

# **AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

## **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2006-2010**

### **METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

EDICION FINAL  
SEPTIEMBRE 2007

(Realizado con la asesoría de la Fundación Universidad Nacional de San Juan  
Instituto de Energía Eléctrica)

## CONTENIDO

	<b>Página N°</b>
PARTE I	RESUMEN EJECUTIVO ..... 7
PARTE II	ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ..... 14
CAPITULO I	ÁREAS REPRESENTATIVAS ..... 14
I.1	INTRODUCCIÓN..... 14
I.2	DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS..... 14
CAPITULO II	EMPRESAS COMPARADORAS ..... 16
II.1	SELECCIÓN DE EMPRESAS E INFORMACION EXTRAÍDA ..... 17
II.2	INFORMACIÓN BASE RECOPIADA ..... 18
II.3	TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS..... 19
II.3.1	Actualización del Valor de los Activos ..... 19
II.3.1.1	Consideraciones Teóricas ..... 20
II.3.1.2	Participación de la Mano de Obra ..... 20
II.3.1.3	Participación de los Materiales..... 22
II.3.2	Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución..... 23
II.3.3	Costo de Comercialización..... 23
II.3.4	Asignación de Activos y Costos Comunes..... 23
II.3.5	Costos de Administración..... 23
II.3.6	Aplicación a las Empresas Comparadoras..... 24
II.4	EFICIENCIA ECONÓMICA..... 24
II.4.1	Aplicación de la Metodología DEA para Seleccionar las Empresas Comparadoras Eficientes..... 24
II.4.2	Selección de las Comparadoras en Base a su Eficiencia..... 25
II.5	ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA..... 26
II.5.1	Ecuaciones de Eficiencia de Costos y Activos..... 26
II.5.2	Ecuación de Eficiencia de las Pérdidas ..... 27
II.6	PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA ..... 28
II.6.1	Adaptación de Costos entre Diferentes Países ..... 29
CAPITULO III	RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN PANAMÁ ..... 30
III.1	ANÁLISIS DE LA TASA..... 30
III.2	TASA DE RETORNO PARA EL PERIODO 2006-2010 ..... 31
III.3	TASA DE DESCUENTO..... 31

CAPITULO IV	BASE DE CAPITAL.....	32
PARTE III	CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO .....	33
CAPITULO I	IMP a EDEMET .....	33
I.1	INFORMACIÓN DE BASE .....	33
I.1.1	Proyección de Demanda, Energía y Clientes.....	34
I.1.2	Proyección de Costos Monómicos .....	34
I.1.3	Tasa de Depreciación.....	34
I.2	BASE DE CAPITAL.....	34
I.2.1	Valores de partida 2001 .....	36
I.2.2	Análisis de Eficiencia .....	38
I.2.3	Base de Capital a Junio de 2006.....	39
I.2.4	Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización.....	41
I.2.5	Alumbrado Público.....	42
I.2.6	Ajuste por Actividades No Reguladas.....	43
I.2.7	Base de Capital 2006-2010.....	44
I.3	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN .....	45
I.4	COSTOS EFICIENTES .....	45
I.4.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización.....	45
I.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público .....	46
I.5	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO .....	47
CAPITULO II	IMP a EDECHI.....	47
II.1	INFORMACIÓN DE BASE .....	47
II.1.1	Proyección de Demanda, Energía y Clientes.....	48
II.1.2	Proyección de Costos Monómicos .....	48
II.1.3	Tasa de Depreciación.....	48
II.2	BASE DE CAPITAL.....	48
II.2.1	Valores de partida.....	50
II.2.2	Análisis de Eficiencia .....	52
II.2.3	Base de capital a junio de 2006 .....	53
II.2.4	Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización.....	54
II.2.5	Alumbrado Público.....	55
II.2.6	Ajuste por Actividades No Reguladas.....	57
II.2.7	Base de Capital 2006-2010.....	57
II.3	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN .....	58
II.4	COSTOS EFICIENTES .....	58
II.4.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización.....	58
II.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público .....	59

II.5	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO .....	60
CAPITULO III	IMP a ELEKTRA .....	61
III.1	INFORMACIÓN DE BASE .....	61
III.1.1	Proyección de Demanda, Energía y Clientes.....	61
III.1.2	Proyección de Costos Monómicos .....	61
III.1.3	Tasa de Depreciación.....	61
III.2	BASE DE CAPITAL.....	62
III.2.1	Valores de partida 2001 .....	62
III.2.2	Análisis de Eficiencia .....	64
III.2.3	Base de Capital a Junio de 2006.....	65
III.2.4	Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización.....	67
III.2.5	Alumbrado Público.....	67
III.2.6	Ajuste por Actividades No Reguladas.....	69
III.2.7	Base de Capital 2006-2010.....	69
III.3	PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN .....	70
III.4	COSTOS EFICIENTES .....	70
III.4.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización.....	70
III.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público .....	71
III.5	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO .....	72
ANEXO I	INGRESO MAXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA .....	73
	Cuadro N° 1 IMP - EDEMET .....	74
	Cuadro N° 2 IMP – EDEMET (IMPD-IPCO-ALUMPU) .....	75
	Cuadro N° 3 EDEMET – Parámetros y valores utilizados en el cálculo del IMP .....	76
	Cuadro N° 4 IMP - EDECHI.....	77
	Cuadro N° 5 MP – EDECHI (IMPD-IPCO-ALUMPU) .....	78
	Cuadro N° 6 EDECHI– Parámetros y valores utilizados en el cálculo del IMP.....	79
	Cuadro N° 7 IMP - ELEKTRA .....	80
	Cuadro N° 8 IMP – ELEKTRA (IMPD-IPCO-ALUMPU) .....	81
	Cuadro N° 9 ELEKTRA – parámetros y valores utilizados en el cálculo del IMP.....	82
ANEXO II	EMPRESAS COMPARADORAS .....	83
1.	ANALISIS DE FRONTERAS DE EFICIENCIA .....	84
1.1.	Consideraciones Teóricas .....	84
1.2.	Medición de la Eficiencia .....	85
1.2.1.	Análisis Envolvente de Datos (DEA).....	86
1.2.2.	Eficiencia Débil y Eficiencia Fuerte.....	89
1.2.3.	Rendimientos A Escala.....	90
1.3.	Aplicación Al Caso De Empresas De Distribución Eléctrica.....	91

1.3.1. Selección de variables de entrada y salida.....	91
1.3.1.1. Variables de Entrada: .....	91
1.3.1.2. Variables de Salida:.....	92
1.3.2. Modelos a Emplear. Posibilidades de análisis mediante metodología DEA .....	93
1.3.2.1. Modelos de Multiplicadores (DEA Primal) o Envolventes (DEA Dual).....	93
1.3.2.2. Modelos Orientados a Entradas u Orientados a Salidas.....	94
1.3.2.3. Modelos de Rendimientos Constantes (CCR) o Variables a Escala (BCC).....	94
1.3.2.4. Modelos Orientados a Eficiencia Fuerte o Débil .....	94
2. CUADROS – ANALISIS DE EMPRESAS COMPARADORAS .....	96
Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras .....	97
Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (US \$) .....	100
Cuadro N° 3 - Índices de Precios al Consumidor e Industriales para EEUU – Periodo 1960-2004.....	148
Cuadro N° 4 - Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales a Junio de 2006.....	149
Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes.....	153
Cuadro N° 6- Empresas Comparadoras - Eficiencias.....	157
Cuadro N° 7 - Empresas Comparadoras Seleccionadas .....	160
Cuadro N° 8 - Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países y dentro del mismo país .....	161
3. INDICADORES ESTADISTICOS ASOCIADOS CON LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA.....	162
ANEXO III RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION EN PANAMÁ .....	168
1. METODOLOGÍA.....	169
1.1. Método De Costo De Capital Promedio Ponderado .....	169
1.1.1. Rendimiento del Capital Propio.....	169
1.1.1.1. Tasa Libre de Riesgo.....	170
1.1.1.2. Determinación de la Prima por Riesgo País.....	170
1.1.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria .....	171
1.1.1.4. Determinación del Premio por Riesgo .....	171
1.1.2. Costo Marginal de Endeudamiento .....	172
2. DESARROLLO.....	172
2.1. Rendimiento Del Capital Propio.....	173
2.1.1. Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo .....	173
2.1.2. Prima de Riesgo País .....	173
2.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria.....	174
2.1.4. Premio por Riesgo .....	176
2.1.5. Estimación del Retorno sobre Capital Propio.....	176
2.2. Costo de Endeudamiento .....	177
2.2.1. Tasa Libre de Riesgo .....	177
2.2.2. Tasa de Riesgo País .....	178

2.2.3. Spread Adicional .....	178
2.2.4. Estimación del Costo de Endeudamiento .....	178
2.3. Costo Promedio de Capital (WACC) .....	179
ANEXO IV DESCRIPCION DE LAS PLANILLAS “AA-01- aaaa” .....	181
1. Bloque De Columnas De Información General.....	182
2. Bloque De Columnas De Información Relativa A Los Activos Anteriores A 2001 ...	182
3. Bloque De Columnas De Información Individual De Cada Año Desde El Año 2002 Al Año 2006.....	183
4. Bloque De Columnas De Información Consolidada Del Año Aaaa.....	183
5. Bloque De Filas Inferiores De Coeficientes De Eficiencia .....	184
6. Ecuaciones De Cálculo De La Información Consolidada Del Año Aaaa.....	184
6.1. Base de capital bruta eficiente consolidada al 31/12/aaaa .....	184
6.2. Base de capital neta eficiente consolidada al 31/12/aaaa.....	185
ANEXO V COMPARACION INTERNACIONAL DE COSTOS .....	187

# INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2006-2010

## PARTE I RESUMEN EJECUTIVO

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución eléctrica correspondiente al período julio 2006-junio 2010, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que forma parte del Reglamento de Distribución y Comercialización del Servicio Público de Electricidad, aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006.

El Artículo 96 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 98 de la Ley 6, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (la Autoridad) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, la Autoridad podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 98 de la Ley 6, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por la Autoridad.

El Artículo 100 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El Artículo 103 establece los componentes del Valor Agregado de Distribución, la desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas para el cálculo del valor agregado de distribución, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución e indica que este supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. El mismo artículo establece la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución.

En este informe se desarrollarán los procesos finales que permiten estimar los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para cada una de las empresas distribuidoras correspondientes al periodo 2006-2010. El proceso de cálculo del IMP es el establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización.

Para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se deben revisar y determinar de antemano los siguientes aspectos:

## Áreas Representativas

Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia

Tasa de rentabilidad

Base de Capital

Cálculo del IMP

A continuación un resumen de los diferentes temas analizados y revisados en el presente régimen tarifario:

### **Áreas representativas:**

A los fines de revisar opciones alternativas, se desarrollaron tres casos caracterizados por:

- a) Adoptar una única AR por empresa. Es decir que el mercado y área de servicio de cada empresa será coincidente con su AR,
- b) Adoptar 3 (tres) AR por empresa, utilizando como variable representativa la densidad de clientes por km de red de MT, bajo los criterios:
  - b.01. Considerar como menor unidad de análisis a los corregimientos,
  - b.02. Considerar como menor unidad de análisis a los distritos.

Debido a los antecedentes y a las consideraciones respecto a las economías de alcance y de escala se propuso no dividir el área de servicio de cada empresa distribuidora en Áreas Representativas. Esto implica adoptar una única AR por empresa coincidente con su área de servicio. Además de los fundamentos teóricos expuestos, esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

### **Empresas Comparadoras:**

Para la selección de Empresas Comparadoras se consultaron fundamentalmente bases de datos de Empresas Distribuidoras disponibles en Internet como medio de garantizar el carácter público de la información. Luego de un análisis de la información relevada, en función de las necesidades impuesta por la metodología a emplear y la disponibilidad de información, se decidió, al igual que en periodos tarifarios anteriores, utilizar como empresas comparadoras las Empresas Distribuidoras registradas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) de EEUU.

Esta elección tiene importantes ventajas para el análisis que se pretende realizar, a saber:

- *Utilización de datos públicos:* los datos que se utilizan son del dominio público lo cual aporta gran transparencia a cualquier proceso de cálculo que se realice.
- *Existencia de numerosas empresas:* el elevado número de empresas que presentan los datos a la FERC. permite elegir entre una gran variedad de ellas, facilitando poder encontrar aquellas que se ajusten más al perfil de las distribuidoras panameñas. De este modo se asegura que la comparación es consistente y coherente.
- *Datos contrastables:* al tratarse no sólo de datos públicos sino también oficiales, la bondad y veracidad de la información está de algún modo garantizada (siempre teniendo en cuenta que se ha completado según los criterios que para tal fin haya determinado la FERC y que no en todos los casos son conocidos ni respetados).

- *Continuidad y coherencia regulatoria:* dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC. sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, parece importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora.
- *Estructura de la red de distribución similar a la panameña:* las empresas de Estados Unidos comparten con Panamá los niveles de tensiones de distribución, lo que lleva a tener una similar estructura de redes y por tanto de activos y costos asociados.
- La base de datos de la FERC contiene información referida a 323 empresas distribuidoras de energía eléctrica de los Estados Unidos. De dicha base de datos se extrajo la información contenida en el formulario denominado *FERC FORM 1 (Viewer Application): Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others*, correspondientes a los años 2003 y 2004.

Del total de trescientas veintitrés (323) empresas reportadas en los informes de la FERC, el proceso de selección comenzó con descartar aquellas que no presentan información completa de las variables relevantes para el estudio o que las mismas resultan inconsistentes.

Una vez realizado este "**filtrado de consistencia de datos**" sobre las 323 distribuidoras, **resulta una muestra de 120 (ciento veinte) empresas** que presentan datos generales, técnicos, económicos y financieros razonables. De cada una de ellas se procedió a extraer la información requerida para realizar luego la determinación del valor de los distintos activos y costos en función de ciertas variables explicativas.

La información de base obtenida a partir de la BD de la FERC requiere un procesamiento previo a fin de llevarla a una base de referencia común, teniendo en cuenta la distinta naturaleza/año de referencia de los datos. Así por ejemplo de los Activos de Distribución se informa su valor histórico de compra y no su valor presente, hay datos correspondientes a los años 2003 y/o 2004, etc. Por otro lado, debido a la forma de referenciación de valores económicos entre años, es necesario determinar la participación porcentual en cada costo o gasto de los ítems Mano de Obra y Materiales de origen Nacional e importado, en los principales rubros de costos.

En el Capítulo II de la Parte II se detalla los principales procesamientos realizados y los criterios utilizados en cada caso. En el caso de la Mano de Obra, esta es estimada como un promedio de valores correspondientes a los años 2003 y 2004 de empresas de la FERC para el caso de los costos de Administración, OyM de Distribución y OyM de Comercialización. En el caso de la participación en los activos, tanto de comercialización como de distribución, los valores resultan del análisis de la estructura de costos de obras típicas de distintos países llevadas a valores en dólares internacionales.

A los datos de las empresas comparadoras resumidos en el Cuadro N° 2 del Anexo II, valores de costos en dólares de los años 2003 y/o 2004, corresponde aplicar el factor de actualización a los activos y realizar los agrupamientos de los costos ya vistos para obtener valores medios en todos los casos **referidos a junio de 2006 en dólares**. Los valores resultantes para las empresas de la FERC seleccionadas, se indican en los Cuadros N° 4 y

5. En todos los casos se indica cuales empresas disponen de datos del año 2003 y 2004 y cuales solo del 2003 ó 2004.

Además tenemos que, adoptar una metodología para la selección de las empresas comparadoras y de los cálculos correspondientes no solo implica que el desarrollo de la misma resulte conceptualmente correcto sino también, de manera fundamental, asegurar que se cumplan los preceptos de la Ley. En este sentido **la Ley especifica dos conceptos de particular interés: que las empresas comparadoras sean eficientes y similares** a las empresas panameñas. Por lo tanto, surge la necesidad de fijar un valor límite de eficiencia por debajo del cual la empresa no puede integrar la lista de comparadoras.

En tal sentido, se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En el Anexo II- Empresas Comparadoras se presenta el análisis conceptual en detalle.

A partir de los resultados de eficiencia relativa antes determinados dado que, por un lado, no resultaría razonable utilizar como comparadoras empresas menos eficientes que las panameñas actuales y por el otro, la señal de costos debe ser tal de incrementar de forma paulatina la eficiencia, fijamos el límite inferior de eficiencia en 0.8 para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, es decir, consideramos comparadoras a todas aquellas empresas con un valor de eficiencia relativa igual o superior a 0.8.

En el Cuadro N° 7 del Anexo II se muestran **las setenta y nueve (79) empresas comparadoras finalmente seleccionadas**, cuyos datos se utilizan para calcular las ecuaciones de eficiencia.

Para el caso específico de las ecuaciones de eficiencia correspondientes a pérdidas, cabe realizar otro análisis. Según lo establecido en el Régimen Tarifario, el coeficiente de pérdidas de energía PD% debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas comparadoras respectivas en la muestra representativa. Con el límite de eficiencia de 0.8 establecido por la ASEP como valor inferior para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, analizamos los datos de las empresas comparadoras para determinar el valor porcentual de pérdidas y cuáles se encuentran dentro del rango definidos (porcentajes presentados en el Cuadro N° 5 del Anexo II).

#### **Ecuaciones de Eficiencia:**

De acuerdo al Régimen Tarifario, se han adoptado como variables explicativas de las variables de costos:

- El número total de clientes.
- La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- La energía vendida.

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de los datos de las empresas comparadoras presentados en el Anexo II, en los Cuadros N° 4 y 5, de las empresas seleccionadas según el Cuadro N° 7.

A continuación se muestra el **conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos** (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales

establecidas en el régimen tarifario. Los resultados obtenidos muestran altos niveles de representatividad estadística.

Para facilitar los ajustes, se linealiza la relación tomando logaritmos de cada una de las variables que intervienen, tanto dependientes como independientes:

$$\text{LN (Variable Dependiente)} = A * \text{LN (Variable Independiente 1)} + B * \text{LN (Variable Independiente 2)} + K$$

Activos de Distribución:

$$\text{LN (AD)} = 10.05168 + 0.25516 * \text{LN(D)} + 0.68064 * \text{LN (C)}$$

$$\text{AD} = 23,194.721 * D^{0.25516} * C^{0.68064}$$

Activos de Comercialización:

$$\text{LN (AC)} = 5.74842 + 0.95397 * \text{LN(C)}$$

$$\text{AC} = 313.695 * C^{0.95397}$$

Costos de Administración:

$$\text{LN (ADM)} = 7.37572 + 0.70849 * \text{LN(C)}$$

$$\text{ADM} = 1596.741 * C^{0.70849}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\text{LN(OM)} = 6.08938 + 0.90388 * \text{LN(D)} - 0.79789 * \text{LN(D/C)}$$

$$\text{OM} = 441.148 * D^{0.90388} * (D/C)^{-0.79789}$$

Costos de Comercialización:

$$\text{LN(COM)} = 4.37763 + 0.98640 * \text{LN(C)}$$

$$\text{COM} = 79.649 * C^{0.98640}$$

Donde,

C es el número de clientes, y

D es la carga máxima.

Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes, permite obtener las inversiones y costos buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Hay que tener presente que los valores obtenidos están expresados en dólares de EEUU, por lo que resulta necesario convertirlos a Balboas.

Pérdidas estándar o eficientes:

$$\text{LN (EP)} = -1.682 + 0.946 * \text{LN (MWhD}_t)$$

$$\text{EP}_t = 0.1860 * \text{MWhD}_t^{0.946}$$

Las pérdidas eficientes de energía de cada una las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

Los porcentajes de pérdidas eficientes que resultan son los siguientes:

% Pérdidas Eficientes	Jul 06/jun 07	Jul 07/jun 08	Jul 08/jun 09	Jul 09/jun 10
EDEMET	8.38%	8.37%	8.36%	8.34%
EDECHI	9.25%	9.24%	9.23%	9.21%
ELEKTRA	8.44%	8.43%	8.41%	8.39%

### Tasa de Rentabilidad (retorno):

La tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo WACC es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza el límite inferior de la banda de aceptación, es decir **una tasa real antes de impuestos de 10.73 %** para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a las empresas de distribución y comercialización para el período de 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

### Base de Capital:

La Base de Capital a junio de 2006 para cada empresa distribuidora es estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario. A partir de esta base de capital y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital).

De acuerdo a los criterios detallados en la Parte III y a la revisión de las inversiones realizadas por las empresas se aplicaron los siguientes coeficientes de ajuste por eficiencia:

EDEMET	2002	2003	2004	2005	2006
Propiedades y planta	0.9051	0.8551	0.7206	0.6000	1.0000
Sistema de Distribución	0.8726	0.8677	0.8299	0.8783	0.2783
Sistema de Comercialización	0.9205	0.9063	0.9365	0.6000	0.5000

EDECHI	2002	2003	2004	2005	2006
Propiedades y planta	0.7343	0.7223	0.8045	0.6000	1.0000
Sistema de Distribución	0.9125	0.9212	0.8439	0.8285	1.0000
Sistema de Comercialización	0.9707	0.9419	0.9446	0.6000	1.0000

ELEKTRA	2002	2003	2004	2005	2006
Propiedades y planta	0.8702	0.7932	0.9094	0.9155	0.8976
Sistema de Distribución	0.9273	0.9095	0.9676	0.9137	0.8830
Sistema de Comercialización	0.7703	0.9924	0.9571	0.9879	1.0000

Los valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo al término del año 2005 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe procederse a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Los factores de ajuste aplicados a la Base de Capital al 30 de junio de 2006 (ajustada por eficiencia) por la utilización de sus activos en actividades no reguladas, fueron los siguientes:

Empresa	Coefficiente de Ajuste por Actividades no Reguladas
EDEMET	0.9912
EDECHI	0.9925
ELEKTRA	0.9684

Aplicada la revisión indicada a la Base de Capital queda determinada como Base de Capital Inicial (al 30 de junio de 2006) la siguiente:

BASE DE CAPITAL AJUSTADA (En B/.)	EDEMET	EDECHI	ELEKTRA
Activos de Distribución Brutos	376,313,484	77,522,062	267,534,650
Activos de Distribución Netos	175,724,662	35,465,009	161,089,397
Activos de Comercialización Brutos	41,343,775	7,534,375	26,672,435
Activos de Comercialización Netos	17,995,423	4,367,043	17,847,394
Activos de Alumbrado Público Brutos	13,039,657	4,975,555	13,258,516
Activos de Alumbrado Público Netos	7,294,878	3,167,654	9,147,693
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>430,696,916</b>	<b>90,031,992</b>	<b>307,465,601</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>201,014,964</b>	<b>42,999,706</b>	<b>188,084,483</b>

A partir de la base de capital inicial ajustada por eficiencia y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital) para cada empresa.

#### Cálculo del IMP:

Los resultados para EDEMET, EDECHI y ELEKTRA se muestran a continuación:

		EDEMET	EDECHI	ELEKTRA
VALOR PRESENTE NETO	Unidades	JUL/06-JUN/10	JUL/06-JUN/10	JUL/06-JUN/10
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	178,800.58	47,788.44	176,564.38
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	63,917.64	18,489.82	68,393.10
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	7,326.24	3,030.09	7,732.73
Sub-Total	Miles de B/.	<b>250,044.46</b>	<b>69,308.34</b>	<b>252,690.22</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	83,509.58	10,411.63	77,176.84
<b>TOTAL</b>	Miles de B/.	<b>333,554.04</b>	<b>79,719.97</b>	<b>329,867.06</b>
ENERGIA FACTURADA CON A.P.	MWh	8,464,953	1,369,712	7,490,180
<b>Costo medio total sobre energía Fac. con AP</b>	<b>B./MWh</b>	39.40	58.20	44.04

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros del N° 1 al N° 9 que presentan el detalle de los resultados obtenidos para cada empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indican en el punto denominado tasa de descuento.

Comparación del precio medio de los componentes de distribución, comercialización y alumbrado público, resultante para el periodo de julio 2006 a junio de 2010 con respecto al del periodo 2002 a 2006:

		EDEMET	EDECHI	ELEKTRA
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	Unidades	JUL/06-JUN/10	JUL/06-JUN/10	JUL/06-JUN/10
Costo medio total sobre energía Fac. con AP	B./MWh	39.40	58.20	44.04
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	Unidades	JUL/02-JUN/06	JUL/02-JUN/06	JUL/02-JUN/06
Costo medio total sobre energía Fac. con AP	B./MWh	42.36	64.55	43.03
Variación		-6.98%	-9.83%	2.35%

## PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

De acuerdo a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Régimen Tarifario establecido, se sigue el siguiente procedimiento:

- Se revisa el nivel de desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas.
- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de calcular ecuaciones de eficiencia.
- Se fijan las nuevas tasas de rentabilidad para las empresas de distribución.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a cada empresa de distribución.

En el ANEXO I se presentan los cuadros que resumen el cálculo del IMP para cada año calendario y cada año tarifario y el Valor Presente del mismo para cada una de las tres empresas distribuidoras.

### CAPITULO I ÁREAS REPRESENTATIVAS

#### I.1 INTRODUCCIÓN

Parte inicial del proceso de determinar las ecuaciones de eficiencia consiste en clasificar el área de servicio atendida por cada distribuidor en Áreas Representativas (AR). Al respecto, el Artículo 103 de la Ley de 1997, define textualmente:

*Artículo 103. .... “La Autoridad establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”.*

Corresponde ahora realizar los análisis conducentes a definir las AR de cada empresa, como paso previo al análisis de eficiencia.

#### I.2 DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS

En todo proceso de determinación de valores de variables por comparación, un requisito fundamental es que las muestras a comparar sean razonablemente homogéneas. En principio este es el fundamento de la Ley al prever la partición del área de servicio en AR. Es decir, en el proceso de determinar el valor de variables de interés, en este caso activos, costos y pérdidas, por comparación con empresas comparadoras, la partición del área de

servicio de la empresa distribuidora en sub-áreas tiene por finalidad lograr una mayor homogeneidad de escala entre cada unidad de análisis integrada en cada AR y también con sus comparadoras.

En los dos procesos de revisión tarifaria anteriores se optó por seleccionar cinco y tres áreas representativas respectivamente y, luego, clasificar las empresas comparadoras de modo tal que resulte una sectorización relativamente homogénea entre ellas. No obstante, que el proceso ha mejorado en este aspecto entre la primera y segunda revisión tarifaria, subsisten algunas observaciones que merecen un análisis adicional, respecto a la comparación de áreas representativas relativamente homogéneas de las empresas distribuidoras Panameñas con valores medios de las empresas comparadoras.

Esto se fundamenta en el significado de la regulación y en el comportamiento de los monopolios naturales tales como el de la distribución eléctrica. Se realizarán a continuación algunas consideraciones al respecto:

Un monopolio natural surge como consecuencia de dos causas: Economías de escala y Economías de alcance. La primera de ellas se presenta cuando el costo medio de producción se reduce a medida que el nivel de producción se incrementa. Su principal fuente son los costos fijos. Economías de escala pueden existir para cualquier rango de producción o solo para parte de él y no para el resto. En este último caso la existencia de un monopolio natural dependerá del rango de producción en el cual se presentan economías de escala y su relación con la demanda.

Economías de alcance se producen cuando una cantidad dada de dos o más productos pueden ser producidos por una empresa a un costo menor que si cada producto fuese producido por empresas separadas. Este comportamiento también está relacionado con la relación entre el nivel de producción y la demanda. Es comúnmente aceptado que, bajo diferentes esquemas interpretativos, una empresa distribuidora de energía eléctrica provee más de un producto o servicio (servicio a distintos tipos de usuarios, servicio en mercados distintos, etc.) por los cuales cobra (tarifa) distintos precios.

Los dos efectos antes enumerados pueden presentarse juntos o separados y ambos se integran bajo el concepto usual de subaditividad de costos. Así se dice que una curva de costos presenta subaditividad a un nivel dado de producción de uno o más productos, si el costo de producir tales niveles (cantidades) es menor con una empresa que con más de una, independientemente de cómo sea dividido el nivel de producción entre ellas.

Así puede afirmarse que un monopolio natural existe cuando su curva de costos exhibe subaditividad en el rango relevante de demanda del mercado. En principio parece razonable que, seleccionando adecuadamente la variable o variables de interés y utilizando unidades de referencia pequeñas, tales como los corregimientos, cada AR resultante será más homogénea que el área de servicio que le dio origen. Sin embargo, luego, éstas se comparan con empresas comparadoras completas con el único criterio de homogeneidad de que el valor de las variables de referencia esté dentro del rango que definió las AR. Esto, al ser la empresa mucho más grande que el conjunto de corregimientos, no garantiza la homogeneidad requerida.

En tales circunstancias no resulta razonable partir el área de servicio de las empresas en Áreas Representativas y determinar para cada una de ellas los costos e inversiones, pues en tal caso se estarían sobreestimando los mismos.

A los efectos de contemplar adecuadamente los rendimientos a escala y alcance de las distribuidoras en el proceso de asignación de inversiones y gastos se ha optado, dentro de las posibilidades que permite la Ley al respecto, definir una única Área Representativa por empresa distribuidora coincidente con la empresa real. Además de los fundamentos teóricos antes expuestos, esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

Mediante la Resolución AN No.329-Elec de 9 de octubre de 2006 esta Autoridad aprobó una sola área representativa por cada empresa distribuidora, equivalente a su zona de concesión, aplicable al Régimen Tarifario de Distribución para el periodo del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

## CAPITULO II EMPRESAS COMPARADORAS

Según lo dictaminado por la Ley, el siguiente paso es seleccionar las empresas comparadoras “reales similares, nacionales o extranjeras”. Para la selección de empresas comparadoras se consultaron fundamentalmente bases de datos de Empresas Eléctricas Distribuidoras disponibles en Internet. Luego de un análisis de la información relevada, en función de la necesidad impuesta por la metodología a emplear y la disponibilidad de información, se decidió, al igual que en los periodos tarifarios anteriores, utilizar como empresas comparadoras las empresas eléctricas registradas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de EEUU.

Esta elección, en particular la referida a las empresas de la FERC, tiene importantes ventajas para el análisis que se pretende realizar, a saber:

- *Utilización de datos públicos:* los datos que se utilizan son del dominio público lo cual aporta gran transparencia a cualquier proceso de cálculo que se realice.
- *Existencia de numerosas empresas:* el elevado número de empresas que presentan los datos a la FERC permite elegir entre una gran variedad de ellas, facilitando poder encontrar aquellas que se ajusten más al perfil de las distribuidoras panameñas. De este modo se asegura que la comparación es consistente y coherente.
- *Datos contrastables:* al tratarse no sólo de datos públicos sino también oficiales, la bondad y veracidad de la información está de algún modo garantizada (siempre teniendo en cuenta que se ha completado según los criterios que para tal fin haya determinado la FERC y que no en todos los casos son conocidos ni respetados).
- *Continuidad y coherencia regulatoria:* dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, parece importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora.

- *Estructura de la red de distribución similar a la panameña*: las empresas de Estados Unidos comparten con Panamá los niveles de tensiones de distribución, lo que lleva a tener una similar estructura de redes y por tanto de activos y costos asociados.
- La base de datos de la FERC contiene información referida a trescientas veintitrés (323) empresas eléctricas de los Estados Unidos. De dicha base de datos se extrajo la información contenida en el formulario denominado *FERC FORM 1 (Viewer Application): Annual Report of Major Electric Utilities, Licensees and Others*, correspondientes a los años 2003 y 2004 que se puede obtener a través de la Internet en la página Web [www.ferc.gov/docs-filing/eforms/form-1/viewer-instruct.asp](http://www.ferc.gov/docs-filing/eforms/form-1/viewer-instruct.asp).

Es importante destacar que cuando se utilizan técnicas de determinación de indicadores por comparación, la teoría aconseja en la medida de lo posible, no utilizar la información de un único año de las empresas comparadoras, sino un periodo. Esto con el fin de atenuar variaciones puntuales en algunos datos consecuencia de situaciones particulares. Siguiendo este criterio, en este estudio se han adoptado, cuando han estado disponibles datos de los años 2003 y 2004. Esto no solo evita las situaciones puntuales antes mencionadas, sino que incrementa la cantidad de empresas comparadoras con datos satisfactorios.

## II.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS E INFORMACION EXTRAÍDA

Basados en la continuidad y coherencia regulatoria, indicada anteriormente, y dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, es importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora. Así resultó que la información buscada en la base de datos (BD) más actualizada de la FERC resultó ser la correspondiente a diciembre del año 2004. De ella, y de la correspondiente a diciembre del 2003, se pudieron relevar la gran mayoría de los datos necesarios, excepto algunos pocos disponibles en las bases de datos de años anteriores.

Del total de empresas que reportan a la FERC, trescientas veintitrés (323), el proceso de selección comenzó con descartar aquellas empresas que no presentan información completa de las variables relevantes para el estudio. Así se eliminaron de la muestra aquellas empresas en las que la información del rubro requerida fuera cero o un número negativo y que este resultara ilógico.

Adicionalmente, se calcularon las siguientes relaciones (ratios) para las empresas:

- Activos de Distribución /Demanda Máxima
- Demanda Máxima /Número de clientes
- Costos de O&M /Número de clientes
- Costos de Administración /Número de clientes.
- Activos de Comercialización /Demanda Máxima

La intención que se persigue con el cálculo de las relaciones mencionadas es la de encontrar singularidades en la muestra, es decir, empresas que por diferentes razones (en

especial posibles inconsistencias internas de información), presentan valores de los citados indicadores (ratios) fuera del rango considerado aceptable.

Los aspectos más destacables de estos análisis son: que tengan la información requerida, que la información resulte lógica (por ejemplo, se descartan empresas cuya información prioritaria para el estudio sea nula o con valores físicamente ilógicos), que algunas relaciones entre datos resulten coherentes, etc. Resultado de este proceso de depuración son las ciento veinte (120) empresas seleccionadas que se muestran en el Cuadro N° 1 del Anexo II.

En este cuadro se indican además, las empresas que cuentan con información aceptable para los años 2003 y 2004, y las que solo cuentan con información para el año 2003 ó 2004. De cada una de ellas se muestra la siguiente información:

- a) Activos Inmovilizado Total
- b) Activos de Distribución
- c) Activos de Comercialización
- d) Activos de Alumbrado Público
- e) Activos de Planta en Servicio
- f) Activos de Planta General
- g) Depreciación acumulada
- h) Energía vendida (MWh)
- i) Número de clientes
- j) Activos de Distribución depreciados
- k) Costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización
- l) Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución
- m) Costos de Administración
- n) Gastos Totales de Operación y Mantenimiento
- o) Activos de Líneas Aéreas
- p) Activos de Líneas Subterráneas
- q) Demanda Máxima (kW)
- r) Demanda Coincidente (MW) ventas para reventa
- s) Compras de energía (MWh)
- t) Pérdidas de energía (MWh)
- u) Costos O&M Líneas 24 a 115 kV

## **II.2 INFORMACIÓN BASE RECOPIADA**

La información obtenida a partir de la BD de la FERC para las empresas seleccionadas se muestra en el Cuadro N° 2 del Anexo II. En el mismo se transcribe la información directa

sin ningún tipo de procesamiento y se señala la ubicación de cada variable en la BD de la FERC.

Es de hacer notar que el valor informado por cada empresa de la Planta de Distribución será ajustado para tener en cuenta:

- a) Los activos de distribución con tensiones de 24 kV y superiores las empresas de la FERC no lo incorporan a la distribución, lo que sí sucede en las empresas distribuidoras de Panamá. Por tal motivo, tales activos para el caso de conducciones aéreas y subterráneas con tensiones entre 24 kV y 115 kV se suman a los activos de distribución.
- b) Los activos de distribución correspondientes a conducciones subterráneas, excepto los correspondientes a tensiones entre 24 kV y 115 kV, se “convierten” a activos equivalentes en líneas aéreas multiplicándolos por 0.25, considerando que ésta es razonablemente la relación de costos entre ambos.
- c) Consecuencia de lo anterior, también se han incorporado los costos de operación y mantenimiento de las conducciones con tensiones entre 24 y 115 kV.

### II.3 TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS

La información de base obtenida a partir de la BD de la FERC requiere un procesamiento previo a fin de llevarla a una base de referencia común, teniendo en cuenta la distinta naturaleza/año de referencia de los datos. Así por ejemplo de los Activos de Distribución se informa su valor histórico de compra y no su valor presente, hay datos correspondientes a los años 2003 y/o 2004, etc. Por otro lado, debido a la forma de referenciación de valores económicos entre años, es necesario determinar la participación porcentual en cada costo o gasto de los ítems Mano de Obra y Materiales. En los puntos siguientes se detallan los principales procesamientos realizados y los criterios utilizados en cada caso.

#### II.3.1 Actualización del Valor de los Activos

En la BD de la FERC, el valor de los activos está dado a la fecha de compra de los mismos (la cual se desconoce). A fin de determinar un valor actual es necesario estimar una fecha de compra y luego actualizar mediante un factor de actualización. La fecha de compra se estima dividiendo la depreciación acumulada que aparece en la página 110 (FERC FORM 1 ED. 12-93) línea 5 entre la depreciación del último año. Esto, bajo un supuesto de depreciación lineal, determina cuantos años de depreciación se han llevado a cabo y por ende los años que han pasado desde que el activo medio se adquirió.

Para actualizar el valor de los activos se utilizan dos índices de actualización, que se determinan como la relación entre el valor del índice de precios correspondiente entre la fecha de referencia (2003) y la fecha de compra estimada del activo, así:

Para la porción del activo correspondiente a costos de **Mano de Obra** se utiliza la variación del IPC (Índice de Precios al Consumidor):

$$\text{Factor de Actualización} = \text{IPC}_{2003} / \text{IPC}_{\text{Fecha de compra}}$$

Para la porción del activo correspondiente a costos de **Materiales** se utiliza la variación media entre el IPI (Índice de Precios Industriales) y el IPC.

$$\text{Factor de Actualización} = \text{Prom}(\text{IPI}_{2003} + \text{IPC}_{2003}) / \text{Prom}(\text{IPI}_{\text{Fecha de compra}} + \text{IPC}_{\text{Fecha de compra}})$$

Para estos cálculos resulta necesario determinar la participación de la Mano de Obra y Materiales en algunos rubros. Los valores de los indicadores utilizados para los años posibles, se muestran en el Cuadro N° 3 del Anexo II.

### **II.3.1.1 Consideraciones Teóricas**

Para determinar la participación de la Mano de Obra y de los Materiales de origen Nacional en los principales rubros de costos se seguirá la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla en el Documento N° IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 elaborado para la Dirección de Electricidad de la Autoridad de los Servicios Públicos de Panamá denominado “Establecer la metodología para estimar la base de capital inicial de las empresas de distribución eléctrica a ser utilizada en los próximos períodos tarifarios”. Si bien en el documento de referencia la metodología está aplicada a la traslación de costos unitarios, resulta igualmente aplicable a la traslación de los diferentes rubros de costos de las empresas comparadoras. Al mismo solo se ha introducido una modificación en cuanto al tratamiento de los materiales importados.

A partir del documento de referencia resulta que, previo a cualquier proceso de referenciación de costos, el costo a referenciar se debe dividir en dos grandes grupos asociados con: Materiales y Mano de Obra. Bajo tales conceptos se debe agrupar no solo el ítem correspondiente, sino todo aquel directamente relacionado. Por ejemplo, en Mano de Obra se deben agrupar no solo remuneraciones, sino también cargas sociales, vacaciones, etc. Para los Materiales se debe incluir, además del costo de adquisición, todos los gastos anteriores a la instalación de los mismos (transporte hasta almacenes, almacenaje, transporte hasta la obra, costos administrativos imputados a la adición del activo, etc.). Por otro lado, entre los materiales es preciso diferenciar entre aquellos de producción nacional de aquellos importados. En función de ello, la metodología de actualización consiste en:

### **II.3.1.2 Participación de la Mano de Obra**

La metodología de referenciación tanto de los costos de una fecha a otra como entre monedas requiere conocer el grado de participación de la Mano de Obra en cada tipo de costo de interés (Administración, OyM Comercialización y OyM Distribución).

Para ello se ha recurrido a la información suministrada por las empresas a la FERC. En uno de los formularios que deben completar las empresas (Página 354 - Distribution of salaries and wages – FERC FORM 1 ED. 12-88), aparece desglosada la información sobre la distribución de sueldos y salarios en operación y mantenimiento para todas las actividades que desarrolla la empresa (generación, transmisión, distribución, comercialización, gas, etc.) así como los correspondientes a otras actividades generales sin discriminar. Partiendo de estos datos de salarios y de los costos totales que se calcularon para cada una de las empresas comparadoras correspondientes a Distribución, Comercialización y Administración, se determinan los porcentajes que sobre dichos costos suponen los salarios.

En primer lugar, corresponde distribuir los montos asignados a la cuenta de Clearing (Columna c). Esto se hace calculando un coeficiente X que resulta de dividir los valores de la columna (d), fila 25 por los de la (b), fila 25, ambos de la página 354 –FERC FORM 1 (ED. 12-88). Afectando por este coeficiente de corrección X a todas las cuentas se distribuye proporcionalmente entre ellas el monto no asignado antes mencionado.

- Participación Mano De Obra En Distribución

El peso porcentual de los sueldos y salarios en Distribución se calcula dividiendo los sueldos y salarios en distribución (líneas 5 y 14 de página 354 –FERC FORM 1 (ED.12-88)), multiplicado por el factor de corrección X antes mencionado, entre los Costos de OyM de Distribución (FERC página 320 ctas. 580 a 584 + 587 a 595 + 598).

- Participación Mano de Obra en Comercialización

El peso porcentual de sueldos y salarios en Comercialización (calculado como suma de las líneas 6, 7 y 8 de la página 354 –FERC FORM 1 (ED. 12-88)), se calcula como el cociente del mismo respecto del Costo de Comercialización (FERC página 320 ctas. 586, 597 + L134, 141 y 148), y multiplicando por el factor de corrección X antes mencionado.

- Participación Mano de Obra en Administración

Respecto de los sueldos y salarios en Administración informados, estos se corresponden con el total de actividades de la empresa que, como se mencionó, puede comprender otras actividades además de la distribución eléctrica. Así, previo a determinar el peso porcentual de los mismos, es necesario estimar que parte del total de sueldos y salarios de Administración le son asignados a Distribución y Comercialización. Dado que también se informan Otras Cuentas no discriminadas (fila 95), estas se han supuesto totalmente asignadas a Administración y desagregadas entre las actividades en proporción a los sueldos propios de las mismas.

En primer lugar, se distribuyen los sueldos y salarios correspondientes a Administración dentro de Operación. Siempre haciendo referencia a la página 354 – FERC FORM 1, se hace el cociente entre los sueldos y salarios Administrativos y General (L9) respecto de la diferencia entre el total de sueldos y salarios de Operación (L10), y los correspondientes a Administración y General (L9) y este se multiplica por la suma de sueldos y salarios (L5 a L8) correspondientes a Distribución y Comercialización y también por el coeficiente de corrección X antes mencionado. El valor así resultante se denominará  $y_1$ .

Respecto a la parte de sueldos y salarios Administrativos correspondientes a Mantenimiento, el procedimiento es análogo al seguido para Operación: Al cociente entre los sueldos y salarios de Administración y General en Mantenimiento (L15) y la diferencia entre el Total de sueldos y salarios asignados a Mantenimiento (L16) y los Administrativos y general (L15), se lo multiplica por los sueldos y salarios correspondientes a Distribución (L14) y el coeficiente de corrección X. El valor así resultante se denominará  $y_2$ .

Solo resta asignar la parte correspondiente a Otras Cuentas, reportada en la planilla de sueldos y salarios de cada empresa (FERC FORM 1 (ED. 12-88) -Pág. 354 – 355, Fila 95). La parte correspondiente se calcula del siguiente modo: al cociente entre el total de Otras Cuentas (L95 columna (d) ), y la suma de los totales en Operación y Mantenimiento de los distintos rubros en que se desempeña la empresa (L62 columna (d) ), Construcciones (L68,

columna (d) ), y Remociones (L73, columna (d) ), se lo multiplica por la suma de los sueldos y salarios del sector eléctrico en distribución (L5), cuentas de clientes (L6), servicios e información a clientes (L7), ventas (L8), y sueldos y salarios en mantenimiento de distribución (L14), y también por el factor de corrección X. El valor así resultante se denominará  $y_3$ .

En definitiva, el porcentaje asignado a sueldos y salarios de Administración respecto de los costos totales de Administración en Distribución y Comercialización, se calcula como la suma de los sueldos y salarios de Administración para Operación y Mantenimiento ( $y_1+y_2+y_3$ ) dividido entre los Gastos Administrativos Generales de la empresa determinados tal como fue mencionado anteriormente.

La participación salarial en cada rubro de costos (estimada como un promedio de valores correspondientes a los años 2003 y 2004 de empresas de la FERC), se sintetiza en el cuadro siguiente. Los porcentajes mostrados representan valores promedios de las empresas seleccionadas.

En cuanto a los activos, la información de la FERC no permite obtener la participación de la Mano de Obra en el total de activos. Sin embargo, se supone que si se dispone de esa información para activos de otros países referenciados a la misma fecha y a dólares internacionales, esos valores resultan aceptables, pues sí resulta aceptable la comparación entre activos y costos totales, también lo debe ser entre sus componentes. En el caso de la participación en los activos, tanto de comercialización como de distribución, los valores resultan del análisis de la estructura de costos de obras típicas de distintos países llevadas a valores en dólares internacionales.

Los porcentajes mostrados representan valores promedios de las Empresas seleccionadas.

PARTICIPACION DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS Y ACTIVOS	
Administración	45.89%
OyM Distribución	48.33%
Comercialización	30.20%
Activos de Distribución	47.00%
Activos de Comercialización	47.00%

### II.3.1.3 Participación de los Materiales

En el caso de la participación de los materiales de origen nacional respecto del total de materiales, esta se ha estimado mediante el análisis de ciertas estructuras de costos considerando la disponibilidad de materiales nacionales. Los valores adoptados se muestran en el siguiente cuadro:

PARTICIPACION DE LOS MATERIALES NACIONALES DENTRO DEL TOTAL DE MATERIALES	
Administración	30%
OyM Distribución	15%
Comercialización	15%
Activos de Distribución	10%
Activos de Comercialización	10%

### **II.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución**

Dentro de las cuentas de Gastos de Operación y Mantenimiento (páginas 321-322 – FERC FORM 1 ED. 12-93), aparecen los datos referentes tanto a costos de distribución y comercialización, como los costos de administración totales. Los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución se obtiene sumando las cuentas 580 a 584, más 587 a 595 y la cuenta 598 (las cuentas intermedias no consideradas se refieren a Alumbrado Público o a Comercialización).

Así resulta:

Costo de OyM de Distribución = FERC página 321-322, cuentas 580 a 584 + 587 a 595 + 598
---

### **II.3.3 Costo de Comercialización**

El procedimiento es exactamente el mismo que para los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución. En este caso, hay que sumar los valores correspondientes a las cuentas 586, 597 y los totales de las líneas 134, 141 y 148, que corresponden a los gastos relacionados con clientes y ventas.

