1.142
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.665	0.766	0.854	0.957
<b>MTD2</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.923	1.720	1.425	1.131
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.527	0.667	0.796	0.939
<b>MTH</b>	atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
	atenuador del cargo por energía	1.923	1.720	1.425	1.131
	atenuador del cargo por demanda máxima	0.941	0.958	0.975	0.992
	atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	1.036	1.034	1.011	1.008