Así resulta:

Costos de Comercialización = FERC página 321-322, ctas. 586, 597 + líneas 134, 141 y 148
--

### **II.3.4 Asignación de Activos y Costos Comunes**

Varias de las empresas seleccionadas tienen otras actividades además de la de distribución propiamente dicha. En función de ello existen activos y costos varios que son comunes a todas ellas y que es necesario desagregar a fin de determinar la parte que le corresponde a las actividades de Distribución, Comercialización y Administración, estas últimas relacionadas con la distribución.

El primer paso fue realizar la asignación de los activos de la Planta General entre las distintas actividades realizadas por cada empresa. El criterio adoptado fue que cada actividad (Distribución, Comercialización, Transmisión, Generación, etc.) participa en la Planta General en la misma proporción en que lo hacen sus activos propios en el total de activos, excluidos los activos de la Planta General. De esta manera se determinó un porcentaje de participación para Distribución y otro para Comercialización, los cuales, aplicados a los Activos de la Planta General determinan la Planta General asignada a Distribución y la Planta General asignada a Comercialización, valores que luego se suman a los activos propios de cada actividad.

### **II.3.5 Costos de Administración**

En cuanto a los Costos de Administración sucede algo parecido a lo antes mencionado respecto de los activos de la Planta General. Las empresas informan el total de sus costos de Administración (formulario de la página 320 de la FERC Form 1). De ese total solo parte corresponde a las actividades de Distribución y Comercialización. El grado de participación se tomó igual al porcentaje que representan los costos de OyM de Distribución y Comercialización respecto de los costos de OyM totales para cada empresa.

En primer lugar, se halla la proporción que en los gastos de Operación y Mantenimiento totales (Página 323 línea 169) suponen los Costos de Distribución y Comercialización calculados en los dos apartados anteriores. Previamente se habrán restado del total de la línea 169, la cuenta número 555, correspondiente al monto total de compra de energía, y el total de los Costos de Administración, que aparecen en la línea 168. Esta proporción aplicada finalmente a los Costos de Administración Totales (línea 168), resulta en los Costos de Administración asociados a lo que sería la Empresa de Distribución.

$$\begin{aligned} & \text{Costos de Administración (Distribución + Comercialización)} = \\ & = \text{Costos de Administración Totales} * (\% \text{ Distribución} + \% \text{ Comercialización}) \end{aligned}$$

### **II.3.6 Aplicación a las Empresas Comparadoras**

A los datos de las empresas comparadoras resumidos en el Cuadro N° 2 del Anexo II, valores de costos en dólares de los años 2003 y/o 2004, corresponde aplicar el factor de actualización a los activos y realizar los agrupamientos de los costos ya vistos, dado que los valores se deben referir al inicio del nuevo periodo tarifario, a partir de los cuales luego se aplica el proceso de ajuste semestral según lo previsto en el Reglamento de Distribución. Los valores resultantes referidos a junio de 2006 para las 120 empresas de la FERC seleccionadas, se indican en los Cuadros N° 4 y 5. En todos los casos se indica cuales empresas disponen de datos del año 2003 y 2004 y cuales solo del 2003 ó 2004.

Una vez determinados los valores de las regresiones para cada empresa, a Junio de 2006, se llevarán esos datos de dólares internacionales a Balboas a fin de disponerlos en forma adecuada para el cálculo tarifario.

## **II.4 EFICIENCIA ECONÓMICA**

Adoptar una metodología para la selección de las empresas comparadoras y de los cálculos correspondientes no solo implica que el desarrollo de la misma resulte conceptualmente correcto sino también, de manera fundamental, asegurar que se cumplan los preceptos de la Ley. En este sentido la Ley especifica dos conceptos de particular interés: que las empresas comparadoras sean *eficientes* y *similares* a las empresas panameñas.

En tal sentido, se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En tal análisis se han integrado tanto a las empresas comparadoras posibles como a las tres empresas distribuidoras panameñas a fin de determinar su real situación actual. En el Anexo II- Empresas Comparadoras se presenta el análisis conceptual en detalle.

### **II.4.1 Aplicación de la Metodología DEA para Seleccionar las Empresas Comparadoras Eficientes**

A partir de los datos correspondientes a las empresas comparadoras preseleccionadas se procedió a determinar su nivel de eficiencia relativo aplicando la metodología de Análisis Envoltente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés). Los valores económicos se tomaron directamente en dólares internacionales. La posibilidad que en tal sentido aporta esta técnica, responde a que en las estimaciones econométricas, denominadas “ecuaciones de

eficiencia” deberían componer la muestra de análisis sólo aquellas empresas comparadoras que resulten eficientes. Es razonable, entonces, a partir de los datos disponibles como entradas/salidas, emplear un Modelo DEA para establecer el índice de eficiencia asignable a cada empresa comparadora. Reconociendo la existencia de rendimientos a escala en el sector de distribución eléctrica, el modelo adecuado resulta el BCC-modelo de rendimientos variables a escala (se conoce en honor a sus autores Banker, Charnes y Cooper como BCC).

Luego de análisis preliminares, la estructura de entradas/salidas utilizada es:

- Entradas: 1) Suma de Activos de Distribución y Comercialización; 2) Costos de OyM de Distribución; 3) Costos de OyM de Comercialización; 4) Pérdidas y 5) Costos de Administración.
- Salidas: 1) Energía Total Vendida y 2) Número de Usuarios abastecidos.

En el Cuadro N° 6 del Anexo II se presentan los resultados obtenidos. Los mismos muestran que no todas las empresas de la FERC son eficientes, lo cual justifica el análisis como requisito previo a la selección final de las comparadoras.

#### **II.4.2 Selección de las Comparadoras en Base a su Eficiencia**

Como la Ley exige que las empresas comparadoras, además de otros requisitos, deban ser eficientes, sin especificar en qué grado, surge la necesidad de fijar un valor límite de eficiencia por debajo del cual la empresa no puede integrar la lista de comparadoras.

A partir de los resultados de eficiencia relativa antes determinados dado que, por un lado, no resultaría razonable utilizar como comparadoras empresas que son menos eficientes que las panameñas actuales y por el otro en que la señal de costos debe ser tal de incrementar paulatinamente la eficiencia, fijamos el límite de eficiencia BCC en 0.8 como valor inferior para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, es decir, consideramos comparadoras a todas aquellas empresas con un valor de eficiencia relativa BCC igual o superior a 0.8. Con este acondicionamiento previo de las empresas comparadoras, se justifica el carácter de “eficiencia” que se le asigna a las ecuaciones en el análisis econométrico posterior. Además, a través de pruebas realizadas, se observó que el Coeficiente de Correlación que establecen las ecuaciones de eficiencia, mejora al aplicar esta pre-clasificación vía DEA.

En el Cuadro N° 7 del Anexo II se muestran las setenta y nueve (79) empresas comparadoras finalmente seleccionadas después de todos los pasos seguidos en este apartado, cuyos datos se utilizan para calcular las ecuaciones de eficiencia.

Para el caso específico de la ecuación de eficiencia correspondiente a pérdidas cabe realizar otro análisis. Según lo establecido en el Régimen Tarifario, el coeficiente de pérdidas de energía PD% debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas comparadoras respectivas en la muestra representativa. Con el límite de eficiencia BCC de 0.8 establecido por la ASEP como valor inferior para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, previo a la determinación de los parámetros de la ecuación de eficiencia correspondiente, analizamos los datos de las empresas para determinar que su valor porcentual de pérdidas se encuentre dentro de valores extremos definidos (porcentajes presentados en el Cuadro N° 5, Anexo II).

## II.5 ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

### II.5.1 Ecuaciones de Eficiencia de Costos y Activos

De acuerdo al Régimen Tarifario, se han adoptado como variables explicativas de las variables de costos:

- El número total de clientes.
- La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- La energía vendida.

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de los datos de las empresas comparadoras presentados en el Anexo II, Cuadros N° 4 y 5, de las empresas seleccionadas según el Cuadro N° 7.

A continuación se muestra el conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos de costo (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales establecidas en el régimen tarifario. Los resultados obtenidos muestran altos niveles de representatividad estadística.

Como se observa, tanto para explicar los Activos de Distribución como los Costos de O&M, se complementa la variable explicativa Carga Máxima con una variable que da cuenta de las intensidades de consumo (Carga Unitaria media).

Para facilitar los ajustes, se linealiza la relación tomando logaritmos de cada una de las variables que intervienen, tanto dependientes como independientes:

$$\text{LN (Variable Dependiente)} = A * \text{LN (Variable Independiente 1)} + B * \text{LN (Variable Independiente 2)} + K$$

Activos de Distribución:

$$\text{LN (AD)} = 10.05168 + 0.25516 * \text{LN (D)} + 0.68064 * \text{LN (C)}$$

$$\text{AD} = 23,194.721 * \text{D}^{0.25516} * \text{C}^{0.68064}$$

Activos de Comercialización:

$$\text{LN (AC)} = 5.74842 + 0.95397 * \text{LN(C)}$$

$$\text{AC} = 313.695 * \text{C}^{0.95397}$$

Costos de Administración:

$$\text{LN (ADM)} = 7.37572 + 0.70849 * \text{LN(C)}$$

$$\text{ADM} = 1596.741 * \text{C}^{0.70849}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\text{LN (OM)} = 6.08938 + 0.90388 * \text{LN (D)} - 0.79789 * \text{LN (D/C)}$$

$$\text{OM} = 441.148 * \text{D}^{0.90388} * (\text{D/C})^{-0.79789}$$

Costos de Comercialización:

$$\text{LN (COM)} = 4.37763 + 0.98640 * \text{LN(C)}$$

$$\text{COM} = 79.649 * \text{C}^{0.98640}$$

Donde,

C es el número de clientes, y  
D es la carga máxima.

En el Anexo II numeral 3, se presentan los principales indicadores estadísticos asociados con las ecuaciones de regresión anteriores.

En términos generales la calidad de los datos es muy buena, ya que los valores del coeficiente de correlación múltiple ( $R^2$ ) son mayores que 94% salvo para el caso de los Costos de Administración, para el cual  $R^2$  sólo alcanza el 80%. Las pruebas restantes (en base a los estadísticos t y F) resultaron con niveles de significación menores a  $10^{-3}$ . Para el caso de los Costos de Administración, de todas formas, no existen variables alternativas, y dado que el volumen de datos disponibles es limitado, se adoptó el resultado de la regresión efectuada. En el resto, según la prueba de Durbin-Watson los resultados se aceptan o la prueba no permite obtener conclusiones, lo que significa que se pueden aceptar.

Mediante la Resolución AN No.329-Elec de 9 de octubre de 2006, modificada mediante la Resolución AN No.410-Elec de 16 de noviembre de 2006 esta Autoridad estableció que las características técnicas y financieras de las empresas comparadoras que se listan en el Anexo II, así como las ecuaciones de eficiencia detalladas que se utilizan para estimar los ingresos permitidos a las empresas distribuidoras para el periodo del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

## II.5.2 Ecuación de Eficiencia de las Pérdidas

El coeficiente de pérdidas de cada una de las empresas comparadoras se obtiene mediante los datos recogidos de la FERC y promediados en los casos en que existen datos de 2003 y 2004, que aparecen en el Cuadro N° 5 del Anexo II:

- *Total Energy Losses (Página 401 a Línea 27):* L (pérdidas de energía, en MW).
- *Sales to Ultimate Consumers (Página 301 Línea 10):* E (Venta total a consumidores propios (Energía Facturada), en MW).

El coeficiente de pérdidas de energía de cada empresa comparadora se calcula como sigue:

$$PD\% = \frac{L}{E} \times 100$$

Estos coeficientes de pérdidas solamente se utilizan a los efectos de elegir las empresas comparadoras a utilizar para la formulación de la ecuación de eficiencia para las pérdidas.

En esta oportunidad el límite mínimo establecido como aceptable es 6% de pérdidas de energía con lo cual la muestra se reduce a cuarenta (40) empresas.

Alabama	Ohio EC	West Penn	SPSC
Cincinnati	Ohio PC	Commonwealth EC	The Detroit EC
Columbus	PSI	El Paso	Tucson EPC
Entergy GS	Pensylvania PC	Graham	Union LHPC
Entergy NO	Portland	C. Vermont	Village MWL
Florida PC	Public SCNM	NWEC	ALLETE, Inc.
Gulf Power	Public SEGC	Oklahoma	Inland PIC

Indiana MP	Puget SE	Public Serv.	New Hampshire EC
Kentucky UC	The Potomac	SIGEC	Kansas GE
Lockhart	Toledo EC	Southwestern	UNS Electric

A partir de los datos de las empresas comparadoras (pérdidas y energía en MWh) se formula la siguiente ecuación de eficiencia derivada de la formulación general establecida en el régimen tarifario:

$$LN(EP) = -1.682 + 0.946 * LN(MWhD)$$

$$EP_t = 0.1860 * MWhD_t^{0.946}$$

En el Anexo II numeral 3, se presentan los principales indicadores estadísticos asociados con la ecuación de regresión anterior.

Las pérdidas eficientes de energía de cada una de las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario:

$$PD_t \% = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

## II.6 PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

A partir del proceso de selección de las empresas comparadoras se ha mostrado como resultan las ecuaciones de eficiencia correspondientes a inversiones, gastos y pérdidas. Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes, permite obtener las inversiones, costos y pérdidas buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Sin embargo, hay que tener presente que los valores de inversiones y costos obtenidos lo son en la moneda del país de origen (en el caso de las empresas de la FERC los resultados monetarios están expresados en dólares de EEUU). Debido a ello resulta necesario convertir tales valores a Balboas.

Para estos fines se seguirá la metodología recomendada por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comilla en el Documento N° IIT-PA06-Parte II del 28 de Julio de 2004 mencionado anteriormente y utilizaremos los porcentajes calculados en los apartes anteriores:

PARTICIPACION DE LOS COSTOS DE MANO DE OBRA EN LOS COSTOS Y ACTIVOS		PARTICIPACION DE LOS MATERIALES NACIONALES DENTRO DEL TOTAL DE MATERIALES	
Administración	45.89%	Administración	30%
OyM Distribución	48.33%	OyM Distribución	15%
Comercialización	30.20%	Comercialización	15%
Activos de Distribución	47.00%	Activos de Distribución	10%
Activos de Comercialización	47.00%	Activos de Comercialización	10%

## II.6.1 Adaptación de Costos entre Diferentes Países

La mencionada metodología establece que para la traslación de costos entre diferentes países se utilizan dos índices generales:

- Para los costos de **Mano de Obra (MO)**:

$$CMO^M = CMO^K / CLR^{K(M)}$$

Donde:

M = Moneda del país al que se adopta como referencia

K = Moneda del país de origen de los datos

$CMO^K$  = Costo de Mano de Obra para el país de moneda K

$CMO^M$  = Costo de Mano de Obra para el país de moneda M

$CLR^{K(M)}$  = Costo Laboral Relativo entre el país de moneda K y el país de moneda M. Se calcula a partir de:

$$CLR^{K(M)} = \left[ \frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}} \right] \times PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$REM^{K(K)}$  = Remuneración Total de la Mano de Obra del país de moneda K

$REM^{M(M)}$  = Remuneración Total de la Mano de obra del país de moneda M

$PBI_{cf}^{K(K)}$  = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda K

$PBI_{cf}^{M(M)}$  = Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda M

$PPA^{K(M)}$  = Paridad del Poder Adquisitivo del país de moneda K con el país de moneda M

- Para los costos de **Materiales** es necesario realizar una separación entre los Materiales locales y los importados o comercializables internacionalmente.

Para los primeros, es decir los Materiales Locales, el principio de traslación se rige por la siguiente fórmula:

$$CMA^M = CMA^K / PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$CMA^K$  = Costo de Materiales para el país de moneda K

$CMA^M$  = Costo de Materiales para el país de moneda M

Para los Materiales Importados o Comercializables Internacionalmente la conversión es directamente a través de la Tasa de Cambio, es decir:

$$CMA^M = CMA^K / TasadeCambio^{K(M)}$$

En los Cuadros N° 3 y N° 8 del Anexo II se presentan los valores de los indicadores requeridos para realizar todas las conversiones.

Entonces, para la adaptación de los valores en dólares resultantes de las regresiones utilizaremos las fórmulas planteadas de forma general, de la siguiente forma:

$\text{Valor en B/.} = \text{Valor en US\$} * \% \text{ Mano de Obra} * \text{Costo Laboral Relativo} +$ $\text{Valor en US\$} * \% \text{ Materiales Locales} * \text{PPA} +$ $\text{Valor en US\$} * \% \text{ Materiales Importados} * \text{Tasa de Cambio}$
--

### **CAPITULO III      RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN PANAMÁ**

La Ley 6, en su artículo 103 señala lo siguiente:

“La Autoridad definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que la Autoridad defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que la Autoridad estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período.”

La Ley busca proveer a estas empresas una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, se entiende nacional o internacional. La discusión central en materia regulatoria al respecto, se centra en dos aspectos: grado de discrecionalidad de la fijación y nivel del costo de capital.

#### **III.1 ANÁLISIS DE LA TASA**

La Ley fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital. La tasa calculada no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos en concepto de riesgo del negocio de distribución en el país.

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de julio de 2005 a junio de 2006, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema “Reuters 3000”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Julio 05	4.404
Agosto 05	4.457
Septiembre 05	4.469

FECHA:	UST30 (rendimiento)
Octubre 05	4.670
Noviembre 05	4.730
Diciembre 05	4.653
Enero 06	4.586
Febrero 06	4.580
Marzo 06	4.734
Abril 06	5.063
Mayo 06	5.199
Junio 06	5.155
Promedio	<b>4.725</b>

De este modo el valor de referencia resulta 12.73 %, según el siguiente cálculo:

Tasa de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	4.73
Premio por riesgo de Distribución en el país (%)	8.00
TASA DE RETORNO DE REFERENCIA (%)	12.73

A continuación se muestra la comparación entre la tasa de referencia calculada y explicada en el ANEXO III de este documento, con respecto a las bandas máximas de variación y el retorno obtenido para la distribución y comercialización de energía eléctrica.

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	12.73
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	14.73
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	10.73
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA– WACC (%)	8.54

### III.2 TASA DE RETORNO PARA EL PERIODO 2006-2010

Como se puede observar la tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo planteado es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza el límite inferior de la banda de aceptación, es decir una tasa real antes de impuestos de 10.73% para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a las empresas de distribución y comercialización para el período de 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

Mediante la Resolución AN No.365-Elec de 25 de octubre de 2006, tal y como quedó modificada mediante las Resoluciones AN No.383-Elec de 7 de noviembre de 2006 y AN No.416-Elec de 17 de noviembre de 2006, se aprobó el valor de la tasa de rentabilidad aplicable a las empresas distribuidoras.

### III.3 TASA DE DESCUENTO

La metodología utilizada con el objetivo de descontar los IMP en el modelo de cálculo es la siguiente:

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [1/7/06]: } Fd_1 = 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 2 [1/7/07]: } Fd_2 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [1/7/08]: } Fd_3 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [1/7/09]: } Fd_4 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Luego se calcula el promedio de los factores de descuento correspondientes a dos años consecutivos, por ejemplo:

- para el IMP correspondiente al período tarifario 2006/07 se calcula  $(1 + Fd_1) / 2$ ;
- para el siguiente año tarifario (2007/08) se calcula  $(Fd_1 + Fd_2) / 2$  y así, hasta completar todos los años tarifarios pertenecientes al período tarifario.

Esta misma metodología tendrá que utilizar la empresa distribuidora para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

Utilizando la tasa de rentabilidad, las tasas de descuento anuales son las siguientes:

Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
0.95155	0.85934	0.77607	0.70087

## CAPITULO IV      BASE DE CAPITAL

El artículo 103 de la Ley 6 señala: "... La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que la Autoridad estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período."

Para la obtención de la base de capital para las empresas de distribución se parte de los valores de activos registrados en el Balance a diciembre de 2001, restándoles los activos correspondientes a generación, se añaden las inversiones realizadas desde entonces hasta junio de 2006 y se restan los retiros. Las inversiones correspondientes al período noviembre 2005 a junio del 2006 se incluyen con base en estimaciones de cada empresa distribuidora, tomando en cuenta además los valores auditados.

Para verificar la eficiencia en las inversiones realizadas en el periodo fue necesario adoptar criterios para su evaluación, a través de la definición de una serie de índices obtenidos a partir de los resultados de la operación de cada una de las empresas distribuidoras panameñas tendiendo a adoptar los aspectos más eficientes de cada una de ellas y, en los casos en que se dispone de información, mediante comparación con costos internacionales.

En particular se han determinado índices vinculados a la cantidad de metros de acometida, Km. de línea de media tensión, kVA de centros de transformación. Estos índices han sido combinados con los costos internacionales obtenidos o en caso de que los valores utilizados en Panamá por las empresas resultaren más eficientes se han considerado los costos de estas empresas. En cuanto a la cantidad de medidores reconocidos se ha adoptado igual al número de nuevos usuarios sumado a la cantidad de medidores que en promedio se deben recambiar por año debido a obsolescencia.

Se han obtenido costos comparables de dos países de Latinoamérica: Perú y México los cuales poseen estructuras similares a las que se encuentran en Panamá. De la información disponible se han obtenido costos internacionales promedio para los años 2002, 2003 y 2004. Debido a que no se cuenta con detalle para los años 2005 y 2006 no se ha podido calcular ningún índice comparativo para analizar la eficiencia de las inversiones para dichos

años. Además, debido a la falta de discriminación en los componentes integrantes de cada instalación sólo se han comparado costos promedios.

En aquellos casos en que no existe ningún tipo de información relacionada con las obras realizadas (típicamente incluido en rubros tales como “otros” o “varios” y en los casos en que este rubro es el único componente o en caso de que este rubro sea superior al 25% del resto de los ítems que componen la obras, se ha considerado una reducción del 40% en el valor declarado; si en cambio el rubro varios es inferior al 25% de la suma de los otros, se ha considerado una reducción del 20% en el valor informado. En los casos en que las empresas han suministrado la información de las obras completas con todos los costos detallados, se han efectuado reconsideraciones.

En otros casos, se ha indicado como recambio por obsolescencias valores importantes sin una explicación congruente con estos valores. En esta situación se ha considerado que el 50% de estos valores corresponde a gastos de operación y mantenimiento y el resto a activos a incorporar a la base de capital.

También se han detectado en algunos casos la inclusión de modificaciones a software existente como activos. El criterio utilizado es que esas modificaciones son parte de gastos operativos de la empresa.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada año del periodo.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, se procede a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Para tal fin, se evaluaron para el año 2004 y 2005 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa.

## **PARTE III CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO**

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el período tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU}$$

En esta Parte del documento se desarrollará el cálculo del IMP a partir la metodología establecida en el Régimen Tarifario vigente y de la información base requerida de las propias empresas.

### **CAPITULO I IMP A EDEMET**

#### **I.1 INFORMACIÓN DE BASE**

En este punto se desarrollará todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET). Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, base de capital inicial bruta y neta en distribución,

comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo y también las estimaciones del costo monómico de la energía y el cálculo de la tasa de depreciación a utilizar. Se desarrollará cada una de ellas a continuación.

### I.1.1 Proyección de Demanda, Energía y Clientes

La evolución prevista por año tarifario de la demanda máxima y la energía ingresada al sistema de cada empresa corresponde a la informada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA en el Informe Indicativo de Demanda (IID) 2006-2015 (Máximos coincidentes y factores de coincidencia) aprobado por la ASEP. La demanda máxima y la energía ingresada al sistema corresponde en el IID a la de EDEMET más el Gran Cliente Mega Depot (Tabla 1, Tabla 14 de la Addenda 3 y Tabla Mega Depot). La proyección prevista del número de clientes y energía facturada fue presentada mediante Nota VPE-631-05. Los valores de las variables deben corresponder con el total vinculado al sistema de distribución, sin importar que se trate de clientes regulados o no.

Datos	Unidades	BASE	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
Demanda Máxima	MW	496.6	511.4	526.8	544.0	561.7
Energía Facturada	MWH	2,384,553	2,463,036	2,543,825	2,623,713	2,709,585
Energía Ingresada al Sistema	MWH	2,707,951	2,789,189	2,872,783	2,962,773	3,059,373
Clientes	Nº clientes	288,054	297,007	305,958	314,949	324,010

### I.1.2 Proyección de Costos Monómicos

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se ha utilizado la proyección elaborada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA (Nota ETE-DEOI-CND-ME-907-05) y la ASEP, revisada a la luz de las últimas licitaciones y proyecciones del mercado, que se sintetiza como sigue:

Monómico	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
B./MWh	105.60	107.66	105.04	98.34

### I.1.3 Tasa de Depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno.

A continuación se presenta el cálculo de este porcentaje para el caso de EDEMET:

$$\%DEP04 = (14,745,495/430,065,065) = 3.43\%$$

## I.2 BASE DE CAPITAL

La Base de Capital a junio de 2006 es estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario. A partir de esta base de capital y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de

distribución y comercialización (base de capital), para la empresa.

Los valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo al término del año 2005 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario.

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe procederse a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados.

La documentación definitiva aportada por EDEMET es la siguiente:

- a) Las inversiones realizadas por la empresa en los años 2002, 2003 y 2004 se han obtenido de la planilla *“INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDEMET modificado.xls”* y *“Informe de Justificación de Activos de TTySS EDEMET2.xls”*, las inversiones para el segundo semestre del 2002 se encuentran en *“Segregación Costos EDEMET 2002.xls”*, las inversiones para el 2005 en *“FORMULARIO BS-01 EDEMET nov05.xls”* y la capitalización de inmovilizados en curso para el periodo enero a noviembre de 2005 así como las proyecciones de inversiones para diciembre de 2005 y el primer semestre del 2006 se encuentran en una nota elevada como archivo *“EDEMET ACTIVOS, 16 dic 2005.PDF”*. También la empresa presenta, con el formato requerido por la ASEP las planillas *“ERSP EDEMET Anexos modificado BS-1y2 2002 -04.xls”*. Sin embargo, existen diferencias entre éstas y los valores contenidos en las planillas inicialmente nombradas.
- b) El detalle de los retiros con sus respectivas fechas de alta para los años 2002, 2003 y 2004 se encuentra en *“RETIROS EDEMET AÑO 2002.xls”*, *“RETIROS EDEMET AÑO 2003.xls”* y *“RETIROS EDEMET AÑO 2004.xls”*. Sin ningún tipo de detalle se encuentran en *“FORMULARIO BS-01 EDEMET nov05.xls”* las correspondientes al año 2005. Para el primer semestre del 2006 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros habiéndose adoptado el 50% de los valores del 2005 con el mismo criterio.
- c) Explicaciones sobre las adiciones se pueden encontrar en *“Reemplazos x Obsolescencia (ERSP Edemet nov05).doc”*, *“EDEMET ACTIVOS, 16 dic 2005.PDF”* e *“Informe de Justificación de Activos de TTySS EDEMET2.xls”*
- d) El detalle de los activos adicionados correspondientes a aplicaciones informáticas y equipo de computación se obtiene de *“Informe de Justificación de Activos de TTySS EDEMET2.xls”* la cual es la última versión enviada por la empresa. Cabe destacar que la información volcada en dicha planilla no coincide plenamente con el detalle informado en *“INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDEMET modificado.xls”*
- e) El detalle total de la cuenta “Planta intangible” de Propiedades y Planta está formado por las aplicaciones informáticas informadas en *“Informe de Justificación de Activos de TTySS EDEMET2.xls”* y por los Proyectos de investigación informados en *“INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDEMET modificado.xls”*.
- f) Lo detallado por la empresa en la *“INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDEMET modificado.xls”* como Centrales Telefónicas y Telecomunicaciones se asignó a las cuentas “Equipos de Comunicación de Propiedades y Planta” y “Equipos de Comunicación del Sistema de Distribución” respectivamente (de esta forma los asignaba la empresa en su resumen). Para el año 2004 se informaron sólo equipos de Telecomunicaciones los cuales fueron repartidos convenientemente teniendo en cuenta

los montos totales informados por la empresa para Planta y Distribución.

- g) Las transferencias realizadas por la empresa en los años 2002, 2003 y 2004 se han obtenido de la planilla “ERSP EDEMET Anexos modificado BS-1y2 2002 -04.xls”.
- h) Gran parte de los activos adicionados presentan deficiencias en su justificación. Han sido necesarios diversos ajustes para poder realizar un análisis de eficiencia de las inversiones realizadas sobre la base de la información aportada por la empresa.
- i) También se dispone de los estados financieros contables de la empresa para los años 2002, 2003 y 2004. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en los formularios BS-01 y BS-02. Los aspectos puntuales verificados de los datos volcados en las planillas BS-01 y BS-02 coinciden en general con los informados en los estados financieros.
- j) Por último se ha tenido en cuenta la última información aportada “EDEMET comentarios al Informe IMP de la ASEP de Jun 2006 Vfinal” donde se detallan inversiones realizadas en el año 2005, y explicaciones sobre algunas inversiones realizadas en el periodo 2002 – 2004.

Hay que resaltar que se han aceptado las inversiones pendientes de activación durante el primer semestre de 2006 presentadas por la empresa. Será necesario contar oportunamente con una auditoría que confirme la activación de dichas inversiones para validar los valores considerados.

### I.2.1 Valores de partida 2001

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP mediante la Resolución JD-3284, para junio del 2002. Las planillas diseñadas por la ASEP para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” (las cuales se han redenidoado agregándole el nombre de la empresa como: AA-01-2002-EDEMET.xls, AA-01-2003-EDEMET.xls, ..., AA-01-2006-EDEMET.xls) requieren que el dato de partida sea a fecha 31/12/2001 (En el Anexo IV se describen las planillas). Debido a ello se han calculado tales valores haciendo uso de la planilla de cálculo de la base de capital utilizada en el periodo 2002-2006. Tanto los valores originales a Junio 2002 como los calculados para el 31/12/2001 se muestran en el cuadro siguiente:

<b>EDEMET (En B/.)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos Distrib. Brutos	300,998,009.03	303,794,998.02
Activos Distrib. Netos	170,875,093.32	169,210,232.31
Activos Comer. Brutos	57,045,532.41	56,931,730.47
Activos Comer. Netos	34,064,403.01	33,102,024.33
Activos AP Brutos	7,203,878.62	7,187,787.81
Activos AP Netos	3,980,576.51	3,858,926.45
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>365,247,420.05</b>	<b>367,914,516.29</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>208,920,072.85</b>	<b>206,171,183.09</b>

Debido a que los valores anteriores no incluyen la línea de negocios “Propiedades y Planta” y esta sí está presente en el detalle de adiciones y retiros de cada año, es necesario estimarla para las fechas de partida. Para ello se ha supuesto que el monto correspondiente a ella está integrado en las líneas de negocio “Distribución” y “Comercialización”. A fin de segregar

los datos, se han utilizado las proporciones resultantes de los valores de partida de base bruta y neta presentada por la empresa la cual discrimina los valores en las cuatro líneas de negocios (distribución, comercialización, propiedades y planta y alumbrado público). Los valores declarados por la Empresa son los siguientes:

<b>EDEMET valores Empresa (En B./)</b>	<b>2001</b>
Activos Prop. y Planta Brutos	45,516,458
Activos Prop. y Planta Netos	20,449,756
Activos Distrib. Brutos	284,291,097
Activos Distrib. Netos	173,762,158
Activos Comer. Brutos	40,279,483
Activos Comer. Netos	29,106,401
Activos AP Brutos	7,554,685
Activos AP Netos	4,010,720
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>377,641,723</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>227,329,035</b>

Los valores dados en la Resolución de ASEP JD-3284 (que fueron ajustados por eficiencia) se han distribuido con las proporciones de los montos declarados por la Empresa, ya que existen diferencias en el grado de participación de cada línea de negocio respecto del total de la base de capital, principalmente en los “Activos de Comercialización”, también se han ajustado a las proporciones existentes a esa fecha, como sigue:

<b>EDEMET (En B./)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos Prop. y Planta Brutos	44,035,246.15	44,365,247.36
Activos Prop. y Planta Netos	18,892,102.16	18,649,913.21
Activos Distrib. Brutos	275,039,600.73	277,100,754.23
Activos Distrib. Netos	160,526,729.04	158,468,842.68
Activos Comer. Brutos	38,968,694.55	39,260,726.90
Activos Comer. Netos	25,520,665.14	25,193,500.75
Activos AP Brutos	7,203,878.62	7,187,787.81
Activos AP Netos	3,980,576.51	3,858,926.45
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>365,247,420.05</b>	<b>367,914,516.29</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>208,920,072.85</b>	<b>206,171,183.09</b>

Adicionalmente, a fin de repartir los montos globales en las diferentes cuentas se han adoptado las proporciones del valor de partida presentado por EDEMET para la base bruta y neta por separado. En algunas cuentas ha habido transferencias entre cuentas, las que han sido redistribuidas el año en que fueron reportadas, en la Base de Capital al 31 de diciembre de 2001, las que se muestran a continuación:

En la planilla AA del 2002, en la Base Activos Brutos al 31 de diciembre de 2001:

<b>Detalle</b>	<b>Balboas</b>
Prop. y planta - Edificios y Mejoras	8,867,720
Prop. y Planta - Mobiliario y equipo de Oficina	-66,952
Prop. y Planta - Equipo de Computación	69,452
Prop. y Planta - Otros de Uso General	-99,634
Distribución – Equipo SCADA	97,134
Comercialización – Edificios y Mejoras	-8,867,720

En la planilla AA del 2003, en la Base Activos Brutos al 31 de diciembre de 2001:

<b>Detalle</b>	<b>Balboas</b>
Prop. y planta - Edificios y Mejoras	-291,119
Prop. y Planta Planta Intangible	36,069
Prop. y Planta - Equipo de Computación	35,090
Comercialización – Edificios y Mejoras	219,960

En la planilla AA del 2004, en la Base Activos Brutos al 31 de diciembre de 2001:

<b>Detalle</b>	<b>Balboas</b>
Prop. y Planta - Otros de Uso General	-254
Distribución - Líneas aéreas de otras tensiones	-3,960
Distribución – Subestaciones 34.5 kV/MT	2,164
Distribución – Centros de Transformación 13.8kV/BT	1,424
Alumbrado Público	1,220
Comercialización – Sistema de Medición	-652
Comercialización – Mobiliario y Equipo Oficina	4,663
Comercialización – Equipo de Computación	-4,663

## **I.2.2 Análisis de Eficiencia**

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDEMET han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios. Por otro lado, las inversiones previstas para el primer semestre del 2006 son notoriamente superiores a las de años anteriores.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- En el caso de aquellos activos que estaban del orden de los valores internacionales o resultaban valores razonables se han considerado en su totalidad.
- En los casos de suministros sin ningún tipo de detalle donde no es posible determinar calidad y cantidad de componentes se ha efectuado una reducción del 40%. En el caso de modificaciones a software existente y otro tipo de tareas que se interpretan como costos operativos han sido directamente deducidos de la base de capital. En el caso de mobiliario que había sido presentado incorrectamente presentado anteriormente se han modificado los criterios tomando en consideración la documentación presentada. También se ha excluido todo lo especificado por la empresa como perteneciente al rubro generación, ubicado en las cuentas de otros rubros: aplicaciones informáticas, equipos informáticos y de telecomunicaciones.

- Por otro lado, los costos unitarios de los activos adicionados en el rubro distribución presentados por EDEMET se han comparado con los costos correspondientes de las otras dos empresas distribuidoras panameñas y también con costos internacionales. Se han obtenido costos comparables de dos países de Latinoamérica: Perú y México los cuales poseen estructuras similares a las que se encuentran en Panamá. De la información disponible se han obtenido costos internacionales promedio para los años 2002, 2003 y 2004. Debido a la falta de discriminación en los componentes integrantes de cada instalación solo se han comparado costos promedios. Es de destacar que en general, en el caso de las líneas de distribución los valores locales presentan valores similares o ligeramente superiores a los costos internacionales. En el caso de los centros de transformación, las comparaciones muestran que los costos locales son normalmente inferiores a los costos internacionales, solo se ha reducido algunos costos tomando en cuenta valores de la empresa ELEKTRA, adoptando un centro estándar, ya que no se especifica la potencia de los centros detallados. En el caso de línea de baja tensión se ha considerado el costo internacional de cable desnudo y en algunos casos preensablado dado que los precios resultan notoriamente altos para los kilómetros de línea de conductor desnudo especificados.
- En el caso particular de las subestaciones y centros de reflexión, teniendo en cuenta que en términos generales los costos de los centros de transformación están en valores similares y en algunos casos por debajo de los costos internacionales, en la mayoría de los casos, se han adoptado los valores presentados por la empresa, cuando el detalle ha sido suficiente.
- La empresa informa un ítem denominado “Reemplazos por obsolescencia”, cuyo monto resulta importante y no está discriminado. Luego, ante solicitud, presenta una nota detallando las instalaciones comprendidas en tales reemplazos. Dado que el detalle presentado resulta insuficiente y los montos no se corresponden con los presentados en las planillas, se ha considerado que solo el 50% del monto presentado corresponde a inversiones y el resto a Operación y Mantenimiento.

En relación con los costos internacionales de referencia y las comparaciones, en el ANEXO V se incluye una explicación más detallada al respecto.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

El ajuste total de las inversiones del periodo fue de 20.1%, porcentaje que resulta de la diferencia entre el total de inversiones declaradas y el total de inversiones reconocidas.

### **I.2.3 Base de Capital a Junio de 2006**

En las planillas denominadas “AA-01-aaaa” (para EDEMET “AA-01-aaaa-EDEMET”) para cada año (aaaa) desde el 2002 hasta el 2006 se calculan la base de capital bruta y neta. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001. Estas planillas se adjuntan a este informe como archivos magnéticos (planillas Excel) en el directorio “Base Capital EDEMET”.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, estos se consideran a su valor histórico, para restarlos correctamente de la base de capital bruta y neta. Si bien la empresa hasta el año 2004 especifica la fecha de alta de los retiros, no especifica claramente a qué cuenta corresponde el retiro, por lo que en algunos casos ha sido necesario ubicar los montos sin la total certeza necesaria, pero sí verificando que el monto total por línea de negocio coincida. Para el año 2005 no se informan las altas de los bienes retirados por lo que se ha supuesto que todos ellos fueron dados de alta antes del 2001. Para el año 2006 no se informa ninguna proyección de retiros.

Cuando se han informado transferencias, se ha considerado que las mismas pueden ser de una línea de negocio a otra, pero a una cuenta similar. Debido a ello se han corregido algunas de las transferencias realizadas por la empresa. Las transferencias en las planillas se realizan considerando un retiro en la cuenta origen de la transferencia y una adición en la cuenta destino en el año correspondiente. Como no se informa la fecha de alta de los componentes transferidos se adopta que han sido dados de alta anteriormente al 2001. Cabe destacar también que la suma de las transferencias correspondientes al año 2003 no era nula, por lo que se debió disminuir en B/.24,479 la transferencia desde la cuenta “Edificios y mejoras” de Planta General (originalmente B/.315,598 a B/.291,119).

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2006, quedan reflejados en la siguiente tabla (recoge las transferencias registradas en el 2001):

<b>Base Bruta Eficiente (En B/.)</b>	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	44,035,246	55,044,467	54,959,611	51,829,091	51,129,862	50,445,955
Distribución	275,039,601	288,849,724	303,027,178	311,988,234	331,633,698	334,202,119
Comercialización	38,968,695	31,400,231	33,292,419	34,722,236	35,671,449	36,717,199
Alumbrado Público	7,203,879	7,978,441	9,942,469	11,130,306	12,446,409	13,155,425
<b>Total</b>	<b>365,247,420</b>	<b>383,272,863</b>	<b>401,221,678</b>	<b>409,669,867</b>	<b>430,881,418</b>	<b>434,520,698</b>

<b>Base Neta Eficiente (En B/.)</b>	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	18,892,102	25,472,643	18,079,294	15,501,036	14,413,332	13,721,078
Distribución	160526729	161,890,172	160,916,199	158,845,104	167,675,378	164,838,295
Comercialización	25,520,665	17,105,569	17,340,173	17,233,743	16,619,133	16,880,584
Alumbrado Público	3,980,577	4,427,690	5,302,517	6,073,746	6,916,975	7,359,643
<b>Total</b>	<b>208,920,073</b>	<b>208,896,074</b>	<b>201,638,183</b>	<b>197,653,630</b>	<b>205,624,818</b>	<b>202,799,600</b>

A partir de estos valores anuales se han obtenido los correspondientes a los periodos junio a julio que se muestran a continuación:

<b>Base Bruta Eficiente (En B/.)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	44,365,247	55,002,039	53,394,351	51,479,476	50,445,955
Distribución	277,100,754	295,938,451	307,507,706	321,810,966	334,202,119
Comercialización	39,260,727	32,346,325	34,007,328	35,196,842	36,717,199
Alumbrado Público	7,187,788	8,960,455	10,536,388	11,788,358	13,155,425
<b>Total</b>	<b>367,914,516</b>	<b>392,247,270</b>	<b>405,445,773</b>	<b>420,275,643</b>	<b>434,520,698</b>

<b>Base Neta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	18,649,913	21,775,969	16,790,165	14,957,184	13,721,078
Distribución	158,468,843	161,403,186	159,880,652	163,260,241	164,838,295
Comercialización	25,193,501	17,222,871	17,286,958	16,926,438	16,880,584
Alumbrado Público	3,858,926	4,865,104	5,688,131	6,495,360	7,359,643
Total	206,171,183	205,267,129	199,645,906	201,639,224	202,799,600

A partir de los valores anteriores es necesario reasignar los activos de Propiedades y Plantas a Activos de Distribución y Comercialización, lo cual se hace en proporción al valor de los mismos, obteniéndose los resultados finales que se muestran en la tabla siguiente:

<b>Base Bruta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Distribución	315,960,237	345,521,068	355,585,163	368,215,161	379,654,443
Comercialización	44,766,492	37,765,747	39,324,222	40,272,124	41,710,830
Alumbrado Público	7,187,788	8,960,455	10,536,388	11,788,358	13,155,425
Total	367,914,516	392,247,270	405,445,773	420,275,643	434,520,698

<b>Base Neta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Distribución	174,560,493	181,079,546	175,032,533	176,812,372	177,284,768
Comercialización	27,751,764	19,322,479	18,925,242	18,331,491	18,155,189
Alumbrado Público	3,858,926	4,865,104	5,688,131	6,495,360	7,359,643
Total	206,171,183	205,267,129	199,645,906	201,639,224	202,799,600

Como se ha mencionado anteriormente es importante la diferencia existente en la base de capital correspondiente a los Activos de Comercialización al 30/06/2002 de la Resolución JD-3284 y los de la tabla anterior. Sin embargo, los valores de la tabla anterior corresponden mucho mejor cuando se los compara como porcentaje respecto de los activos de distribución (11.02%), que los de la Resolución JD-3284 (17.80%) cuando se los compara con los informados por la empresa (11.1% para el 2004) y también con los resultantes de las ecuaciones de eficiencia determinadas a partir de las comparadoras (8.6%). En realidad la similitud con respecto a lo informado por la empresa es lógica porque en base a ella se efectúa la distribución inicial para estimar los activos de propiedades y planta.

#### **I.2.4 Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización**

A partir de las ecuaciones de eficiencia correspondientes, se obtienen los siguientes activos brutos de distribución y comercialización en dólares:

<b>Activos Miles US \$</b>	<b>Jul05-Jun06</b>	<b>Jul06-Jun07</b>	<b>Jul07-Jun08</b>	<b>Jul08-Jun09</b>	<b>Jul09-Jun10</b>
Distribución	587,810,051.09	604,723,068.01	621,736,369.13	639,334,527.96	657,147,310.44
Comercialización	50,660,051.17	52,161,069.77	53,659,672.01	55,162,940.57	56,675,915.49

Aplicando los ajustes correspondientes explicados en el punto II.6 de la Parte II de este documento, se obtienen los valores de activos en Balboas como sigue:

El Costo Laboral Relativo resulta en 0.3871 (Ver valores en Cuadro N°8, Anexo II). Siendo 47% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 53% corresponde

a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6380 y la tasa de cambio es 1.

$$AD \text{ en B/.} = AD \text{ en US\$} * 47\% * 0.3871 + AD \text{ en US\$} * 5.3\% * 0.6380 + AD \text{ en US\$} * 47.7\% * 1$$

$$AC \text{ en B/.} = AC \text{ en US\$} * 47\% * 0.3871 + AC \text{ en US\$} * 5.3\% * 0.6380 + AC \text{ en US\$} * 47.7\% * 1$$

Activos Miles B/.	Jul05-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	407,203,238	418,919,668	430,705,569	442,896,629	455,236,368
Comercialización	5,094,563	36,134,388	37,172,539	38,213,923	39,262,031

Entonces, calculando la diferencia entre los activos correspondientes a un año y al siguiente, se obtienen los valores de inversión eficiente a utilizar para la determinación de la Base de Capital para el periodo 2006-2010, que se muestran a continuación:

Inversiones Miles B/.	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	11,716.43	11,785.90	12,191.06	12,339.74
Comercialización	1,039.83	1,038.15	1,041.38	1,048.11

## 1.2.5 Alumbrado Público

Para la determinación de  $ACTALUM_t$  y  $ACTNALUM_t$  se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2005, las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora, y el plan de inversiones de la empresa para atender el crecimiento de la demanda.

En el caso de EDEMET, al 31 de Diciembre de 2005 contaba con 71,441 luminarias existentes. A partir de la información suministrada por la empresa mediante las notas VPE-894-05, VPE-907-05, VPE-010-06, VPE-017-06 y VPE-031-06 resulta el plan de inversiones discriminado en crecimiento vegetativo y proyectos especiales. Los valores presentados se han ajustado en concepto de crecimiento vegetativo por considerarlos elevados en función del crecimiento vegetativo histórico y del crecimiento poblacional al cual se supone relacionado. Debido a ello se ha supuesto un crecimiento anual del 3.1% (igual al crecimiento de la cantidad de clientes residenciales del 2006).

Adicionalmente a lo previsto por la empresa en concepto de proyectos puntuales definidos, es decir identificados, se ha previsto una cantidad de luminarias a fin de cubrir necesidades no definidas en jurisdicción de la empresa.

En el siguiente cuadro se presentan los valores para el crecimiento vegetativo, los correspondientes a proyectos puntuales definidos y para proyectos no definidos:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público [Cantidad de luminarias]				
	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Crecimiento Vegetativo	1,107	2,249	2,319	2,391	2,465
Proyectos puntuales específicos	0	150	205	113	113
Proyectos puntuales no definidos	0	300	300	300	300

Integrando el total de luminarias incorporadas por todo concepto al balance de Diciembre de 2005, resultan los totales por periodo que se detallan:

Existencia total de luminarias a fin de cada periodo [Cantidad de luminarias]					
31/12/2005	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
71,441	72,548	75,247	78,071	80,875	83,753

Los costos específicos de las instalaciones de AP se han adoptado a partir de los valores suministrados por la empresa en su plan de inversión. Cuando ello no ha sido posible, por no estar disponible el dato, se han considerado los siguientes costos unitarios:

- Costo Unitario para crecimiento vegetativo: B/. 195 por luminaria
- Costo Unitario para proyectos puntuales: B/. 360 por luminaria

Los datos anteriores surgen de la actualización de valores del periodo anterior, de análisis de costos y de información suministrada por las tres empresas.

En función de todo ello resultan los montos de inversión que se indican a continuación:

Concepto	Inversiones en Alumbrado [En Balboas]				
	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Crecimiento Vegetativo	215,865	438,555	452,205	466,245	480,675
Proyectos puntuales específicos	0	173,310	271,690	69,000	69,000
Proyectos puntuales no definidos	0	108,000	108,000	108,000	108,000

A partir de los valores parciales anteriores, los valores finales de inversión por periodo son los indicados en el siguiente cuadro:

Inversiones totales en Alumbrado Público [En Balboas]				
Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
---	719,865	831,895	643,245	657,675

## I.2.6 Ajuste por Actividades No Reguladas

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Para tal fin se evaluó para el año 2004 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. En primer lugar es necesario determinar el total de ingresos netos de la distribuidora por actividades distintas de la compra y venta de energía, es decir hay que restar del total de ingresos los costos por compra de energía, cargos de transmisión y similares. Así, del balance del año 2004 de la empresa, los resultados que se muestran continuación:

<b>TOTAL DE INGRESOS POR ACTIVIDADES REGULADAS [B/.]</b>		
<b>Total Ingresos 2004</b>	<b>Compra Energía y cargos transmisión 2004</b>	<b>Ingresos Netos por actividades reguladas 2004</b>
315,900,434	214,496,712	101,403,722

Luego es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.

En el caso de EDEMET lo informado mediante Nota VPE-340-05, asciende a la suma de B/.769,996 en concepto de alquiler de postes y transformadores. En el Estado de Resultados del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico correspondiente al año 2004 EDEMET informa, en la columna de Actividades No Reguladas las sumas de B/.6,646,713 y B/.888,831. Durante el proceso de consulta del IMP, EDEMET aclaró que los Ingresos por Actividades No Reguladas que hacen uso de activos del sistema de distribución solo ascendieron a B/.888,831 correspondiendo el otro monto a la valorización de generación propia y a ventas de potencia y energía realizadas a CEMEX.

En base a tales consideraciones el Coeficiente de Ajuste determinado tal como lo prevé el RDC se muestra en el cuadro siguiente:

<b>COEFICIENTE DE AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS</b>		
<b>Ingresos Netos 2004 [B/.]</b>	<b>Total otros Ingresos 2004 [B/.]</b>	<b>Coeficiente de ajuste</b>
101,403,722	888,831	0.9912

### **I.2.7 Base de Capital 2006-2010**

Los coeficientes de ajuste anteriores, aplicados a los activos brutos y netos antes vistos, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

<b>BASE DE CAPITAL A Junio 2006</b>	<b>Base a Junio 06 (En B/.)</b>	<b>Coeficiente de Ajuste</b>	<b>Base Ajustada (En B/.)</b>
Activos de Distribución Brutos	379,654,443	0.9912	376,313,484
Activos de Distribución Netos	177,284,768	0.9912	175,724,662
Activos de Comercialización Brutos	41,710,830	0.9912	41,343,775
Activos de Comercialización Netos	18,155,189	0.9912	17,995,423
Activos de Alumbrado Público Brutos	13,155,425	0.9912	13,039,657
Activos de Alumbrado Público Netos	7,359,643	0.9912	7,294,878
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>434,520,698</b>	0.9912	<b>430,696,916</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>202,799,600</b>	0.9912	<b>201,014,964</b>

Sumando las inversiones ajustadas a la Base de Capital a junio de 2006 resulta la Base de Capital a utilizar para la determinación de los IMP.

Base de Capital Miles de B/.	BASE Jun-06	Jun-07	Jun-08	Jun-09	Jun-10
<b>Valores Brutos</b>					
Distribución	376,313.48	388,029.91	399,815.82	412,006.87	424,346.61
Comercialización	41,343.77	42,383.60	43,421.75	44,463.13	45,511.24
Alumbrado Público	13,039.66	13,759.52	14,591.42	15,234.66	15,892.34
<b>Valores Netos</b>					
Distribución	175,724.662	174,131.67	172,203.88	170,263.11	168,047.76
Comercialización	17,995.423	17,581.49	17,130.28	16,646.57	16,133.65
Alumbrado Público	7,294.878	7,542.79	7,874.20	7,994.90	8,107.46

### I.3 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Con el nivel de pérdidas obtenido a través de las fórmulas establecidas en el Régimen Tarifario se calculan el porcentaje (%) de pérdidas a reconocer para el periodo tarifario:

Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
8.38%	8.37%	8.36%	8.34%

### I.4 COSTOS EFICIENTES

#### I.4.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización

Los costos eficientes que resultan aplicando las ecuaciones de eficiencia son los siguientes:

En US \$	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
<b>ADM</b>	12,040,817	12,296,799	12,551,737	12,806,521
<b>OM</b>	19,876,577	20,416,905	20,965,491	21,518,316
<b>COM</b>	19,931,726	20,524,129	21,118,942	21,718,152

Como se señaló anteriormente, estos valores están en dólares, razón por la cual deben ser ajustados para convertirlos en Balboas. Para tales fines se utilizan las fórmulas y los porcentajes de participación de la mano de obra y materiales en los costos detallados en la Parte II de este documento. Los resultados se muestran a continuación:

#### ADM en B/.

El Costo Laboral Relativo resulta en 0.3871. Siendo 45.89% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de administración, 54.11% corresponde a materiales, de los cuales el 30% es materiales nacionales y el 70% importados. El PPA es 0.6380 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{ADM B/.} = \text{ADM US\$} * 45.89\% * 0.3871 + \text{ADM US\$} * 16.23\% * 0.638 + \text{ADM US\$} * (1 - 45.89\% - 16.23\%) * 1$$

#### OM en B/.

Siendo 48.33% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de operación y mantenimiento, 51.67% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$OM\ B/. = OM\ US\$ * 48.33\% * 0.3871 + OM\ US\$ * 7.75\% * 0.6380 + OM\ US\$ * (1 - 48.33\% - 7.75\%) * 1$$

**COM en B/.**

Siendo 30.20% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de comercialización, 69.8% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$COM\ B/. = COM\ US\$ * 30.2\% * 0.3871 + COM\ US\$ * 10.47\% * 0.6380 + COM\ US\$ * (1 - 30.2\% - 10.47\%) * 1$$

Los resultados son los siguientes:

En Balboas	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
ADM	7,946,604	8,115,545	8,283,797	8,451,947
OM	13,431,076	13,796,188	14,166,881	14,540,438
COM	15,486,947	15,947,244	16,409,413	16,874,999

#### **I.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público**

Según lo dispuesto en el Régimen Tarifario, el costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento a reconocer en el cálculo debe basarse en la información de costos presentada por la distribuidora y en una comparación de costos del mercado.

Para cumplir con lo establecido, se analizó en primer lugar cuánto representan respecto a los activos brutos de AP los gastos declarados por EDEMET en las planillas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas correspondientes a los años 2003 y 2004. De ellos resultan los valores indicados:

Concepto	Año 2003	Año 2004
Gastos OyM AP [B/.]	839,969	643,443
Activos Brutos de AP [B/.]	9,566,013	10,753,850
% OyM AP respecto Activos Brutos AP	8.79	5.98

Por otro lado, se ha procedido a actualizar el valor eficiente determinado por la ASEP en el año 2001 para el periodo tarifario 2002-2006. El valor determinado resulta ser de B/.11.30 por luminaria-año.

Con el valor así determinado, el porcentaje respecto a los activos de alumbrado se eleva. Sin embargo, es necesario tener presente que durante el periodo 2002-2006 se ha producido un notable incremento de la cantidad de luminarias como consecuencia de los planes oportunamente implementados. Para ese conjunto de luminarias nuevas no ha sido necesario realizar en el periodo tarea alguna de mantenimiento (reemplazo de lámpara, celular fotoeléctrica, etc.) lo cual ha influido en el valor reducido obtenido de OyM respecto de los activos.

En base a los análisis anteriores se ha adoptado un costo de B/. 11.30 por luminaria por año, en concepto de valor eficiente en concepto de OyM de AP. En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que se muestran a continuación,

resultantes del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

<b>Costo de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público</b>			
<b>[En Balboas]</b>			
<b>Jul06-Jun07</b>	<b>Jul07-Jun08</b>	<b>Jul08-Jun09</b>	<b>Jul09-Jun10</b>
835,042	866,247	898,045	930,148

## **I.5 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO**

Mediante la Resolución AN No.436-Elec de 1 de diciembre de 2006, modificada mediante la Resolución AN No.486-Elec de 18 de diciembre de 2006 la ASEP estableció los ingresos permitidos a EDEMET para el periodo del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

Los resultados se muestran a continuación:

<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>Unidades</b>	<b>Julio/06-Junio/10</b>
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	178,800.58
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	63,917.64
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	7,326.24
Sub-Total	Miles de B/.	<b>250,044.46</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	83,509.58
<b>TOTAL</b>	Miles de B/.	<b>333,554.04</b>
ENERGIA FACTURADA	MWh	8,464,953
<b>Costo medio sobre energía facturada</b>	B./MWh	39.40

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros N° 1, N° 2 y N° 3 que presenta el detalle de los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indicaron en el punto denominado tasa de descuento.

## **CAPITULO II IMP A EDECHI**

### **II.1 INFORMACIÓN DE BASE**

En este punto se desarrollará todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el IMP a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI). Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo y también las estimaciones del costo monómico de la energía y el cálculo de la tasa de depreciación a utilizar. Se desarrollará cada una de ellas a continuación.

### II.1.1 Proyección de Demanda, Energía y Clientes

La evolución prevista de la demanda máxima de la empresa corresponde a la informada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA en el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP. La proyección prevista del número de clientes y energía facturada fue presentada mediante Nota VPE-630-05 del 5 de septiembre de 2005. Además, incluye lo correspondiente a los sistemas aislados.

Datos	Unidades	BASE	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
Demanda Máxima	MW	84.83	86.60	88.81	90.98	93.16
Energía Facturada	MWH	394,666	403,925	412,997	422,317	431,901
Energía Ingresada al Sistema	MWH	435,346	445,794	456,938	468,031	479,391
Clientes	N° clientes	86,936	89,059	91,176	93,290	95,404

### II.1.2 Proyección de Costos Monómicos

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se ha utilizado la proyección elaborada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA (Nota ETE-DEOI-CND-ME-907-05) y la ASEP, revisada a la luz de las últimas licitaciones y proyecciones del mercado, que se sintetiza como sigue:

Monómico	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
B./MWh	58.74	62.10	83.07	99.18

### II.1.3 Tasa de Depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno.

A continuación se presenta el cálculo de este porcentaje para el caso de EDECHI:

$$\%DEP04 = (3,160,557/88,930,562) = 3.55\%$$

## II.2 BASE DE CAPITAL

La documentación definitiva aportada por EDECHI es la siguiente:

- a) Las inversiones realizadas por la empresa en los años 2002, 2003 y 2004 se han obtenido de la planilla “*INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDECHI modificado.xls*” y “*Informe de Justificación de Activos de TTySS EDECHI2.xls*”, las inversiones para el segundo semestre del 2002 se encuentran en “*Segregación Costos EDECHI 2002.xls*”, las inversiones para el 2005 en “*FORMULARIO BS-01 EDECHI nov05.xls*” y la capitalización de inmovilizados en curso para el periodo enero a noviembre de 2005 así como las proyecciones de inversiones para diciembre de 2005 y el segundo semestre del 2006 se encuentran en una nota elevada como archivo “*EDECHI ACTIVOS, 16 dic 2005.PDF*”. También la empresa presenta, con el formato requerido por la ASEP las planillas “*ERSP EDECHI Anexos modificado BS-*

*ly2 2002 -04.xls*". Sin embargo existen numerosas diferencias entre estas y los valores contenidos en las planillas inicialmente nombradas.

- b) El detalle de los retiros con sus respectivas fechas de alta para los años 2002, 2003 y 2004 se encuentra en *"RETIROS EDECHI AÑO 2002.xls"*, *"RETIROS EDECHI AÑO 2003.xls"* y *"RETIROS EDECHI AÑO 2004.xls"*. Sin ningún tipo de detalle se encuentran en *"FORMULARIO BS-01 EDECHI nov05.xls"* las correspondientes al 2005. Para el primer semestre del 2006 la empresa no presenta estimación de retiros.
- c) Explicaciones sobre las adiciones se pueden encontrar en *"Reemplazos x Obsolescencia (ERSP Edechi nov05).doc"*, *"EDECHI ACTIVOS, 16 dic 2005.PDF"* e *"Informe de Justificación de Activos de TTySS EDECHI2.xls"*.
- d) El detalle de los activos adicionados correspondientes a distribución y comercialización se obtienen de *"INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDECHI modificado.xls"*
- e) El detalle de los activos adicionados correspondientes a aplicaciones informáticas y equipo de computación se obtienen de *"Informe de Justificación de Activos de TTySS EDECHI2.xls"* la cual es la última versión enviada por la empresa. Cabe destacar que la información volcada en dicha planilla no coincide plenamente con el detalle informado en *"INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDECHI modificado.xls"*
- f) El detalle total de la cuenta "Planta intangible" de Propiedades y Planta está formado por las aplicaciones informáticas detalladas en *"Informe de Justificación de Activos de TTySS EDECHI2.xls"* porque no se informan los Proyectos de investigación en *"INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDECHI modificado.xls"*.
- g) Lo detallado por la empresa en la *"INFORME BS 1 ENTE REGULADOR EDECHI modificado.xls"* como Centrales Telefónicas y Telecomunicaciones se asignó a las cuentas "Equipos de Comunicación de Propiedades y Planta" y "Equipos de Comunicación del Sistema de Distribución" respectivamente (de esta forma los asignaba la empresa en su resumen). Para el año 2004 se informaron sólo equipos de Telecomunicaciones los cuales fueron repartidos convenientemente teniendo en cuenta los montos totales informados por la empresa para Planta y Distribución.
- h) Las transferencias realizadas por la empresa en los años 2002, 2003 y 2004 se han obtenido de la planilla *"ERSP EDECHI Anexos modificado BS-ly2 2002 -04.xls"*.
- i) Gran parte de los activos adicionados presentan deficiencias en su justificación. Han sido necesarios diversos ajustes para poder realizar un análisis de eficiencia de las inversiones realizadas sobre la base de la información aportada por la empresa.
- j) También se dispone de los estados contables de la empresa para los años 2002, 2003 y 2004. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en los formularios BS-01 y BS-02. Los datos volcados en las planillas BS-01 y BS-02 coinciden en general con los informados en los estados financieros.
- k) Por último, se ha tenido en cuenta la última información aportada *"EDECHI comentarios al Informe IMP de la ASEP de Jun 2006 Vfinal"* donde se detallan inversiones realizadas en el año 2005, y explicaciones sobre algunas inversiones realizadas en el periodo 2002 – 2004.

Hay que resaltar que se han aceptado las inversiones pendientes de activación durante el año 2006 presentadas por la empresa. Será necesario contar oportunamente con una auditoría que confirme la activación de dichas inversiones para validar los valores considerados.

## II.2.1 Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP mediante la Resolución JD-3285, para junio del 2002. Las planillas diseñadas por la ASEP para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” (las cuales se han redenidoado agregándole el nombre de la empresa como: AA-01-2002-EDECHI.xls, AA-01-2003-EDECHI.xls, ....., AA-01-2006-EDECHI.xls) requieren que el dato de partida sea a fecha 31/12/2001. Debido a ello se han calculado tales valores haciendo uso de la planilla de cálculo de la base de capital utilizada en el periodo 2002-2006. Tanto los valores originales a Junio 2002 como los calculados para el 31/12/2001 se muestran en el cuadro siguiente:

<b>EDECHI (En B./)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos Distrib. Brutos	61,558,640.38	61,654,897.60
Activos Distrib. Netos	34,720,230.53	33,888,851.86
Activos Comer. Brutos	15,853,041.46	15,830,131.18
Activos Comer. Netos	9,277,030.31	9,014,132.61
Activos AP Brutos	2,952,231.50	2,948,604.56
Activos AP Netos	1,912,205.64	1,863,284.45
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>80,363,913.34</b>	<b>80,433,633.34</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>45,909,466.48</b>	<b>44,766,268.91</b>

Debido a que estos valores no incluyen la línea de negocios “Propiedades y Planta” y esta sí está presente en el detalle de adiciones y retiros de cada año, es necesario estimarla para las fechas de partida. Para ello se ha supuesto que el monto correspondiente está integrado en las líneas de negocio “Distribución” y “Comercialización”. A fin de segregar los datos, se utilizan las proporciones resultantes de los valores de partida de base bruta y neta presentada por la empresa la cual discrimina los valores en las cuatro líneas de negocios (distribución, comercialización, propiedades y planta y alumbrado público). Los valores anteriores, una vez distribuidos, pueden observarse en la siguiente tabla:

<b>EDECHI valores Empresa (En B./)</b>	<b>2001</b>
Activos Prop. y Planta Brutos	6,856,326
Activos Prop. y Planta Netos	2,841,520
Activos Distrib. Brutos	65,284,936
Activos Distrib. Netos	37,590,696
Activos Comer. Brutos	6,356,792
Activos Comer. Netos	4,579,861
Activos AP Brutos	2,606,117
Activos AP Netos	1,053,591
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>81,104,171</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>46,065,668</b>

Los valores dados en la Resolución de la ASEP JD-3285 (que fueron ajustados por eficiencia) se han distribuido con las proporciones de los montos declarados por la Empresa, ya que existen diferencias en el grado de participación de cada línea de negocio respecto del total de la base de capital, principalmente en los “Activos de Comercialización”, también se han ajustado a las proporciones existentes a esa fecha, así:

<b>EDECHI (En B/.)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos Prop. y Planta Brutos	6,761,437.99	6,767,844.39
Activos Prop. y Planta Netos	2,776,326.44	2,707,275.13
Activos Distrib. Brutos	64,381,426.58	64,442,427.46
Activos Distrib. Netos	36,746,150.08	35,832,219.45
Activos Comer. Brutos	6,268,817.28	6,274,756.93
Activos Comer. Netos	4,474,784.33	4,363,489.88
Activos AP Brutos	2,952,231.50	2,948,604.56
Activos AP Netos	1,912,205.64	1,863,284.45
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>80,363,913.34</b>	<b>80,433,633.34</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>45,909,466.48</b>	<b>44,766,268.91</b>

Adicionalmente, a fin de repartir los montos globales en las diferentes cuentas se han adoptado las proporciones del valor de partida presentado por EDECHI para la base bruta y neta por separado. En algunas cuentas ha habido transferencias entre cuentas, las que han sido redistribuidas el año en que fueron reportadas, en la Base de Capital al 31 de diciembre de 2001, las que se muestran a continuación:

En la planilla AA del 2002, en la Base Activos Brutos al 31 de diciembre de 2001:

<b>Detalle</b>	<b>Balboas</b>
Prop. y planta - Edificios y Mejoras	237,845
Comercialización – Edificios y Mejoras	-237,845

En la planilla AA del 2003, en la Base Activos Brutos al 31 de diciembre de 2001:

<b>Detalle</b>	<b>Balboas</b>
Prop. y planta - Edificios y Mejoras	326,492
Prop. y Planta - Equipo de Computación	15,650
Prop. Y Planta – Mobiliario y Equipo Oficina	12,848
Comercialización – Edificios y Mejoras	-380,476
Comercialización – Sistema de Medición	25,486

En la planilla AA del 2004, en la Base Activos Brutos al 31 de diciembre de 2001:

<b>Detalle</b>	<b>Balboas</b>
Prop. y Planta – Edificios y Mejoras	10,477
Prop. Y Planta Equipo de Computación	1,693
Distribución - Líneas aéreas 34.5 KV	1,167
Distribución – Líneas aéreas 13.8 kV	-5,130
Distribución – Centros de Transformación 13.8kV/BT	2,752
Alumbrado Público	4,995
Comercialización – Sistema de Medición	-15,954

## II.2.2 Análisis de Eficiencia

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDECHI han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios. Es de destacar que las inversiones declaradas por la empresa están por debajo de los valores eficientes proyectados en la revisión anterior para el periodo 2002 – 2006.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- En el caso de aquellos activos que estaban del orden de los valores internacionales o resultaban valores razonables se han considerado en su totalidad.
- En los casos de suministros sin ningún tipo de detalle en los que no se puede determinar calidad y cantidad de componentes (ejemplo, año 2002 “Suministro de discos para servidor de producción SGC (SUN 6500)”, no se detalla la cantidad de discos) se ha efectuado una reducción del 40%. En el caso de modificaciones a software existente y otro tipo de tareas que se interpretan como costos operativos han sido directamente deducidos de la base de capital. También se ha excluido todo lo especificado por la empresa como perteneciente a generación, ubicado en cuentas de otros rubros: aplicaciones informáticas, equipos informáticos y telecomunicaciones.
- Por otro lado, los costos unitarios de los activos adicionados en el rubro distribución presentados por EDECHI se han comparado con los costos correspondientes de las otras dos empresas distribuidoras panameñas y también con costos internacionales. Se han obtenido costos comparables de dos países de Latinoamérica: Perú y México los cuales poseen estructuras similares a las que se encuentran en Panamá. De la información disponible se han obtenido costos internacionales promedio para los años 2002, 2003 y 2004. Debido a la falta de discriminación en los componentes integrantes de cada instalación solo se han comparado costos promedios. Es de destacar que en general, en el caso de las líneas de distribución los valores locales presentan valores similares o ligeramente superiores a los costos internacionales. En el caso de los centros de transformación, las comparaciones muestran que los costos locales son en normalmente inferiores a los costos internacionales por lo que en general no se han aplicado reducciones. En el caso de líneas de baja tensión se ha considerado el costo internacional de cable preensablado dado que no se especifica el tipo de cable.
- En el caso particular de las subestaciones, teniendo en cuenta que en términos generales los costos de los centros de transformación están en valores similares y en algunos casos por debajo de los costos internacionales, en la mayoría de los casos se ha considerado los valores presentados por la empresa.
- La empresa informa un ítem denominado “Reemplazos por obsolescencia”, cuyo monto resulta importante y no está discriminado. Luego, ante solicitud, presenta una nota detallando las instalaciones comprendidas en tales reemplazos. Dado que el detalle presentado resulta insuficiente y los montos no corresponden con los presentados en las planillas, se ha considerado que solo el 50% del monto presentado corresponde a inversiones y el resto a Operación y Mantenimiento.

En relación con los costos internacionales de referencia y las comparaciones, en el ANEXO V se incluye una explicación más detallada al respecto.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

El ajuste total de las inversiones del periodo fue de 10.95%, porcentaje que resulta de la diferencia entre el total de inversiones declaradas y el total de inversiones reconocidas.

### II.2.3 Base de capital a junio de 2006

En las planillas denominadas “AA-01-aaaa” (para EDECHI “AA-01-aaaa-EDECHI”) para cada año (aaaa) desde el 2002 hasta el 2006 se calculan la base de capital bruta y neta. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001. Estas planillas se adjuntan a este informe como archivos magnéticos (planillas Excel) en el directorio “Base Capital EDECHI”.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, estos se consideran a su valor histórico, para restarlos correctamente de la base de capital bruta y neta. Si bien la empresa hasta el año 2004 especifica la fecha de alta de los retiros, no especifica claramente a qué cuenta corresponde el retiro, por lo que en algunos casos ha sido necesario ubicar los montos sin la total certeza necesaria, pero sí verificando que el monto total por línea de negocio coincida. Para el año 2005 no se informan las altas de los bienes retirados por lo que se ha supuesto que todos ellos fueron dados de alta antes del 2001. Para el año 2006 no se informa ninguna proyección de retiros.

Cuando se han informado transferencias, se ha considerado que las mismas pueden ser de una línea de negocio a otra pero a una cuenta similar. Debido a ello se han corregido algunas de las transferencias realizadas por la empresa. Las transferencias en las planillas “AA-01-aaaa” se realizan considerando un retiro en la cuenta origen de la transferencia y una adición en la cuenta destino en el año correspondiente. Como no se informa la fecha de alta de los componentes transferidos se adopta que han sido dados de alta antes del 2001.

Los resultados del análisis anterior, quedan reflejados en la siguiente tabla:

<b>Base Bruta con Eficiencia (En B/.)</b>	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	01/07/2006
Propiedad y Planta	6,761,438	6,724,523	7,047,515	6,607,119	6,309,159	6,118,394
Distribución	64,381,427	65,528,146	67,710,836	69,634,407	71,633,679	72,531,450
Comercialización	6,268,817	6,405,520	6,476,966	6,811,282	7,049,337	7,049,337
Alumbrado Público	2,952,232	3,335,835	4,059,202	4,409,415	4,752,528	5,013,154
<b>Total</b>	<b>80,363,913</b>	<b>81,994,023</b>	<b>85,294,519</b>	<b>87,462,223</b>	<b>89,744,703</b>	<b>90,712,335</b>

<b>Base Neta con eficiencia (En B/.)</b>	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	01/06/2006
Propiedad y Planta	2,776,326	2,054,121	1,633,513	1,294,178	1,196,890	1,104,157
Distribución	36,746,150	35,751,179	35,478,884	35,225,218	34,998,233	34,749,905
Comercialización	4,474,784	4,432,796	4,410,519	4,479,860	4,428,904	4,278,987
Alumbrado Público	1,912,206	2,161,617	2,733,355	2,896,292	3,038,977	3,191,591
<b>Total</b>	<b>45,909,466</b>	<b>44,399,713</b>	<b>44,256,270</b>	<b>43,895,547</b>	<b>43,663,003</b>	<b>43,324,641</b>

A partir de estos valores anuales se han obtenido los correspondientes a los periodos junio a julio que se muestran a continuación:

<b>Base Bruta Eficiente (En B/.)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	6,767,844	6,886,019	6,827,317	6,458,139	6,118,394
Distribución	64,442,427	66,619,491	68,672,621	70,634,043	72,531,450
Comercialización	6,274,757	6,441,243	6,644,124	6,930,310	7,049,337
Alumbrado Público	2,948,605	3,697,518	4,234,309	4,580,972	5,013,154
<b>Total</b>	<b>80,433,633</b>	<b>83,644,271</b>	<b>86,378,371</b>	<b>88,603,463</b>	<b>90,712,335</b>

<b>Base Neta Eficiente (En B/.)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	2,707,275	1,843,817	1,463,845	1,245,534	1,104,157
Distribución	35,832,219	35,615,031	35,352,051	35,111,726	34,749,905
Comercialización	4,363,490	4,421,658	4,445,190	4,454,382	4,278,987
Alumbrado Público	1,863,284	2,447,486	2,814,823	2,967,634	3,191,591
<b>Total</b>	<b>44,766,269</b>	<b>44,327,992</b>	<b>44,075,909</b>	<b>43,779,275</b>	<b>43,324,641</b>

A partir de los valores anteriores es necesario reasignar los activos de Propiedades y Plantas a Activos de Distribución y Comercialización, lo cual se hace en proporción al valor de los mismos, obteniéndose los resultados finales que se muestran en la tabla siguiente:

<b>Base Bruta Eficiente (En B/.)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Distribución	70,609,759	72,898,419	74,897,661	76,515,152	78,107,871
Comercialización	6,875,270	7,048,334	7,246,401	7,507,339	7,591,310
Alumbrado Público	2,948,605	3,697,518	4,234,309	4,580,972	5,013,154
<b>Total</b>	<b>80,433,633</b>	<b>83,644,271</b>	<b>86,378,371</b>	<b>88,603,463</b>	<b>90,712,335</b>

<b>Base Neta Eficiente (En B/.)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Distribución	38,245,603	37,255,217	36,652,391	36,217,036	35,733,007
Comercialización	4,657,381	4,625,289	4,608,695	4,594,605	4,400,043
Alumbrado Público	1,863,284	2,447,486	2,814,823	2,967,634	3,191,591
<b>Total</b>	<b>44,766,269</b>	<b>44,327,992</b>	<b>44,075,909</b>	<b>43,779,275</b>	<b>43,324,641</b>

Como se ha mencionado anteriormente es importante la diferencia existente en la base de capital correspondiente a los Activos de Comercialización al 30/06/2002 de la Resolución JD-3285 y los de la tabla anterior. Sin embargo, los valores de la tabla anterior corresponden mucho mejor, cuando se los compara como porcentaje respecto de los activos de distribución (9.8%), que los de la Resolución JD-3285 (24.25%) cuando se los compara con los informados por la empresa (9.8% para el 2004) y también con los resultantes de las ecuaciones de eficiencia determinadas a partir de las comparadoras (9.81%). En realidad la similitud con respecto a lo informado por la empresa es lógica porque en base a ella se efectúa la distribución inicial para estimar los activos de propiedades y planta.

## II.2.4 Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización

A partir de las ecuaciones de eficiencia correspondientes, se obtienen los siguientes activos brutos de distribución y comercialización en dólares:

Activos Miles US \$	Jul05-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	165,691,574	169,324,843	173,163,976	176,973,466	180,782,243
Comercialización	16,156,276	16,532,445	16,907,140	17,280,904	17,654,279

Aplicando los ajustes correspondientes explicados en el punto II.6 de la Parte II de este documento, se obtienen los valores de activos en Balboas como sigue:

El Costo Laboral Relativo resulta en 0.3871. Siendo 47% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 53% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6380 y la tasa de cambio es 1.

$$AD \text{ en B/.} = AD \text{ en US\$} * 47\% * 0.3871 + AD \text{ en US\$} * 5.3\% * 0.6380 + AD \text{ en US\$} * 47.7\% * 1$$

$$AC \text{ en B/.} = AC \text{ en US\$} * 47\% * 0.3871 + AC \text{ en US\$} * 5.3\% * 0.6380 + AC \text{ en US\$} * 47.7\% * 1$$

Activos Miles B/.	Jul05-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	114,782,225	117,299,158	119,958,704	122,597,713	125,236,230
Comercialización	11,192,200	11,452,790	11,712,358	11,971,282	12,229,936

Entonces, calculando la diferencia entre los activos correspondientes a un año y al siguiente, se obtienen los valores de inversión eficiente a utilizar para la determinación de la Base de Capital para el periodo 2006-2010, que se muestran a continuación:

Inversiones Miles B/.	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	2,516.93	2,659.55	2,639.01	2,638.52
Comercialización	260.59	259.57	258.92	258.65

## II.2.5 Alumbrado Público

Para la determinación de  $ACTALUM_t$  y  $ACTNALUM_t$  se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2005, las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora, y el plan de inversiones de la empresa para atender el crecimiento de la demanda.

En el caso de EDECHI, al 31 de Diciembre de 2005 contaba con 29,194 luminarias existentes. A partir de la información suministrada por la empresa mediante las notas VPE-895-05, VPE-908-05 y VPE-031-06 resulta el plan de inversiones discriminado en crecimiento vegetativo y proyectos especiales. En el caso particular de EDECHI se han ajustado los valores presentados en concepto de crecimiento vegetativo por considerarlos elevados en función del crecimiento vegetativo histórico y del crecimiento poblacional al cual se supone relacionado. Debido a ello se ha supuesto un crecimiento anual del 2.4% (igual al crecimiento de la cantidad de clientes residenciales del 2006).

Adicionalmente a lo previsto por la empresa en concepto de proyectos puntuales definidos, es decir identificados, se ha previsto una cantidad de luminarias a fin de cubrir necesidades no definidas en jurisdicción de la empresa.

En el siguiente cuadro se presentan los valores para el crecimiento vegetativo, los correspondientes a proyectos puntuales definidos y las luminarias previstas para proyectos no definidos:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público				
	[Cantidad de luminarias]				
	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Crecimiento Vegetativo	350	709	726	743	761
Proyectos puntuales específicos	0	245	315	140	210
Proyectos puntuales no definidos	0	200	200	200	200

Integrando el total de luminarias incorporadas por todo concepto al balance de Diciembre de 2005, resultan los totales por periodo que se detallan:

Existencia total de luminarias a fin de cada periodo					
[Cantidad de luminarias]					
31/12/2005	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
29,194	29,544	30,698	31,939	33,022	34,193

Los costos específicos de las instalaciones de AP se han adoptado a partir de los valores suministrados por la empresa en su plan de inversión. Cuando ello no ha sido posible, por no estar disponible el dato, se han considerado los siguientes costos unitarios:

- Costo Unitario para crecimiento vegetativo: B/. 195 por luminaria
- Costo Unitario para proyectos puntuales: B/. 360 por luminaria

Los datos anteriores surgen de la actualización de valores del periodo anterior, de análisis de costos y de información suministrada por las tres empresas.

En función de todo ello resultan los montos de inversión que se indican a continuación.

Concepto	Inversiones en Alumbrado				
	[En Balboas]				
	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Crecimiento Vegetativo	68,250	138,255	141,570	144,885	148,395
Proyectos puntuales específicos	0	69,013	93,810	49,590	53,170
Proyectos puntuales no definidos	0	72,000	72,000	72,000	72,000

A partir de los valores parciales anteriores, los valores finales de inversión por periodo son los indicados en el siguiente cuadro:

Inversiones totales en Alumbrado Público				
[En Balboas]				
Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
---	279,268	307,380	266,475	273,565

## II.2.6 Ajuste por Actividades No Reguladas

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Para tal fin se evaluó para el año 2004 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. En primer lugar es necesario determinar el total de ingresos netos de la distribuidora por actividades distintas de la compra y venta de energía, es decir hay que restar del total de ingresos los costos por compra de energía, cargos de transmisión y similares. Así, del balance del año 2004 de la empresa, los resultados que se muestran continuación:

TOTAL DE INGRESOS POR ACTIVIDADES REGULADAS 2004 [B/.]		
Total Ingresos	Compra Energía y cargos transmisión	Ingresos Netos por actividades reguladas
56,598,289	29,196,533	27,401,756

Luego es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.

En el caso de EDECHI lo informado por la empresa mediante Nota VPE-341-05, es extremadamente reducido y muy inferior a lo registrado en los Estados de Resultados del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico. Debido a esta situación, se ha interpretado que lo informado por la empresa es solo parcial y se ha adoptado el criterio de suponer que el cincuenta por ciento (50%) de lo declarado en los respectivos Estados de Resultados como Ajustes Internos por Actividades No Reguladas utiliza activos de la empresa. Sin embargo, durante el proceso de consulta del IMP, EDECHI aclaró que los Ingresos por Actividades No Reguladas que hacen uso de activos del sistema de distribución solo ascendieron a B/. 205,189 correspondiendo el otro monto a la valorización de generación propia.

En base a tales consideraciones el Coeficiente de Ajuste determinado tal como lo prevé el RDC se muestra en el cuadro siguiente:

COEFICIENTE DE AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS		
Ingresos Netos 2004 [B/.]	Total otros Ingresos 2004 [B/.]	Coeficiente de ajuste
27,401,756	205,189	0.9925

## II.2.7 Base de Capital 2006-2010

Los coeficientes de ajuste anteriores, aplicados a los activos brutos y netos antes vistos, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

<b>BASE DE CAPITAL A Junio 2006</b>	<b>Base a Junio 06 (En B/.)</b>	<b>Coefficiente de Ajuste</b>	<b>Base Ajustada (En B/.)</b>
Activos de Distribución Brutos	78,107,871	0.9925	77,522,062
Activos de Distribución Netos	35,733,007	0.9925	35,465,009
Activos de Comercialización Brutos	7,591,310	0.9925	7,534,375
Activos de Comercialización Netos	4,400,043	0.9925	4,367,043
Activos de Alumbrado Público Brutos	5,013,154	0.9925	4,975,555
Activos de Alumbrado Público Netos	3,191,591	0.9925	3,167,654
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>90,712,335</b>	0.9925	<b>90,031,992</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>43,324,641</b>	0.9925	<b>42,999,706</b>

Sumando las inversiones ajustadas a la Base de Capital a junio de 2006 resulta la Base de Capital a utilizar para la determinación de los IMP.

<b>Base de Capital Miles de B/.</b>	<b>BASE Jun-06</b>	<b>Jun-07</b>	<b>Jun-08</b>	<b>Jun-09</b>	<b>Jun-10</b>
<b>Valores Brutos</b>					
Distribución	77,522.06	80,039.00	82,698.54	85,337.55	87,976.07
Comercialización	7,534.38	7,794.96	8,054.53	8,313.46	8,572.11
Alumbrado Público	4,975.56	5,254.82	5,562.20	5,828.68	6,102.24
<b>Valores Netos</b>					
Distribución	35,465.01	35,140.56	34,864.31	34,473.83	33,989.20
Comercialización	4,367.04	4,350.91	4,324.54	4,288.34	4,242.68
Alumbrado Público	3,167.65	3,260.38	3,370.30	3,429.85	3,486.79

### II.3 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas se calculan aplicando la ecuación de eficiencia de pérdidas, así:

<b>Jul06/Jun07</b>	<b>Jul07/Jun08</b>	<b>Jul08/Jun09</b>	<b>Jul09/Jun10</b>
9.25%	9.24%	9.23%	9.21%

### II.4 COSTOS EFICIENTES

#### II.4.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización

Los costos eficientes que resultan aplicando las ecuaciones de eficiencia son los siguientes:

<b>En US \$</b>	<b>Jul06/Jun07</b>	<b>Jul07/Jun08</b>	<b>Jul08/Jun09</b>	<b>Jul09/Jun10</b>
<b>ADM</b>	5,129,211	5,215,298	5,300,684	5,385,507
<b>OM</b>	6,298,386	6,434,722	6,570,276	6,705,608
<b>COM</b>	6,075,298	6,217,726	6,359,907	6,502,045

Como se señaló anteriormente, estos valores están en dólares, razón por la cual deben ser ajustados para convertirlos en Balboas. Para tales fines se utilizan las fórmulas y los porcentajes de participación de la mano de obra y materiales en los costos detallados en la Parte II de este documento. Los resultados se muestran a continuación:

#### ADM en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3871. Siendo 45.89% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de administración, 54.11% corresponde a materiales, de los cuales el 30% es materiales nacionales y el 70% importados. El PPA es 0.6380 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{ADM B/.} = \text{ADM US\$} * 45.89\% * 0.3871 + \text{ADM US\$} * 16.23\% * 0.638 + \text{ADM US\$} * (1 - 45.89\% - 16.23\%) * 1$$

#### OM en B/.

Siendo 48.33% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de operación y mantenimiento, 51.67% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$\text{OM B/.} = \text{OM US\$} * 48.33\% * 0.3871 + \text{OM US\$} * 7.75\% * 0.6380 + \text{OM US\$} * (1 - 48.33\% - 7.75\%) * 1$$

#### COM en B/.

Siendo 30.20% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de comercialización, 69.8% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$\text{COM B/.} = \text{COM US\$} * 30.2\% * 0.3871 + \text{COM US\$} * 10.47\% * 0.6380 + \text{COM US\$} * (1 - 30.2\% - 10.47\%) * 1$$

Los resultados son los siguientes:

En Balboas	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
ADM	3,385,137	3,441,952	3,498,304	3,554,285
OM	4,255,969	4,348,095	4,439,692	4,531,139
COM	4,720,505	4,831,172	4,941,647	5,052,088

## II.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público

Según lo dispuesto en el Régimen Tarifario, el costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento a reconocer en el cálculo debe basarse en la información de costos presentada por la empresa distribuidora y en una comparación de costos del mercado.

Para cumplir con lo establecido, se analizó en primer lugar cuánto representan respecto a los activos brutos de AP los gastos declarados por EDECHI en las planillas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas correspondientes a los años 2003 y 2004. De ellos resultan los valores indicados:

Concepto	Año 2003	Año 2004
Gastos OyM AP [B/.]	124,152	99,618
Activos Brutos de AP [B/.]	3,712,601	4,062,817
% OyM AP respecto Activos Brutos AP	3.34	2.45

Por otro lado, se ha procedido a actualizar el valor eficiente determinado por la ASEP en el año 2001 para el periodo tarifario 2002-2006. El valor determinado resulta ser de B/.11.30 por luminaria-año.

Con el valor así determinado, el porcentaje respecto a los activos de alumbrado se eleva, prácticamente duplicando los valores informados por la empresa durante los años 2003 y 2004. Sin embargo, es necesario tener presente que durante el periodo 2002-2006 se ha producido un notable incremento de la cantidad de luminarias como consecuencia de los planes oportunamente implementados. Para ese conjunto de luminarias nuevas no ha sido necesario realizar en el periodo tarea alguna de mantenimiento (reemplazo de lámpara, celular fotoeléctrica, etc.) lo cual ha influido en el valor reducido obtenido de OyM respecto de los activos.

En base a los análisis anteriores se ha adoptado un costo de B/. 11.30 por luminaria por año, en concepto de valor eficiente en concepto de OyM de AP. En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que se muestran a continuación, resultantes del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

Costo de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público [En Balboas]			
Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
340,367	353,899	367,030	379,765

## II.5 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Mediante la Resolución AN No.436-Elec de 1 de diciembre de 2006, modificada mediante la Resolución AN No.486-Elec de 18 de diciembre de 2006 la ASEP estableció los ingresos permitidos a EDECHI para el periodo del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

Los resultados se muestran a continuación:

VALOR PRESENTE NETO	Unidades	Julio/06-Junio/10
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	47,788.44
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	18,489.82
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	3,030.09
Sub-Total	Miles de B/.	<b>69,308.34</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	10,411.63
<b>TOTAL</b>	Miles de B/.	<b>79,719.97</b>
ENERGIA FACTURADA	MWh	1,369,712
<b>Costo medio sobre energía facturada</b>	B./MWh	58.20

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros N° 4, N° 5 y N° 6 que presenta el detalle de los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indicaron en el punto denominado tasa de descuento.

## CAPITULO III IMP A ELEKTRA

### III.1 INFORMACIÓN DE BASE

En este punto se desarrollará todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la empresa de distribución Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA). Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo y también las estimaciones del costo monómico de la energía y el cálculo de la tasa de depreciación a utilizar. Se desarrollará cada una de ellas a continuación.

#### III.1.1 Proyección de Demanda, Energía y Clientes

La proyección de la Demanda Máxima, así como la de clientes y consumo, son resultado de agregar a lo definido en el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP (los cuales corresponden a clientes regulados) los valores previstos para aquellos clientes no regulados (Grandes Clientes) que se conectan a las redes de la empresa y la demanda máxima de los Sistemas Aislados, según Información proporcionada en Nota DME-052-06. A la fecha y para el periodo bajo análisis solo se prevé como Grandes Clientes no regulados a Importadora Ricamar, S.A. y Business Park. Los valores de las variables deben corresponder con el total vinculado al sistema de distribución, sin importar que se trate de clientes regulados o no.

La proyección prevista del número de clientes, demanda máxima y energía facturada se presenta a continuación:

Datos	Unidades	BASE	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
Demanda Máxima	MW	364.5	385.1	400.0	416.1	433.6
Energía Facturada	MWH	2,074,575	2,149,596	2,250,884	2,326,676	2,432,410
Energía Ingresada al Sistema	MWH	2,364,945	2,437,718	2,537,914	2,622,782	2,741,404
Clientes	Nº clientes	298,643	317,671	333,716	347,275	358,847

#### III.1.2 Proyección de Costos Monómicos

A los efectos de la valorización de las pérdidas, se ha utilizado la proyección elaborada por el Centro Nacional de Despacho de ETESA (Nota ETE-DEOI-CND-ME-907-05) y la ASEP, revisada a la luz de las últimas licitaciones y proyecciones del mercado, que se sintetiza como sigue:

Monómico	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
B./MWh	110.46	114.63	108.81	98.33

#### III.1.3 Tasa de Depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno.

A continuación se presenta el cálculo de este porcentaje para el caso de ELEKTRA:

$$\%DEP04 = (11,173,461/315,449,046) = 3.54\%$$

### III.2 BASE DE CAPITAL

La documentación definitiva aportada por ELEKTRA es la siguiente:

- a) Las inversiones realizadas por la empresa en los años 2002, 2003 y 2004 se han obtenido de la planilla *“Formulario BS-01 y BS-02 Resumen-Elektra final-08-05.xls”*, el detalle de las adiciones y los retiros se encuentra en el *“Formulario BS01 Detalle y Retiros 2002, 2003 y 2004-Elektra final 08-05.xls”* las inversiones realizadas en el segundo semestre del 2002 se encuentran en *“2002F Formulario BS-01 II Semestre 2002.xls”*, las inversiones para el 2005 y las proyecciones para el segundo semestre del 2006 se encuentran en *“2005 Formulario BS-01 y BS-02 Oct\_05 y Proyección a Junio 06.xls”*, y los retiros con sus respectivas fechas de alta para los años 2002, 2003 y 2004 se encuentran en *“Retiros BS01 2002, 2003 y 2004.xls”*.
- b) Explicaciones sobre las adiciones se pueden encontrar en *“Anexos-Elektra final08-05.doc”*, *“Proyección a junio de 2006.doc”*, y *“Explicación - Anexo D del BS01 2004 - LA 115Kv.xls”*
- c) Gran parte de los activos adicionados presentan deficiencias en su justificación. Han sido necesarios diversos ajustes para poder realizar un análisis de eficiencia de las inversiones realizadas sobre la base de la información aportada por la empresa.
- d) También se dispone de los estados contables de la empresa para los años 2002, 2003 y 2004 en los archivos *“Estados Financieros, 31 de dic. de 2002 y 2001.PDF”*, *“Estados Financieros, 31 de diciembre de 2004-2003.PDF”*, *“Estados Financieros, 31 de dic. de 2003 y 2002.PDF”*. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en los formularios BS-01 y BS-02. Los datos volcados en las planillas BS-01 y BS-02 coinciden en general con los informados en los estados financieros.
- e) Por último se ha tenido en cuenta la información adicional *“BS01 Detalle 2002 AL 2006 - Jul 31,06”* presentada por la empresa detallando algunos de los ítems no especificados claramente en presentaciones anteriores.

Hay que resaltar que se han aceptado las inversiones pendientes de activación durante el año 2006 presentadas por la empresa. Será necesario contar oportunamente con una auditoría que confirme la activación de dichas inversiones para validar los valores considerados.

#### III.2.1 Valores de partida 2001

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por la ASEP mediante la Resolución JD-3230, para junio del 2002. Las planillas diseñadas por la ASEP para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” (las cuales se han redenidoado agregándole el nombre de la empresa como: AA-01-2002-ELEKTRA.xls, AA-01-2003-ELEKTRA.xls, ....., AA-01-2006-ELEKTRA.xls) requieren que el dato de partida sea a fecha 31/12/2001. Debido a ello se han calculado tales valores haciendo uso

de la planilla de cálculo de la base de capital utilizada en el periodo 2002-2006. Tanto los valores originales a Junio 2002 como los calculados para el 31/12/2001 se muestran en el cuadro siguiente:

<b>ELEKTRA (En B./)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos Distrib. Brutos	204,612,005.55	207,944,711.67
Activos Distrib. Netos	141,915,718.63	141,956,739.07
Activos Comer. Brutos	34,037,843.07	35,698,068.94
Activos Comer. Netos	22,680,565.99	23,751,163.36
Activos AP Brutos	9,501,020.87	10,482,200.87
Activos AP Netos	6,379,536.70	7,203,949.86
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>248,150,869.49</b>	<b>254,124,981.49</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>170,975,821.33</b>	<b>172,911,852.28</b>

Debido a que estos valores no incluyen la línea de negocios “Propiedades y Planta” y esta sí está presente en el detalle de adiciones y retiros de cada año, es necesario estimarla para las fechas de partida. Para ello se ha supuesto que el monto correspondiente está integrado en las líneas de negocio “Distribución” y “Comercialización”. A fin de segregar los datos, se han utilizado las proporciones resultantes de los valores de partida de base bruta y neta presentada por la empresa la cual discrimina los valores en las cuatro líneas de negocios (distribución, comercialización, propiedades y planta y alumbrado público). Los valores declarados por la empresa son los siguientes:

<b>ELEKTRA valores Empresa (En B./)</b>	<b>2001</b>
Activos Prop. y Planta Brutos	14,772,246
Activos Prop. y Planta Netos	9,573,221
Activos Distrib. Brutos	216,678,241
Activos Distrib. Netos	153,695,816
Activos Comer. Brutos	19,305,195
Activos Comer. Netos	15,164,376
Activos AP Brutos	12,130,321
Activos AP Netos	8,173,998
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>262,886,003</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>186,607,411</b>

Los valores dados en la Resolución de la ASEP JD-3230 (que fueron ajustados por eficiencia) se han distribuido con las proporciones de los montos declarados por la empresa, ya que existen diferencias en el grado de participación de cada línea de negocio respecto del total de la base de capital, principalmente en los “Activos de Comercialización”, también se han ajustado a las proporciones existentes a esa fecha, como sigue:

<b>ELEKTRA (En B./)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos Prop. y Planta Brutos	14,059,080.17	14,353,218.35
Activos Prop. y Planta Netos	8,830,838.12	8,890,478.08
Activos Distrib. Brutos	206,217,578.14	210,531,975.78
Activos Distrib. Netos	141,777,035.33	142,734,541.00
Activos Comer. Brutos	18,373,190.31	18,757,586.49
Activos Comer. Netos	13,988,411.18	14,082,883.34

<b>ELEKTRA (En B/.)</b>	<b>2001</b>	<b>Jun-02</b>
Activos AP Brutos	9,501,020.87	10,482,200.87
Activos AP Netos	6,379,536.70	7,203,949.86
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>248,150,869.49</b>	<b>254,124,981.49</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>170,975,821.33</b>	<b>172,911,852.28</b>

### III.2.2 Análisis de Eficiencia

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por ELEKTRA han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios. Existen casos concretos donde se informan montos importantes bajo el nombre de varios u otros sin ningún tipo de discriminación. En esos casos se ha considerado una reducción del 40%.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- En el caso de aquellos activos que estaban del orden de los valores internacionales o resultaban valores razonables se han considerado en su totalidad.
- Existen algunos casos que bajo el rubro de “otros” se incorporan inversiones importantes y no existe forma clara de verificar que inversiones fueron realmente ejecutadas. En estos casos y en los demás suministros sin ningún tipo de detalle donde no es posible determinar calidad y cantidad de componentes se ha efectuado una reducción del 40% si estos superan el 25% del monto total de la cuenta y 20% de reducción si son menores. También se han aplicado factores específicos en casos en que la inversión por la cantidad de elementos previstos excede las necesidades normales (Ejemplo, detectores de falla, analizadores de red, equipos de control de potencia).
- Por otro lado, los costos unitarios de los activos adicionados en el rubro distribución presentados por ELEKTRA se han comparado con los costos correspondientes de las otras dos empresas distribuidoras panameñas y también con costos internacionales. Se han obtenido costos comparables de dos países de Latinoamérica: Perú y México los cuales poseen estructuras similares a las que se encuentran en Panamá. De la información disponible se han obtenido costos internacionales promedio para los años 2002, 2003 y 2004. Debido a la falta de discriminación en los componentes integrantes de cada instalación solo se han comparado costos promedios. Es de destacar que en general, en el caso de las líneas de distribución los valores locales presentan valores similares o ligeramente superiores a los costos internacionales. En el caso de los centros de transformación, las comparaciones muestran que los costos locales son normalmente inferiores.
- En el caso particular de las subestaciones y centros de reflexión, teniendo en cuenta que en términos generales los costos de los centros de transformación están en valores similares y en algunos casos por debajo de los costos internacionales, solo se ha considerado una reducción del 10% en aquellas situaciones en que no se ha suministrado un detalle adecuado de las obras.

- En algunos casos, como por ejemplo las inversiones previstas para la SE Tinajitas, se han comparado las inversiones previstas por ELEKTRA con inversiones similares de EDEMET, aplicándose los factores de corrección resultantes.
- En el caso de los medidores se ha efectuado una reducción en el año 2002 del monto correspondiente a medidores electromecánicos monofásicos ya que el costo unitario de ese año excede ampliamente el promedio de los años posteriores. Para el resto de los años se ha aplicado a todos los medidores de baja tensión sin transformadores de intensidad un índice que surge de comparar el costo unitario de un medidor bifásico dado por la empresa para el año 2004 con valores de referencia obtenidos de suministros efectuados a la empresa en el año 2005.

En relación con los costos internacionales de referencia y las comparaciones, en el ANEXO V se incluye una explicación más detallada al respecto.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

El ajuste total de las inversiones del periodo fue de 7.5%, porcentaje que resulta de la diferencia entre el total de inversiones declaradas y el total de inversiones reconocidas.

### **III.2.3 Base de Capital a Junio de 2006**

En las planillas denominadas “AA-01-aaaa” (para ELEKTRA “AA-01-aaaa-ELEKTRA”) para cada año (aaaa) desde el 2002 hasta el 2006 se calculan la base de capital bruta y neta. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001. Estas planillas se adjuntan a este informe como archivos magnéticos (planillas Excel) en el directorio “Base Capital ELEKTRA”. Una explicación más detallada de estas planillas se encuentra en el Anexo IV.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, estos se consideran a su valor histórico, para restarlos correctamente de la base de capital bruta y neta. Si bien la empresa hasta el año 2004 especifica la fecha de alta de los retiros, no especifica claramente a que cuenta corresponde el retiro, por lo que en algunos casos ha sido necesario ubicar los montos sin la total certeza necesaria, pero sí verificando que el monto total por línea de negocio coincida. Para el año 2005 y segundo semestre del 2006 no se informan las altas de los bienes retirados por lo que se ha supuesto que todos ellos fueron dados de alta antes del 2001. Para el año 2006 solo se informa el monto total proyectado de retiros por lo que ha sido necesario redistribuirlo aplicado las proporciones promedio para los años anteriores.

ELEKTRA no realiza transferencias de activos entre cuentas por lo que no ha sido necesario hacer ajustes al respecto.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2006, quedan reflejados en la siguiente tabla:

<b>Base Bruta con eficiencia (En B./)</b>	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	14,059,080	14,878,358	15,223,121	14,652,414	15,169,730	15,367,279
Distribución	206,217,578	220,377,280	232,792,794	243,457,048	251,573,597	262,290,511
Comercialización	18,373,190	21,069,456	22,451,878	24,286,561	25,348,831	26,149,609
Alumbrado Público	9,501,021	11,119,386	12,898,237	13,843,073	13,932,260	13,691,156
<b>Total</b>	<b>248,150,869</b>	<b>267,444,480</b>	<b>283,366,030</b>	<b>296,239,096</b>	<b>306,024,419</b>	<b>317,498,555</b>

<b>Base Neta con eficiencia (En B./)</b>	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	8,830,838	7,662,380	6,152,743	5,223,567	4,676,189	4,431,029
Distribución	141,777,035	148,479,903	153,255,962	154,480,094	155,919,724	162,356,856
Comercialización	13,988,411	15,742,931	16,026,254	17,025,783	17,346,201	17,987,818
Alumbrado Público	6,379,537	7,790,737	9,192,950	9,713,478	9,675,912	9,446,193
<b>Total</b>	<b>170,975,821</b>	<b>179,675,951</b>	<b>184,627,909</b>	<b>186,442,922</b>	<b>187,618,025</b>	<b>194,221,895</b>

A partir de estos valores anuales se han obtenido los correspondientes a los periodos junio a julio que se muestran a continuación:

<b>Base Bruta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	14,353,218	15,050,739	14,937,768	14,911,072	15,367,279
Distribución	210,531,976	226,585,037	238,124,921	247,515,322	262,290,511
Comercialización	18,757,586	21,760,667	23,369,219	24,817,696	26,149,609
Alumbrado Público	10,482,201	12,008,812	13,370,655	13,887,667	13,691,156
<b>Total</b>	<b>254,124,981</b>	<b>275,405,255</b>	<b>289,802,563</b>	<b>301,131,757</b>	<b>317,498,555</b>

<b>Base Neta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Propiedad y Planta	8,890,478	6,907,561	5,688,155	4,949,878	4,431,029
Distribución	142,734,541	150,867,933	153,868,028	155,199,909	162,356,856
Comercialización	14,082,883	15,884,593	16,526,019	17,185,992	17,987,818
Alumbrado Público	7,203,950	8,491,843	9,453,214	9,694,695	9,446,193
<b>Total</b>	<b>172,911,852</b>	<b>182,151,930</b>	<b>185,535,416</b>	<b>187,030,474</b>	<b>194,221,895</b>

A partir de los valores anteriores es necesario reasignar los activos de Propiedades y Plantas a Activos de Distribución y Comercialización, lo cual se hace en proporción al valor de los mismos, obteniéndose los resultados finales que se muestran en la tabla siguiente:

<b>Base Bruta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Distribución	223,710,994	240,316,993	251,727,729	261,067,549	276,264,612
Comercialización	19,931,786	23,079,450	24,704,178	26,176,541	27,542,787
Alumbrado Público	10,482,201	12,008,812	13,370,655	13,887,667	13,691,156
<b>Total</b>	<b>254,124,981</b>	<b>275,405,255</b>	<b>289,802,563</b>	<b>301,131,757</b>	<b>317,498,555</b>

<b>Base Neta Eficiente (En B./)</b>	30/06/2002	30/06/2003	30/06/2004	30/06/2005	30/06/2006
Distribución	150,826,616	157,117,490	159,004,506	159,656,309	166,345,928
Comercialización	14,881,287	16,542,596	17,077,696	17,679,469	18,429,775
Alumbrado Público	7,203,950	8,491,843	9,453,214	9,694,695	9,446,193
<b>Total</b>	<b>172,911,852</b>	<b>182,151,930</b>	<b>185,535,416</b>	<b>187,030,474</b>	<b>194,221,895</b>

Como se ha mencionado anteriormente, y al igual que para los casos de EDECHI y EDEMET, es importante la diferencia existente en la base de capital correspondiente a los Activos de Comercialización al 30/06/2002 de la Resolución JD-3230 y los de la tabla anterior. Sin embargo, los valores de la tabla anterior corresponden mucho mejor, cuando se los compara como porcentaje respecto de los activos de distribución (9.35%), que los de la Resolución JD-3230 (16.80%) cuando se los compara con los informados por la empresa (10.1% para el 2004) y también con los resultantes de las ecuaciones de eficiencia determinadas a partir de las comparadoras (8.89%). En realidad la similitud con respecto a lo informado por la empresa es lógica porque en base a ella se efectúa la distribución inicial para estimar los activos de propiedades y planta.

### III.2.4 Inversión Eficiente de Distribución y de Comercialización

A partir de las ecuaciones de eficiencia correspondientes, se obtienen los siguientes activos brutos de distribución y comercialización en dólares:

Activos Miles US \$	Jul05-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	556,713,142	588,823,687	614,861,939	638,141,691	659,442,983
Comercialización	52,435,127	55,617,575	58,294,432	60,551,758	62,475,226

Aplicando los ajustes correspondientes explicados en el punto II.6 de la Parte II de este documento, se obtienen los valores de activos en Balboas como sigue:

El Costo Laboral Relativo resulta en 0.3871. Siendo 47% la participación de los costos de mano de obra en el total del activo, 53% corresponde a materiales, de los cuales el 10% es materiales nacionales y el 90% importados. El PPA es 0.6380 y la tasa de cambio es 1.

$$AD \text{ en B/.} = AD \text{ en US\$} * 47\% * 0.3871 + AD \text{ en US\$} * 5.3\% * 0.6380 + AD \text{ en US\$} * 47.7\% * 1$$

$$AC \text{ en B/.} = AC \text{ en US\$} * 47\% * 0.3871 + AC \text{ en US\$} * 5.3\% * 0.6380 + AC \text{ en US\$} * 47.7\% * 1$$

Activos Miles B/.	Jul05-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	385,660,970	407,905,430	425,943,333	442,070,295	456,826,686
Comercialización	36,324,240	38,528,870	40,383,252	41,947,006	43,279,482

Entonces, calculando la diferencia entre los activos correspondientes a un año y al siguiente, se obtienen los valores de inversión eficiente a utilizar para la determinación de la Base de Capital para el periodo 2006-2010, que se muestran a continuación:

Inversiones Miles B/.	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Distribución	22,244.46	18,037.90	16,126.96	14,756.39
Comercialización	2,204.63	1,854.38	1,563.75	1,332.48

### III.2.5 Alumbrado Público

Para la determinación de  $ACTALUM_t$  y  $ACTNALUM_t$  se tomó en consideración el valor del activo fijo al término del año 2005, las incorporaciones de activos basados en el plan de

inversiones presentado por la distribuidora, y el plan de inversiones de la empresa para atender el crecimiento de la demanda.

En el caso de ELEKTRA, al 31 de Diciembre de 2005 contaba con 66,641 luminarias existentes. A partir de la información suministrada por la empresa mediante la nota DME-585-05 resulta el plan de inversiones discriminado en crecimiento vegetativo y proyectos especiales.

Adicionalmente a lo previsto por la empresa en concepto de proyectos puntuales definidos, es decir identificados, se ha previsto una cantidad de luminarias a fin de cubrir necesidades no definidas en jurisdicción de la empresa.

En el siguiente cuadro se presentan los valores para el crecimiento vegetativo, los correspondientes a proyectos puntuales definidos y las luminarias previstas para proyectos no definidos:

Concepto	Inversiones en Alumbrado Público				
	[Cantidad de luminarias]				
	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Crecimiento Vegetativo	875	1,750	1,750	1,750	1,750
Proyectos puntuales específicos	0	517	514	514	514
Proyectos puntuales no definidos	0	300	300	300	300

Integrando el total de luminarias incorporadas por todo concepto al balance de Diciembre de 2005, resultan los totales por periodo que se detallan:

Existencia total de luminarias a fin de cada periodo					
[Cantidad de luminarias]					
31/12/2005	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
66,641	67,516	70,083	72,647	75,211	77,775

Los costos específicos de las instalaciones de AP se han adoptado a partir de los valores suministrados por la empresa en su plan de inversión. Cuando ello no ha sido posible, por no estar disponible el dato, se han considerado los siguientes costos unitarios:

- Costo Unitario para crecimiento vegetativo: B/. 195 por luminaria
- Costo Unitario para proyectos puntuales: B/. 360 por luminaria

Los datos anteriores surgen de la actualización de valores del periodo anterior, de análisis de costos y de información suministrada por las tres empresas.

En función de todo ello resultan los montos de inversión que se indican a continuación.

Concepto	Inversiones en Alumbrado				
	[En Balboas]				
	Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
Crecimiento Vegetativo	170,625	341,250	341,250	341,250	341,250
Proyectos puntuales específicos	0	184,608	183,537	183,537	183,537
Proyectos puntuales no definidos	0	108,000	108,000	108,000	108,000

A partir de los valores parciales anteriores, los valores finales de inversión por periodo son los indicados en el siguiente cuadro:

Inversiones totales en Alumbrado Público				
[En Balboas]				
Ene06-Jun06	Jul06-Jun07	Jul07-Jun08	Jul08-Jun09	Jul09-Jun10
---	633,858	632,787	632,787	632,787

### III.2.6 Ajuste por Actividades No Reguladas

El régimen tarifario establece que de existir actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización, deberán ser ajustadas.

Para tal fin se evaluó para el año 2005 los ingresos por actividades no reguladas que cumplieren el principio anterior como porcentaje del total de ingresos de la empresa. En primer lugar es necesario determinar el total de ingresos netos de la distribuidora por actividades distintas de la compra y venta de energía, es decir hay que restar del total de ingresos los costos por compra de energía, cargos de transmisión y similares. Así, del balance del año 2005 de la empresa, los resultados que se muestran continuación:

TOTAL DE INGRESOS POR ACTIVIDADES REGULADAS 2005 [B/.]		
Total Ingresos	Compra Energía y cargos transmisión	Ingresos Netos por actividades reguladas
272,485,691	193,905,488	78,580,203

Luego es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.

En base a tales consideraciones el Coeficiente de Ajuste determinado tal como lo prevé el RDC se muestra en el cuadro siguiente:

COEFICIENTE DE AJUSTE POR ACTIVIDADES NO REGULADAS		
Ingresos Netos 2005 [B/.]	Total otros Ingresos 2005 [B/.]	Coeficiente de ajuste
78,580,203	2,484,195	0.9684

### III.2.7 Base de Capital 2006-2010

Los coeficientes de ajuste anteriores, aplicados a los activos brutos y netos antes vistos, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

<b>BASE DE CAPITAL A Junio 2006</b>	<b>Base a Junio 06 (En B/.)</b>	<b>Coefficiente de Ajuste</b>	<b>Base Ajustada (En B/.)</b>
Activos de Distribución Brutos	276,264,612	0.9684	267,534,650
Activos de Distribución Netos	166,345,928	0.9684	161,089,397
Activos de Comercialización Brutos	27,542,787	0.9684	26,672,435
Activos de Comercialización Netos	18,429,775	0.9684	17,847,394
Activos de Alumbrado Público Brutos	13,691,156	0.9684	13,258,516
Activos de Alumbrado Público Netos	9,446,193	0.9684	9,147,693
<b>Total Activos Brutos</b>	<b>317,498,555</b>	0.9684	<b>307,465,601</b>
<b>Total Activos Netos</b>	<b>194,221,895</b>	0.9684	<b>188,084,483</b>

Sumando las inversiones ajustadas a la Base de Capital a junio de 2006 resulta la Base de Capital a utilizar para la determinación de los IMP.

<b>Base de Capital Miles de B/.</b>	<b>BASE Jun-06</b>	<b>Jun-07</b>	<b>Jun-08</b>	<b>Jun-09</b>	<b>Jun-10</b>
<b>Valores Brutos</b>					
Distribución	267,534.65	289,779.11	307,817.01	323,943.98	338,700.37
Comercialización	26,672.43	28,877.06	30,731.45	32,295.20	33,627.68
Alumbrado Público	13,258.52	13,892.37	14,525.16	15,157.95	15,790.73
<b>Valores Netos</b>					
Distribución	161,089.40	173,075.68	180,216.86	184,876.20	187,642.60
Comercialización	17,847.39	19,029.78	19,796.26	20,216.77	20,358.82
Alumbrado Público	9,147.69	9,289.76	9,408.36	9,504.55	9,578.35

### III.3 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas se calculan aplicando la ecuación de eficiencia de pérdidas, así:

<b>Jul06/Jun07</b>	<b>Jul07/Jun08</b>	<b>Jul08/Jun09</b>	<b>Jul09/Jun10</b>
8.44%	8.43%	8.41%	8.39%

### III.4 COSTOS EFICIENTES

#### III.4.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización

Los costos eficientes que resultan aplicando las ecuaciones de eficiencia son los siguientes:

<b>En US \$</b>	<b>Jul06/Jun07</b>	<b>Jul07/Jun08</b>	<b>Jul08/Jun09</b>	<b>Jul09/Jun10</b>
<b>ADM</b>	12,628,484	13,077,150	13,451,388	13,767,451
<b>OM</b>	20,350,889	21,252,690	22,030,691	22,713,578
<b>COM</b>	21,298,940	22,359,763	23,255,620	24,019,878

Como se señaló anteriormente, estos valores están en dólares, razón por la cual deben ser ajustados para convertirlos en Balboas. Para tales fines se utilizan las fórmulas y los porcentajes de participación de la mano de obra y materiales en los costos detallados en la Parte II de este documento. Los resultados se muestran a continuación:

#### ADM en B/.

Como ya dijimos, el Costo Laboral Relativo resulta en 0.3871. Siendo 45.89% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de administración, 54.11% corresponde a materiales, de los cuales el 30% es materiales nacionales y el 70% importados. El PPA es 0.6380 y la tasa de cambio es 1.

$$\text{ADM B/.} = \text{ADM US\$} * 45.89\% * 0.3871 + \text{ADM US\$} * 16.23\% * 0.638 + \text{ADM US\$} * (1 - 45.89\% - 16.23\%) * 1$$

#### OM en B/.

Siendo 48.33% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de operación y mantenimiento, 51.67% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$\text{OM B/.} = \text{OM US\$} * 48.33\% * 0.3871 + \text{OM US\$} * 7.75\% * 0.6380 + \text{OM US\$} * (1 - 48.33\% - 7.75\%) * 1$$

#### COM en B/.

Siendo 30.20% la participación de los costos de mano de obra en el total del costo de comercialización, 69.8% corresponde a materiales, de los cuales el 15% es materiales nacionales y el 85% materiales importados.

$$\text{COM B/.} = \text{COM US\$} * 30.2\% * 0.3871 + \text{COM US\$} * 10.47\% * 0.6380 + \text{COM US\$} * (1 - 30.2\% - 10.47\%) * 1$$

Los resultados son los siguientes:

En Balboas	Jul06/Jun07	Jul07/Jun08	Jul08/Jun09	Jul09/Jun10
ADM	8,334,448	8,630,554	8,877,542	9,086,134
OM	13,751,580	14,360,948	14,886,662	15,348,105
COM	16,549,272	17,373,531	18,069,612	18,663,440

### III.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Alumbrado Público

Según lo dispuesto en el Régimen Tarifario, el costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento a reconocer en el cálculo debe basarse en la información de costos presentada por la distribuidora y en una comparación de costos del mercado.

Para cumplir con lo establecido, se analizó en primer lugar cuánto representan respecto a los activos brutos de AP los gastos declarados por ELEKTRA en las planillas del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas correspondientes a los años 2003 y 2004. De ellos resultan los valores indicados:

Concepto	Año 2003	Año 2004
Gastos OyM AP [B/.]	350,286	481,118
Activos Brutos de AP [B/.]	15,527,538	16,472,373
% OyM AP respecto Activos Brutos AP	2.26	2.92

Por otro lado, se ha procedido a actualizar el valor eficiente determinado por la ASEP en el año 2001 para el periodo tarifario 2002-2006. El valor determinado resulta ser de B/.11.30 por luminaria-año.

Con el valor así determinado, el porcentaje respecto a los activos de alumbrado se eleva, prácticamente duplicando los valores informados por la empresa durante los años 2003 y 2004. Sin embargo, es necesario tener presente que durante el periodo 2002-2006 se ha producido un notable incremento de la cantidad de luminarias como consecuencia de los planes oportunamente implementados. Para ese conjunto de luminarias nuevas no ha sido necesario realizar en el periodo tarea alguna de mantenimiento (reemplazo de lámpara, celular fotoeléctrica, etc.) lo cual ha influido en el valor reducido obtenido de OyM respecto de los activos.

En base a los análisis anteriores se ha adoptado un costo de B/. 11.30 por luminaria por año, en concepto de valor eficiente en concepto de OyM de AP. En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que se muestran a continuación, resultantes del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

<b>Costo de Operación y Mantenimiento de Alumbrado Público</b>			
<b>[En Balboas]</b>			
<b>Jul06-Jun07</b>	<b>Jul07-Jun08</b>	<b>Jul08-Jun09</b>	<b>Jul09-Jun10</b>
777,434	806,425	835,398	864,371

### **III.5 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO**

Mediante la Resolución AN No.435-Elec de 1 de diciembre de 2006, modificada mediante la Resolución AN No.463-Elec de 15 de diciembre de 2006 la ASEP estableció los ingresos permitidos a ELEKTRA para el periodo del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010.

Los resultados se muestran a continuación:

<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>Unidades</b>	<b>Julio/06-Junio/10</b>
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	176,564.38
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	68,393.10
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	7,732.73
Sub-Total	Miles de B/.	<b>252,690.22</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	77,176.84
<b>TOTAL</b>	Miles de B/.	<b>329,867.06</b>
ENERGIA FACTURADA	MWh	7,490,180
<b>Costo medio sobre energía facturada</b>	B/./MWh	44.04

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros N° 7, N° 8 y N° 9 que presenta el detalle de los resultados obtenidos para la empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indicaron en el punto denominado tasa de descuento.

ANEXO I INGRESO MAXIMO PERMITIDO – EMPRESAS DE  
DISTRIBUCION ELECTRICA

*Cuadro N° 1*

**EDEMET**

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP**

(En miles de Balboas)

	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
<b>ISPD</b>	53,371.43	54,102.89	54,851.74	55,579.00
<b>IPPD</b>	18,827.20	19,274.69	19,720.68	20,167.17
<b>IMPCO</b>	2,116.33	2,211.63	2,278.45	2,345.19
<b>ALUMPU</b>	24,682.20	25,887.78	26,017.87	25,090.59
<b>IMP</b>	<b>98,997.17</b>	<b>101,476.99</b>	<b>102,868.73</b>	<b>103,181.95</b>

<b>VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO</b>		
<b>VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2006</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>JULIO/06-JUNIO/10</b>
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	178,800.58
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	63,917.64
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	7,326.24
SUB-TOTAL	En miles de B/.	<b>250,044.46</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	83,509.58
<b>TOTAL</b>	En miles de B/.	<b>333,554.04</b>

Cuadro N° 2

**EDEMET**

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCION = IMPD**

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	18,684.33	18,477.48	18,269.23	18,031.52
Depreciación	BCD * DEP%	13,309.43	13,713.68	14,131.84	14,555.09
Operación y Mantenimiento	OM	13,431.08	13,796.19	14,166.88	14,540.44
Administración	ADM	7,946.60	8,115.54	8,283.80	8,451.95
	<b>IPSD</b>	<b>53,371.43</b>	<b>54,102.89</b>	<b>54,851.74</b>	<b>55,579.00</b>
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	24,682	25,888	26,018	25,091
	<b>IPPD</b>	<b>24,682.20</b>	<b>25,887.78</b>	<b>26,017.87</b>	<b>25,090.59</b>
	<b>IMPD</b>	<b>78,053.64</b>	<b>79,990.67</b>	<b>80,869.61</b>	<b>80,669.59</b>

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACION = IPCO**

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	1,886.49	1,838.08	1,786.18	1,731.14
Depreciación	BCC * DEP%	1,453.76	1,489.37	1,525.09	1,561.04
Comercialización	COM	15,486.95	15,947.24	16,409.41	16,875.00
	<b>IPCO</b>	<b>18,827.20</b>	<b>19,274.69</b>	<b>19,720.68</b>	<b>20,167.17</b>

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PUBLICO = ALUMPU**

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	809.34	844.90	857.85	869.93
Depreciación	ACT alum * DEP%	471.95	500.49	522.55	545.11
Operación y Mantenimiento	OM alum	835.04	866.25	898.04	930.15
	<b>ALUMPU</b>	<b>2,116.33</b>	<b>2,211.63</b>	<b>2,278.45</b>	<b>2,345.19</b>

Cuadro N° 3

EDEMET

PARAMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	
Depreciación	DEP%	%	3.43%	3.43%	3.43%	3.43%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	11.30	11.30	11.30	11.30	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Demanda Máxima	MW	496.6	511.4	526.8	544.0	561.7	
Energía Facturada	MWH	2,384,553	2,463,036	2,543,825	2,623,713	2,709,585	
Energía Ingresada al Sistema	MWH	2,707,951	2,789,189	2,872,783	2,962,773	3,059,373	
Clientes	N° clientes	288,054	297,007	305,958	314,949	324,010	
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Ciente	1.72	1.72	1.72	1.73	1.73	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh		105.60	107.66	105.04	98.34	
Cantidad de Luminarias		72,548	75,247	78,071	80,875	83,753	
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Administración	ADM	En Balboas	7,946,604	8,115,545	8,283,797	8,451,947	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	13,431,076	13,796,188	14,166,881	14,540,438	
Comercialización	COM	En Balboas	15,486,947	15,947,244	16,409,413	16,874,999	
Pérdidas	PD%	%	8.38%	8.37%	8.36%	8.34%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
<b>Activos Brutos</b>							
Distribución	BCD	Miles de B/.	376,313.48	388,029.91	399,815.82	412,006.87	424,346.61
Comercialización	BCC	Miles de B/.	41,343.77	42,383.60	43,421.75	44,463.13	45,511.24
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	13,039.66	13,759.52	14,591.42	15,234.66	15,892.34
<b>Activos Netos</b>							
Distribución	BCND	Miles de B/.	175,724.662	174,131.67	172,203.88	170,263.11	168,047.76
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	17,995.423	17,581.49	17,130.28	16,646.57	16,133.65
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	7,294.878	7,542.79	7,874.20	7,994.90	8,107.46

*Cuadro N° 4*

**EDECHI**

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP**

**(En miles de Balboas)**

	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
ISPD	14,253.07	14,466.78	14,666.52	14,855.62
IMPCO	5,464.08	5,581.13	5,696.91	5,811.64
ALUMPU	876.75	912.99	941.97	970.53
IPPD	2,422.20	2,621.80	3,588.37	4,378.79
<b>IMP</b>	<b>23,016.10</b>	<b>23,582.71</b>	<b>24,893.77</b>	<b>26,016.57</b>

<b>VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO</b>		
<b>VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2006</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>JULIO/06-JUNIO/10</b>
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	47,788.44
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	18,489.82
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	3,030.09
SUB-TOTAL	En miles de B/.	<b>69,308.34</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	10,411.63
<b>TOTAL</b>	En miles de B/.	<b>79,719.97</b>

Cuadro N° 5

**EDECHI**

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD**

(En miles de Balboas)

<b>SISTEMA PRINCIPAL</b>		<b>JUL06 / JUN07</b>	<b>JUL07 / JUN08</b>	<b>JUL08 / JUN09</b>	<b>JUL09 / JUN10</b>
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	3,770.58	3,740.94	3,699.04	3,647.04
Depreciación	BCD * DEP%	2,841.38	2,935.80	3,029.48	3,123.15
Operación y Mantenimiento	OM	4,255.97	4,348.09	4,439.69	4,531.14
Administración	ADM	3,385.14	3,441.95	3,498.30	3,554.28
	<b>IPSD</b>	<b>14,253.07</b>	<b>14,466.78</b>	<b>14,666.52</b>	<b>14,855.62</b>
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	2,422.20	2,621.80	3,588.37	4,378.79
	<b>IPPD</b>	<b>2,422.20</b>	<b>2,621.80</b>	<b>3,588.37</b>	<b>4,378.79</b>
	<b>IMPD</b>	<b>16,675.27</b>	<b>17,088.59</b>	<b>18,254.89</b>	<b>19,234.41</b>

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO**

(En miles de Balboas)

<b>COMERCIALIZACIÓN</b>		<b>JUL06 / JUN07</b>	<b>JUL07 / JUN08</b>	<b>JUL08 / JUN09</b>	<b>JUL09 / JUN10</b>
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	466.85	464.02	460.14	455.24
Depreciación	BCC * DEP%	276.72	285.94	295.13	304.31
Comercialización	COM	4,720.50	4,831.17	4,941.65	5,052.09
	<b>IPCO</b>	<b>5,464.08</b>	<b>5,581.13</b>	<b>5,696.91</b>	<b>5,811.64</b>

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU**

(En miles de Balboas)

<b>ALUMBRADO PÚBLICO</b>		<b>JUL06 / JUN07</b>	<b>JUL07 / JUN08</b>	<b>JUL08 / JUN09</b>	<b>JUL09 / JUN10</b>
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	349.84	361.63	368.02	374.13
Depreciación	ACT alum * DEP%	186.55	197.46	206.92	216.63
Operación y Mantenimiento	OM alum	340.37	353.90	367.03	379.76
	<b>ALUMPU</b>	<b>876.75</b>	<b>912.99</b>	<b>941.97</b>	<b>970.53</b>

*Metodología de Cálculo del IMP – Anexo I Ingreso Máximo Permitido*

*Ingreso Máximo Permitido- EDECHI*

*ASEP 78*

Cuadro N° 6

EDECHI

## PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	
Depreciación	DEP%	%	3.55%	3.55%	3.55%	3.55%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	11.30	11.30	11.30	11.30	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Demanda Máxima	MW	84.83	86.60	88.81	90.98	93.16	
Energía Facturada	MWH	394,666	403,925	412,997	422,317	431,901	
Energía Ingresada al Sistema	MWH	435,346	445,794	456,938	468,031	479,391	
Clientes	N° clientes	86,936	89,059	91,176	93,290	95,404	
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Cliente	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh	-	58.74	62.10	83.07	99.18	
Cantidad de Luminarias		29,544	30,698	31,939	33,022	34,193	
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Administración	ADM	En Balboas	3,380,366	3,437,101	3,493,374	3,549,276	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	4,271,443	4,363,907	4,455,848	4,547,637	
Comercialización	COM	En Balboas	4,701,680	4,811,905	4,921,939	5,031,940	
Pérdidas	PD%	%	9.25%	9.24%	9.23%	9.21%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Activos Brutos							
Distribución	BCD	Miles de B/.	77,522.06	80,039.00	82,698.54	85,337.55	87,976.07
Comercialización	BCC	Miles de B/.	7,534.38	7,794.96	8,054.53	8,313.46	8,572.11
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	4,975.56	5,254.82	5,562.20	5,828.68	6,102.24
Activos Netos							
Distribución	BCND	Miles de B/.	35,465.01	35,140.56	34,864.31	34,473.83	33,989.20
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	4,367.04	4,350.91	4,324.54	4,288.34	4,242.68
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	3,167.65	3,260.38	3,370.30	3,429.85	3,486.79

Metodología de Cálculo del IMP – Anexo I Ingreso Máximo Permitido

Ingreso Máximo Permitido- EDECHI

ASEP 79

*Cuadro N° 7*

**ELEKTRA**

**INGRESO MAXIMO PERMITIDO = IMP**

(En miles de Balboas)

	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
<b>ISPD</b>	50,915.23	53,225.49	55,069.04	56,558.28
<b>IPPD</b>	19,613.42	20,585.56	21,382.12	22,038.36
<b>IMPCO</b>	2,266.02	2,330.13	2,391.83	2,451.12
<b>ALUMPU</b>	22,725.59	24,525.29	24,000.54	22,615.81
<b>IMP</b>	<b>95,520.25</b>	<b>100,666.48</b>	<b>102,843.52</b>	<b>103,663.58</b>

<b>VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO</b>		
<b>VALORES REFERENCIADOS A JUNIO DE 2006</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>JULIO/06-JUNIO/10</b>
DISTRIBUCIÓN	En miles de B/.	176,564.38
COMERCIALIZACIÓN	En miles de B/.	68,393.10
ALUMBRADO PÚBLICO	En miles de B/.	7,732.73
SUB-TOTAL	En miles de B/.	<b>252,690.22</b>
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN (1)	En miles de B/.	77,176.84
<b>TOTAL</b>	En miles de B/.	<b>329,867.06</b>

Cuadro N° 8

**ELEKTRA**

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD**

(En miles de Balboas)

SISTEMA PRINCIPAL		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	18,571.02	19,337.27	19,837.22	20,134.05
Depreciación	BCD * DEP%	10,258.18	10,896.72	11,467.62	11,989.99
Operación y Mantenimiento	OM	13,751.58	14,360.95	14,886.66	15,348.11
Administración	ADM	8,334.45	8,630.55	8,877.54	9,086.13
	<b>IPSD</b>	<b>50,915.23</b>	<b>53,225.49</b>	<b>55,069.04</b>	<b>56,558.28</b>
Pérdidas	PD% * MWhD * CMM	22,725.59	24,525.29	24,000.54	22,615.81
	IPPD	22,725.59	24,525.29	24,000.54	22,615.81
	<b>IMPD</b>	<b>73,640.82</b>	<b>77,750.78</b>	<b>79,069.57</b>	<b>79,174.10</b>

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO**

(En miles de Balboas)

COMERCIALIZACIÓN		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	2,041.89	2,124.14	2,169.26	2,184.50
Depreciación	BCC * DEP%	1,022.25	1,087.89	1,143.25	1,190.42
Comercialización	COM	16,549.27	17,373.53	18,069.61	18,663.44
	<b>IPCO</b>	<b>19,613.42</b>	<b>20,585.56</b>	<b>21,382.12</b>	<b>22,038.36</b>

**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU**

(En miles de Balboas)

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	996.79	1,009.52	1,019.84	1,027.76
Depreciación	ACT alum * DEP%	491.79	514.19	536.59	558.99
Operación y Mantenimiento	OM alum	777.43	806.42	835.40	864.37
	<b>ALUMPU</b>	<b>2,266.02</b>	<b>2,330.13</b>	<b>2,391.83</b>	<b>2,451.12</b>

Metodología de Cálculo del IMP – Anexo I Ingreso Máximo Permitido

Ingreso Máximo Permitido- ELEKTRA

ASEP 81

Cuadro N° 9

ELEKTRA

## PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	
Depreciación	DEP%	%	3.54%	3.54%	3.54%	3.54%	
Operación y Mantenimiento de AP	OM alum	B./Luminaria	11.30	11.30	11.30	11.30	
IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Demanda Máxima	MW	364.5	385.1	400.0	416.1	433.6	
Energía Facturada	MWH	2,074,575	2,149,596	2,250,884	2,326,676	2,432,410	
Energía Ingresada al Sistema	MWH	2,364,945	2,437,718	2,537,914	2,622,782	2,741,404	
Clientes	N° clientes	298,643	317,671	333,716	347,275	358,847	
Intensidad (Demanda/Clientes)	KW/Cliente	1.22	1.21	1.20	1.20	1.21	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)	B./MWh	-	110.46	114.63	108.81	98.33	
Cantidad de Luminarias		67,516	70,083	72,647	75,211	77,775	
COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10	
Administración	ADM	En Balboas	8,334,448	8,630,554	8,877,542	9,086,134	
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	13,751,580	14,360,948	14,886,662	15,348,105	
Comercialización	COM	En Balboas	16,549,272	17,373,531	18,069,612	18,663,440	
Pérdidas	PD%	%	8.44%	8.43%	8.41%	8.39%	
ACTIVOS PERMITIDOS – BASE DE CAPITAL		UNIDADES	BASE	JUL06 / JUN07	JUL07 / JUN08	JUL08 / JUN09	JUL09 / JUN10
<b>Activos Brutos</b>							
Distribución	BCD	Miles de B/.	267,534.65	289,779.11	307,817.01	323,943.98	338,700.37
Comercialización	BCC	Miles de B/.	26,672.43	28,877.06	30,731.45	32,295.20	33,627.68
Alumbrado Público	ACT alum	Miles de B/.	13,258.52	13,892.37	14,525.16	15,157.95	15,790.73
<b>Activos Netos</b>							
Distribución	BCND	Miles de B/.	161,089.40	173,075.68	180,216.86	184,876.20	187,642.60
Comercialización	BCNC	Miles de B/.	17,847.39	19,029.78	19,796.26	20,216.77	20,358.82
Alumbrado Público	ACTN alum	Miles de B/.	9,147.69	9,289.76	9,408.36	9,504.55	9,578.35

Metodología de Cálculo del IMP – Anexo I Ingreso Máximo Permitido

Ingreso Máximo Permitido- ELEKTRA

ASEP 82

## ANEXO II EMPRESAS COMPARADORAS

## **1. ANALISIS DE FRONTERAS DE EFICIENCIA**

### **1.1. Consideraciones Teóricas**

El interés por el análisis de las Fronteras de Eficiencia Económica ha crecido rápidamente desde sus planteos iniciales en la década de 1950/60, existiendo numerosas publicaciones con metodologías y aplicaciones relativas a su estimación/determinación.

En forma general, pueden mencionarse dos metodologías principales desarrolladas para medir la eficiencia: a) aquellas sustentadas en técnicas econométricas y b) aquellas que recurren a la programación matemática. En ambos casos la eficiencia de una determinada empresa proviene de una medida relativa de distancia respecto a una frontera que se asume como límite práctico máximo de eficiencia.

En la metodología econométrica se especifica una forma funcional para la función de producción, la cual caracteriza a la empresa evaluada. Luego, la eficiencia está representada por la cuantía del error en la aproximación que la empresa arroja en su producción, respecto de la forma funcional propuesta. Cuando la metodología de análisis es estocástica, el alejamiento respecto a la frontera de eficiencia se considera producto tanto de la ineficiencia como del azar (por ejemplo, de una mala medición), por lo que el error especificado en la función de producción se compone de dos términos solidarios a sendas fuentes: un error completamente aleatorio y un error que representa la ineficiencia. Para medir la ineficiencia se separan estas dos componentes del error total, imponiendo supuestos específicos para la distribución de cada uno de ellos.

Por el contrario, la metodología de programación matemática no impone una estructura determinada para la frontera y cualquier desviación respecto de la misma es considerada como una ineficiencia de la empresa en estudio.

Los métodos econométricos se han criticado por confundir potenciales estimaciones de eficiencia con los errores de la especificación. También existe discrepancia, relacionada con los métodos econométricos, sobre si deben imponerse supuestos sobre la distribución en el término del error y, en tal caso, cuál es la distribución que resulta más apropiada.

La programación matemática, por otro lado, es no-paramétrica y así menos susceptible a los errores de especificación. No requiere de suponer, a priori, una forma de la frontera asociada a la función de producción en cada empresa. Se objeta, en cambio, que no es capaz de considerar la posibilidad de desviaciones que cada unidad productiva pueda presentar respecto a frontera eficiente, imputables a razones puramente aleatorias.

En el análisis basado en programación matemática se obtienen estimaciones puntuales de eficiencia, sin que se pueda analizar la precisión de la estimación y, por tanto, en la comparación entre unidades no es posible saber si la diferencia se debe exclusivamente a errores en los datos, generando un problema de fiabilidad de la estimación. Para corregir estas deficiencias se han propuesto varias alternativas de análisis para determinar la sensibilidad de éstas. Una de la más aceptada es la realizada a partir de estimadores “*bootstrap*”, método que ha sido adaptado recientemente para aproximar la distribución del estimador de eficiencia de la metodología denominada DEA (Data Envelopment Analysis), sustentada en la programación lineal. A partir del método bootstrap se obtienen intervalos de confianza asignables a la eficiencia, que permiten analizar estadísticamente las comparaciones.

## ***1.2. Medición de la Eficiencia***

La eficiencia es un concepto relativo, consecuencia de una comparación con otras alternativas disponibles, considerando los recursos empleados para el logro de ciertos resultados.

En el caso de la actuación de una empresa, se puede indicar que la misma es económicamente eficiente (atendiendo sólo a su eficiencia productiva) cuando es capaz de producir cierto bien/servicio a un costo menor respecto del que resultaría al producirlo con el resto de las alternativas existentes en el mercado. Económicamente, se sustenta en el principio de escasez en los recursos, de modo que no presenta un carácter absoluto (eficiencia absoluta) sino relativo, sujeto a las alternativas de producción existentes. Cada empresa elige la combinación de insumos que le permite obtener cierta producción de bienes y/o servicios. La evaluación de su producción se focaliza, entonces, en la medición de su eficiencia productiva.

Farrel (1957)<sup>1</sup> fue el primero que proporcionó una manera para medir empíricamente la eficiencia productiva. Como el mejor comportamiento se desconoce, propuso considerar como referencia eficiente la mejor práctica observada de entre la muestra de empresas en estudio, y calcular así los índices indicativos de la eficiencia, relativos a las empresas que presentan el mejor comportamiento productivo.

Las empresas que constituyen la mejor práctica componen lo que se denomina frontera eficiente o Isocuanta, término que alude el hecho de que no es posible ser más eficiente que las empresas situadas en dicha frontera.

Para su propuesta de medición de eficiencia, Farrel supuso una empresa que empleara dos insumos (entradas  $x_1$  y  $x_2$ ), para generar un producto, (salida  $y$ ), bajo rendimientos constantes a escala y total conocimiento de la función de producción, que consideró convexa en  $x_1$ ,  $x_2$ . La hipótesis de convexidad, implica que si dos condiciones de operación son factibles, entonces su combinación convexa también lo es. Con la segunda hipótesis, de rendimientos constantes a escala, asumió la existencia de una relación invariable entre la modificación de los insumos y la obtención de los productos, lo que permite asegurar que la eficiencia que se está midiendo es netamente técnica y no de escala.

Para el caso de desconocimiento de la función de producción, Farrel propuso la estimación de una frontera paramétrica empleando modelos de programación matemática. Para ello sugirió el uso de: a) una isocuanta no paramétrica convexa lineal por tramos, construida de tal forma que ninguna observación se queda debajo de ella, o b) una función paramétrica, como una de tipo Cobb-Douglas, ajustada a los datos, tal que nuevamente ningún punto observado debe ubicarse debajo de ella.

---

<sup>1</sup> FARREL M.J. (1957): The measurement of productive efficiency, Journal of the Royal Statistical Society, Series A, Paert III, vol. 120, pp. 253-290.

Para Farrell, la eficiencia técnica corresponde a desviaciones observadas respecto de la frontera eficiente. Tal enfoque entraña un sustancial cambio respecto del tratamiento econométrico, en el que la eficiencia se expresa por los residuos de un modelo de regresión.

### 1.2.1. Análisis Envolvente de Datos (DEA)

El Análisis Envolvente de Datos, DEA, es una técnica de optimización construida para medir la eficiencia relativa de un grupo de unidades organizacionales, (DMUs – Decision Making Units), en las cuales la presencia de múltiples insumos (entradas) y productos (salidas) hacen difícil la comparación de su desempeño. DEA provee un método para comparar la eficiencia sin el conocimiento de la función de producción, es decir, sin necesidad de conocer una relación funcional entre entradas y salidas. El resultado de eficiencia en la presencia de múltiples entradas y salidas se define como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Suma ponderada de las Salidas}}{\text{Suma ponderada de las Entradas}} \quad (1)$$

Asumiendo que existen  $n$  DMUs en el conjunto de estudio, cada una con  $e$  entradas y  $s$  salidas, el resultado de eficiencia relativa de una DMU individual, indicada como DMU<sub>0</sub>, se obtiene resolviendo el siguiente modelo fraccionario propuesto por Charnes, Cooper y Rodees (1978)<sup>2</sup>:

$$\text{Max} \quad h_0 = \frac{\left[ \sum_{r=1}^s v_{r0} \times y_{r0} \right]}{\left[ \sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{i0} \right]} \quad (2)$$

Sujeto a :

$$\frac{\left[ \sum_{r=1}^s v_{rj} \times y_{rj} \right]}{\left[ \sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{ij} \right]} \leq 1 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]$$

$$u_i, v_r \geq 0$$

---

<sup>2</sup> CHARNES A., COOPER W. y RHODES E. (1978): Measuring the efficiency of decision making units. European Journal of Operational Research, 2(6), 429-444

$$\begin{aligned}
& \text{Max} && (3) \\
& [\eta_0] \\
& \text{Sujeto a:} \\
& \left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] \leq x_{i0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e] \\
& \left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] \geq \eta_0 \times y_{r0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s] \\
& \lambda_j \geq 0
\end{aligned}$$

En este modelo,  $y_r$  y  $x_i$ , son constantes que representan las cantidades observadas en la  $r$ -ésima salida y en la  $i$ -ésima entrada para la unidad  $DMU_j$ . Las variables  $v_r$  y  $u_i$ , son factores ponderadores que permiten obtener la medida escalar de eficiencia buscada. El valor  $h_0$  satisface la condición:  $0 \leq h_0 \leq 1$ , y representa el valor de eficiencia correspondiente a la  $DMU_0$ .

Si  $h_0 = 1$ , se tiene eficiencia máxima; luego un valor de  $h_0 < 1$  indica el grado de ineficiencia de la unidad  $DMU_0$ . Por otra parte,  $h_0$  resulta invariante a las unidades de medida empleadas en las variables de entrada/salida.

Es importante observar que el modelo (2) puede no tener una solución, dado que los denominadores pueden hacerse cero indefiniendo las cantidades en el mismo. Por otra parte, si  $v^*$  y  $u^*$  son solución de (2), entonces también lo son  $(k \times v^*)$  y  $(k \times u^*)$ , para cualquier  $k > 0$ . Para excluir las múltiples soluciones, y los inconvenientes del programa fraccionario, (2) puede convertirse en un modelo de programación lineal empleando la siguiente transformación:

La solución de este modelo proporciona los ponderadores de entrada y de salida que maximizan el resultado de eficiencia de la  $DMU_0$  en evaluación. Para encontrar el resultado de eficiencia relativa de todas las  $DMUs$ , el problema (3) debe resolverse  $n$  veces. Tal solución satisface la denominada condición de optimalidad de Koopmans<sup>3</sup>, puesto que cualquier aumento de la eficiencia máxima puede realizarse sólo si se aumenta algunas de las entradas  $x_i$  o se reduce algunas de las salidas  $y_r$ .

El modelo (3) tiene una orientación de salida dado que la búsqueda de eficiencia se realiza encontrando los ponderadores que maximizan la salida de la  $DMU_0$  o de prueba, mientras se mantiene fija la cantidad total de entrada mediante la imposición de la segunda restricción.

Análogamente, puede plantearse un modelo DEA con orientación de entrada, es decir, los

---

<sup>3</sup> KOOPMANS T.C. (1951): An analysis of production as an efficient combination of activities. In: KOOPMANS, T. C. Activity analysis of production and allocation, Cowles Commission for Research in Economics, Monograph n° 13. NY, JWS. Según Koopmans, una combinación factible de entrada y salida es técnicamente eficiente, si es tecnológicamente imposible aumentar alguna salida y/o reducir alguna entrada sin reducir simultáneamente al menos otra salida y/ o aumentar al menos otra entrada.

ponderadores deberán minimizar la cantidad de entradas utilizadas para obtener la misma salida. El modelo resultará, en tal caso:

Min

$$[\theta_0]$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] &\leq \theta_0 \times x_{i0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e] \\ \left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] &\geq y_{r0} \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s] \\ \lambda_j &\geq 0 \end{aligned} \quad (4)$$

A los modelos DEA expresados en (3) y (4), se los suele conocer como Modelos de Multiplicadores. A efectos de comparar eficiencias, la metodología DEA también puede identificar el grupo de referencia eficiente sobre cierto conjunto de DMUs en estudio. Las DMUs eficientes, en tal caso, se encuentran resolviendo el problema dual de los modelos (3) o (4). El problema dual de (3) se formula como:

Max

$$\left[ \sum_{r=1}^s v_{r0} \times y_{r0} \right]$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \left[ \sum_{i=1}^s v_{ij} \times y_{ij} \right] - \left[ \sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{ij} \right] &\leq 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n] \\ \left[ \sum_{i=1}^e u_{i0} \times x_{i0} \right] &= 1 \\ u_i, v_r &\geq 0 \end{aligned} \quad (5)$$

En este problema, la DMU<sub>0</sub> en evaluación, se compara con todas las DMUs (o combinación lineal de entradas y salidas) que produzcan lo mismo o más que la DMU<sub>0</sub>, consumiendo lo mismo o menos que ella. De esta manera, si la DMU<sub>0</sub> es eficiente, el modelo de programación no ha encontrado entre las DMUs una combinación de cantidades de entradas y de salidas con las que se produzca lo mismo o más y se use lo mismo o menos que la DMU<sub>0</sub>, por tanto, impone a  $\theta_0$  el valor uno. Por el contrario, si la DMU<sub>0</sub> es ineficiente, el modelo de programación ha identificado un conjunto de DMUs cuya combinación de entradas y de salidas componen una DMU ficticia que produce lo mismo o más y emplea lo mismo o menos que la DMU<sub>0</sub>. De esta manera, las unidades implicadas en la construcción de la DMU compuesta, pueden utilizarse como máximos de referencia para definir mejoras de eficiencia de la DMU<sub>0</sub>.

De forma similar, el problema dual correspondiente al modelo (4), se formula en los siguientes términos:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \\
 & \left[ \sum_{i=1}^e u_{i0} \times x_{i0} \right] \tag{6} \\
 & \text{Sujeto a :} \\
 & \left[ \sum_{r=1}^s v_{rj} \times y_{rj} \right] - \left[ \sum_{i=1}^e u_{ij} \times x_{ij} \right] \leq 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n] \\
 & \left[ \sum_{r=1}^s v_{r0} \times y_{r0} \right] = 1 \\
 & u_i, v_r \geq 0
 \end{aligned}$$

En forma análoga a la descripción correspondiente al modelo dual (5), puede establecerse el mecanismo por el cual el modelo (6) determina el grado  $\theta_0 = 1$  de eficiencia o impone algún grado de ineficiencia a la DMU<sub>0</sub>.

Los modelos (5) y (6), son conocidos como Modelos Envoltentes.

### 1.2.2. Eficiencia Débil y Eficiencia Fuerte

Los modelos anteriores proporcionan un resultado de eficiencia para la unidad en evaluación, manteniendo la misma escala en cada entrada o salida considerada. De esta manera, resulta posible que en los resultados aparezcan unidades caracterizadas como eficientes ( $\theta_0 = 1$ ), las cuales, sin embargo, podrían tomar menos de alguna entrada o producir más de alguna salida en comparación a su correspondiente DMU compuesta óptima. Esto se refleja en cierto valor de holgura en las desigualdades presentes en los modelos duales (5) y (6), introduciéndose el concepto, en tal sentido, de ineficiencia de holgura. Por tal motivo, los modelos envoltentes (5) y (6), son caracterizados como de eficiencia débil.

Para concebir, como contraparte, un modelo que pondere este efecto, orientado a una eficiencia fuerte, se plantean igualdades en lugar de desigualdades, a través de la incorporación de variables “*slacks*” (o de holgura) asociadas a cada entrada/salida, en los modelos envoltentes (5) y (6). Adicionalmente, la reducción de eficiencia por efecto de la holgura no nula, se establece incorporando un término que resta el producto entre un escalar  $\varepsilon > 0$  y la sumatoria de las variables slacks solidarias a cada entrada/salida, respectivamente. Típicamente el valor adoptado para este escalar, es  $\varepsilon = 10^{-6}$ . El modelo (5) orientado a eficiencia fuerte, se formula, entonces, en los siguientes términos:

(7)

Min

$$\left[ \theta_0 - \varepsilon \times \left( \sum_{i=1}^e S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right) \right]$$

Sujeto a:

$$\left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] - \theta_0 \times x_{i0} + S_i^- = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e]$$

$$\left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] - y_{r0} - S_r^+ = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad ; \quad \varepsilon = 10^{-6} \quad ; \quad S_i^-, S_r^+ \geq 0$$

Análogamente puede ser formulado un modelo equivalente orientado a eficiencia fuerte para el modelo (6). El modelo (5) es el de interés, por ser el empleado en este trabajo, directamente o con algunas variantes, como se explicará.

### 1.2.3. Rendimientos A Escala

Los modelos vistos anteriormente permiten, como se dijo, medir la eficiencia puramente técnica, eliminando la influencia que pudiera tener la existencia de economías de escala en la evaluación de las DMUs. En efecto, la medida de eficiencia de una unidad, puede estar condicionada no sólo por la gestión de la misma sino también por la escala en la que opere y los modelos anteriores suponen tácitamente la existencia de rendimientos constantes a escala, (RCE). Esto significa que todas las unidades se comparan como si estuvieran sometidas a rendimientos constantes y no se contempla la posibilidad de existencia de ineficiencias debidas a las diferencias entre las escalas operativas en cada DMU.

Banker, Charnes y Cooper (1984)<sup>4</sup>, propusieron como solución a esa consideración implícita, incorporando una restricción adicional al modelo RCE de manera de restringir la búsqueda de la DMU compuesta más eficiente sobre la envolvente convexa definida para las DMUs, con lo cual la comparación se realiza entre DMUs con características operativas similares.

El modelo resultante se conoce como modelo DEA con rendimientos variables a escala, (RVE). Extendiendo tales consideraciones al modelo (5) se formula el modelo DEA RVE-orientado a eficiencia fuerte, en los términos siguientes:

---

<sup>4</sup> BANKER R.D., CHARNES A. y COOPER W.W. (1984): Some models for estimating technical and scale efficiencies in Data Envelopment Analysis. Management Science, 30, 1078-1092.

Min

$$\left[ \theta_0 - \varepsilon \times \left( \sum_{i=1}^e S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right) \right]$$

Sujeto a:

$$\left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times x_{ij} \right] - \theta_0 \times x_{i0} + S_i^- = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e] \quad (8)$$

$$\left[ \sum_{j=1}^n \lambda_j \times y_{rj} \right] - y_{r0} - S_r^+ = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad ; \quad \varepsilon = 10^{-6} \quad ; \quad S_i^-, S_r^+ \geq 0$$

A este tipo de modelos RVE, se los suele conocer como modelos BCC, debido a las iniciales de sus autores. Del mismo modo, a los anteriores, que consideran retornos constantes a escala RCE, se los suele conocer también como CCR.

### ***1.3. Aplicación Al Caso De Empresas De Distribución Eléctrica***

A partir de un gran número de publicaciones analizadas sobre el tema, puede observarse que la metodología de Análisis Envolvente de Datos ha comenzado a tener una singular importancia como herramienta de benchmarking (o competencia por comparación), a efectos de ponderar la eficiencia entre grupos de empresas de Distribución Eléctrica.

#### ***1.3.1. Selección de variables de entrada y salida***

La identificación de una variable como entrada o salida, obedece a la necesidad de reflejar el efecto que produce su variación en el resultado de eficiencia, evitando así la aparición de objetivos contradictorios en la optimización. En distribución eléctrica, se emplean a efectos de ponderar, en última instancia la eficiencia del Valor Agregado de Distribución (VAD), típicamente las siguientes:

##### ***1.3.1.1. Variables de Entrada:***

Las variables de entrada incluyen esencialmente los costos en que incurren las empresas distribuidoras. Típicamente pueden ser mencionadas las siguientes:

- Costos de capital
- Costos de operación y Mantenimiento
- Costos de Administración
- Número de trabajadores
- Remuneraciones
- Energía no vendida
- Pérdidas

**Costos de Capital:** El costo de capital consiste en todos los costos de los bienes del sistema de suministro. Está representado por la base de capital reconocida hasta cierto período, normalmente coincidente con el comienzo del período tarifario. Puede tener su expresión a través del indicador VNR (Valor a Nuevo de Reemplazo) o por otros estimadores, tales como el CIPLP (Costo Incremental Promedio de Largo Plazo) y la capacidad (MW) correspondiente al momento en el que tal indicador es considerado.

**Costos de operación y mantenimiento:** Los costos de operación y mantenimiento radican en gastos directos e indirectos como costos por remuneración, operación del sistema, mantenimiento de la red, planificación, equipos en depósito.

**Costos de Administración:** Análogamente a los costos de operación del sistema, se tienen aquí los costos involucrados en la gestión administrativa de la empresa como servicios contratados que brindan servicios a la empresa y otros costos imprevistos.

**Número de trabajadores:** La variable número de trabajadores juega un factor importante para dimensionar y estructurar el tipo de organización constituido en las empresas, así como en la definición de precios para la determinación de los costos.

**Remuneraciones:** Junto a la variable número de trabajadores, permiten estructurar la organización de la empresa y permiten definir el precio del trabajo en la estimación de los costos.

**Energía no vendida:** Como una manera de considerar información respecto a la adecuada/inadecuada operación del sistema.

**Pérdidas:** El nivel de pérdidas globales del sistema, de potencia y energía, valorizadas al precio de compra, constituye un costo a integrar en el conjunto de entradas. Puede integrarse como porcentaje, o bien expresarse como un costo. En cualquier caso, como todas las entradas del modelo, deben minimizarse para cierto nivel de la salida virtual ponderada.

### ***1.3.1.2. Variables de Salida:***

Se escogen las variables fijadas a corto plazo y que describen eficazmente el servicio, el sistema y, en cierta medida, el entorno que enfrentan las distribuidoras. Las más generalmente utilizadas son:

- Energía vendida.
- Demanda máxima.
- Número de clientes.
- Longitud de la red de distribución.

**Energía vendida:** Las ventas de energía, son necesarias ya que reflejan el resultado de la actividad primaria ejercida por cada empresa.

**Potencia máxima coincidente en punta:** constituye un proxy de la capacidad de las instalaciones requerida por la distribuidora para permitir la entrega de energía a clientes en horas de demanda máxima. Esto refleja el hecho que el sistema de distribución debe ser diseñado para enfrentar demandas máximas, incluso si éstas están muy por encima de la demanda media. La inclusión de la potencia máxima asegura que las distribuidoras que requieran mayores entradas para enfrentar demandas relativamente altas, no sean castigadas en la evaluación de eficiencia.

**Número de clientes:** El costo propio de distribución está afectado por el número de puntos de conexión que se deben construir y servir. El número de clientes actúa como una variable proxy para el número de puntos de conexión de cada distribuidora. Por lo tanto, es importante que este se incluya como una salida en el modelo de eficiencia de las mismas.

**Longitud de la red de distribución:** Una forma de medir el tamaño de la red es por medio de los kilómetros de línea. Esta salida captura, en proporción, el tamaño del sistema de distribución operado por la empresa y asegura que, por ejemplo, una distribuidora rural grande no sea castigada en la evaluación de eficiencia comparada con una distribuidora que realiza el servicio en una zona urbana. En algunos trabajos, esta variable, junto al número de transformadores, también se utiliza para representar el costo de capital.

**La confiabilidad de suministro** también podría incluirse como una variable de salida. Sin embargo, esta información, en general, no está disponible para todas las empresas y, por tanto, no es recomendada para el presente estudio.

Adicionalmente a la selección enunciada, sobre el mismo modelo matemático DEA elegido, se plantean diversas combinaciones de las variables de entrada/salida escogidas, incluyendo todas o algunas en cada una. Ello posibilita un análisis de sensibilidad que el modelo DEA empleado (eficiencias resultantes), exhibe frente a la consideración de alternativas diferentes en estas variables.

### ***1.3.2. Modelos a Emplear. Posibilidades de análisis mediante metodología DEA***

#### ***1.3.2.1. Modelos de Multiplicadores (DEA Primal) o Envolventes (DEA Dual)***

En primer lugar, como se anticipó al presentar los principales Modelos DEA, existen varias razones para utilizar el tipo de Modelo Envolvente en lugar del Modelo de Multiplicadores. Las dos más importantes se mencionan a continuación:

- Operatividad y Ahorro de tiempo. Simplicidad en la formulación y Cálculo:

Considerando que el número de entradas/salidas es, en general, bastante menor que el de DMUs, el modelo dual (envolvente) tendrá menos restricciones que el primal (multiplicadores). Esto redundará en una mayor sencillez respecto de su formulación, rapidez y seguridad de convergencia en su cálculo.

- Interpretación más adecuada de la eficiencia:

El modelo dual, por ejemplo (5), exhibe en sus restricciones la estrategia de búsqueda. En efecto, en las primeras  $e$  restricciones ( $e$  = número de entradas), determina la existencia de una unidad (DMU), real o ficticia, que consuma menos o lo mismo que la  $DMU_0$  en evaluación. Mediante las  $s$  restricciones siguientes ( $s$  = número de salidas), verifica si tal DMU (real o ficticia), es capaz de producir más o lo mismo que la  $DMU_0$  evaluada. Si no existiese tal DMU, diferente de  $DMU_0$ , no quedará otra alternativa que su índice de eficiencia sea la unidad ( $\theta_0 = 1$ ). Si tal DMU existiese, entonces la única alternativa de solución es que ( $\theta_0 < 1$ ).

- Mayor claridad en la información al momento de diseñar estrategias de mejora:

Esto es así para los modelos envolventes, dada su facilidad en términos de la identificación de grupos comparables de DMUs. Por ejemplo, en el modelo BCC, que considera

rendimientos variables a escala (ecuación (8)), la envolvente resultante es consecuencia, como se ha dicho, de una comparación con DMUs de similares escalas de operación.

### ***1.3.2.2. Modelos Orientados a Entradas u Orientados a Salidas***

En el ámbito de las empresas de distribución, la orientación a entradas del modelo DEA, ofrece mayor claridad de interpretación. En efecto, dada la exigencia impuesta por el esquema retributivo empleado, sustentado en la Regulación por Eficiencia (particularmente, de Limitación de Ingresos), las DMUs intentarán maximizar sus beneficios a partir de una minimización de sus costos. Esto es equivalente a la reducción de la entrada ponderada en el modelo de multiplicadores. La pertinencia de tal orientación se sostiene, obviamente, al emplear su modelo dual.

### ***1.3.2.3. Modelos de Rendimientos Constantes (CCR) o Variables a Escala (BCC)***

Adoptando como hipótesis que se reconoce la existencia de Rendimientos a Escala en el sector de distribución eléctrica, el modelo adecuado resulta el BCC. Aún considerando la pre-clasificación de empresas en Áreas Representativas, en las que se intenta agrupar similares tecnologías y escalas de producción, el mismo modelo determinará la escala de operación de la empresa real o virtual contra la que se compara la DMU<sub>0</sub> evaluada. De manera que pueden resultar ponderaciones de entradas y salidas que exhiban rendimientos no constantes (ineficiencia de escala). Tal como se mencionó, la situación puede resolverse forzando al modelo a comparar entre grupos homogéneos en escalas de producción, concibiendo la estructura del programa lineal (8).

### ***1.3.2.4. Modelos Orientados a Eficiencia Fuerte o Débil***

Si bien es muy común encontrar en la literatura especializada, aplicaciones que sólo contemplan modelos de eficiencia débil (como el (5) o el (6)), en las aplicaciones para distribución eléctrica generalmente se proponen modelos orientados a eficiencia fuerte, tal como el (8).

La diferencia introducida en este estudio respecto de la formulación (8), es que la medida de eficiencia fuerte será el resultado de resolver dos programas lineales equivalentes a (8). La ventaja de esta estrategia es no tener que tratar con el parámetro  $\varepsilon$ , lo cual puede introducir algunos inconvenientes operativos.

Los pasos (o modelos lineales **DEA**) son los siguientes:

**1ro.-** Resolver el Modelo (5), orientado a eficiencia débil. Se obtiene, como solución, para cada una de las **n** DMUs del conjunto analizado, el *valor de eficiencia*  $\theta_0$  y el *vector de ponderadores*  $\lambda = [\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n]$ .

**2do.-** Con el valor de ( $\theta_0 = \theta^*_0$ ), se resuelve el siguiente problema lineal, en las variables *slacks* correspondientes a cada entrada/salida y el vector de ponderadores  $\lambda' = [\lambda'_1, \lambda'_2, \dots, \lambda'_n]$ :

(9)

Max

$$\left[ \left( \sum_{i=1}^e S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right) \right]$$

Sujeto a:

$$\left[ \sum_{j=1}^n \lambda'_j \times x_{ij} \right] - \theta^* \times x_{i0} + S_i^- = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall i \in [1, e]$$

$$\left[ \sum_{j=1}^n \lambda'_j \times y_{rj} \right] - y_{r0} - S_r^+ = 0 \quad ; \quad \forall j \in [1, n]; \forall r \in [1, s]$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda'_j = 1$$

$$\lambda'_j \geq 0 \quad ; \quad S_i^-, S_r^+ \geq 0$$

Luego, el valor de la función objetivo resultante para cada DMU en el problema (9), puede ser utilizado para ponderar un decremento en la eficiencia, volviéndola, si corresponde, débil, o bien para definir un índice de eficiencia basado en holgura, que contemple la eficiencia en la utilización de cada insumo/entrada y de cada producto/salida, a través de la correspondiente sumatoria de los valores en las variables de holgura o *slack* respectivas. En el presente trabajo, se ha escogido la segunda opción.

## **2. CUADROS – ANALISIS DE EMPRESAS COMPARADORAS**

Cuadro N° 1	Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras
Cuadro N° 2	Información general de las empresas seleccionadas (US \$)
Cuadro N° 3	Índices de Precios al Consumidor e Industriales para EEUU – Periodo 1960-2004
Cuadro N° 4	Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales a Junio de 2006
Cuadro N° 5	Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes
Cuadro N° 6	Empresas Comparadoras - Eficiencias
Cuadro N° 7	Empresas Comparadoras Seleccionadas
Cuadro N° 8	Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países y dentro del mismo país

**Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras**

Años con datos	EMPRESA	
	Nombre completo	Nombre reducido
Empresas con datos años 2003 y 2004	Alabama Power Company	Alabama
	Baltimore Gas and Electric Company	Baltimor
	Boston Edison Company	Boston
	Cambridge Electric Light Company	Cambridge
	Carolina Power & Light Company	Carolina
	Central Illinois Public Service Company	C Illinois P
	Cincinnati Gas & Electric Company	Cincinnati
	Cleveland Electric Illuminating Company	Cleveland
	Columbus Southern Power Company	Columbus
	Duke Energy Corporation	Duke
	Entergy Arkansas, Inc	Entergy Ark
	Entergy Gulf State, Inc	Entergy GS
	Entergy Louisiana Inc	Entergy L
	Entergy Mississippi, Inc	Entergy M
	Entergy New Orleans, Inc	Entergy NO
	Florida Power Corporation	Florida PC
	Georgia Power Company	Georgia PC
	Gulf Power Company	Gulf Power
	Indiana Michigan Power Company	Indiana MP
	Kansas City Power & and Light Company	Kansas CP
	Kentucky Power Company	Kentucky PC
	Kentucky Utilities Company	Kentucky UC
	Kingsport Power Company	Kingsport
	Lockhart Power Company	Lockhart
	Monongahela Power Company	Monongahela
	Madison Gas and Electric Company	Madison
	MidAmerican Energy Company	MidAmerican
	Northern States Power Company (Minnesota	Northern SPCM
	Ohio Edison Company	Ohio EC
	Ohio Power Company	Ohio PC
PSI Energy, Inc.	PSI	
Pennsylvania Electric Company	Pennsylvania EC	
Empresas con datos años 2003 y 2004	Pennsylvania Power Company	Pennsylvania PC
	Portland General Electric Company	Portland
	Potomac Electric Power Company	Potomac
	Public Service Company of New Mexico	Public SCNM
	Public Service Electric and Gas Company	Public SEGC
	Puget Sound Energy, Inc.	Puget SE
	South Carolina Electric & Gas Company	South CEG
	Superior Water, Light and Power Company	SWLPC

**Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras**

Años con datos	EMPRESA	
	Nombre completo	Nombre reducido
	The Potomac Edison Company	The Potomac
	Tampa Electric Company	Tampa EC
	The Empire District Electric Company	The EDEC
	The United Illuminating Company	The UIC
	Toledo Edison Company	Toledo EC
	Upper Peninsula Power Company	Upper
	West Penn Power Company	West Penn
	Wheeling Power Company	Wheeling PC
	Atlantic City Electric Company	Atlantic City Electric Co
	Commonwealth Electric Company	Commonwealth EC
	Delmarva Power & Light Company	Delmarva
	El Paso Electric Company	El Paso
	Graham County Electric Cooperative, Inc	Graham
	Interstate Power and Light Company	Interstate PLC
	Louisville Gas and Electric Company	Louisville GEC
	North Central Missouri Electric Coop., Inc.	NC Missouri
	Northern States Power Company (Wisconsin)	Northern States PC-W
	PacifiCorp	PacifiCorp
	Public Service Company of New Hampshire	Public Service Co of NH
	Savannah Electric and Power Company	Savannah EPC
	Unitil Energy Systems, Inc._A	Unitil ES
	Wisconsin Power and Light Company	Wisconsin PLC
	Wisconsin Public Service Corporation	Wisconsin PSC
Empresas con datos solo año 2003	Appalachian Power Company	Appalachian
	Avista Corporation	Avista
	Central Hudson Gas & Electric Corp.	C. Hudson
	Central Vermont Public Service Corporation	C. Vermont
	Cleco Power LLC	Cleco
	Duquesne Light Company	Duquense
	Green Mountain Power Corporation	Green MP
	Idaho Power Company	Idaho PC
	Illinois Power Company	Illinois PC
	Indianapolis Power & Light Company	Indianápolis
	Northern Indiana Public Service Company	Northern IPS
	Northwestern Wisconsin Electric Company	NWEC
	Oklahoma Gas and Electric Company	Oklahoma
	Public Service company of Colorado	Public Serv.
	Southern Indiana Gas and Electric Comp	SIGEC
	Southwestern	Southwestern
Southwestern Public Service Company	SPSC	

**Cuadro N° 1 - Empresas de la FERC seleccionadas como comparadoras**

Años con datos	EMPRESA	
	Nombre completo	Nombre reducido
	The Detroit Edison Company	The Detroit EC
	Tucson Electric Power Company	Tucson EPC
	Union Electric Company	Union EC
	Union Light, Heat and Power Company	Union LHPC
	Village of Morrisville Water and Light Dep	Village MWL
	Western Massachussets Electric Company	Western MEC
	Wisconsin Electric Power Company	Wisconsin EPC
	ALLETE, Inc.	ALLETE, Inc.
	Alaska Electric Light and Power Company	Alaska ELPC
	Alfalfa Electric Cooperative, Inc.	Alfalfa EC
	Arizona Public Service Company	Arizona PSC
	Black Hills Power, Inc.	Black Hills
	Connecticut Valley Electric Company Inc.	Connecticut VEC
	Connexus Energy	Connexus Energy
	Edison Sault Electric Company	Edison SEC
	Inland Power & Light Company	Inland PLC
	Massachusetts Electric Company	Massachusetts EC
	Metropolitan Edison Company	Metropolitan EC
	MidWest Energy Corp.	MidWest EC
	Mississippi Power Company	Mississippi
	Mt. Carmel Public Utility Co	Mt. Carmel
	Nevada Power Company	Nevada PC
Empresas con datos solo 2004	New Hampshire Electric Cooperative, Inc.	New Hampshire EC
	NorthWestern Corporation	NorthWestern
	PPL Electric Utilities Corporation	PPL EUC
	Peoples Electric Cooperative	Peoples EC
	Platte-Clay Electric Cooperative Inc.	Platte-Clay EC
	Sierra Pacific Power Company	Sierra Pacific
	The Walton E.M.C.	The Walton
	Vermont Electric Cooperative, Inc.	Vermont EC
Wayne-White Counties Electric Cooperative	Wayne-White	
	Connecticut Light and Power Company, The	Connect. LP
	Kansas Gas and Electric Company	Kansas GE
	New York State Electric & Gas Corporation	NYSEGC
	Virginia UC	Virginia UC
	North West Rural Electric Cooperative	North West
	UNS Electric, Inc.	UNS Electric
	Valley Electric Association Inc.	Valley Electric
	Westar Energy, Inc.	Westar Energy
	Fitchburg Gas and Electric Light Company	Fitchburg

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (US \$)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Alabama		Baltimore	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	198,460,513	199,504,275	227,940,573	228,672,042
P206 c373	Activos Alumbrado Público	185,556,189	190,889,523	73,510,097	76,858,022
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	3,723,971,447	3,923,859,943	2,931,873,617	2,990,886,623
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	14,142,746,699	14,571,990,711	3,599,309,317	3,759,359,750
P206 L90	Activo total planta general	864,003,206	873,414,082	129,613,246	130,268,021
P110 L2	Utility Plant	14,224,116,895	14,636,906,952	5,136,197,262	5,329,591,861
P110 L5	Depreciación Acumulada	5,480,365,540	5,695,767,756	1,955,501,080	2,053,956,870
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	3,374,374	3,265,406	1,707,993	2,101,798
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	24,680,897	22,112,663	0	0
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	76,888,917	76,356,563	32,008,723	32,356,558
P301	N° de Clientes	1,363,159	1,379,154	1,174,278	1,186,350
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	122,017,345	128,571,291	101,551,472	104,229,914
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	8,303,406	7,022,352	1,360,184	2,143,655
c597		601,713	555,172	328,217	325,530
L134		88,606,516	84,467,914	28,334,279	36,608,042
L141		33,681,942	29,364,538	3,883,433	4,083,430
L148		12,100,857	12,550,384	0	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	9,451,125	9,370,268	3,133,057	4,390,580
P322 c581		0	154	3,550,044	3,631,523
c582		1,834,378	1,700,704	2,192,489	1,364,678
c583		1,463,090	2,346,973	193,239	105,127
c584		2,796,231	1,967,934	1,370,962	1,765,801
c587		2,794,788	2,437,496	-75,041	22,819
c588		14,305,661	13,974,949	31,250,613	27,971,264
c589		78,914	87,247	2,773,632	3,555,721
c590		4,359,635	4,442,839	988,295	1,259,986
c591		166,692	236,981	0	0
c592		7,603,652	7,941,250	4,088,606	4,624,547
c593		72,268,120	77,346,166	49,366,544	27,917,095
c594		2,883,398	2,923,790	8,333,791	8,615,123
c595		3,241,710	2,490,861	38,336	60,204
c598		184,150	173,735	2,705,464	1,443,110
P323 c168	Costos de Administración	210,924,452	241,160,854	136,449,851	144,881,692
P323 c169	Costos Totales OYM	2,311,931,297	2,546,794,334	1,321,584,223	1,330,182,891
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	658,903,966	681,729,601	333,850,192	338,861,183
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	278,125,455	301,387,448	815,582,150	847,114,545
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	21,826,854	23,434,053	86,363,007	105,416,484
P401b	Demanda Pico (MW)	10,709	11,207	6,572	6,267
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	132	584	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	357,145,024	486,807,416	999,250,678	1,045,716,053
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	37,975,133	31,037,724
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	39,069,222	46,554,329
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	24,490,272	26,177,474	701,904	1,563,921

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Boston		Cambridge	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	103,998,525	120,854,025	3,560,619	3,632,369
P206 c373	Activos Alumbrado Público	25,785,976	19,408,771	3,783,579	3,785,751
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	2,099,918,855	2,215,859,415	128,753,642	132,103,554
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	2,819,162,731	2,891,881,447	156,539,095	172,143,244
P206 L90	Activo total planta general	115,075,201	110,556,538	3,408,371	3,603,007
P110 L2	Utility Plant	2,820,967,222	2,893,685,939	156,539,095	172,143,244
P110 L5	Depreciación Acumulada	824,253,914	809,183,058	53,584,203	56,875,364
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,041,708	864,597	48,153	72,080
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	5,323,757	5,014,303	317,859	146,289
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	20,285,296	20,215,106	1,957,423	1,779,414
P301	N° de Clientes	696,473	697,201	47,051	47,614
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	61,109,641	64,173,067	3,873,783	4,042,009
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	4,628,395	6,833,877	261,641	368,457
c597		0	0	0	0
L134		38,060,862	41,172,340	2,110,034	1,892,359
L141		49,483,862	49,032,807	3,721,303	4,359,949
L148		1,570,803	1,423,953	78,215	80,415
P321 c580	Costos OyM Distribución	15,273,152	8,834,904	599,690	404,003
P322 c581		4,524,023	4,619,442	129,481	147,267
c582		5,656,343	5,740,575	792,364	343,279
c583		6,329,619	7,390,193	200,628	229,709
c584		8,969,440	8,554,965	231,245	289,121
c587		1,356,732	927,393	46,426	54,118
c588		6,446,160	5,746,720	617,562	382,578
c589		110,314	113,862	555,973	546,479
c590		1,677,741	4,196,067	2,654	205,826
c591		341,009	497,610	7,728	49,455
c592		2,945,697	1,939,104	249,408	133,794
c593		7,783,395	9,347,491	115,194	164,545
c594		5,334,243	6,082,563	262,572	436,369
c595		0	0	0	0
c598		547,760	1,200,624	74,913	54,987
P323 c168	Costos de Administración	100,363,880	93,523,260	5,743,974	6,497,394
P323 c169	Costos Totales OYM	1,321,204,363	1,356,372,765	137,253,046	133,310,835
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	219,144,667	229,635,505	6,390,879	5,681,315
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	737,621,688	740,174,804	40,787,113	47,282,140
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	223,740,951	239,365,765	17,761,100	18,455,846
P401b	Demanda Pico (MW)	3,131	3,680	320	318
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	966,333,901	997,225,453	100,357,776	88,516,915
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	43,971,505	44,241,935	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	80,516,803	82,182,724	11,744,043	11,744,043
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	6,421,096	7,096,322	0	0

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Carolina		C Illinois P	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	161,157,594	165,357,716	36,802,156	37,662,607
P206 c373	Activos Alumbrado Público	84,872,035	89,355,244	28,813,628	29,699,587
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	3,539,168,094	3,699,033,831	913,749,270	937,783,006
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	13,311,249,671	13,501,984,323	1,287,616,125	1,312,701,857
P206 L90	Activo total planta general	436,712,489	470,468,821	137,552,506	133,422,138
P110 L2	Utility Plant	13,336,411,685	13,526,377,294	1,589,018,116	1,620,540,861
P110 L5	Depreciación Acumulada	6,281,482,974	6,477,352,336	772,845,103	811,082,787
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,258,217	2,229,257	707,322	598,601
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	15,542,690	13,215,680	1,741,228	1,788,761
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	57,470,061	56,802,377	9,311,732	8,860,525
P301	N° de Clientes	1,314,251	1,339,526	319,777	325,300
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	126,580,135	163,854,665	33,795,947	34,907,607
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,516,049	726,042	4,377,182	2,089,526
c597		698,886	727,906	514,170	517,681
L134		58,573,007	55,241,101	14,750,287	12,635,550
L141		6,411,111	5,594,000	2,010,057	1,472,538
L148		11,017,491	5,803,035	1,186,341	736,867
P321 c580	Costos OyM Distribución	1,320,045	2,413,065	2,304,804	1,720,720
P322 c581		2,769,034	2,730,193	1,025,687	1,004,115
c582		524,225	780,006	636,980	591,651
c583		4,572,025	4,246,976	1,114,939	952,762
c584		426,747	35,366	1,524,081	824,162
c587		1,476,804	2,365,334	200,169	2,470,615
c588		17,753,281	37,885,127	6,291,549	1,452,123
c589		3,661,164	3,436,014	52,534	68,917
c590		0	0	1,041,534	964,266
c591		622,747	615,632	9,533	109,126
c592		3,201,378	3,797,725	4,473,454	5,125,937
c593		21,470,925	39,080,552	16,142,090	14,728,653
c594		2,389,439	2,295,143	270,525	555,779
c595		34,235	580	193,908	332,485
c598		11,090	17,839	677,896	774,771
P323 c168	Costos de Administración	244,488,921	277,020,298	51,664,747	58,234,524
P323 c169	Costos Totales OYM	1,927,920,456	2,020,660,562	461,605,969	435,450,718
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	568,707,280	587,402,258	198,120,955	203,480,180
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	576,669,263	619,713,550	106,074,519	110,551,066
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	88,019,522	91,466,597	1,571,819	2,734,700
P401b	Demanda Pico (MW)	11,130	10,841	1,819	1,717
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	2,240	2,103	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	296,491,042	300,735,030	341,375,546	324,461,834
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	173,282,592	181,228,914	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV			0	0

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	3,277,274	3,818,687	0	0
------	-------------------------------	-----------	-----------	---	---

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Cincinnati		Cleveland	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	72,614,960	74,322,964	80,975,399	80,876,394
P206 c373	Activos Alumbrado Público	29,700,966	29,985,325	53,835,729	54,711,869
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,392,412,072	1,457,510,198	1,275,851,432	1,324,349,416
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	5,226,935,976	5,492,470,880	2,759,770,876	2,935,417,454
P206 L90	Activo total planta general	37,656,740	38,438,958	74,228,311	77,673,996
P110 L2	Utility Plant	6,290,592,432	6,607,829,525	4,045,194,397	4,194,448,003
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,551,601,044	2,632,173,819	1,789,265,876	1,875,080,072
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,375,103	1,584,322	1,573,787	1,613,577
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	14,774,924	13,770,914	10,946,666	15,780,619
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	35,623,927	34,998,992	29,930,006	35,029,405
P301	N° de Clientes	664,886	671,456	752,345	753,326
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	34,550,244	35,840,828	42,599,816	44,071,427
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	479,288	347,850	-71,270	761,572
c597		1,155,981	1,124,056	3,352,559	3,303,397
L134		31,052,120	33,516,864	25,570,541	21,864,391
L141		2,389,411	2,315,643	1,345,731	5,337,671
L148		1,888,235	2,064,386	2,757,689	1,703,815
P321 c580	Costos OyM Distribución	1,965,065	2,067,777	3,153,751	-275,527
P322 c581		3,227,087	3,102,424	2,129,896	1,736,369
c582		316,573	266,471	1,060,153	611,292
c583		2,356,857	2,232,746	1,902,647	780,061
c584		1,108,469	997,403	550,320	189,097
c587		1,061,843	1,201,114	149,741	0
c588		1,286,881	1,252,316	9,282,800	4,779,153
c589		0	0	-94,386	0
c590		2,292,505	2,193,802	3,019	602,525
c591		282,829	346,186	3,277,967	240,589
c592		1,950,381	2,633,483	1,583,039	3,240,741
c593		14,610,190	18,887,847	26,102,578	21,552,244
c594		1,759,590	1,623,073	2,204,768	2,498,639
c595		883,799	773,092	709,710	836,214
c598		-705,885	341,371	1,005,775	487,281
P323 c168	Costos de Administración	142,272,528	177,461,933	95,974,680	127,620,743
P323 c169	Costos Totales OYM	5,724,468,829	8,000,599,891	1,072,607,224	1,011,221,750
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	255,454,731	266,361,127	177,703,375	182,173,261
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	189,206,067	201,035,488	188,011,180	204,293,721
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	84,066,010	91,963,048	69,323,452	70,374,107
P401b	Demanda Pico (MW)	4,418	3,478	4,160	4,126
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	4,977,557,368	7,160,726,674	538,784,823	543,948,888
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	38,148,492	40,900,220	66,519,846	69,738,686
P422	Activos L. Sub 24-115 kV			89,842,604	92,611,319

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	1,297,045	1,245,863	3,198,330	1,476,987
------	-------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Columbus		Duke	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	71,506,367	72,968,399	253,483,913	285,940,320
P206 c373	Activos Alumbrado Público	10,569,292	10,773,129	132,746,121	136,586,798
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,252,495,143	1,298,986,753	6,146,455,372	6,494,019,328
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	3,402,746,291	3,510,164,204	18,794,856,072	19,668,081,404
P206 L90	Activo total planta general	81,148,570	82,057,937	993,302,646	920,848,969
P110 L2	Utility Plant	3,426,675,574	3,530,942,445	18,798,764,947	19,336,591,919
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,468,605,509	1,555,613,030	8,259,144,772	8,112,245,500
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,438,734	1,466,182	4,715,726	4,780,239
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	10,344,300	9,285,370	9,065,244	6,933,275
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	27,819,009	26,963,844	82,828,429	82,708,269
P301	N° de Clientes	692,992	703,412	2,159,810	2,196,693
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	43,691,716	38,044,810	213,951,568	224,388,613
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,302,193	1,073,173	9,028,757	10,658,422
c597		148,722	175,117	1,210,722	963,265
L134		40,693,139	44,137,253	89,674,934	72,329,781
L141		4,514,131	3,601,760	26,293,339	35,726,027
L148		10,009	12,252	56,488	570,349
P321 c580	Costos OyM Distribución	6,568,618	6,343,280	1,031,474	1,326,526
P322 c581		57,576	42,358	0	0
c582		1,120,099	921,549	2,823,745	2,288,079
c583		1,664,193	-27,656	6,666,759	7,356,812
c584		1,854,864	2,028,400	4,598,386	5,862,582
c587		419,988	357,042	4,830,761	4,135,645
c588		7,638,262	7,422,723	33,394,170	29,819,084
c589		2,098,480	2,269,521	8,993,959	83,113
c590		185,733	202,579	1,435,927	1,497,006
c591		115,647	107,773	0	0
c592		1,211,102	1,531,134	6,016,821	6,313,543
c593		22,072,162	36,560,616	121,922,097	71,456,631
c594		3,959,764	4,299,377	6,840,112	6,512,675
c595		795,789	1,673,518	3,502,783	2,789,688
c598		84,240	722,595	10,498,717	13,415,848
P323 c168	Costos de Administración	54,239,452	60,803,745	428,672,772	387,383,258
P323 c169	Costos Totales OYM	842,127,907	897,527,976	2,423,172,860	2,442,780,068
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	150,488,084	159,124,783	1,117,347,205	1,186,841,017
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	253,127,836	261,758,567	1,016,310,542	1,094,023,869
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	64,434,978	66,931,176	160,423,685	152,112,953
P401b	Demanda Pico (MW)	3,871	3,623	15,594	15,407
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	73	0	453	198
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	355,053,075	372,324,872	107,489,302	109,705,603
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	37,381,403	38,054,049	601,895,712	632,542,340
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	1,166,691

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	425,643	538,288	8,830,019	9,573,750
------	-------------------------------	---------	---------	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Entergy Ark		Entergy GS	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	136,239,969	136,959,213	90,260,003	89,417,686
P206 c373	Activos Alumbrado Público	82,108,731	71,044,775	93,175,058	1,569,531
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,862,002,486	1,953,294,571	1,799,263,260	1,869,841,704
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	5,946,969,819	6,123,239,209	8,196,173,680	8,405,896,682
P206 L90	Activo total planta general	152,199,481	137,012,198	182,677,579	185,647,604
P110 L2	Utility Plant	5,972,136,525	6,141,859,150	8,288,583,533	8,496,746,993
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,600,799,419	2,718,600,732	3,949,128,664	4,046,240,905
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,744,070	1,922,707	2,020,237	2,246,052
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	12,435,011	12,348,692	4,542,848	4,700,346
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	32,084,846	32,083,205	38,348,369	39,975,446
P301	N° de Clientes	662,235	667,763	707,360	720,425
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	63,127,572	62,929,518	42,215,652	39,641,829
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,974,559	3,385,197	2,616,673	2,763,260
c597		438,302	316,038	374,891	361,684
L134		39,073,979	43,590,689	35,874,535	41,278,029
L141		6,729,635	5,907,161	8,935,371	8,531,602
L148		665,593	2,443,359	1,651,094	3,008,498
P321 c580	Costos OyM Distribución	9,421,431	6,727,823	11,134,358	8,555,500
P322 c581		285,900	276,164	1,113,107	1,159,984
c582		707,889	319,261	1,573,700	1,029,223
c583		495,453	888,454	375,364	568,572
c584		1,043,231	1,227,270	2,002,893	2,005,097
c587		390,378	422,403	502,465	506,094
c588		2,527,660	3,644,468	4,112,252	3,509,966
c589		2,402,967	2,491,270	5,574,908	4,825,410
c590		3,101,135	2,509,471	3,991,756	3,357,016
c591		20,973	27,226	87,977	95,496
c592		3,495,608	1,159,307	4,544,511	2,111,249
c593		21,283,736	21,754,071	18,803,590	19,971,698
c594		1,229,018	1,500,110	1,634,324	1,605,052
c595		26,726	3,011	211,668	166,373
c598		1,569,292	1,342,866	975,915	745,288
P323 c168	Costos de Administración	121,022,307	101,223,452	143,271,118	129,523,957
P323 c169	Costos Totales OYM	1,055,992,207	1,104,410,227	1,946,526,446	2,143,402,694
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	293,706,758	307,902,473	285,001,862	303,685,813
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	107,694,099	110,583,729	161,263,911	163,781,532
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	54,516,829	60,551,712	56,140,762	62,693,581
P401b	Demanda Pico (MW)	6,715	6,569	6,749	7,020
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	1,929	1,927	599	612
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	476,447,106	484,849,167	838,497,617	969,779,361
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	200,107,200	210,067,584	138,741,206	152,790,473
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	3,320,640	3,635,477	5,800,157	5,984,065
------	-------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Entergy L		Entergy M	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	103,330,729	104,483,667	43,318,968	44,301,775
P206 c373	Activos Alumbrado Público	70,032,612	24,011,937	49,825,762	24,987,665
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,532,068,548	1,596,640,092	840,136,154	912,658,459
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	5,836,800,251	5,985,774,971	2,243,624,726	2,385,237,704
P206 L90	Activo total planta general	138,417,085	125,577,086	133,875,592	131,625,947
P110 L2	Utility Plant	6,087,016,129	6,236,852,899	2,243,988,325	2,385,559,897
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,713,599,504	2,834,558,823	813,053,457	837,445,102
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,480,848	1,713,285	1,043,253	1,125,361
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,475,891	1,251,274	442,711	697,797
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	29,254,445	29,433,815	13,355,853	13,675,556
P301	N° de Clientes	653,931	661,822	412,748	419,006
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	50,167,278	49,335,805	25,823,720	26,785,879
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,525,910	2,584,641	1,729,038	1,965,071
c597		504,529	472,228	131,306	125,645
L134		31,593,850	41,720,339	26,335,146	32,210,526
L141		2,996,167	2,870,065	3,302,551	3,579,552
L148		2,142,377	4,144,398	927,831	1,739,125
P321 c580	Costos OyM Distribución	9,459,002	8,491,385	7,313,354	5,930,946
P322 c581		1,499,495	1,323,594	1,013,708	602,629
c582		1,605,085	842,250	1,355,377	681,923
c583		548,033	374,662	274,577	174,139
c584		1,016,846	1,187,225	359,111	287,070
c587		349,185	401,399	143,324	114,951
c588		3,343,812	2,364,540	3,088,236	2,534,797
c589		1,910,353	1,801,334	365,860	427,987
c590		4,029,345	3,195,002	2,755,242	2,248,721
c591		69,910	22,271	3,130	1,578
c592		3,512,577	2,256,139	2,295,418	1,507,841
c593		18,825,990	17,580,387	12,585,278	12,775,038
c594		1,217,086	1,433,433	1,094,710	1,082,663
c595		63,944	60,357	39,763	48,653
c598	705,769	583,300	920,746	761,607	
P323 c168	Costos de Administración	124,206,168	115,069,865	60,851,849	58,970,685
P323 c169	Costos Totales OYM	1,581,915,571	1,720,952,717	779,388,399	949,364,719
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	406,385,390	424,675,329	158,535,128	175,146,895
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	55,680,723	58,200,753	37,324,562	38,885,053
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	25,020,656	28,691,029	10,636,281	12,976,659
P401b	Demanda Pico (MW)	4,899	5,091	3,021	3,113
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	668,337,056	667,893,126	449,970,527	436,013,397
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	164,029,819	186,147,784	159,070,276	168,253,733
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	3,016,246	4,099,646	3,269,327	3,464,311
------	-------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Entergy NO		Florida PC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	30,482,424	30,914,353	122,374,058	122,817,127
P206 c373	Activos Alumbrado Público	9,122,750	2,488,993	227,226,491	247,772,163
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	358,838,894	376,797,247	2,889,968,104	3,058,301,215
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	664,854,275	697,964,229	8,153,456,598	8,391,177,763
P206 L90	Activo total planta general	29,193,342	29,523,847	316,525,951	332,506,504
P110 L2	Utility Plant	833,132,633	882,799,382	8,157,601,890	8,395,323,054
P110 L5	Depreciación Acumulada	418,622,238	434,183,538	4,020,429,793	4,187,956,959
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	314,465	441,686	2,476,411	2,654,604
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,339,665	1,539,188	4,322,616	5,100,847
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	7,183,929	7,596,436	42,279,318	43,293,950
P301	N° de Clientes	190,126	190,235	1,510,516	1,548,627
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	10,720,895	10,779,160	100,216,102	105,613,702
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	522,343	510,129	9,447,706	7,300,276
c597		208,747	114,505	953	13,207
L134		11,878,933	15,378,243	47,569,877	49,448,305
L141		1,016,875	944,735	65,427,024	64,122,945
L148		551,770	990,628	4,506,340	2,239,368
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,666,336	2,219,536	5,385,246	6,612,559
P322 c581		432,564	360,685	2,137,262	4,081,995
c582		165,457	58,871	323,753	276,504
c583		100,716	61,613	3,202,161	4,711,997
c584		160,455	200,210	232	2,156
c587		200,196	201,072	525,559	542,332
c588		1,278,475	1,266,734	30,984,970	28,592,023
c589		245,837	241,372	66,519	1,611,026
c590		871,302	825,058	189,616	115,461
c591		6,742	754	108,994	31,305
c592		652,477	508,061	1,419,548	1,792,763
c593		3,382,282	2,828,994	19,547,487	16,320,272
c594		570,732	815,715	304,828	302,478
c595		4,844	-9	643,245	302,881
c598	160,277	105,015	14,462,968	7,069,177	
P323 c168	Costos de Administración	39,195,562	33,644,833	192,607,162	188,918,635
P323 c169	Costos Totales OYM	438,270,098	486,390,715	2,241,995,357	2,336,080,719
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	25,893,319	29,645,025	433,345,156	462,721,647
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	61,295,800	63,952,538	403,499,689	427,037,054
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	40,951,607	42,672,480	144,705,244	158,861,422
P401b	Demanda Pico (MW)	1,188	1,210	10,131	9,125
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	1,237	998
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	231,786,737	256,190,308	551,700,391	568,665,170
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	18,403,514	19,298,677	262,749,372	265,504,933
P422	Activos L. Sub 24-115 kV			11,827,471	11,827,471

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	2,417,381	2,406,857	4,415,544	4,465,466
------	-------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Georgia PC		Gulf Power	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	265,132,404	272,298,718	37,741,752	39,662,108
P206 c373	Activos Alumbrado Público	324,630,156	345,791,603	43,777,529	45,642,342
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	5,514,020,602	5,731,383,456	717,283,900	754,665,511
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	18,012,410,915	18,523,931,361	2,299,213,111	2,359,697,424
P206 L90	Activo total planta general	747,241,658	748,203,643	128,441,706	116,191,117
P110 L2	Utility Plant	18,103,058,842	18,614,579,288	2,306,959,774	2,365,141,044
P110 L5	Depreciación Acumulada	7,296,404,476	7,614,247,138	998,748,105	999,433,614
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,647,405	2,303,023	661,754	704,380
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	14,680,000	10,752,856	4,943,086	5,381,730
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	89,698,318	88,657,058	15,827,874	16,428,139
P301	N° de Clientes	2,019,936	2,059,964	389,808	398,199
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	178,910,409	186,272,068	24,935,992	25,951,993
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	19,146,912	22,163,180	2,282,323	2,101,586
c597		1,070,759	1,636,753	147,720	103,243
L134		126,718,897	128,769,736	18,976,205	19,568,527
L141		35,872,341	34,309,391	14,411,393	15,720,937
L148		44,262,569	48,606,996	1,263,817	1,166,010
P321 c580	Costos OyM Distribución	15,232,989	15,753,392	4,839,512	5,659,197
P322 c581		6,743,231	7,369,049	1,007,718	841,698
c582		2,629,315	1,718,671	355,826	380,375
c583		6,326,071	6,970,256	1,318,883	861,087
c584		9,048,635	9,091,462	742,546	699,049
c587		3,073,665	3,910,772	695,292	486,980
c588		10,925,423	11,970,787	1,880,375	1,819,796
c589		1,466,311	1,576,596	19,653	12,474
c590		18,337,253	18,577,677	2,410,624	3,000,990
c591		285,838	220,734	1,229,526	1,275,430
c592		10,341,939	11,202,698	1,784,231	1,500,775
c593		52,256,406	70,633,139	8,539,188	7,798,058
c594		11,426,130	15,085,312	1,831,157	1,830,368
c595		8,044,949	8,599,618	932,896	742,314
c598	401,434	252,363	434,618	512,253	
P323 c168	Costos de Administración	285,458,705	339,398,650	53,993,863	69,429,976
P323 c169	Costos Totales OYM	3,120,899,126	3,610,446,441	577,923,671	662,761,018
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	653,031,229	679,826,536	101,218,529	105,517,681
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	928,010,485	977,451,578	72,580,574	77,070,641
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	215,395,190	221,407,782	1,210,865	1,210,865
P401b	Demanda Pico (MW)	14,826	15,181	2,500	2,431
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	62	64
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	785,305,885	988,958,957	50,720,804	65,893,652
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	894,933,129	963,382,253	107,570,318	124,120,182
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	2,034,160	2,034,160	0	0

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	1,356,333	2,128,399
------	-------------------------------	---	---	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Indiana MP		Kansas CP	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	58,993,556	59,419,217	67,392,227	68,379,758
P206 c373	Activos Alumbrado Público	16,978,215	17,071,618	31,574,610	31,382,439
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	944,291,261	976,151,229	1,261,356,972	1,319,811,033
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	4,953,005,859	5,231,014,285	4,541,068,934	4,679,601,711
P206 L90	Activo total planta general	74,212,163	77,053,204	131,047,120	178,583,450
P110 L2	Utility Plant	4,982,461,214	5,273,866,181	4,548,936,842	4,687,387,464
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,723,901,109	2,857,320,096	2,065,160,347	2,175,131,050
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,299,071	1,874,727	794,071	786,793
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	22,607,421	24,650,117	5,777,494	6,602,521
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	40,818,881	43,261,777	19,877,275	20,646,624
P301	N° de Clientes	572,812	576,780	487,620	492,554
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	38,252,552	39,683,293	34,479,405	35,689,302
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	866,423	1,050,728	1,110,889	1,240,893
c597		204,828	354,742	537,828	526,235
L134		19,672,346	23,866,137	17,360,610	17,837,163
L141		2,038,974	1,740,216	1,288,286	1,159,567
L148		28,075	28,504	1,643,822	1,349,547
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,884,562	2,561,109	2,014,699	2,186,616
P322 c581		967,165	1,336,795	927,276	938,412
c582		898,786	849,227	24,509	35,327
c583		1,206,647	624,296	1,641,790	2,365,296
c584		1,755,555	1,628,143	3,022,125	3,295,773
c587		739,295	502,620	327,097	482,231
c588		8,826,742	8,333,046	12,976,733	13,492,926
c589		1,099,831	1,469,517	1,511,423	1,064,983
c590		309,178	350,322	352,757	370,270
c591		118,680	42,759	259,933	355,101
c592		2,354,682	3,256,027	960,842	727,612
c593		18,490,347	23,295,801	16,946,189	16,657,427
c594		2,087,874	1,818,428	2,045,491	1,287,341
c595		780,663	2,757,010	820,579	1,089,525
c598	1,284,947	1,442,611	75,746	104,812	
P323 c168	Costos de Administración	115,181,800	122,731,598	108,240,183	118,392,123
P323 c169	Costos Totales OYM	1,105,403,692	1,124,835,373	537,391,376	574,662,261
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	130,682,294	135,260,723	157,733,423	164,381,695
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	109,633,050	118,535,675	256,718,989	274,913,416
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	38,009,207	39,548,438	117,035,811	126,634,592
P401b	Demanda Pico (MW)	4,243	4,051	3,610	3,384
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	36	39
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	302,727,381	309,464,174	53,162,925	52,532,767
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	75,282,990	77,750,986	17,100,865	17,720,485
P422	Activos L. Sub 24-115 kV			16,078,316	16,403,067

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	824,883	1,136,619	745,471	780,767
------	-------------------------------	---------	-----------	---------	---------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Kentucky PC		Kentucky UC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	20,897,726	21,071,793	63,000,564	63,586,399
P206 c373	Activos Alumbrado Público	2,635,577	2,741,234	51,038,931	52,927,492
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	425,687,727	438,766,383	945,835,244	970,012,778
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,312,861,395	1,326,938,352	3,193,144,941	3,571,166,222
P206 L90	Activo total planta general	41,550,013	30,200,279	104,160,523	104,681,619
P110 L2	Utility Plant	1,325,015,878	1,338,164,094	3,193,144,941	3,571,166,222
P110 L5	Depreciación Acumulada	400,608,560	419,847,987	1,616,996,905	1,681,813,236
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	795,317	693,213	1,128,395	1,120,971
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	5,166,472	4,823,490	5,591,070	5,706,627
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	11,775,696	11,800,084	23,184,633	23,918,907
P301	N° de Clientes	173,909	174,751	507,807	514,712
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	14,688,466	15,190,439	29,041,513	29,473,466
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	288,508	518,466	5,266,152	5,635,128
c597		72,811	65,099	-1,980	0
L134		7,410,408	8,938,094	17,035,969	17,295,801
L141		1,253,386	1,318,345	4,924,739	5,120,285
L148		6,858	11,170	257,614	450,225
P321 c580	Costos OyM Distribución	941,673	861,900	1,452,886	392,777
P322 c581		253,963	332,738	0	0
c582		182,781	236,891	1,039,223	978,520
c583		290,311	172,972	3,867,643	3,897,387
c584		25,763	30,162	252,563	186,332
c587		178,421	197,030	-91,234	0
c588		2,688,932	2,699,274	5,348,812	4,077,167
c589		1,242,379	1,300,911	13,757	14,203
c590		2,585	19,928	29,371	14,389
c591		34,686	10,277	0	0
c592		345,922	743,177	506,857	614,087
c593		13,183,960	13,965,042	17,350,573	15,695,121
c594		78,218	108,487	509,386	412,240
c595		308,013	800,199	50,489	75,532
c598	533,168	492,889	684	0	
P323 c168	Costos de Administración	21,343,615	23,925,701	74,160,239	69,306,568
P323 c169	Costos Totales OYM	290,323,563	328,465,828	612,160,445	642,652,811
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	95,111,036	99,426,561	166,163,814	174,313,068
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	4,707,295	5,482,068	58,874,749	64,185,277
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	2,788,595	2,959,899	1,664,173	1,722,324
P401b	Demanda Pico (MW)	1,564	1,615	3,944	3,944
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	290	299
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	142,652,848	144,164,065	140,062,568	144,232,055
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	45,962,090	46,720,182	125,276,345	128,088,252
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	948,794	870,956	1,580,854	1,176,509
------	-------------------------------	---------	---------	-----------	-----------

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Kingsport		Lockhart	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	4,908,792	4,904,790	1,220,168	1,300,723
P206 c373	Activos Alumbrado Público	4,915,464	5,073,987	1,133,928	1,197,318
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	80,893,579	83,154,252	16,948,025	17,599,113
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	101,614,280	104,162,021	33,986,883	34,870,406
P206 L90	Activo total planta general	2,503,737	2,578,181	1,743,408	1,855,592
P110 L2	Utility Plant	102,302,575	104,651,739	33,986,883	34,870,406
P110 L5	Depreciación Acumulada	39,163,011	41,656,565	15,552,653	16,011,290
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	31,607	46,310	18,325	18,414
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	0	0	136,680	139,070
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	2,028,311	2,034,600	336,134	350,213
P301	N° de Clientes	45,592	45,841	6,313	6,285
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	2,816,167	2,844,541	510,754	556,012
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	120,379	113,582	3,690	2,440
c597		11,585	11,616	9,001	15,960
L134		1,643,538	1,972,484	317,740	330,749
L141		139,719	116,728	5,004	3,610
L148		259	298	1,164	2,790
P321 c580	Costos OyM Distribución	285,104	227,134	6,399	8,449
P322 c581		59,281	139,275	0	0
c582		58,992	44,811	1,763	1,193
c583		1,138	52,772	-338	-293
c584		43,889	13,969	320	0
c587		57,854	49,987	17,315	12,727
c588		567,588	664,601	6,381	5,528
c589		755,046	745,001	0	0
c590		525	-434	49,689	61,319
c591		6,494	4,741	17	352
c592		94,082	82,598	54,135	40,093
c593		2,003,556	2,460,583	286,951	267,203
c594		23,189	80,817	6,986	1,375
c595		39,261	129,375	7,496	6,510
c598	49,760	69,710	4,784	7,750	
P323 c168	Costos de Administración	2,988,920	3,130,508	960,285	987,323
P323 c169	Costos Totales OYM	70,053,720	72,630,958	13,859,556	14,662,593
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	13,847,532	14,399,439	2,828,357	2,902,574
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	4,252,389	4,344,051	102,473	112,896
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	3,324,105	3,389,962	0	0
P401b	Demanda Pico (MW)	446	436	72	70
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	23	23
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	60,637,689	62,017,773	11,215,222	12,085,157
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	1,771,114	1,947,592	1,355,725	1,355,725
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0

P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	12,656	19,911	0	0
------	-------------------------------	--------	--------	---	---

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Monongahela		Madison	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	44,494,550	46,283,526	24,899,066	25,937,235
P206 c373	Activos Alumbrado Público	11,310,951	11,889,306	2,120,495	2,254,440
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	912,022,244	945,434,680	250,232,457	273,921,163
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	2,208,226,063	2,256,639,872	546,031,267	581,822,827
P206 L90	Activo total planta general	73,701,106	71,677,350	25,961,351	25,915,469
P110 L2	Utility Plant	2,251,455,638	2,303,184,952	805,746,463	854,778,330
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,075,137,129	1,127,481,853	374,952,212	392,287,268
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	675,043	699,829	151,552	117,810
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	2,295,050	1,329,477	106,569	19,941
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	14,260,828	13,453,843	3,187,936	3,149,589
P301	N° de Clientes	395,771	397,686	132,255	133,696
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	22,318,934	23,202,010	7,516,184	8,273,540
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	72,846	182,170	902,860	849,360
c597		36,422	409,481	0	0
L134		18,189,805	10,176,641	5,407,076	5,285,206
L141		776,519	966,801	3,615,428	3,289,412
L148		975,476	447,336	314,816	387,740
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,048,386	1,637,689	893,316	884,467
P322 c581		1,446,502	1,443,596	108,989	121,723
c582		313,019	306,533	926,826	1,121,038
c583		418,439	393,371	246,298	192,545
c584		1,588,470	336,895	200,016	303,673
c587		384,541	377,149	190,577	202,529
c588		1,249,149	1,464,036	2,102,130	2,012,759
c589		12,460	10,790	133,279	109,883
c590		3,276,807	3,232,580	75,716	67,492
c591		0	0	0	-1,797
c592		1,690,302	1,862,247	271,891	284,626
c593		22,641,939	22,913,572	4,061,336	3,616,984
c594		803,341	479,289	298,818	456,168
c595		200,020	199,949	365,758	397,796
c598		964,171	1,019,579	33,006	24,900
P323 c168	Costos de Administración	87,133,468	70,907,539	27,073,951	27,940,288
P323 c169	Costos Totales OYM	552,183,369	549,474,475	174,851,024	179,628,073
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	210,013,739	218,284,608	22,072,225	24,014,220
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	26,879,354	29,514,017	62,752,199	68,942,395
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	6,206,209	7,210,507	32,623,736	34,533,489
P401b	Demanda Pico (MW)	2,049	1,995	695	634
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	29	6	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	162,285,985	207,219,192	49,521,152	52,052,418
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	0	0

P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	0	0

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	MidAmerican		Northern SPCM	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	60,082,059	62,682,609	105,460,657	105,435,458
P206 c373	Activos Alumbrado Público	33,895,278	36,550,852	40,052,810	42,171,631
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,732,467,087	1,835,116,229	2,403,079,739	2,524,849,974
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	4,774,484,501	5,231,800,939	7,264,967,521	7,583,661,610
P206 L90	Activo total planta general	305,219,245	302,288,332	159,453,280	154,153,729
P110 L2	Utility Plant	5,731,028,122	6,222,317,697	8,390,176,185	8,743,639,232
P110 L5	Depreciación Acumulada	3,023,257,359	3,178,193,030	4,306,880,349	4,488,573,192
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,147,431	1,049,375	669,163	984,309
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	8,958,066	8,924,099	12,953,701	13,945,740
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	27,384,867	27,124,746	41,360,589	42,158,152
P301	N° de Clientes	684,124	691,984	1,322,872	1,342,300
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	49,288,486	51,683,654	70,910,894	74,949,118
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,622,830	1,827,629	5,106,396	4,670,409
c597		730,778	664,797	372,781	674,183
L134		25,602,433	25,935,163	53,792,011	54,519,719
L141		19,631,935	22,647,626	54,622,045	52,281,891
L148		4,641,657	7,222,142	1,366,237	1,244,654
P321 c580	Costos OyM Distribución	6,045,569	7,859,560	10,425,649	5,911,864
P322 c581		1,645,841	1,682,597	3,481,841	4,972,726
c582		2,339,551	2,341,267	1,634,618	2,293,838
c583		6,308,858	6,366,255	2,302,239	1,543,769
c584		5,122,940	5,657,205	6,815,055	6,456,357
c587		139,912	88,754	1,919,033	4,158,120
c588		7,001,368	7,942,754	12,107,937	17,526,033
c589		0	0	284,819	219,193
c590		0	0	106,768	499,430
c591		0	0	412,669	0
c592		3,876,321	3,944,426	3,900,785	3,828,910
c593		26,930,722	29,275,901	29,330,216	27,008,571
c594		3,562,161	3,710,154	8,235,097	6,051,440
c595		0	0	685,499	2,629,257
c598		0	0	73,763	3,184
P323 c168	Costos de Administración	104,771,423	99,768,592	160,809,423	149,922,098
P323 c169	Costos Totales OYM	769,243,044	810,779,062	1,737,340,560	1,853,798,863
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	351,583,395	364,690,531	268,198,272	277,646,713
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	223,496,849	254,737,218	638,897,154	678,141,970
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	35,315,279	37,603,151	140,038,817	150,958,891
P401b	Demanda Pico (MW)	3,935	3,894	7,834	8,228
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	217,035,419	198,612,679	541,285,905	662,543,482

P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	226,496,631	252,063,669
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	19,618,971	19,689,602
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	2,626,031	3,396,342

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Ohio EC		Ohio PC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	101,621,946	101,634,133	74,581,646	74,982,599
P206 c373	Activos Alumbrado Público	45,626,584	46,267,903	19,529,299	19,803,267
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,540,831,132	1,593,763,515	1,156,746,637	1,202,410,621
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	2,296,905,703	2,401,923,952	5,604,336,517	5,784,695,812
P206 L90	Activo total planta general	92,022,220	96,173,535	117,557,110	119,728,634
P110 L2	Utility Plant	4,311,310,431	4,414,340,576	5,642,985,839	5,828,805,363
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,213,347,478	2,300,196,457	2,381,362,075	2,493,895,160
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,510,248	1,695,762	1,796,246	2,267,636
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	12,464,471	13,167,262	32,644,833	30,094,649
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	37,137,630	38,037,211	59,854,026	57,658,526
P301	N° de Clientes	1,015,540	1,023,527	701,654	706,960
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	32,805,281	35,780,568	45,627,945	47,122,943
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	-572,235	916,132	1,407,562	2,107,590
c597		4,891,419	4,375,555	323,707	368,805
L134		34,826,477	21,881,144	36,576,195	42,303,889
L141		2,218,187	7,059,041	6,156,684	6,105,074
L148		2,050,504	2,017,392	84,523	23,000
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,652,900	1,751,233	4,485,410	4,349,088
P322 c581		2,961,156	3,581,106	1,067,751	1,369,726
c582		1,413,633	974,565	1,101,490	1,086,870
c583		4,297,934	894,875	859,712	481,792
c584		791,563	126,709	538,488	810,853
c587		202,058	73,264	655,916	636,792
c588		9,704,157	7,193,377	11,173,365	11,126,587
c589		13,776	0	2,610,139	2,937,309
c590		91,153	730,053	346,394	308,870
c591		4,129,277	504,212	102,750	121,711
c592		1,510,101	3,086,047	2,358,531	3,385,696
c593		30,690,436	30,719,836	32,741,031	39,631,111
c594		832,892	943,745	1,218,232	1,876,325
c595		470,784	126,669	986,629	2,943,879
c598		1,246,698	328,686	1,024,234	1,311,501
P323 c168	Costos de Administración	141,000,836	126,362,675	81,437,368	102,316,521
P323 c169	Costos Totales OYM	1,394,621,447	1,362,893,511	1,304,557,325	1,387,862,191
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	298,367,612	304,215,903	180,572,831	191,415,826
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	178,812,432	193,327,524	60,657,483	65,332,045
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	57,910,144	58,756,642	39,613,555	40,371,977
P401b	Demanda Pico (MW)	6,097	5,461	5,121	5,059
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	568	450	0	0

P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	749,080,263	789,638,802	154,306,916	153,583,951
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	68,052,624	69,806,596	120,093,350	124,444,975
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	2,645,931	1,066,136	2,608,095	2,808,307

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	PSI		Pensylvania EC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	130,494,470	133,302,002	56,135,411	54,417,700
P206 c373	Activos Alumbrado Público	28,716,138	32,589,978	25,632,885	25,585,758
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,718,047,082	1,794,502,961	1,420,631,408	1,462,811,585
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	6,177,668,388	6,386,393,737	1,965,557,501	1,981,276,421
P206 L90	Activo total planta general	179,706,375	174,812,893	151,355,394	150,996,923
P110 L2	Utility Plant	6,177,819,983	6,391,827,793	1,966,609,315	1,981,830,889
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,469,900,282	2,653,595,256	785,715,603	776,903,873
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	3,091,522	2,125,389	1,332,755	1,325,281
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	10,140,662	13,151,438	2,370	-1,598
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	41,776,473	44,003,959	13,400,384	13,668,142
P301	N° de Clientes	742,480	747,738	584,225	585,685
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	56,009,684	62,478,202	32,217,920	34,131,462
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	-552,935	302,620	782,208	1,063,230
c597		841,832	926,266	2,584,600	3,597,186
L134		32,004,982	31,495,908	31,913,903	17,973,359
L141		4,488,331	3,925,356	10,833,570	13,981,690
L148		7,456,217	7,973,084	0	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,222,860	2,114,416	2,429,445	1,543,222
P322 c581		2,819,223	3,120,080	2,004,360	1,962,903
c582		186,665	217,176	1,509,992	392,120
c583		1,349,746	1,982,914	5,634,503	312,384
c584		311,348	343,177	441,238	58,400
c587		2,079,505	2,295,381	1,413,999	0
c588		1,093,526	1,241,781	12,068,570	13,469,108
c589		0	0	615,962	0
c590		2,579,928	2,516,679	303,116	310,778
c591		204,657	281,547	29,616	10,947
c592		3,370,508	3,722,111	3,027,248	3,006,889
c593		20,197,660	18,612,624	27,887,477	24,127,427
c594		1,802,111	2,024,168	645,820	606,834
c595		287,744	271,190	218,133	9,711
c598	3,600,609	1,499,330	454,364	127,740	
P323 c168	Costos de Administración	188,190,695	204,790,884	47,901,387	27,623,715
P323 c169	Costos Totales OYM	1,235,497,755	1,233,590,425	773,407,294	763,105,130
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	171,214,036	183,135,818	364,330,415	368,283,162
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	262,932,803	273,778,792	106,193,139	115,163,869
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	7,239,602	7,581,697	32,947,645	32,843,513
P401b	Demanda Pico (MW)	5,827	5,660	2,661	2,830
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para	378	501	0	0

	reventa (MW)				
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	248,377,455	217,930,324	646,233,791	657,730,217
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	139,021,415	145,109,388	110,089,541	110,015,536
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	318,816	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	4,250,950	3,853,875	2,010,372	2,003,755

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Pensylvania PC		Portland	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	20,443,328	21,015,593	51,953,359	52,824,839
P206 c373	Activos Alumbrado Público	5,620,574	5,600,527	41,053,477	43,319,496
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	284,533,213	298,748,254	1,750,941,813	1,856,397,869
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	459,510,716	501,584,706	3,744,282,234	3,878,103,778
P206 L90	Activo total planta general	7,070,544	9,596,786	240,816,722	243,209,439
P110 L2	Utility Plant	714,555,979	756,741,941	3,744,478,636	3,878,291,568
P110 L5	Depreciación Acumulada	268,347,121	283,568,759	1,863,811,407	2,002,717,748
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	401,927	410,741	1,272,183	1,144,532
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	5,772,110	6,402,514	12,081,910	9,340,883
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	10,030,751	10,833,023	30,507,764	27,105,021
P301	N° de Clientes	155,449	156,501	750,544	762,381
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	7,045,655	7,341,660	86,827,195	90,335,595
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	-83,777	-12,583	879,172	854,537
c597		630,817	584,707	46,853	48,833
L134		12,564,361	4,429,842	48,951,009	51,387,079
L141		602,426	2,008,117	8,560,591	8,525,375
L148		38,860	156,753	35,768	11,850
P321 c580	Costos OyM Distribución	-127,672	0	6,213,362	7,646,490
P322 c581		387,721	0	0	0
c582		54,764	61,341	317,441	469,979
c583		1,274,044	102,710	0	0
c584		262,904	246,313	1,063,203	1,013,837
c587		2,031	0	983,469	1,022,518
c588		1,542,246	1,479,737	77,633	137,621
c589		7,894	0	1,313,040	914,901
c590		20,521	143,871	1,570,811	1,270,000
c591		20,651	0	0	0
c592		645,388	737,204	3,323,080	3,006,367
c593		8,133,147	5,211,386	17,781,846	20,441,694
c594		110,090	57,538	3,272,604	3,442,879
c595		0	0	0	0
c598		85,467	69,663	6,416,441	7,506,115
P323 c168	Costos de Administración	30,367,727	41,032,547	92,774,927	88,895,355
P323 c169	Costos Totales OYM	369,118,611	359,661,950	1,385,348,560	1,238,719,529
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	46,688,328	48,711,545	320,417,983	341,027,375
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	36,163,199	39,261,901	374,186,912	403,394,254
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	5,317,787	5,729,311	16,068,413	16,068,413
P401b	Demanda Pico (MW)	952	987	3,351	3,942

P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	451	451	75	75
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	165,642,978	181,031,219	943,248,347	772,661,341
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	4,851,544	5,776,234	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	50,218	211,062	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Potomac		Public SCNM	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	148,736,357	159,891,999	32,355,826	33,386,806
P206 c373	Activos Alumbrado Público	37,567,099	37,098,729	14,881,732	15,128,947
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	3,386,152,746	3,425,220,542	716,782,648	756,705,175
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	4,407,744,540	4,426,756,774	2,390,594,590	2,463,187,710
P206 L90	Activo total planta general	281,948,137	281,143,960	91,195,321	94,470,744
P110 L2	Utility Plant	4,543,831,343	4,558,542,125	3,061,107,814	3,266,817,232
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,788,426,871	1,923,130,568	1,291,242,911	1,372,793,862
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,895,926	1,781,172	381,165	537,662
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	3,251,531	3,424,655	11,847,776	12,000,544
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	25,993,972	26,902,486	19,200,487	18,839,575
P301	N° de Clientes	723,517	732,345	396,303	406,968
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	116,437,611	119,470,836	20,357,601	16,553,102
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,884,361	2,750,386	1,831,312	1,591,057
c597		273,913	695,257	742,123	812,660
L134		50,517,325	54,066,152	8,393,549	11,201,559
L141		1,325,080	1,775,312	2,717,031	2,981,294
L148		184,876	203,787	5,312,675	5,220,474
P321 c580	Costos OyM Distribución	28,302	4,949,656	2,127,370	2,412,487
P322 c581		1,711,512	4,376,693	429,807	459,622
c582		2,766,689	2,651,788	88,870	78,368
c583		1,072,800	1,334,543	1,112,375	1,441,637
c584		5,182,965	4,862,422	996,721	1,206,410
c587		4,364,582	5,628,021	18,164	10,228
c588		1,869,880	3,940,474	3,296,555	2,862,316
c589		8,380,781	8,057,372	97,424	299,789
c590		10,330	44,543	310,910	439,600
c591		770,740	632,679	61,652	39,637
c592		6,652,598	7,763,778	1,307,219	1,177,552
c593		17,293,061	14,955,595	4,328,139	4,399,287
c594		8,240,589	7,651,881	1,097,467	1,387,539
c595		2,786,639	2,801,104	201,501	210,713
c598		1,327,290	1,482,076	-5,475	286
P323 c168	Costos de Administración	92,486,868	82,230,802	87,048,301	86,107,090
P323 c169	Costos Totales OYM	891,281,612	1,139,711,187	848,145,354	883,133,660
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	240,196,799	241,537,520	73,742,813	76,320,241
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	709,174,868	718,402,481	140,667,455	152,661,976
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	720,219,470	725,179,042	74,464,753	78,818,877

P401b	Demanda Pico (MW)	6,166	6,086	1,661	1,655
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	1	1	390	315
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	658,374,459	891,385,247	401,015,993	424,764,093
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	2,061,236	2,061,236	47,831,116	64,934,535
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	4,021,763	4,021,763		
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	173,883	192,036	2,558,323	1,928,725

## *Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Public SEGC		Puget SE	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	158,810,368	167,158,810	120,160,419	121,538,545
P206 c373	Activos Alumbrado Público	218,631,729	228,394,493	28,754,848	29,110,492
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	4,369,571,203	4,562,415,942	2,536,623,123	2,621,953,457
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	5,918,985,974	6,138,996,973	4,099,905,170	4,217,423,387
P206 L90	Activo total planta general	229,815,709	244,024,812	137,448,837	135,019,392
P110 L2	Utility Plant	9,841,994,138	10,193,641,932	6,280,335,001	6,547,130,805
P110 L5	Depreciación Acumulada	3,729,904,116	3,947,154,051	2,450,321,135	2,585,366,278
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	3,399,456	2,317,597	1,307,496	1,404,515
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	4,694,509	4,723,897	5,178,282	2,721,781
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	46,774,762	48,085,835	24,707,719	22,598,571
P301	N° de Clientes	2,061,994	2,082,451	968,595	990,029
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	130,647,380	110,787,831	70,350,597	72,588,855
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	11,959,825	8,884,490	1,840,902	1,842,609
c597		599,814	406,944	327,162	294,687
L134		64,228,098	40,255,378	33,531,992	31,640,635
L141		122,474,459	143,025,220	37,427,879	24,956,166
L148		5,600,811	5,889,952	441,693	432,584
P321 c580	Costos OyM Distribución	0	0	696,388	1,663,003
P322 c581		0	0	3,885,928	4,080,837
c582		284,897	293,511	1,294,230	1,333,777
c583		274,961	251,273	4,355,519	3,016,529
c584		6,158,989	5,370,235	2,673,174	2,817,669
c587		3,434,788	3,471,962	2,103,966	2,055,378
c588		33,358,637	34,026,041	2,347,551	2,255,212
c589		258,430	791,847	119,396	130,167
c590		5,877,138	688,224	14,344	14,676
c591		8,940,984	10,018,827	6,582	4,767
c592		12,446,762	14,883,405	3,820,291	2,992,642
c593		41,395,851	32,391,967	21,318,481	25,470,646
c594		13,582,362	15,387,213	9,735,944	9,921,513
c595		2,379,205	3,094,868	386,512	417,579
c598		1,898,506	2,488,482	56,951	26,094
P323 c168	Costos de Administración	206,994,918	201,666,515	61,067,257	60,537,482
P323 c169	Costos Totales OYM	2,995,266,975	2,869,311,642	956,549,862	916,581,015
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	782,599,518	813,228,831	330,029,909	333,088,725
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	689,076,381	726,581,254	466,834,685	490,605,721

P206 c366	Activos conducciones subterráneas	347,044,433	354,515,110	426,483,805	446,732,794
P401b	Demanda Pico (MW)	9,855	9,429	4,055	4,536
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	1	1
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	2,406,840,373	2,301,228,458	606,518,849	551,418,234
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	2,699,557	3,026,363
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0		
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	53,605	41,164

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	South CEG		SWLPC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	92,556,946	96,580,029	2,293,529	2,315,564
P206 c373	Activos Alumbrado Público	140,901,419	149,765,060	340,024	342,814
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,675,230,266	1,776,621,002	19,312,711	19,888,373
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	5,229,380,838	6,002,206,641	28,989,380	29,621,819
P206 L90	Activo total planta general	124,245,052	129,948,638	610,221	638,385
P110 L2	Utility Plant	5,879,855,952	6,684,486,196	77,614,503	79,454,183
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,028,754,602	2,153,036,513	31,869,086	33,492,622
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	984,128	816,281	14,124	14,581
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,862,689	3,370,074	0	0
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	22,530,743	25,050,003	564,979	583,253
P301	N° de Clientes	565,070	578,123	14,433	14,393
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	44,027,657	46,932,176	711,360	728,881
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,046,544	1,066,042	56,082	64,260
c597		151,905	99,624	102,495	128,937
L134		38,631,510	41,482,943	419,100	448,013
L141		3,551,114	3,439,540	562,967	394,061
L148		3,976,851	2,754,829	10,339	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	399,416	436,365	24,349	27,386
P322 c581		564,883	555,030	0	0
c582		358,814	388,515	22,089	238
c583		1,177,691	1,746,914	140,025	126,778
c584		274,190	323,474	0	0
c587		-1,479	23,856	39,997	4,832
c588		4,168,137	5,092,392	112,387	155,356
c589		91,775	160,427	9,608	10,644
c590		146,874	151,442	11,691	0
c591		6,886	9,067	0	0
c592		2,233,489	2,233,922	0	0
c593		15,787,636	20,472,828	127,454	229,565
c594		1,755,075	1,795,368	10,941	16,278
c595		176,963	224,743	0	0
c598		15,626	66,274	34,477	0
P323 c168	Costos de Administración	118,217,492	134,734,107	1,722,276	1,863,156
P323 c169	Costos Totales OYM	780,543,340	936,029,888	22,455,086	24,758,461
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	265,302,888	279,138,401	3,768,630	3,943,419

P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	198,532,644	216,255,122	2,372,155	2,431,008
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	77,697,064	82,741,930	63,182	63,182
P401b	Demanda Pico (MW)	4,474	4,574	90	91
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	29	29	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	163,998,792	168,354,767	18,902,233	21,200,815
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	179,132,796	181,150,284	2,621,973	2,621,973
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	9,430,300	9,430,300	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	10,401	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	The Potomac		Tampa EC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	49,599,931	50,420,898	46,817,073	50,738,903
P206 c373	Activos Alumbrado Público	20,874,152	21,344,521	112,607,125	117,100,037
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,100,894,393	1,160,306,812	1,315,005,249	1,371,129,198
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,498,308,401	1,554,489,805	4,688,313,584	4,771,247,454
P206 L90	Activo total planta general	81,251,982	69,867,573	196,489,070	191,451,228
P110 L2	Utility Plant	1,500,862,047	1,567,920,693	4,726,246,452	4,809,795,315
P110 L5	Depreciación Acumulada	603,048,549	632,526,002	1,991,303,003	1,742,974,430
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	900,670	951,597	934,165	954,721
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	3,043,734	2,600,914	691,238	664,624
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	18,099,224	18,156,323	18,933,608	19,101,493
P301	N° de Clientes	432,169	441,707	604,900	619,535
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	29,267,501	30,656,425	45,095,179	48,582,849
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	76,411	158,113	4,186,191	2,530,694
c597		63,175	336,208	342,795	320,771
L134		12,267,984	12,122,326	27,251,170	22,538,287
L141		918,875	1,003,584	19,279,161	17,871,047
L148		1,276,932	582,283	1,709,109	1,533,250
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,147,062	1,720,522	1,255,481	1,117,210
P322 c581		1,571,354	1,536,111	0	0
c582		291,086	251,991	615,641	515,634
c583		399,225	351,058	407,644	544,300
c584		1,594,697	1,072,898	49,872	38,606
c587		440,907	423,579	1,743,531	2,962,924
c588		968,466	1,320,277	14,188,178	13,073,539
c589		112,203	104,594	30,414	23,806
c590		3,160,752	3,147,589	1,002,727	287,941
c591		0	0	-132	2,711
c592		1,338,205	1,267,247	1,208,466	1,005,836
c593		20,223,636	16,912,744	6,600,917	7,774,501
c594		2,540,663	1,978,039	1,591,522	1,398,180
c595		295,740	224,561	371,859	504,017
c598		741,123	803,905	0	0
P323 c168	Costos de Administración	57,717,263	52,847,667	83,123,887	86,889,504
P323 c169	Costos Totales OYM	822,246,512	815,384,670	1,005,135,663	1,055,953,352

P206 c365	Activos Líneas Aéreas	173,560,857	179,784,156	176,648,692	181,484,411
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	165,647,409	172,040,834	141,596,437	149,658,030
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	52,253,186	61,428,513	107,534,026	115,565,234
P401b	Demanda Pico (MW)	3,091	3,297	3,881	3,855
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	110	9	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	614,185,280	594,139,667	234,935,284	172,353,694
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	The EDEC		The UIC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	15,118,301	16,040,277	43,557,503	25,939,873
P206 c373	Activos Alumbrado Público	10,089,943	11,140,368	17,905,880	18,465,481
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	459,096,010	481,178,663	498,570,286	493,702,897
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,189,777,270	1,219,716,913	735,102,447	749,701,816
P206 L90	Activo total planta general	51,707,342	54,787,944	44,847,254	54,402,558
P110 L2	Utility Plant	1,199,907,309	1,230,246,783	750,396,181	750,180,372
P110 L5	Depreciación Acumulada	389,717,146	400,770,138	265,042,963	250,430,230
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	355,305	343,400	290,270	172,115
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	633,196	533,993	478,185	479,531
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	4,910,979	4,848,664	6,241,237	6,431,744
P301	N° de Clientes	155,066	157,680	320,994	321,774
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	11,552,553	12,167,250	15,725,672	16,088,800
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,654,753	1,774,645	8,710,726	5,004,616
c597		212,948	201,924	1,017	974
L134		6,610,352	7,475,140	13,549,639	24,183,358
L141		1,030,935	1,025,368	27,352,136	22,858,785
L148		326,214	302,837	0	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	581,310	724,667	5,146,460	5,696,023
P322 c581		0	0	584,906	456,971
c582		354,189	392,643	1,477,391	1,504,741
c583		1,260,352	1,311,857	2,821,339	2,369,649
c584		394,095	436,515	751,155	1,010,318
c587		208,970	25,190	206,471	324,298
c588		688,512	627,393	781,682	1,810,003
c589		1,888	1,885	1,656,732	155,171
c590		181,838	189,827	133,699	243,950
c591		47,712	41,385	43,944	97,805
c592		777,545	1,046,131	684,344	984,486
c593		4,403,075	4,729,043	6,721,022	6,685,802
c594		465,369	555,950	1,426,280	1,532,217
c595		151,708	129,208	165,112	311,028
c598		151,142	130,630	44,962	71,257
P323 c168	Costos de Administración	24,858,223	27,021,950	80,601,205	78,763,694

P323 c169	Costos Totales OYM	181,809,640	190,545,369	458,129,567	568,281,428
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	102,680,119	108,539,350	97,257,381	99,613,506
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	33,337,407	34,849,206	57,717,579	59,910,774
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	15,763,257	16,927,947	40,040,919	40,679,223
P401b	Demanda Pico (MW)	1,041	1,014	1,274	1,197
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	50	48	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	60,208,746	52,845,617	276,461,683	381,723,711
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	36,904,532	39,446,588	51,272,127	50,203,577
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	15,034,949	15,945,972
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	366,666	597,104	1,380,624	2,402,345

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Toledo EC		Upper	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	30,441,509	30,356,924	5,338,915	5,398,102
P206 c373	Activos Alumbrado Público	34,449,727	35,117,853	1,598,752	1,686,523
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	597,911,068	620,368,620	99,381,066	111,541,181
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,350,839,168	1,471,933,552	164,163,795	181,846,068
P206 L90	Activo total planta general	43,069,971	48,184,803	17,302,323	19,521,939
P110 L2	Utility Plant	1,592,716,974	1,714,094,967	167,739,360	185,421,633
P110 L5	Depreciación Acumulada	671,658,106	714,061,945	80,489,503	83,958,147
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	717,453	786,947	94,772	72,062
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	5,538,697	9,358,033	188,904	224,845
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	15,787,704	19,531,663	935,314	986,090
P301	N° de Clientes	307,214	309,238	51,320	51,666
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	20,048,477	20,714,072	2,875,139	3,059,113
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	-79,526	659,832	467,569	430,608
c597		1,614,180	1,545,122	8,708	7,655
L134		11,656,684	12,508,549	2,364,515	2,384,144
L141		1,304,082	3,085,192	649,078	610,825
L148		62,311	87,104	0	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	-482,836	663	617,447	186,086
P322 c581		1,052,648	1,212,762	159,309	210,178
c582		320,201	280,490	167,903	306,294
c583		579,455	502,328	126,641	181,029
c584		266,116	143,835	278,061	258,250
c587		33,986	0	18,751	27,570
c588		4,804,716	3,480,437	2,623,089	3,774,937
c589		21,833	0	116,178	81,657
c590		753	346,104	185,846	147,065
c591		1,334,250	53,149	45,110	46,175
c592		782,220	1,254,327	403,218	406,194
c593		10,893,949	10,489,484	3,806,621	3,403,701
c594		1,376,156	982,547	229,587	301,860
c595		191,758	154,961	29,687	43,684
c598		494,020	-57,161	21,400	19,285

P323 c168	Costos de Administración	54,684,836	76,118,969	9,541,242	12,156,229
P323 c169	Costos Totales OYM	716,542,340	685,039,252	70,918,290	79,789,496
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	105,497,529	107,400,167	14,139,824	14,568,160
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	86,215,507	90,545,653	13,587,290	14,678,015
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	10,916,635	10,941,258	0	0
P401b	Demanda Pico (MW)	2,037	2,032	150	139
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	43	43	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	301,673,771	312,867,297	34,978,630	41,976,032
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	5,727,535	7,331,410	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	828,437	198,867	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	362,481	208,439	0	0

***Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)***

Ref. FERC FORM 1	Concepto	West Penn		Wheeling PC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	70,813,621	72,592,150	4,468,531	4,427,828
P206 c373	Activos Alumbrado Público	18,625,279	18,826,126	1,586,791	1,616,737
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,217,687,366	1,259,254,484	76,875,105	82,036,238
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,755,792,054	1,789,557,705	106,394,699	111,991,692
P206 L90	Activo total planta general	142,867,234	139,407,378	3,317,333	3,366,455
P110 L2	Utility Plant	1,758,241,516	1,792,020,608	107,204,664	112,657,330
P110 L5	Depreciación Acumulada	683,577,606	717,142,663	47,013,378	49,094,305
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,160,560	1,415,979	31,457	40,947
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,609,415	1,504,982	0	0
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	20,611,316	21,026,474	1,857,555	2,009,471
P301	N° de Clientes	694,422	698,088	41,311	41,349
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	31,419,942	31,826,475	2,546,603	2,643,966
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	107,359	236,294	148,318	174,765
c597		60,805	532,336	30,005	34,292
L134		20,316,857	24,943,096	1,771,103	1,767,922
L141		3,896,658	3,912,158	169,216	165,887
L148		1,586,419	554,388	246	206
P321 c580	Costos OyM Distribución	3,144,548	2,466,990	219,099	186,350
P322 c581		2,181,986	1,941,511	64,212	81,558
c582		836,655	774,761	61,866	64,647
c583		500,820	489,704	45,668	22,729
c584		2,426,965	731,907	111,805	158,877
c587		612,941	531,927	46,815	34,456
c588		1,397,236	1,939,650	427,128	642,621
c589		124,578	189,454	287,218	301,767
c590		4,448,658	4,166,774	14,684	32,176
c591		6,414	0	28,040	15,557
c592		3,406,557	4,249,127	192,674	423,005
c593		22,219,614	21,912,301	1,869,336	2,172,148
c594		1,478,012	1,425,865	148,768	337,798
c595		331,154	303,259	34,914	225,165

c598		1,018,211	1,247,715	55,570	81,243
P323 c168	Costos de Administración	80,032,035	66,556,697	2,847,474	2,667,067
P323 c169	Costos Totales OYM	897,214,001	931,420,650	60,104,920	67,658,228
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	232,529,952	238,296,656	12,516,377	13,448,602
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	67,077,457	70,744,755	5,013,372	5,272,169
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	20,421,642	23,170,714	4,503,510	4,533,574
P401b	Demanda Pico (MW)	3,470	3,492	298	314
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	10	12	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	707,672,282	754,076,356	50,840,816	57,277,972
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	3,866,079	3,949,071
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	37,502	41,413

### *Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Atlantic City Electric Co		Commonwealth EC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	52,129,039	54,950,938	26,043,188	27,087,625
P206 c373	Activos Alumbrado Público	48,905,844	50,656,884	8,334,233	7,522,666
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	981,283,587	1,039,450,450	548,971,092	577,326,479
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,763,144,718	1,693,334,474	713,586,572	756,529,820
P206 L90	Activo total planta general	115,003,189	111,917,331	47,245,124	49,659,312
P110 L2	Utility Plant	1,768,748,532	1,698,938,288	714,075,857	757,019,105
P110 L5	Depreciación Acumulada	790,073,905	679,982,055	253,905,153	270,103,259
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	780,692	884,442	285,572	256,003
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	-1,048	2,906	2,214,866	2,061,349
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	9,641,596	9,876,570	6,388,411	6,305,256
P301	N° de Clientes	518,011	520,850	358,206	361,660
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	35,780,895	37,242,220	16,782,815	17,790,267
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	3,637,971	728,828	1,959,518	2,615,739
c597		433,314	510,469	0	0
L134		40,620,695	34,525,010	16,160,880	13,423,735
L141		3,551,364	10,208,259	11,366,442	11,471,612
L148		7,511,322	5,020,558	483,085	515,895
P321 c580	Costos OyM Distribución	6,067,439	7,481,393	7,300,703	3,570,091
P322 c581		2,109,246	1,972,813	2,403,622	2,558,866
c582		64,239	59,393	716,291	1,186,857
c583		4,647,346	3,279,170	5,960,005	4,339,143
c584		0	0	1,529,376	2,028,887
c587		0	-4,637	398,358	438,129
c588		3,056,056	3,036,061	2,853,372	1,440,320
c589		4,869,609	5,073,590	829,750	794,112
c590		384,011	476,603	13,717	1,420,601
c591		0	0	9,445	18,715
c592		4,332,967	3,635,819	368,831	584,179
c593		3,459,706	5,159,563	6,422,050	7,415,165
c594		2,683,579	1,038,258	678,337	725,986

c595		0	0	0	0
c598		2,003	0	390,093	354,414
P323 c168	Costos de Administración	48,750,050	49,454,940	30,344,653	29,780,934
P323 c169	Costos Totales OYM	667,317,966	672,986,729	478,143,759	498,871,573
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	165,387,092	166,201,031	138,370,104	138,359,651
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	72,593,811	77,526,978	73,096,796	81,605,305
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	27,098,405	26,929,177	26,182,855	30,644,970
P401b	Demanda Pico (MW)	2,485	2,454	913	874
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	446,253,659	404,513,399	348,754,803	381,271,267
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	133,763,075	137,016,462	44,101,477	44,101,477
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	9,041,048	9,041,048
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	1,008,574	952,483	0	0

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Delmarva		El Paso	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	67,504,624	69,647,653	24,928,720	24,384,500
P206 c373	Activos Alumbrado Público	45,323,960	46,611,484	8,995,348	8,976,886
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,112,166,847	1,172,589,320	484,014,724	508,967,195
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,706,019,956	1,782,855,760	2,692,516,023	2,739,818,290
P206 L90	Activo total planta general	76,676,689	78,696,043	92,317,364	92,644,975
P110 L2	Utility Plant	2,183,174,141	2,273,036,846	2,692,516,023	2,739,818,290
P110 L5	Depreciación Acumulada	878,736,513	943,705,239	1,617,163,260	1,638,800,324
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	825,084	955,811	539,013	533,169
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	997,196	719	1,988,636	1,879,561
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	15,671,846	13,903,579	8,439,081	8,460,897
P301	N° de Clientes	488,906	497,418	320,204	328,804
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	34,747,073	36,634,474	11,087,113	13,392,998
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,904,084	2,037,693	1,082,874	1,069,314
c597		338,464	322,831	54,751	51,790
L134		43,367,095	33,329,183	10,955,576	9,670,436
L141		698,168	1,467,296	935,663	707,252
L148		1,075,845	813,747	80,258	81,886
P321 c580	Costos OyM Distribución	1,760,719	2,856,542	1,428,101	1,363,956
P322 c581		3,336,681	2,798,565	299,233	338,639
c582		815,141	745,456	1,421,416	1,569,659
c583		5,124,227	1,471,726	809,443	767,693
c584		380,454	362,934	489,636	503,684
c587		157,033	-853	652,642	691,426
c588		5,758,535	4,223,456	2,896,638	3,223,527
c589		2,074,586	2,386,041	77,730	66,836
c590		835,254	672,366	104,749	156,094
c591		0	0	1,264	0
c592		3,979,662	4,499,722	596,097	522,372
c593		13,688,642	13,599,779	3,526,415	3,934,300

c594		3,067,729	1,922,591	611,241	430,413
c595		20	0	4,752	4,405
c598		544,294	67,776	632,065	322,926
P323 c168	Costos de Administración	34,795,130	45,685,168	104,318,204	107,710,235
P323 c169	Costos Totales OYM	779,988,718	729,507,476	435,051,573	476,292,291
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	120,661,938	124,681,463	43,260,172	45,442,614
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	201,618,476	208,326,001	48,761,401	54,427,579
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	15,589,458	15,589,458	57,150,513	63,631,906
P401b	Demanda Pico (MW)	3,670	3,636	1,315	1,330
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	7	6
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	639,819,292	593,603,292	55,591,638	66,450,681
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	67,556,707	72,840,495	39,194,180	39,967,036
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	0	0

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Graham		Interstate PLC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	923,531	950,562	70,279,624	74,345,042
P206 c373	Activos Alumbrado Público	0	0	58,313,371	58,371,901
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	18,509,057	19,663,990	1,306,642,517	1,394,207,802
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	22,989,842	24,461,189	3,666,128,565	4,212,799,958
P206 L90	Activo total planta general	2,672,500	2,906,401	140,566,056	142,758,679
P110 L2	Utility Plant	22,989,842	24,461,189	4,313,413,398	4,885,675,765
P110 L5	Depreciación Acumulada	8,295,990	8,890,373	2,171,626,049	2,306,608,714
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	15,527	10,904	1,027,258	1,236,250
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	0	0	1,298,495	1,305,442
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	120,872	121,193	16,802,016	16,695,956
P301	N° de Clientes	8,580	8,718	527,163	530,072
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	535,162	549,520	41,705,131	44,647,395
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	109,856	107,049	-1,712,776	-205,553
c597		998	284	48,485	21,191
L134		303,806	337,303	18,145,508	16,587,552
L141		0	0	25,036,712	26,198,632
L148		0	0	21	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	57,401	71,895	4,907,077	3,281,618
P322 c581		0	0	2,245,773	3,178,495
c582		37,361	38,341	2,567,931	55,450
c583		134,765	144,928	-1,185,498	-2,244,560
c584		16,045	17,579	835,398	949,890
c587		17,523	19,199	-77,161	152,529
c588		20,625	24,373	2,645,431	2,087,513
c589		0	0	1,987	47,599
c590		25,087	25,922	1,357	3,549
c591		0	0	0	0
c592		24,784	12,715	3,424,437	2,607,536

c593		999,765	1,017,030	15,592,728	15,998,351
c594		86,620	27,648	1,014,562	920,206
c595		7,535	9,471	53,078	81,722
c598		0	0	-35,211	11,789
P323 c168	Costos de Administración	692,939	794,893	80,522,005	98,589,305
P323 c169	Costos Totales OYM	10,112,254	9,845,455	609,418,920	619,576,776
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	2,751,424	3,023,343	278,173,788	304,046,230
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	526,537	528,515	150,432,697	152,393,780
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	522,344	522,344	41,686,390	42,608,978
P401b	Demanda Pico (MW)	36	34	3,121	3,017
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	7,541,432	7,151,167	164,442,463	126,981,310
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	1,805,224	1,805,224	234,593,718	250,136,298
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	5,140	11,935	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Louisville GEC		NC Missouri	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	33,764,883	34,327,885	1,318,280	1,347,709
P206 c373	Activos Alumbrado Público	57,894,575	60,069,070	22,870	22,870
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	690,188,790	712,213,033	20,415,989	21,245,914
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	2,809,259,877	3,112,956,472	23,838,676	24,674,465
P206 L90	Activo total planta general	17,552,272	16,659,058	3,422,120	3,427,984
P110 L2	Utility Plant	3,462,877,031	3,776,822,006	23,838,676	24,674,465
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,543,390,179	1,616,554,920	7,322,902	7,874,126
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	484,468	613,093	5,322	5,842
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	7,678,323	7,819,210	20,528	26,110
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	19,181,673	19,542,866	154,403	161,106
P301	N° de Clientes	384,976	389,239	4,629	4,701
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	22,722,583	23,039,403	573,843	594,737
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	4,423,461	5,174,919	48,192	48,054
c597		-114,036	0	3,000	129
L134		11,508,909	7,699,462	204,144	228,218
L141		4,737,181	4,670,829	29,983	73,134
L148		128,883	248,401	296,442	320,508
P321 c580	Costos OyM Distribución	1,148,725	2,518,917	41,547	21,532
P322 c581		203,042	140,493	7,319	4,402
c582		1,187,897	960,021	0	0
c583		3,515,187	6,023,279	269,665	62,163
c584		765,142	466,759	29,107	11,775
c587		0	0	46,311	37,503
c588		3,752,751	4,580,906	123,960	74,690
c589		10,929	18,444	0	0
c590		24,715	14,496	41,054	21,533
c591		338,459	331,493	24,101	42,371

c592		664,619	672,495	0	0
c593		6,806,827	16,219,747	576,525	617,958
c594		1,289,353	1,697,503	26,342	31,347
c595		259,529	282,066	23,946	21,399
c598		154,899	173,324	36,109	50,652
P323 c168	Costos de Administración	80,033,854	77,984,847	1,039,911	767,233
P323 c169	Costos Totales OYM	502,833,604	536,442,395	8,391,028	7,993,959
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	155,240,048	161,296,377	5,608,552	5,816,616
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	82,912,398	86,263,743	2,015,408	2,088,844
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	56,443,982	60,020,525	2,615	2,615
P401b	Demanda Pico (MW)	2,583	2,485	32	32
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	2	3
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	79,620,776	92,046,779	5,521,751	5,558,641
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	22,026,768	22,431,034	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	2,419,912	2,419,912	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	562,308	420,637	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Northern States PC-W		PacifiCorp	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	18,918,020	19,312,446	180,674,402	181,525,187
P206 c373	Activos Alumbrado Público	5,806,180	6,021,355	51,753,171	53,596,614
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	472,491,426	496,752,025	4,066,259,848	4,257,219,563
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,185,855,313	1,229,659,805	13,208,159,198	13,688,397,915
P206 L90	Activo total planta general	25,096,604	27,656,862	1,089,896,298	1,134,008,604
P110 L2	Utility Plant	1,410,716,610	1,467,309,815	13,391,609,608	13,871,234,077
P110 L5	Depreciación Acumulada	619,126,286	654,115,113	5,611,642,430	5,860,338,936
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	493,766	678,333	3,447,489	3,741,391
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	566,589	562,725	24,676,609	13,356,980
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	6,427,845	6,477,076	73,015,160	62,173,127
P301	N° de Clientes	233,927	238,075	1,548,342	1,578,247
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	16,641,537	17,502,328	119,403,164	116,124,087
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	859,645	1,148,007	5,414,421	5,319,872
c597		139,345	51,141	3,727,266	3,978,990
L134		10,339,502	10,013,833	96,416,401	86,823,415
L141		7,843,067	7,649,579	12,580,523	37,822,846
L148		287,936	271,350	196,329	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,354,742	1,090,435	23,764,850	23,633,967
P322 c581		483,865	630,727	6,417,993	7,297,006
c582		185,644	287,512	1,833,459	1,839,640
c583		399,387	1,063,284	17,824,024	22,543,306
c584		850,463	1,443,308	710,938	1,895,579
c587		240,097	1,124,542	276,892	119,129
c588		3,413,500	4,561,520	10,201,170	22,322,195
c589		85,150	0	4,707,201	3,587,250
c590		529,672	201,533	938,431	972,442

c591		0	0	1,227,236	2,083,885
c592		483,125	558,105	4,755,471	7,299,708
c593		5,387,418	5,484,761	20,240,458	58,389,411
c594		1,030,288	698,640	22,701,989	23,963,619
c595		5,249	312,366	817,032	1,269,880
c598		1,977	5,330	4,777,010	17,849,987
P323 c168	Costos de Administración	22,975,668	24,995,452	251,356,524	244,892,982
P323 c169	Costos Totales OYM	320,615,337	321,436,848	2,361,778,730	1,895,477,523
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	82,515,167	86,339,675	544,811,628	559,313,562
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	58,896,917	64,030,695	519,182,784	553,777,450
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	10,551,059	11,595,073	227,880,769	235,872,409
P401b	Demanda Pico (MW)	1,249	1,205	8,922	8,628
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	28	45
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	0	0	936,220,986	367,653,187
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	145,451,542	148,993,700	463,115,353	479,337,175
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	670,726	670,726	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	15,182,309	18,220,342	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Public Service Co of NH		Savannah EPC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	51,470,255	52,357,157	19,561,134	20,597,950
P206 c373	Activos Alumbrado Público	4,716,171	5,695,062	34,377,332	35,800,820
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	683,901,220	842,544,318	371,332,228	389,072,536
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,512,068,389	1,622,005,670	912,072,541	944,927,660
P206 L90	Activo total planta general	87,417,442	102,160,655	37,588,162	40,269,622
P110 L2	Utility Plant	1,517,312,671	1,626,973,326	912,503,912	926,624,849
P110 L5	Depreciación Acumulada	720,683,756	749,491,794	439,237,492	450,305,640
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	313,090	429,929	255,486	226,703
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	673,602	250,976	347,671	274,130
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	8,424,651	8,241,035	4,534,172	4,696,432
P301	N° de Clientes	454,769	473,015	138,478	141,579
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	16,592,575	18,513,474	11,111,095	11,554,652
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,049,663	2,047,774	865,391	840,453
c597		557,853	591,678	14,709	7,978
L134		12,929,253	13,394,964	7,352,206	7,724,425
L141		19,747,223	18,731,788	1,689,426	1,595,358
L148		308,276	291,488	2,691,487	2,762,890
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,133,576	1,936,534	1,310,436	1,286,070
P322 c581		554,728	585,534	790,091	805,993
c582		838,703	740,202	155,363	149,806
c583		2,328,124	1,592,267	1,239,964	1,401,646
c584		37,099	741,528	398,366	339,652
c587		-69,838	306,055	546,091	516,432
c588		392,487	497,407	2,255,767	3,023,181
c589		466,411	343,871	6,913	6,455

c590		1,356,504	1,378,885	493,377	449,272
c591		205,670	352,519	12,319	13,515
c592		2,581,169	2,952,080	687,350	529,745
c593		17,857,322	17,665,662	5,205,598	5,097,956
c594		873,071	1,144,493	1,027,424	1,085,819
c595		472,344	441,897	72,132	108,704
c598		696,307	997,780	476,116	283,976
P323 c168	Costos de Administración	61,630,078	71,359,987	25,753,141	28,508,399
P323 c169	Costos Totales OYM	608,636,842	642,786,203	228,957,301	268,093,327
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	199,268,371	209,618,885	67,104,812	69,392,999
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	60,686,921	73,799,198	55,124,360	57,713,769
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	10,377,422	12,473,901	16,972,102	20,684,717
P401b	Demanda Pico (MW)	1,556	1,524	904	949
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	224,170,239	225,422,909	90,028,083	126,406,528
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	73,790,367	49,354,088	33,320,001	36,951,423
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	1,143,600	0	0	
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	4,298	1,387,258	2,669,664	2,846,503

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Unil ES		Wisconsin PLC	
		2003	2004	2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	9,184,308	9,718,424	41,341,511	43,414,566
P206 c373	Activos Alumbrado Público	2,577,915	2,660,132	12,113,042	12,401,721
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	125,888,354	133,684,823	955,724,720	1,050,408,923
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	136,315,597	144,592,233	1,984,245,985	2,109,792,976
P206 L90	Activo total planta general	9,731,241	10,556,975	61,785,008	62,161,100
P110 L2	Utility Plant	136,315,597	144,592,234	2,543,111,506	2,670,266,071
P110 L5	Depreciación Acumulada	46,621,424	51,163,448	1,336,951,299	1,384,010,435
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	69,601	73,269	708,971	662,369
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	0	0	4,400,160	3,998,925
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	1,211,068	1,226,875	14,435,012	14,221,878
P301	N° de Clientes	72,208	73,189	424,493	431,747
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	5,335,193	5,653,228	31,798,305	34,781,554
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	585,818	557,401	521,528	274,110
c597		1,630	991	7,124	-1,656
L134		1,784,951	1,975,394	14,734,097	11,002,755
L141		3,456,576	3,452,761	37,642,207	30,779,229
L148		0	0	615	58
P321 c580	Costos OyM Distribución	521,851	438,482	2,089,290	1,624,420
P322 c581		2,669	61,493	2,699,219	6,402,935
c582		152,058	49,395	1,865,996	614,368
c583		175,367	171,343	144,275	-1,580,580
c584		57,702	56,836	836,744	885,544
c587		18,420	17,566	-2,420	-32
c588		88,328	71,990	1,572,004	2,400,418

c589		2,685	2,735	261,107	507,721
c590		0	3,679	2,315	49
c591		3,334	3,170	0	0
c592		98,371	148,056	1,409,662	1,122,151
c593		1,299,399	1,373,193	13,733,017	12,171,988
c594		5,864	4,407	1,168,548	1,011,216
c595		5,536	-218	36,730	115,819
c598		12,737	13,815	-20,526	-308,631
P323 c168	Costos de Administración	8,538,350	8,332,847	58,187,548	71,623,138
P323 c169	Costos Totales OYM	108,737,444	104,887,690	627,840,367	648,754,976
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	32,915,929	34,562,504	201,257,348	247,265,209
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	8,827,454	9,892,562	153,603,622	153,494,892
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	1,122,419	1,204,758	18,122,687	19,351,181
P401b	Demanda Pico (MW)	254	247	2,782	2,627
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	89,048,976	82,570,161	199,637,548	236,136,234
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	0	0

***Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)***

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Wisconsin PSC	
		2003	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	54,683,015	70,781,444
P206 c373	Activos Alumbrado Público	10,915,023	11,193,994
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	726,443,932	777,255,449
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,974,794,872	2,053,889,695
P206 L90	Activo total planta general	27,203,665	29,663,160
P110 L2	Utility Plant	2,578,384,739	2,733,907,680
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,300,284,109	1,363,034,332
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	519,176	650,253
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	2,706,577	2,710,519
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	13,411,367	13,493,389
P301	N° de Clientes	410,703	417,306
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	20,975,984	22,674,674
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	570,275	1,194,632
c597		291,222	221,259
L134		15,342,245	15,916,345
L141		18,155,875	18,902,055
L148		113,142	77,826
P321 c580	Costos OyM Distribución	4,394,523	4,588,262
P322 c581		1,439,308	1,666,976
c582		1,469,361	1,601,479
c583		1,943,332	2,266,497
c584		1,075,527	1,276,850
c587		6,888	105,359

c588		7,857,137	7,997,805
c589		365,065	336,820
c590		138,697	195,728
c591		132,678	0
c592		1,171,317	1,410,497
c593		13,226,904	13,838,649
c594		1,501,481	1,715,097
c595		283,032	267,543
c598		80,640	60,179
P323 c168	Costos de Administración	61,696,358	72,232,491
P323 c169	Costos Totales OYM	512,935,200	568,946,814
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	83,807,262	85,734,326
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	86,394,377	92,918,281
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	5,751,970	6,115,527
P401b	Demanda Pico (MW)	1,888	1,869
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	90	285
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	90,912,625	111,297,693
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Appalachian	Avista	C. Hudson	C. Vermont
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	92,929,505	24,229,309	29,096,558	18,553,757
P206 c373	Activos Alumbrado Público	19,285,025	20,521,010	7,608,991	2,189,873
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	2,006,328,748	724,054,166	473,517,446	244,088,707
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	5,766,579,475	1,960,177,435	656,065,494	483,329,773
P206 L90	Activo total planta general	143,342,893	52,183,500	749,535	40,003,037
P110 L2	Utility Plant	5,796,009,746	2,544,618,721	959,945,216	495,162,483
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,380,820,011	886,846,714	388,507,946	212,699,988
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	2,537,715	576,856	232,296	140,662
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	21,604,137	2,075,245	260,748	695,608
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	50,129,966	10,116,411	4,726,671	2,893,772
P301	N° de Clientes	925,098	321,725	285,966	148,018
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	64,131,915	15,636,268	13,264,444	7,985,730
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	1,845,863	1,164,956	1,356,809	518,016
c597		315,986	38,467	0	10,127
L134		41,241,115	11,564,334	13,899,934	5,029,369
L141		3,890,031	10,814,054	8,579,521	930,174
L148		78,922	1,177,362	1,439,357	102,745
P321 c580	Costos OyM Distribución	6,508,202	640,714	1,319,789	2,924,659
P322 c581		1,468,844	0	329,711	288,238
c582		740,399	311,926	419,012	123,153
c583		690,689	1,567,783	7,494,711	1,066,061
c584		843,788	1,300,982	679,524	12,346

c587		1,014,952	320,525	441,207	54,901
c588		11,923,913	3,050,024	3,242,147	1,787,299
c589		5,717,108	256,605	430,174	1,234,311
c590		78,455	578,690	130,327	417,760
c591		45,916	6,627	0	484,477
c592		1,880,099	622,015	1,104,959	563,705
c593		52,320,493	4,770,736	15,907,490	10,508,573
c594		1,944,581	850,600	463,998	71,804
c595		1,408,379	557,428	0	120,976
c598		1,473,119	81,748	0	21
P323 c168	Costos de Administración	106,474,218	47,379,256	25,851,782	27,195,176
P323 c169	Costos Totales OYM	1,254,322,619	432,146,510	361,282,621	236,025,417
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	352,290,452	105,326,965	100,976,771	69,077,699
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	127,566,344	80,647,470	32,501,411	3,175,317
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	53,544,932	48,946,733	13,453,828	1,008,679
P401b	Demanda Pico (MW)	6,873	1,509	1,078	411
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	388	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	417,293,761	148,932,685	265,736,724	152,993,620
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	122,337,936	78,398,930	59,636,090	24,069,791
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	2,694,503	523,155	5,153,689	1,589,491

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Cleco	Duquense	Green MP	Idaho PC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	29,541,147	110,066,028	10,494,484	40,201,148
P206 c373	Activos Alumbrado Público	26,173,147	28,976,720	4,696,588	3,961,700
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	726,305,535	1,511,628,941	175,506,255	952,978,561
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,686,149,350	1,989,243,130	322,114,676	3,220,682,867
P206 L90	Activo total planta general	92,097,910	183,257,513	26,892,090	212,069,129
P110 L2	Utility Plant	1,691,833,548	1,991,673,684	329,947,815	3,222,666,339
P110 L5	Depreciación Acumulada	732,156,298	673,193,557	131,349,896	1,239,604,536
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	510,015	757,915	115,108	1,445,281
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,260,932	211,764	2,287,038	1,829,940
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	9,852,494	13,574,855	4,220,767	14,809,971
P301	N° de Clientes	264,620	587,202	88,142	420,439
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	23,255,129	37,192,296	6,486,948	30,043,045
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	890,505	1,206,044	248,163	4,722,236
c597		484,978	1,035,599	103,859	1,425,510
L134		13,497,187	24,823,421	2,861,099	17,875,445
L141		5,800,650	3,210,161	523,246	8,063,989
L148		3,331,309	0	492	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	424,089	1,130,785	151,088	3,341,973
P322 c581		2,679	349,152	108,927	2,231,796
c582		503,601	754,248	80,945	853,609
c583		982,804	867,656	308,879	3,369,643

c584		89,245	300,014	2,086	2,818,655
c587		0	15,973	3,764	488,959
c588		1,159,721	8,260,618	122,025	5,753,921
c589		970,938	0	10,605	142,994
c590		1,399,755	337,612	124,835	35,636
c591		0	199	586	21
c592		604,304	1,417,837	351,185	2,863,970
c593		18,699,237	11,287,636	5,220,461	12,101,013
c594		255,745	954,418	340,998	1,378,903
c595		323,216	79,651	109,260	1,770,641
c598		1,540,809	146,934	28,220	240,673
P323 c168	Costos de Administración	25,785,295	58,469,000	13,938,357	65,001,923
P323 c169	Costos Totales OYM	508,373,973	520,809,064	238,819,191	540,468,444
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	168,602,787	242,862,321	35,048,612	94,018,650
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	33,963,877	159,514,584	15,699,136	136,740,442
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	26,941,483	88,076,718	9,324,819	35,554,518
P401b	Demanda Pico (MW)	1,885	2,686	330	2,944
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	1	16
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	237,035,007	393,676,563	189,449,917	150,979,849
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	5,930,245	8,117,983	16,323,476	37,630,133
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	9,594,711	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	83,255	0	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Illinois PC	Indianapolis	Northern IPS	NWEC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	51,001,499	50,779,397	64,425,012	993,378
P206 c373	Activos Alumbrado Público	116,100,213	47,608,848	29,167,515	583,563
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,624,840,601	904,618,797	1,059,389,501	22,302,829
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	2,277,153,423	3,205,453,364	4,518,317,274	39,036,510
P206 L90	Activo total planta general	249,272,371	163,351,519	134,713,924	2,875,393
P110 L2	Utility Plant	3,022,508,992	3,206,538,522	6,419,160,874	39,036,510
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,271,618,312	1,638,593,880	3,744,651,414	14,365,924
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	500,510	768,329	702,993	16,463
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,693	1,351,202	2,623,243	5,885
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	18,601,179	15,706,940	18,439,160	183,851
P301	N° de Clientes	583,039	452,354	437,928	12,392
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	36,089,450	45,526,497	40,856,936	797,370
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	4,626,527	3,050,856	3,509,068	46,493
c597		1,006,397	551,198	389	719
L134		15,460,544	15,768,703	18,272,797	467,531
L141		2,206,416	3,226,194	588,940	69,136
L148		62,437	35,094	2,141,547	3,261
P321 c580	Costos OyM Distribución	972,828	1,452,017	2,055,385	17,573
P322 c581		0	1,561,800	0	0
c582		1,262,677	123,323	410,835	8,336

c583		1,476,589	1,977,927	758,178	462,774
c584		2,119,588	1,613,783	1,591,888	85,465
c587		-120,535	1,416,983	481,046	4,598
c588		3,741,162	3,314,327	1,431,006	96,611
c589		92,567	35,868	53,216	417
c590		4,008,747	528,348	916,878	2,902
c591		337,717	715,101	26	75
c592		4,626,229	2,267,777	1,266,564	940
c593		29,767,129	15,957,089	9,568,073	344,391
c594		2,083,261	1,747,316	1,463,732	24,188
c595		1,147,260	-1,035,272	78,500	42,561
c598		0	1,667,657	401,005	0
P323 c168	Costos de Administración	58,861,275	63,401,900	83,076,632	911,839
P323 c169	Costos Totales OYM	826,469,501	407,336,463	588,886,629	11,452,438
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	302,895,283	111,140,609	137,606,565	4,656,351
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	159,420,857	147,046,701	150,831,327	4,488,116
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	18,753,794	58,795,199	4,098,552	0
P401b	Demanda Pico (MW)	3,585	2,892	3,054	36
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	8	0	1
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	680,979,805	16,942,415	135,773,944	8,505,140
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	0	19,702,765	167,823,186	5,188,574
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	2,664,702	0	455,217
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	433,824	0	30,764

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Oklahoma	Public Serv.	SIGEC	Southwestern
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	71,181,021	167,029,923	14,987,391	64,144,830
P206 c373	Activos Alumbrado Público	111,505,711	145,679,961	9,927,177	28,219,120
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,834,756,357	2,474,948,901	295,686,848	1,078,367,937
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	4,196,370,483	5,603,562,953	1,319,787,300	3,526,527,007
P206 L90	Activo total planta general	205,085,436	47,399,915	19,379,585	289,480,132
P110 L2	Utility Plant	4,197,391,738	7,718,057,133	1,537,525,459	3,545,238,854
P110 L5	Depreciación Acumulada	2,122,348,915	3,044,688,498	767,940,291	1,744,234,682
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,726,500	3,256,546	543,978	1,485,049
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,666,294	12,224,307	4,906,114	6,756,454
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	25,139,931	38,070,269	10,204,042	22,747,844
P301	N° de Clientes	722,404	1,272,047	134,251	437,165
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	56,579,823	56,112,091	9,730,335	38,189,172
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	3,294,933	2,420,623	342,002	1,989,022
c597		4,079	944,626	69,652	245,032
L134		22,363,097	30,036,352	3,938,085	21,275,556
L141		8,245,970	8,491,739	350,649	3,473,353
L148		2,947,090	3,725,558	312,362	4,747
P321 c580	Costos OyM Distribución	4,398,437	5,127,758	659,877	3,377,176
P322 c581		0	1,467,676	0	2,090,348

c582		2,930,744	932,342	80,301	367,404
c583		1,887,138	3,266,155	149,536	338,355
c584		3,570,901	7,188,077	441,207	1,059,881
c587		521,264	492,166	1,142,753	517,808
c588		1,464,159	8,906,311	2,185,667	10,971,708
c589		135,835	274,491	90	1,402,671
c590		698,933	430,568	131,444	332,445
c591		0	0	36,265	73,458
c592		1,367,781	2,463,848	213,763	1,759,743
c593		18,826,606	11,831,598	2,453,129	18,125,183
c594		2,842,516	6,738,716	423,470	1,074,301
c595		552,822	136,325	83,444	1,050,258
c598		43,123	750,231	297,022	666,322
P323 c168	Costos de Administración	129,373,038	151,977,355	27,152,888	58,708,994
P323 c169	Costos Totales OYM	1,134,007,113	1,765,811,047	189,467,829	747,525,057
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	264,016,590	186,334,741	42,709,050	196,113,294
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	313,768,126	716,864,950	35,558,213	110,825,783
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	81,339,270	167,778,562	14,858,651	25,564,424
P401b	Demanda Pico (MW)	5,657	6,419	1,253	4,568
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	244	0	101	944
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	292,912,120	961,268,628	16,172,019	82,764,272
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	77,377,907	110,618,499	32,146,249	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	12,416,014	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	2,939,688	5,250,099	44,145	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	SPSC	The Detroit EC	Tucson EPC	Union EC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	47,756,768	186,771,367	36,855,848	108,692,185
P206 c373	Activos Alumbrado Público	20,233,253	161,826,455	8,142,646	103,886,267
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	745,992,111	4,971,232,637	780,324,169	3,227,100,869
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	3,130,993,737	12,206,145,467	2,677,378,709	9,835,873,011
P206 L90	Activo total planta general	186,155,187	793,275,856	133,598,990	450,839,350
P110 L2	Utility Plant	3,146,314,488	12,290,429,581	3,428,665,980	10,153,668,673
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,415,834,356	5,311,447,322	1,739,137,528	4,395,191,109
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	0	3,041,174	813,319	2,670,507
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	10,075,378	5,599,658	3,364,010	12,680,210
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	26,169,759	49,271,444	11,593,562	47,794,327
P301	N° de Clientes	390,374	2,136,362	370,841	1,236,984
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	18,952,845	190,839,483	25,769,252	93,870,136
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,077,618	2,513,961	277,523	4,748,779
c597		76,319	9,998	109,295	441,031
L134		17,758,383	104,308,280	16,291,188	58,339,794
L141		3,324,194	55,983,149	2,608,919	4,335,261
L148		3,301,414	10,073,133	2,530	1,432,195
P321 c580	Costos OyM Distribución	2,756,311	40,324,493	2,397,375	2,678,231

P322 c581		669,411	12,755,382	329,058	3,698,425
c582		537,944	3,186,929	92,649	4,652,178
c583		1,363,013	-137,198	389,714	5,233,154
c584		753,793	976,064	180,812	1,322,607
c587		611,447	1,101,862	245,407	1,083,658
c588		3,388,542	6,913,669	9,376,173	19,232,479
c589		80,104	2,033,430	25,936	201,640
c590		184,340	733,536	690,795	3,400,390
c591		0	753,830	0	1,566,311
c592		2,196,200	9,993,625	1,126,506	11,456,567
c593		5,497,591	100,098,854	1,286,976	40,427,788
c594		79,169	17,747,447	140,312	4,948,487
c595		704,569	0	655,854	1,173,964
c598		116,886	529,799	402,974	1,008,547
P323 c168	Costos de Administración	64,148,959	508,952,121	59,325,305	246,450,812
P323 c169	Costos Totales OYM	883,951,850	2,241,873,324	575,131,820	1,241,353,068
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	148,560,372	1,391,561,549	95,065,115	700,183,791
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	36,957,740	666,369,451	175,621,937	425,438,608
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	37,880,758	216,273,932	45,860,914	145,310,105
P401b	Demanda Pico (MW)	4,661	10,470	2,060	8,453
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	148
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	226,587,664	265,166,632	65,505,690	159,674,508
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	175,966,345	0	21,815	7,879
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	796,653	0	541	0

### *Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Union LHPC	Village MWL	Western MEC	Wisconsin EPC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	13,925,211	274,889	32,703,290	108,476,317
P206 c373	Activos Alumbrado Público	6,287,752	71,137	12,343,492	16,897,853
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	250,578,058	5,464,938	459,144,448	2,588,865,429
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	273,895,082	14,212,251	612,025,438	5,707,368,513
P206 L90	Activo total planta general	975,351	1,847,812	34,801,873	102,512,173
P110 L2	Utility Plant	548,270,124	14,212,257	612,449,912	6,859,930,818
P110 L5	Depreciación Acumulada	200,165,384	8,744,491	202,803,066	2,961,454,454
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	362,435	6,053	287,930	1,539,260
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	0	0	254,201	2,794,951
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	3,728,276	44,794	4,277,634	30,713,844
P301	N° de Clientes	128,250	3,556	202,072	1,060,736
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	7,734,969	174,688	9,973,347	79,874,314
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	5,245	8,142	1,331,898	4,499,069
c597		104,730	1,031	322,293	0
L134		5,992,485	155,033	9,251,574	34,097,493
L141		416,810	17,811	13,431,855	36,725,690
L148		1,363,171	0	35,165	0

P321 c580		267,694	37,469	1,383,747	2,657,526
P322 c581		149,549	0	578,133	6,277,060
c582		8,528	6,426	433,452	1,609,904
c583		308,045	24,685	1,078,368	5,765,475
c584		115,009	9,770	122,091	2,403,444
c587		280,537	0	138,134	116,253
c588		140,161	76,840	28,712	9,039,255
c589	Costos OyM Distribución	494,928	0	145,846	45,635
c590		156,788	8,128	1,429,314	40,539
c591		14,750	0	295,162	238,902
c592		151,668	7,306	731,139	5,397,826
c593		2,600,171	125,941	7,405,928	28,446,829
c594		212,883	1,259	2,330,074	3,289,468
c595		126,726	1,112	603,230	368,014
c598		-68,065	17,517	288,001	6,001
P323 c168	Costos de Administración	10,297,227	547,308	20,810,443	173,112,867
P323 c169	Costos Totales OYM	191,502,252	5,060,575	273,294,302	1,245,805,242
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	55,089,134	1,267,202	80,714,286	435,613,506
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	30,502,562	25,864	90,232,356	781,372,290
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	12,954,470	34,624	46,722,732	125,612,829
P401b	Demanda Pico (MW)	772	9	765	6,323
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	278
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	154,572,191	3,827,870	199,710,964	257,382,542
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	10,041,003	0	33,441,778	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	1,972,604	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	881,694	0	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	ALLETE, Inc.	Alaska ELPC	Alfalfa EC	Arizona PSC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	30,246,259	2,574,197	1,362,667	152,540,738
P206 c373	Activos Alumbrado Público	2,369,592	307,858	2,542	60,494,513
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	332,824,842	37,520,517	25,680,249	3,185,963,958
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,438,104,304	99,600,590	28,852,188	9,008,437,017
P206 L90	Activo total planta general	131,403,037	12,840,053	3,155,293	382,266,414
P110 L2	Utility Plant	1,438,123,730	101,610,497	30,256,907	9,041,109,406
P110 L5	Depreciación Acumulada	670,551,476	54,647,710	13,591,201	3,575,860,969
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	615,980	12,515	10,923	1,216,310
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	2,746,186	0	12,781	21,270,208
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	11,171,607	307,588	138,032	45,832,513
P301	N° de Clientes	133,759	15,261	7,867	931,528
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	8,801,837	1,236,647	909,690	104,983,112
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	133,864	192,071	23,732	4,538,745
c597		814,155	1,759	24,419	101,675
L134		5,478,165	879,919	402,068	45,917,471
L141		8,722,317	22,502	152,432	2,075,499

L148		331,234	0	68,210	22,466,314
P321 c580	Costos OyM Distribución	817,970	335,833	0	2,038,001
P322 c581		6,183	0	0	851,103
c582		0	7,253	0	409,671
c583		742,560	0	188,211	899,172
c584		758,910	0	0	1,917,930
c587		10,515	0	12,475	127,947
c588		142,964	175,377	80,282	18,630,144
c589		0	0	0	552,854
c590		1,055,385	0	54,593	365,079
c591		0	70,007	0	447,818
c592		1,776,479	61,499	0	1,681,553
c593		6,997,748	390,957	855,153	12,659,893
c594		1,108,464	147,279	16,987	4,793,552
c595		0	-31,628	92,837	4,701,397
c598		23,835	38,522	17,388	4,449,277
P323 c168	Costos de Administración	48,074,408	2,568,788	827,722	141,463,629
P323 c169	Costos Totales OYM	342,576,032	15,292,232	9,700,559	2,003,186,952
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	62,622,220	8,365,176	6,953,627	225,839,906
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	51,695,873	5,490,107	382,834	847,234,420
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	7,854,342	2,200,203	0	465,569,588
P401b	Demanda Pico (MW)	1,449	59	33	6,332
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	159	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	131,896,738	8,305,899	6,884,050	1,039,566,638
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	61,458,278	14,424,835	0	229,100,075
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	13,403,875
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	1,041,108	241,100	0	3,524,921

### *Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Black Hills	Connecticut VEC	Connexus Energy	Edison SEC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	8,199,025	871,591	8,755,737	3,098,342
P206 c373	Activos Alumbrado Público	1,294,116	204,909	2,174,149	750,136
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	150,541,240	14,993,100	190,265,388	56,991,039
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	625,638,992	15,278,810	224,733,778	79,787,577
P206 L90	Activo total planta general	30,326,049	97,931	34,467,449	7,656,315
P110 L2	Utility Plant	630,509,301	15,278,810	224,733,778	79,769,017
P110 L5	Depreciación Acumulada	225,372,748	6,131,368	63,803,843	37,556,501
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	77,929	6,055	77,901	36,580
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,388,689	0	170,086	199,934
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	2,925,525	155,263	1,930,064	865,577
P301	N° de Clientes	60,802	10,699	107,598	22,104
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	4,146,243	440,326	5,600,823	1,715,654
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	500,598	21,302	357,496	103,844
c597		49,400	529	0	4,720
L134		3,965,207	381,884	4,002,577	1,009,070

L141		918,656	237,684	858,339	28,280
L148		0	0	226,857	0
P321 c580	Costos OyM Distribución	545,718	166,125	581,134	75,096
P322 c581		96,212	1,768	0	123,492
c582		283,982	2,161	417,913	70,110
c583		379,587	62,588	359,810	-45,539
c584		203,236	0	764,446	6,132
c587		45,674	702	42,432	54,571
c588		414,274	44,990	948,743	86,374
c589		22,461	85,646	23,747	0
c590		21,387	4,270	0	84,267
c591		0	6,731	0	1,460
c592		32,251	14,882	0	82,105
c593		1,199,937	224,122	2,682,911	1,017,576
c594		143,583	3,135	380,499	177,198
c595		14,458	3,941	322,411	20,166
c598		23,019	0	36,752	250
P323 c168	Costos de Administración	12,736,628	1,953,595	15,246,931	3,733,835
P323 c169	Costos Totales OYM	92,758,034	17,960,869	117,458,279	32,724,934
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	18,035,496	5,250,018	29,546,995	8,141,351
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	29,998,724	147,206	54,436,332	11,751,642
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	553,195	18,958	3,649,892	90,533
P401b	Demanda Pico (MW)	391	28	490	140
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	65	0	28	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	34,520,289	14,724,842	90,039,207	22,126,676
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	28,803,874	178,264	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	323,138	237	0	0

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Inland PLC	Massachusetts EC	Metropolitan EC	MidWest EC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	2,315,342	97,293,097	55,581,957	8,155,735
P206 c373	Activos Alumbrado Público	29,111	106,034,380	8,357,839	2,165,568
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	109,985,925	2,170,163,264	1,167,437,202	163,723,670
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	122,912,128	2,313,602,574	1,809,936,330	255,185,271
P206 L90	Activo total planta general	9,490,782	114,998,817	199,256,664	14,406,556
P110 L2	Utility Plant	123,243,005	3,391,725,134	1,810,532,657	345,916,920
P110 L5	Depreciación Acumulada	45,996,231	934,523,526	759,403,310	152,547,652
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	53,042	163,852	1,069,207	107,549
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	952	11,424	-7,441	117,456
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	711,131	17,170,168	13,009,872	1,018,115
P301	N° de Clientes	32,883	1,190,101	513,048	46,319
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	2,965,441	83,500,468	24,794,417	5,327,738
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	0	7,848,337	637,373	74,399
c597		29,440	386,713	1,793,760	110,021

L134		1,221,610	48,300,757	26,615,543	1,702,577
L141		-40,922	57,387,870	8,299,203	528,546
L148		187,128	235,366	6	70,723
P321 c580	Costos OyM Distribución	32,914	15,026,913	1,125,591	192,663
P322 c581		0	1,250,721	1,540,924	13,985
c582		0	3,787,480	550,881	88,805
c583		1,777,428	6,943,835	1,682,426	38,536
c584		87,588	3,209,570	493,101	186,252
c587		0	1,236,503	1,006,458	89,301
c588		171,557	10,028,722	7,067,098	1,023,967
c589		-23,495	1,258,875	-578,554	5,141
c590		0	1,620,958	148,191	44,428
c591		0	483,396	172,153	0
c592		233,890	5,706,377	2,225,652	243,868
c593		1,346,361	33,552,795	28,827,533	1,366,842
c594		105,241	3,353,860	1,249,362	81,285
c595		222,786	-265,661	123,766	55,335
c598		0	357,193	137,706	425,999
P323 c168	Costos de Administración	3,122,662	184,541,400	51,533,651	4,027,916
P323 c169	Costos Totales OYM	26,621,177	1,750,147,268	711,402,704	54,662,908
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	19,974,331	490,409,234	200,476,021	35,497,996
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	15,420,912	263,462,900	111,403,120	10,299,187
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	1,933	138,764,465	31,182,903	2,036,836
P401b	Demanda Pico (MW)	157	3,500	2,506	263
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	15,173,582	1,226,216,468	582,723,589	42,124,815
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	3,217,568	17,962,275	68,715,106	20,265,456
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	6,694,015	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	598,334	1,259,132	408,168

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Mississippi	Mt. Carmel	Nevada PC	New Hampshire EC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	26,407,230	766,406	62,215,984	7,168,922
P206 c373	Activos Alumbrado Público	32,415,542	100,871	1,107,486	635,364
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	530,818,413	10,970,672	1,718,291,414	194,914,878
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,783,457,816	20,000,248	3,751,748,988	212,924,097
P206 L90	Activo total planta general	113,708,918	1,947,564	210,420,217	17,959,436
P110 L2	Utility Plant	1,841,667,665	24,675,835	3,816,630,391	212,930,218
P110 L5	Depreciación Acumulada	753,317,499	14,006,257	1,122,489,447	78,512,287
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	514,473	2,580	881,775	63,558
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	6,583,789	3,507	2,377,946	0
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	15,904,456	148,269	20,749,270	690,094
P301	N° de Clientes	192,972	5,574	682,045	73,727
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	17,243,829	360,825	43,635,473	6,540,094
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	2,180,180	49,638	4,407,539	367,824

c597		288,882	60,490	11,773	36,772
L134		14,841,488	213,444	47,794,742	2,507,329
L141		5,891,544	0	1,645,015	84,265
L148		4,917,693	-4,659	15,511	1,386,608
P321 c580		3,341,426	31,767	1,433,635	12,859
P322 c581		1,197,069	0	0	0
c582		84,397	113,202	759,109	70,391
c583		1,720,211	58,725	658,828	1,193,208
c584		683,161	10,260	922,388	123,397
c587		0	29,263	56,857	18,947
c588		5,135,954	52,290	4,330,085	934,451
c589	Costos OyM Distribución	178,789	0	266,275	241,189
c590		1,999,883	19,185	59,609	6,118
c591		865	0	458	0
c592		1,616,566	3,027	1,832,328	89,150
c593		9,063,622	310,807	2,892,486	3,112,414
c594		640,144	274	1,774,822	40,317
c595		792,293	401	669	2,835
c598		541,475	0	1,455,344	1,959
P323 c168	Costos de Administración	56,433,894	1,940,538	97,142,684	11,060,054
P323 c169	Costos Totales OYM	564,124,082	9,239,013	1,445,885,350	59,936,143
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	81,737,777	2,958,882	82,365,433	94,056,193
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	35,485,747	117,193	609,235,074	8,620,522
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	537,202	19,317	136,456,781	0
P401b	Demanda Pico (MW)	2,523	29	4,808	169
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	94,896,395	5,544,505	740,235,444	34,020,248
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	129,667,129	0	29,403,832	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	663,187	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	1,983,414	0	282,616	0

### Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)

Ref. FERC FORM 1	Concepto	NorthWestern	PPL EU	Peoples EC	Platte-Clay EC
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	48,265,553	227,474,968	3,910,816	2,049,751
P206 c373	Activos Alumbrado Público	44,878,632	75,512,405	3,150	0
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	811,486,940	2,966,082,916	58,470,516	66,383,558
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	1,573,420,620	4,282,568,941	66,617,604	73,067,320
P206 L90	Activo total planta general	66,444,171	331,226,918	5,975,631	6,683,187
P110 L2	Utility Plant	2,578,151,751	4,304,275,310	66,617,604	73,067,319
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,045,996,678	1,632,447,178	22,130,749	13,778,232
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	543,284	2,676,479	16,437	20,110
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	3,531,186	1,055,170	9,685	74,447
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	9,901,850	36,472,640	343,560	418,548
P301	N° de Clientes	360,912	1,317,380	17,898	19,190
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	30,008,481	73,574,671	1,875,860	1,847,909

P322 c586		2,264,486	8,279,906	363,608	67,987
c597		642,411	84,225	21,379	70,699
L134	Costos de OyM Comercialización	11,229,739	54,758,032	742,079	565,673
L141		4,314,216	11,328,168	99,718	726,003
L148		1,149,585	5,738,562	0	611,253
P321 c580		1,537,290	14,729,564	71,028	1,055
P322 c581		0	670,934	15,837	0
c582		787,632	642,973	28,264	1,742
c583		1,870,934	9,836,037	230,522	240,199
c584		3,007,178	4,776,087	47,775	-1,569
c587		748,063	6,267,952	1,300	80,910
c588	Costos OyM Distribución	5,564,237	10,928,217	105,004	418,168
c589		37,122	5,840,912	1,000	0
c590		570,898	4,977,457	67,658	637
c591		111,431	51,076	4,741	0
c592		871,781	8,122,471	26,942	31,324
c593		4,428,582	32,259,164	1,455,067	1,071,384
c594		756,836	8,214,094	38,898	307,785
c595		635,138	2,353,545	78,664	61,931
c598		18,900	1,137,871	71,125	57,805
P323 c168		Costos de Administración	68,206,147	138,587,224	1,967,762
P323 c169	Costos Totales OYM	477,252,527	2,002,069,448	22,487,283	22,510,393
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	87,712,528	510,039,345	16,941,156	10,978,470
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	99,425,249	275,920,927	4,877,125	15,578,657
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	33,565,924	110,788,868	0	0
P401b	Demanda Pico (MW)	1,442	6,970	98	108
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	105	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	267,594,223	1,641,306,996	16,867,359	15,452,707
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	146,232,648	324,134,574	0	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	4,365,058	2,281,545	0	0

### Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Sierra Pacific	The Walton	Vermont EC	Wayne-White
		2003	2003	2003	2003
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	38,324,795	17,513,962	1,323,521	2,465,243
P206 c373	Activos Alumbrado Público	24,648,573	4,954,474	42,127	38,695
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	1,039,535,440	213,163,854	48,507,727	43,273,793
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	2,137,325,483	243,925,273	53,958,896	53,479,977
P206 L90	Activo total planta general	76,347,770	20,301,000	4,001,031	4,287,612
P110 L2	Utility Plant	2,475,491,098	243,925,273	53,958,896	53,479,977
P110 L5	Depreciación Acumulada	995,709,282	67,105,505	17,989,946	18,281,552
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	518,388	78,309	21,142	7,093
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	1,366,538	0	0	74,240
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	10,281,876	2,041,503	152,362	316,762
P301	N° de Clientes	327,186	102,445	16,512	13,683

P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	33,528,184	6,748,503	1,405,038	1,314,594
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	970,525	53,658	227,495	10,027
c597		61,670	260,668	461	11,181
L134		17,134,567	5,474,529	1,138,520	688,614
L141		1,324,248	976,621	137,191	136,685
L148		173,966	250,967	12,955	103,315
P321 c580		895,587	382,668	145,939	25,956
P322 c581	Costos OyM Distribución	288,335	0	0	0
c582		574,357	178,928	90,388	0
c583		2,574,984	844,444	1,084,556	1,180,332
c584		1,153,843	1,410,211	46,173	0
c587		117,973	-100	72,282	0
c588		3,811,581	2,774,192	228,929	0
c589		786,239	15,509	2,373	-14,975
c590		28,457	236,501	52,091	0
c591		0	0	0	0
c592		1,324,974	133,919	19,527	23,848
c593		3,121,684	3,728,039	1,660,651	2,035,603
c594		542,123	871,991	34,391	0
c595	111	172,360	7,822	36,393	
c598	467,054	267,870	10,187	0	
P323 c168	Costos de Administración	56,848,121	4,337,490	1,875,271	2,618,828
P323 c169	Costos Totales OYM	729,566,712	134,318,464	16,219,002	20,368,865
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	133,983,617	42,506,737	11,972,374	11,593,244
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	207,147,889	41,112,925	4,805,167	1,042,753
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	78,399,908	5,976,832	491,971	0
P401b	Demanda Pico (MW)	1,657	540	35	70
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	0	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	340,681,029	111,723,486	7,752,329	13,414,621
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	2,449,382	0	1,256,307	5,320,071
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	12,166	0	0	0

**Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)**

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Connect. LP	Kansas GE	NYSEGC
		2004	2004	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	191,131,282	41,099,054	95,403,034
P206 c373	Activos Alumbrado Público	35,357,348	24,085,620	33,274,800
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	2,777,455,856	637,799,807	1,738,675,455
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	3,657,515,123	3,064,002,555	2,666,959,353
P206 L90	Activo total planta general	184,477,782	85,492,994	170,273,220
P110 L2	Utility Plant	3,671,767,369	3,873,599,797	3,540,702,360
P110 L5	Depreciación Acumulada	1,234,133,190	1,784,865,033	1,543,182,489
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	1,276,618	1,396,313	1,144,939
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	5,382,185	3,220,981	3,001,486
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	29,530,803	12,359,894	17,796,955

P301	N° de Clientes	1,177,346	300,446	856,162
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	87,346,947	16,994,135	56,973,617
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	9,582,046	2,616,872	3,410,418
c597		1,798,818	197,857	1,628,825
L134		38,800,227	6,680,769	40,103,927
L141		75,414,555	569,600	25,364,300
L148		87,472	14,840	2,961,519
P321 c580		Costos OyM Distribución	3,461,177	1,153,358
P322 c581	3,912,814		972,314	141,597
c582	1,717,717		376,304	2,230,161
c583	7,233,389		1,617,528	-171,855
c584	4,162,134		3,116,400	408,410
c587	902,934		184,464	125,575
c588	3,146,195		966,646	18,267,993
c589	120,453		1,020,880	0
c590	5,315,926		605,533	2,695,002
c591	986,568		255	160,679
c592	7,579,150		735,768	3,803,138
c593	37,830,485		11,676,221	39,470,598
c594	9,033,054		1,205,835	2,359,920
c595	4,078,310		321,067	1,349,344
c598	2,989,543	-486,977	20,029	
P323 c168	Costos de Administración	130,539,106	68,204,671	80,348,519
P323 c169	Costos Totales OYM	2,213,068,896	445,884,802	1,132,849,273
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	757,827,887	82,734,943	390,941,093
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	436,132,030	71,510,263	117,135,844
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	157,036,556	37,632,916	20,164,080
P401b	Demanda Pico (MW)	4,818	2,116	2,730
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	143	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	1,692,049,424	19,916,528	860,099,472
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	198,377,713	55,625,746	0
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	12,226,364	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	3,426,406	0	0

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Virginia UC	North West	UNS Electric
		2004	2004	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	355,658,777	1,303,482	7,850,049
P206 c373	Activos Alumbrado Público	230,393,666	12,067	3,085,949
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	5,977,878,813	40,451,377	243,707,336
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	18,205,916,798	46,273,919	329,082,271
P206 L90	Activo total planta general	539,327,629	5,768,694	18,403,600
P110 L2	Utility Plant	18,269,844,693	46,273,919	329,812,949
P110 L5	Depreciación Acumulada	7,547,907,630	15,456,521	238,057,845
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	3,854,426	17,873	89,383
P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	3,648,593	808	2,565

P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	78,789,366	331,885	1,465,119
P301	N° de Clientes	2,245,754	8,925	81,265
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	202,514,701	1,064,759	10,489,059
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	8,692,542	143,516	447,372
c597		2,831,718	2,552	7,979
L134		60,777,186	413,643	4,794,961
L141		1,387,733	509,084	278,976
L148		0	71,236	304
P321 c580	Costos OyM Distribución	5,506,012	138,421	439,688
P322 c581		0	575	534,744
c582		2,613,499	0	103,053
c583		4,002,513	178,541	386,517
c584		6,508,264	107,640	388,947
c587		594,581	1,659	105,900
c588		5,353,619	182,937	564,355
c589		38,010	4,575	54,848
c590		3,502,209	14,421	50,009
c591		54,510	0	0
c592		5,885,385	0	413,381
c593		42,688,962	551,453	916,868
c594		12,973,227	105,681	253,612
c595		5,412,097	25,429	91,793
c598		368	101,409	9,102
P323 c168	Costos de Administración	307,979,020	1,078,771	6,805,341
P323 c169	Costos Totales OYM	3,303,288,815	13,665,913	120,537,097
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	670,546,284	9,983,907	52,019,493
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	1,514,059,530	8,723,116	17,365,966
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	199,252,175	52,446	11,093,066
P401b	Demanda Pico (MW)	14,988	63	383
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	258	0	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	1,052,195,260	10,032,504	96,467,281
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	214,863,409	0	22,977,802
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	2,437,177	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	4,778,965	0	293,182

*Cuadro N° 2 - Información general de las empresas seleccionadas (cont.)*

Ref. FERC FORM 1	Concepto	Valley Electric	Westar Energy	Fitchburg
		2004	2004	2004
P206 c370	Activos Comercialización (medidores)	3,650,501	42,539,167	3,532,131
P206 c373	Activos Alumbrado Público	1,714	23,455,260	1,150,148
P207 L75	Planta de Distribución Total (c360-374)	84,980,683	725,626,500	67,181,858
P206 L95	Total act. planta eléctrica en servicio	121,939,050	2,568,582,947	77,478,371
P206 L90	Activo total planta general	17,592,653	169,918,664	1,940,705
P110 L2	Utility Plant	122,242,662	2,598,138,052	136,480,773
P110 L5	Depreciación Acumulada	29,856,731	1,151,424,937	41,254,830
P401a-L27	Pérdidas de energía [MWh]	22,254	263,657	9,081

P301 L10	Vta para Reventa [MWh]	0	5,437,540	122,359
P301 L12	Ventas totales de energía [MWh]	398,908	14,662,711	671,527
P301	N° de Clientes	17,187	349,740	27,713
P336 L8	Deprec. Act Planta Dist Último año	2,111,031	19,678,784	3,121,801
P322 c586	Costos de OyM Comercialización	573,312	2,677,523	330,283
c597		74,736	496,698	0
L134		1,261,447	8,219,537	1,551,978
L141		53,059	680,862	2,038,282
L148		320,648	4,935	128,242
P321 c580	Costos OyM Distribución	633,223	1,324,138	184,158
P322 c581		341,487	842,493	112,783
c582		225,313	710,375	23,725
c583		212,214	2,187,402	57,396
c584		1,575	2,947,928	90,075
c587		471,383	164,949	3,667
c588		635,638	1,872,437	24,470
c589		0	29,356	535
c590		119,541	525,164	14,183
c591		0	-127	651
c592		112,565	609,298	66,703
c593		910,427	12,089,282	512,091
c594		137,792	1,243,798	33,528
c595		256,944	269,711	405
c598		118,122	644,813	29,576
P323 c168	Costos de Administración	1,723,421	60,389,982	3,973,013
P323 c169	Costos Totales OYM	23,810,235	449,463,796	46,307,798
P206 c365	Activos Líneas Aéreas	17,298,025	97,728,104	15,532,474
P206 c367	Activos Líneas Subterráneas	4,925,952	51,055,969	5,666,814
P206 c366	Activos conducciones subterráneas	0	21,031,981	1,114,285
P401b	Demanda Pico (MW)	99	2,426	94
P310 cf	Demanda Coincidente ventas para reventa (MW)	0	117	0
P321 c555	Compras de Energía (U\$S)	13,619,476	53,384,400	34,765,911
P422	Activos L. Aéreas 24-115kV	141,343	126,316,622	1,365,709
P422	Activos L. Sub 24-115 kV	0	0	0
P422	Costos O&M Líneas 24 a 115 kV	0	0	122,796

*NOTA: El valor de pérdidas nulo indicado en la Empresa SPSC, si bien imposible, ha sido verificado en los años 2003 y 2004 siendo en ambos informado nulo.*

**Cuadro N° 3 - Índices de Precios al Consumidor e Industriales para EEUU -  
Periodo 1960-2004**

Año	IPC	IPI	Promedio IPI e IPC
1960	29.6	17.8	19.9
1961	29.9	17.9	20.0
1962	30.2	18.1	20.2
1963	30.6	18.0	20.3
1964	31	17.8	20.3
1965	31.5	17.8	20.5
1966	32.4	17.7	20.7
1967	33.4	17.8	21.1
1968	34.8	17.9	21.6
1969	36.7	18.2	22.4
1970	38.8	18.9	23.5
1971	40.5	20.8	25.1
1972	41.8	22.0	26.3
1973	44.4	23.6	28.0
1974	49.3	30.6	33.7
1975	53.8	37.3	39.0
1976	56.9	40.3	41.7
1977	60.6	45.7	45.8
1978	65.2	49.7	49.6
1979	72.6	54.3	54.7
1980	82.4	65.4	63.9
1981	90.9	75.0	71.9
1982	96.5	84.1	78.5
1983	99.6	86.7	80.98

Año	IPC	IPI	Promedio IPI e IPC
1984	103.9	91.1	84.79
1985	107.6	94.8	88.02
1986	109.6	96.3	89.53
1987	113.6	94.1	90.14
1988	118.3	94.7	92.3
1989	124	97.7	95.98
1990	130.7	100.6	100
1991	136.2	107.7	105.63
1992	140.3	109	107.86
1993	144.5	109.8	109.87
1994	148.2	108.6	110.68
1995	152.4	110	112.96
1996	156.9	110.6	114.93
1997	160.5	110	115.94
1998	163	109.3	116.48
1999	166.6	108.4	117.28
2000	172.2	110.6	120.44
2001	177.1	118.7	126.57
2002	179.9	117.7	127.03
2003	184	122.6	131.13
2004	188.9	123.7	133.46
2005	195.3	131.3	139.82
2006	199.5	139.3	145.58

Fuente de los datos:

**IPI (PPI):** Series Id: PCU22112222112243. Industry: Electric power distribution. Product: Industrial Electric Power. U.S. Department of Labor. Base data Dic 1990=100

**IPC:** id: CUUR0000SAO. U.S. Department of Labor. Bureau of Statistics. Not seasonally adjusted. U. S. City Avenge. All Items. Base data 1982-1984 = 100

Nota: Los valores de 2006 corresponden a una estimacion a Junio de 2006 calculada a partir de la estimacion de la variacion anual entre Junio de 2005 y Junio de 2006 aplicada al valor anual del 2005.

**Cuadro N° 4 - Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en  
Dólares Internacionales a Junio de 2006**

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
Empresas con datos años 2003 y 2004	Alabama	4,562,869,659	283,571,937	163,679,233	151,343,190	39,835,549
	Baltimor	2,713,248,188	303,695,489	108,121,138	42,002,465	131,583,919
	Boston	1,861,496,981	147,276,179	79,277,506	104,856,866	68,574,877
	Cambridge	115,671,749	4,716,321	3,980,818	7,021,234	1,943,176
	Carolina	4,304,719,924	231,992,639	90,446,625	79,893,212	31,426,546
	C Illinois P	1,210,318,817	58,039,026	36,746,286	22,015,194	53,475,744
	Cincinnati	1,763,529,071	112,808,360	39,523,903	41,640,359	20,437,448
	Cleveland	1,618,216,660	116,457,836	51,667,804	35,974,284	25,218,252
	Columbus	1,383,898,462	101,152,092	62,492,860	52,190,837	14,692,167
	Duke	8,184,137,471	392,046,660	208,731,458	134,549,267	73,616,995
	Entergy Ark	2,578,740,074	198,511,171	53,905,445	57,550,508	25,538,908
	Entergy GS	3,181,862,929	169,965,151	64,446,493	57,476,151	16,601,312
	Entergy L	2,380,602,773	162,004,998	52,796,869	49,892,768	14,306,159
	Entergy M	1,417,102,907	67,458,626	37,770,068	39,274,012	13,663,653
	Entergy NO	412,216,183	46,589,537	13,806,426	17,504,700	6,301,032
	Florida PC	3,590,362,178	178,635,437	87,205,950	136,481,927	27,739,419
	Georgia PC	7,400,835,251	392,167,667	184,150,531	252,360,644	62,775,703
	Gulf Power	1,050,143,075	57,139,213	31,992,074	41,321,835	8,989,835
	Indiana MP	1,202,937,724	84,212,733	52,098,928	27,179,179	13,675,056
	Kansas CP	1,403,625,798	102,031,057	48,798,203	24,038,774	21,141,730
	Kentucky PC	618,320,696	28,907,108	23,923,802	10,839,731	5,510,137
	Kentucky UC	1,540,178,350	105,766,923	32,300,511	30,543,530	10,942,444
	Kingsport	93,757,183	6,742,425	4,796,900	2,252,097	3,099,438
	Lockhart	26,460,297	2,067,168	463,887	377,585	499,977
	Monongahela	1,526,069,330	81,918,076	39,486,509	17,632,549	15,743,856
	Madison	224,405,582	35,682,016	10,697,717	10,944,231	6,003,632
	MidAmerican	2,547,388,203	105,629,467	71,545,045	60,278,548	28,120,927
	Northern SPCM	3,070,701,532	164,196,248	92,740,548	124,779,602	32,492,943
	Ohio EC	2,555,529,253	199,082,241	62,914,286	43,510,199	29,857,664
	Ohio PC	1,577,610,475	104,411,415	75,434,235	52,053,601	10,662,205
	PSI	2,150,174,628	185,495,467	49,122,547	48,487,661	23,761,087
	Pensylvania EC	2,460,655,116	99,852,952	59,056,574	45,196,207	41,151,182
	Pensylvania PC	352,154,781	30,655,714	11,312,033	11,451,685	5,008,265
	Portland	1,946,721,116	72,566,512	48,404,637	65,086,874	28,344,548
	Potomac	2,935,385,872	211,318,818	72,676,870	62,001,348	77,059,235
	Public SCNM	916,895,506	52,086,526	19,750,216	22,250,146	9,907,632
	Public SEGC	4,674,002,405	231,873,490	137,645,398	220,120,627	195,012,257
	Puget SE	2,418,214,689	167,401,794	59,218,501	72,510,739	26,999,565
	South CEG	2,067,100,004	133,915,818	32,990,880	52,486,441	19,148,240
	SWLPC	24,759,914	3,219,016	604,920	1,193,628	1,824,669
The Potomac	1,327,057,380	74,557,262	36,371,192	15,720,933	18,274,703	
Tampa EC	1,346,179,130	66,511,742	31,659,573	53,281,669	9,776,765	
The EDEC	674,738,553	23,656,623	11,381,773	11,243,982	5,653,591	

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
	The UIC	624,067,804	49,867,556	26,963,889	55,460,786	62,764,514

*Cuadro N° 4 (Continuación)*

*Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales*

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
Empresas con datos años 2003 y 2004	Toledo EC	659,700,069	42,092,052	22,323,073	17,685,313	8,154,755
	Upper	149,163,669	9,126,974	9,890,215	3,778,092	5,711,239
	West Penn	1,784,124,493	118,460,400	46,976,043	30,614,542	51,558,225
	Wheeling PC	101,178,721	6,426,651	4,589,851	2,325,521	2,698,953
	Atlantic City Electric Co	1,428,255,902	79,172,402	35,209,017	58,276,141	23,831,231
	Commonwealth EC	734,183,792	38,815,113	30,828,242	31,658,324	20,074,578
	Delmarva	1,332,924,966	98,029,632	41,910,081	47,179,150	36,326,577
	El Paso	897,222,402	53,083,689	14,899,724	13,481,104	10,432,134
	Graham	32,231,650	1,575,698	1,549,397	468,733	793,950
	Interstate PLC	2,209,199,315	121,344,853	32,128,247	45,896,259	18,296,467
	Louisville GEC	717,409,585	46,466,887	29,890,059	21,012,541	11,281,985
	NC Missouri	27,896,128	2,073,656	1,219,414	682,593	982,725
	Northern States PC-W	900,826,545	31,140,163	35,974,117	21,066,853	4,607,892
	PacifiCorp	6,484,431,157	307,179,266	171,267,704	137,577,267	61,910,430
	Public Service Co of NH	1,364,475,953	99,852,974	34,620,204	38,555,028	14,503,255
	Savannah EPC	471,630,492	31,179,080	19,157,089	13,937,200	7,923,560
	Unitil ES	150,098,499	12,917,410	2,638,910	6,446,591	6,169,847
	Wisconsin PLC	1,225,956,807	63,468,303	27,565,429	51,877,484	14,362,134
	Wisconsin PSC	957,719,441	98,622,781	39,301,661	38,615,537	13,957,618
Empresas con datos año 2003	Appalachian	2,870,448,240	141,841,265	99,618,599	52,222,875	22,110,249
	Avista	1,104,457,948	40,514,707	16,947,756	27,294,551	8,869,958
	C. Hudson	753,609,911	47,463,917	40,742,450	27,863,884	25,418,753
	C. Vermont	414,338,602	31,470,592	23,323,343	7,265,301	14,891,637
	Cleco	945,222,166	44,262,947	29,680,715	26,462,740	5,887,068
	Duquense	1,830,710,400	167,273,881	28,433,016	33,375,455	52,540,492
	Green MP	232,237,228	15,438,013	7,644,122	4,119,519	4,623,499
	Idaho PC	1,208,183,353	59,433,302	41,045,047	35,372,957	15,286,745
	Illinois PC	2,487,673,311	95,819,282	56,547,432	25,754,659	55,879,086
	Indianápolis	921,709,076	69,419,577	37,077,425	24,949,601	12,012,927
	Northern IPS	1,706,636,311	108,067,236	22,476,542	27,022,884	11,093,545
	NWEC	34,285,716	1,480,581	1,231,157	647,264	840,735
	Oklahoma	2,240,838,294	111,299,468	46,300,253	40,629,195	15,779,091
	Public Serv.	2,321,150,342	239,057,676	60,654,024	50,290,344	25,802,880
	SIGEC	419,710,892	23,727,770	9,157,004	5,526,063	2,725,249
	Southwestern	1,362,232,676	98,878,650	47,427,700	29,751,293	7,468,409
	SPSC	1,532,880,225	91,754,544	21,663,862	29,255,453	5,495,939
	The Detroit EC	5,626,682,902	265,335,905	216,256,616	190,592,573	140,875,855
	Tucson EPC	848,835,063	54,958,878	19,035,028	21,264,725	5,300,404
	Union EC	3,841,102,578	161,416,151	112,056,441	76,393,186	55,541,513
Union LHPC	281,872,230	18,887,770	6,411,645	8,689,615	5,827,690	

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
	Village MWL	10,116,319	548,111	347,365	200,656	437,177
	Western MEC	520,810,255	49,113,087	18,651,112	26,868,596	17,915,239
	Wisconsin EPC	2,453,143,897	149,226,218	72,120,178	83,035,367	32,887,385

*Cuadro N° 4 (Continuación)*  
*Empresas Comparadoras - Valores Económicos Expresados en Dólares Internacionales*

Año del dato	EMPRESA	AD	AC	OM	COM	ADM
Empresas con datos años 2003	ALLETE, Inc.	596,101,529	56,875,644	15,896,793	17,064,884	9,729,209
	Alaska ELPC	89,416,452	5,316,377	1,576,493	1,208,509	1,617,397
	Alfalfa EC	38,131,423	2,162,503	1,446,666	739,558	909,103
	Arizona PSC	3,096,106,966	211,707,085	63,720,899	82,790,030	25,162,853
	Black Hills	229,660,508	12,814,873	4,115,126	5,990,297	2,823,156
	Connecticut VEC	20,940,240	1,306,443	681,989	707,079	2,112,651
	Connexus Energy	203,125,317	13,099,366	7,201,683	6,002,873	16,517,514
	Edison SEC	72,696,662	5,088,893	1,924,523	1,263,257	1,732,022
	Inland PLC	159,870,750	3,727,952	4,340,539	1,540,337	2,204,704
	Massachusetts EC	2,221,724,952	127,917,945	96,760,703	125,849,106	120,820,051
	Metropolitan EC	2,156,132,111	112,498,902	51,625,637	41,170,161	56,600,383
	MidWest EC	271,381,638	13,461,703	4,681,156	2,740,863	3,509,362
	Mississippi	955,624,739	43,914,726	31,810,080	30,999,297	8,573,620
	Mt. Carmel	18,549,193	1,421,477	690,664	351,570	1,152,097
	Nevada PC	1,547,224,063	85,508,055	18,359,324	59,391,420	12,378,786
	New Hampshire EC	272,281,152	10,805,503	6,418,416	4,831,603	8,364,991
	NorthWestern	1,103,776,678	69,655,022	27,783,568	21,607,552	23,784,834
	PPL EUC	4,549,020,593	383,653,110	124,136,973	88,400,360	132,415,927
	Peoples EC	75,371,868	5,791,218	2,463,011	1,352,409	2,053,793
	Platte-Clay EC	72,384,851	2,818,071	2,493,248	2,250,680	2,933,798
Sierra Pacific	1,070,969,965	53,663,688	17,233,055	21,678,700	6,650,039	
The Walton	214,869,033	24,219,681	12,092,671	7,734,938	4,705,365	
Vermont EC	66,247,978	1,973,653	3,792,837	1,671,926	1,553,602	
Wayne-White	69,701,632	3,792,531	3,608,260	1,047,085	2,811,001	
Empresas con datos año 2004	Connect. LP	3,165,709,283	261,176,421	102,992,854	135,776,407	79,619,388
	Kansas GE	876,503,604	65,930,741	25,202,118	10,889,432	6,873,861
	NYSEGC	2,223,757,300	140,776,377	91,029,293	79,369,095	71,022,489
	Virginia UC	5,784,336,507	475,759,003	107,306,013	79,606,968	29,574,951
	North West	50,085,754	2,005,454	1,517,288	1,231,584	1,158,671
	UNS Electric	416,644,224	13,953,113	4,946,856	5,973,659	4,294,313
	Valley Electric	117,726,454	5,525,665	4,485,277	2,466,560	1,413,144
	Westar Energy	1,314,451,584	76,399,774	27,345,206	13,049,633	7,258,990
	Fitchburg	74,621,175	4,484,079	1,371,225	4,373,933	3,004,688

Nota: AD = Activos de Distribución  
AC = Activos de Comercialización  
OM = OyMD - Gastos de Operación y Mantenimiento de Distribución

COM = OyMC - Gastos de Operación y Mantenimiento de Comercialización  
ADM = Gastos de Administración

**Cuadro N° 5 - Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes**

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Empresas con datos años 2003 y 2004	Alabama	10,600	1,371,157	53,225,960	3,319,890	6.24%
	Baltimor	6,420	1,180,314	32,182,641	1,904,896	5.92%
	Boston	3,406	696,837	15,081,171	953,153	6.32%
	Cambridge	319	47,333	1,636,345	60,117	3.67%
	Carolina	8,814	1,326,889	42,757,034	2,243,737	5.25%
	C Illinois P	1,768	322,539	7,321,134	652,962	8.92%
	Cincinnati	3,948	668,171	20,848,241	1,479,713	7.10%
	Cleveland	4,143	752,836	19,116,063	593,682	3.11%
	Columbus	3,711	698,202	17,576,592	1,452,458	8.26%
	Duke	15,175	2,178,252	74,769,090	4,747,983	6.35%
	Entergy Ark	4,713	664,999	19,692,174	1,833,389	9.31%
	Entergy GS	6,279	713,893	34,540,311	2,133,145	6.18%
	Entergy L	4,995	657,877	27,980,548	1,597,067	5.71%
	Entergy M	3,067	415,877	12,945,451	1,084,307	8.38%
	Entergy NO	1,199	190,181	5,950,756	378,076	6.35%
	Florida PC	8,511	1,529,572	38,074,903	2,565,508	6.74%
	Georgia PC	15,004	2,039,950	76,461,260	2,475,214	3.24%
	Gulf Power	2,403	394,004	10,965,599	683,067	6.23%
	Indiana MP	4,147	574,796	18,411,560	2,086,899	11.33%
	Kansas CP	3,460	490,087	14,071,942	790,432	5.62%
	Kentucky PC	1,590	174,330	6,792,909	744,265	10.96%
	Kentucky UC	3,650	511,260	17,902,922	1,124,683	6.28%
	Kingsport	441	45,717	2,031,456	38,959	1.92%
	Lockhart	48	6,299	205,299	18,370	8.95%
	Monongahela	2,005	396,729	12,045,072	687,436	5.71%
	Madison	665	132,976	3,105,508	134,681	4.34%
	MidAmerican	3,915	688,054	18,313,724	1,098,403	6.00%
	Northerm SPCM	8,031	1,332,586	34,154,826	826,736	2.42%
	Ohio EC	5,270	1,019,534	24,771,554	1,603,005	6.47%
	Ohio PC	5,090	704,307	27,386,535	2,031,941	7.42%
	PSI	5,304	745,109	27,375,814	2,608,456	9.53%
	Pensylvania EC	2,746	584,955	13,533,877	1,329,018	9.82%
	Pensylvania PC	519	155,975	4,344,575	406,334	9.35%
	Portland	3,572	756,463	18,094,996	1,208,358	6.68%
	Potomac	6,125	727,931	26,443,125	1,838,549	6.95%
	Public SCNM	1,306	401,636	7,095,871	459,414	6.47%
	Public SEGC	9,642	2,072,223	42,721,096	2,858,527	6.69%
	Puget SE	4,295	979,312	19,703,114	1,356,006	6.88%
	South CEG	4,495	571,597	21,173,992	900,205	4.25%
	SWLPC	91	14,413	574,116	14,353	2.50%
	The Potomac	3,135	436,938	15,305,450	926,134	6.05%
Tampa EC	3,868	612,218	18,339,620	944,443	5.15%	
The EDEC	979	156,373	4,296,227	349,353	8.13%	
The UIC	1,236	321,384	5,857,633	231,193	3.95%	

*Cuadro N° 5 (Continuación)*  
*Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes*

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Empresas con datos años 2003 y 2004	Toledo EC	1,992	308,226	10,211,319	752,200	7.37%
	Upper	145	51,493	753,828	83,417	11.07%
	West Penn	3,470	696,255	19,261,697	1,288,270	6.69%
	Wheeling PC	306	41,330	1,933,513	36,202	1.87%
	Atlantic City Electric Co	2,470	519,431	9,758,154	832,567	8.53%
	Commonwealth EC	894	359,933	4,208,726	270,788	6.43%
	Delmarva	3,653	493,162	14,288,755	890,448	6.23%
	El Paso	1,316	324,504	6,515,891	536,091	8.23%
	Graham	35	8,649	121,033	13,216	10.92%
	Interstate PLC	3,069	528,618	15,447,018	1,131,754	7.33%
	Louisville GEC	2,534	387,108	11,613,503	548,781	4.73%
	NC Missouri	30	4,665	134,436	5,582	4.15%
	Northern States PC-W	1,227	236,001	5,887,804	586,050	9.95%
	PacifiCorp	8,739	1,563,295	48,577,349	3,594,440	7.40%
	Public Service Co of NH	1,540	463,892	7,870,554	371,510	4.72%
	Savannah EPC	927	140,029	4,304,402	241,095	5.60%
	Unitil ES	251	72,699	1,218,972	71,435	5.86%
	Wisconsin PLC	2,705	428,120	10,128,903	685,670	6.77%
	Wisconsin PSC	1,691	414,005	10,743,830	584,715	5.44%
Empresas con datos año 2003	Appalachian	6,485	925,098	28,525,829	2,537,715	8.90%
	Avista	1,509	321,725	8,041,166	576,856	7.17%
	C. Hudson	1,078	285,966	4,465,923	232,296	5.20%
	C. Vermont	411	148,018	2,198,164	140,662	6.40%
	Cleco	1,885	264,620	8,591,562	510,015	5.94%
	Duquense	2,685	587,202	13,363,091	757,915	5.67%
	Green MP	329	88,142	1,933,729	115,108	5.95%
	Idaho PC	2,928	420,439	12,980,031	1,445,281	11.13%
	Illinois PC	3,585	583,039	18,599,486	500,510	2.69%
	Indianapolis	2,884	452,354	14,355,738	768,329	5.35%
	Northern IPS	3,054	437,928	15,815,917	702,993	4.44%
	NWEC	36	12,392	177,966	16,463	9.25%
	Oklahoma	5,413	722,404	23,473,637	1,726,500	7.36%
	Public Serv.	6,419	1,272,047	25,845,962	3,256,546	12.60%
	SIGEC	1,152	134,251	5,297,928	543,978	10.27%
	Southwestern	3,624	437,165	15,991,390	1,485,049	9.29%
	SPSC	4,661	390,374	16,094,381	1,494,613	(1) 9.29%
	The Detroit EC	10,470	2,136,362	43,671,786	3,041,174	6.96%
	Tucson EPC	2,060	370,841	8,229,552	813,319	9.88%
	Union EC	8,305	1,236,984	35,114,117	2,670,507	7.61%
Union LHPC	772	128,250	3,728,276	362,435	9.72%	
Village MWL	9	3,556	44,794	6,053	13.51%	
Western MEC	765	202,072	4,023,433	287,930	7.16%	

Wisconsin EPC	6,045	1,060,736	27,918,893	1,539,260	5.51%
---------------	-------	-----------	------------	-----------	-------

*Cuadro N° 5 (Continuación)*  
*Empresas Comparadoras - Demanda, Energía, Pérdidas y Clientes*

Año del dato	EMPRESA	Demanda Máxima [MW]	Clientes	Energía Facturada [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]
Empresas con datos años 2003	ALLETE, Inc.	1,290	133,759	8,425,421	615,980	7.31%
	Alaska ELPC	59	15,261	307,588	12,515	4.07%
	Alfalfa EC	33	7,867	125,251	10,923	8.72%
	Arizona PSC	6,332	931,528	24,562,305	1,216,310	4.95%
	Black Hills	326	60,802	1,536,836	77,929	5.07%
	Connecticut VEC	28	10,699	155,263	6,055	3.90%
	Connexus Energy	462	107,598	1,759,978	77,901	4.43%
	Edison SEC	140	22,104	665,643	36,580	5.50%
	Inland PIC	157	32,883	710,179	53,042	7.47%
	Massachusetts EC	3,500	1,190,101	17,158,744	163,852	0.95%
	Metropolitan EC	2,506	513,048	13,017,313	1,069,207	8.21%
	MidWest EC	263	46,319	900,659	107,549	11.94%
	Mississippi	2,523	192,972	9,320,667	514,473	5.52%
	Mt. Carmel	29	5,574	144,762	2,580	1.78%
	Nevada PC	4,808	682,045	18,371,324	881,775	4.80%
	New Hampshire EC	169	73,727	690,094	63,558	9.21%
	NorthWestern	1,442	360,912	6,370,664	543,284	8.53%
	PPL EUC	6,865	1,317,380	35,417,470	2,676,479	7.56%
	Peoples EC	98	17,898	333,875	16,437	4.92%
	Platte-Clay EC	108	19,190	344,101	20,110	5.84%
	Sierra Pacific	1,657	327,186	8,915,338	518,388	5.81%
	The Walton	540	102,445	2,041,503	78,309	3.84%
Vermont EC	35	16,512	152,362	21,142	13.88%	
Wayne-White	70	13,683	242,522	7,093	2.92%	
Empresas con datos año 2004	Connect. LP	4,818	1,177,346	24,148,618	1,276,618	5.29%
	Kansas GE	1,973	300,446	9,138,913	1,396,313	15.28%
	NYSEGC	2,730	856,162	14,795,469	1,144,939	7.74%
	Virginia UC	14,730	2,245,754	75,140,773	3,854,426	5.13%
	North West	63	8,925	331,077	17,873	5.40%
	UNS Electric	383	81,265	1,462,554	89,383	6.11%
	Valley Electric	99	17,187	398,908	22,254	5.58%
	Westar Energy	2,309	349,740	9,225,171	263,657	2.86%
	Fitchburg	94	27,713	549,168	9,081	1.65%

Nota: (1) Se le asigna a la empresa SPSC un porcentaje de pérdidas del 9.29% igual al informado por la empresa Southwestern por tener energía facturada, cantidad de clientes y Demanda Máxima similares.

**Cuadro N° 6- Empresas Comparadoras  
- Eficiencias**

<b>DMUs</b>	<b>Empresa</b>	<b>BCC</b>
DMU1	Alabama	0.873
DMU2	Baltimor	1.000
DMU3	Boston	0.696
DMU4	Cambridge	0.953
DMU5	Carolina	0.844
DMU6	C Illinois P	0.619
DMU7	Cincinatti	0.878
DMU8	Cleveland	1.000
DMU9	Columbus	0.985
DMU10	Duke	0.765
DMU11	Entergy Ark	0.591
DMU12	Entergy GS	0.845
DMU13	Entergy L	0.888
DMU14	Entergy M	0.651
DMU15	Entergy NO	0.894
DMU16	Florida PC	0.999
DMU17	Georgia PC	1.000
DMU18	Gulf Power	0.816
DMU19	Indiana MP	1.000
DMU20	Kansas CP	0.829
DMU21	Kentucky PC	0.768
DMU22	Kentucky UC	0.865
DMU23	Kingsport	1.000
DMU24	Lockhart	1.000
DMU25	Monongahela	0.813
DMU26	Madison	1.000
DMU27	MidAmerican	0.635
DMU28	Northern SPCM	1.000
DMU29	Ohio EC	0.938
DMU30	Ohio PC	1.000
DMU31	PSI	0.923
DMU32	Pensylvania EC	0.565
DMU33	Pensylvania PC	0.850
DMU34	Portland	0.827
DMU35	Potomac	0.674
DMU36	Public SCNM	1.000
DMU37	Public SEGC	1.000
DMU38	Puget SE	0.893
DMU39	South CEG	0.997
DMU40	SWLPC	1.000
DMU41	The Potomac	1.000
DMU42	Tampa EC	1.000
DMU43	The EDEC	0.653
DMU44	The UIC	0.940
DMU45	Toledo EC	1.000
DMU46	Upper	0.688

**Cuadro N° 6- Empresas Comparadoras  
- Eficiencias**

<b>DMUs</b>	<b>Empresa</b>	<b>BCC</b>
DMU47	West Penn	0.898
DMU48	Wheeling PC	1.000
DMU49	Atlantic City ElectricCo	0.753
DMU50	Commonwealth EC	0.970
DMU51	Delmarva	0.742
DMU52	El Paso	1.000
DMU53	Graham	0.837
DMU54	Interstate PLC	0.673
DMU55	Louisville GEC	1.000
DMU56	NC Missouri	0.869
DMU57	Northern States PC-W	0.750
DMU58	PacifiCorp	0.608
DMU59	Public Service Co of NH	0.900
DMU60	Savannah EPC	0.616
DMU61	Unitil ES	1.000
DMU62	Wisconsin PLC	0.750
DMU63	Wisconsin PSC	0.828
DMU64	Appalachian	0.753
DMU65	Avista	0.752
DMU66	C. Hudson	0.751
DMU67	C. Vermont P	0.906
DMU68	Cleco	0.782
DMU69	Duquesne	0.976
DMU70	Green MP	0.910
DMU71	Idaho PC	0.714
DMU72	Illinois PC	1.000
DMU73	Indianapolis	0.980
DMU74	Northern IPS	1.000
DMU75	NWEC	0.911
DMU76	Oklahoma	0.801
DMU77	Public Serv.	1.000
DMU78	SIGEC	1.000
DMU79	Southwestern	0.849
DMU80	SPSC	1.000
DMU81	The Detroit EC	1.000
DMU82	Tucson EPC	1.000
DMU83	Union EC	0.758
DMU84	Union LHPC	0.956
DMU85	Village MWL	1.000
DMU86	Western MEC	0.717
DMU87	Wisconsin EPC	0.947
DMU88	ALLETE, Inc.	0.947
DMU89	Alaska ELPC	0.816
DMU90	Alfalfa EC	0.728
DMU91	Arizona PSC	0.798
DMU92	Black Hills	0.765
DMU93	Connecticut VEC	1.000

**Cuadro N° 6- Empresas Comparadoras  
- Eficiencias**

<b>DMUs</b>	<b>Empresa</b>	<b>BCC</b>
DMU94	Connexus Energy	1.000
DMU95	Edison SEC	0.782
DMU96	Inland PLC	0.819
DMU97	Massachusetts EC	1.000
DMU98	Metropolitan EC	0.567
DMU99	MidWest EC	0.633
DMU100	Mississippi	0.741
DMU101	Mt. Carmel	1.000
DMU102	Nevada PC	1.000
DMU103	New Hampshire EC	0.811
DMU104	NorthWestern	0.760
DMU105	PPL EUC	0.674
DMU106	Peoples EC	0.714
DMU107	Platte-Clay EC	0.605
DMU108	Sierra Pacific	0.859
DMU109	The Walton	0.962
DMU110	Vermont EC	0.647
DMU111	Wayne-White	0.883
DMU112	Connect. LP	0.758
DMU113	Kansas GE	0.984
DMU114	NYSEGC	0.750
DMU115	Virginia UC	1.000
DMU116	North West	0.650
DMU117	UNS Electric	0.868
DMU118	Valley Electric	0.617
DMU119	Westar Energy	1.000
DMU120	Fitchburg	1.000

### *Cuadro N° 7 - Empresas Comparadoras Seleccionadas*

	<b>Empresa</b>		<b>Empresa</b>
1	Alabama	41	Louisville GEC
2	Baltimor	42	NC Missouri
3	Cambridge	43	Public Service Co of NH
4	Carolina	44	Unitil ES
5	Cincinatti	45	Wisconsin PSC
6	Cleveland	46	C. Vermont
7	Columbus	47	Duquense
8	Entergy GS	48	Green MP
9	Entergy L	49	Illinois PC
10	Entergy NO	50	Indianapolis
11	Florida PC	51	Northern IPS
12	Georgia PC	52	NWEC
13	Gula Power	53	Oklahoma
14	Indiana MP	54	Public Serv.
15	Kansas CP	55	SIGEC
16	Kentucky UC	56	Southwestern
17	Kingsport	57	SPSC
18	Lockhart	58	The Detroit EC
19	Monongahela	59	Tucson EPC
20	Madison	60	Union LHPC
21	Northern SPCM	61	Village MWL
22	Ohio EC	62	Wisconsin EPC
23	Ohio PC	63	ALLETE, Inc.
24	PSI	64	Alaska ELPC
25	Pensylvania PC	65	Connecticut VEC
26	Portland	66	Connexus Energy
27	Public SCNM	67	Inland PLC
28	Public SEGC	68	Massachusetts EC
29	Puget SE	69	Mt. Carmel
30	South CEG	70	Nevada PC
31	SWLPC	71	New Hampshire EC
32	The Potomac	72	Sierra Pacific
33	Tampa EC	73	The Walton
34	The UIC	74	Wayne-White
35	Toledo EC	75	Kansas GE
36	West Penn	76	Virginia UC
37	Wheeling PC	77	UNS Electric
38	Commonwealth EC	78	Westar Energy
39	El Paso	79	Fitchburg
40	Graham		

*Cuadro N° 8 - Valores de Indicadores varios para traslación de datos entre países y dentro del mismo país*

País	Indicador	Años				Unidades	Fuente de datos
		2002	2003	2004	2005		
Panamá	PBIpc	12,272.0	12,933.0	14,204.0	15,234.0	Millones de Balboas a precios corrientes	1
	PBIcf	11,324.5	11,753.8	13,103.5	1,3939.5	Millones de Balboas a precios corrientes	2
	PPA	0.633	0.627	0.633	0.638	Balboas por Dólar	1
	Remuneración Asalariados	4,180	4,258.7	4,694.4	4,937.8	Millones de Balboas a precios corrientes	3
	Tasa de cambio a mitad de año	1	1	1	1	Balboas por Dólar	3
EEUU	PBIpc	10,469,600.0	10,971,250.0	11,734,300.0	12,485,725.0	Millones de Dólares a precios corrientes	1
	PBIcf	9,823,625.7	10,294,323.9	11,010,293.7	11,715,355.8	Millones de Dólares a precios corrientes	4
	PPA	1	1	1	1		1
	Remuneración Asalariados	6,091,200	6,325,400	6,650,300	7,030,300	Millones de Dólares a precios corrientes	5

**Referencias:**

PBIpc - Producto Bruto Interno a precios corrientes

PBIcf- Producto Bruto Interno a costo de factores

IPM- Índice de Precios Mayoristas - Nivel general

PPA- Paridad del Poder Adquisitivo

**Fuente de Datos:**

2 - WEO Database de Abril 2006

1 - Anuario Estadístico CEPAL 2004 Tabla 197 Pag 270. Para 2004 y 2005 Contraloría General de la República.

3 - Anuario Estadístico CEPAL 2004 Tabla 197 Pag 270. Para 2004 Contraloría General de la República. Para 2005 estimado según tendencia.

4 - OCDE Para 2000 y 2001. Para 2002, 2003, 2004 y 2005 estimado como  $0.9383 * PBIpc$  a partir relación promedio 2000 y 2001.

5 - US Department of Commerce. Bureau of Economic Analysis. Table 1.12 Income by type of income, carpet 11200

### 3. INDICADORES ESTADISTICOS ASOCIADOS CON LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

Activos de Distribución - AD										
Model Summary(c)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.98350 (a)	0.96727	0.96685	0.28682	0.96727	2275.67961	1	77	0.0000	
2	0.98499 (b)	0.97021	0.96942	0.27545	0.00293	7.48509	1	76	0.00774	2.31981

a Predictors: (Constant), ln(Clientes)

b Predictors: (Constant), ln(Clientes), ln(Demanda Máxima [MW])

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	8.53080	0.24887		34.27758	0.00000
	ln(Clientes)	0.95096	0.01993	0.98350	47.70408	0.00000
2	(Constant)	10.05168	0.60510		16.61148	0.00000
	ln(Clientes)	0.68064	0.10064	0.70393	6.762843	0.00000
	ln(Demanda Máxima [MW])	0.25516	0.09326	0.28477	2.735889	0.00774

a Dependent Variable: ln(AD [Dólares internacionales])

ANOVA(c)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regresión	187.20697	1	187.20697	2275.67961	0.0000 (a)
	Residual	6.33434	77	0.08226		
	Total	193.54132	78			
2	regresión	187.77490	2	93.88745	1237.41345	0.0000 (b)
	Residual	5.76642	76	0.07587		
	Total	193.54132	78			

a Predictors: (Constant), ln(Clientes)

b Predictors: (Constant), ln(Clientes), ln(Demanda Máxima [MW])

c Dependent Variable: ln(AD [Dólares internacionales])

Activos de Comercialización - AC

Model Summary(b)

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	Df2	Sig. F Change	
1	0.97989 (a)	0.96019	0.95967	0.31849	0.96019	1857.19426	1	77	0.000	1.76617

a Predictors: (Constant), ln(Clientes)

b Dependent Variable: ln(AC[Dólares internacionales])

Coefficients(a)

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	5.74842	0.27636		20.80045	0.0000
	ln(Clientes)	0.95397	0.02214	0.97989	43.09518	0.0000

a Dependent Variable: ln(AC[Dólares internacionales])

ANOVA(b)

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regresión	188.39136	1	188.39136	1857.19426	0.0000 (a)
	Residual	7.81078	77	0.10144		
	Total	196.20214	78			

a Predictors: (Constant), ln(Clientes)

b Dependent Variable: ln(AC[Dólares internacionales])

Costos de Administración - ADM										
Model Summary(b)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	Df2	Sig. F Change	
1	0.89597 (a)	0.80275	0.80019	0.57584	0.80275	313.37573	1	77	0.000	1.86360
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)										
b Dependent Variable: ln(ADM[Dólares internacionales])										

Coefficients(a)						
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	7.37572	0.49966		14.76145	0.0000
	ln(Clientes)	0.70849	0.04002	0.89597	17.70242	0.0000
a Dependent Variable: ln(ADM[Dólares internacionales])						

ANOVA(b)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regresión	103.91230	1	103.91230	313.37573	0.0000 (a)
	Residual	25.53244	77	0.33159		
	Total	129.44474	78			
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)						
b Dependent Variable: ln(ADM[Dólares internacionales])						

Costos de Comercialización - COM										
Model Summary(b)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.97514	0.95090	0.95027	0.36750	0.95090	1491.36361	1	77	3.74E-52	1.94778
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)										
b Dependent Variable: ln(OYMC[Dólares internacionales])										

Coefficients(a)							
		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients		t	Sig.
Model		B	Std. Error	Beta			
1	(Constant)	4.37763	0.31889			13.72791	0.0000
	ln(Clientes)	0.98640	0.02554	0.97514		38.61818	0.0000
a Dependent Variable: ln(OYMC[Dólares internacionales])							

ANOVA(b)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regresión	201.42102	1	201.42102	1491.36361	0.0000 (a)
	Residual	10.39949	77	0.13506		
	Total	211.82051	78			
a Predictors: (Constant), ln(Clientes)						
b Dependent Variable: ln(OYMC[Dólares internacionales])						

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución - OM

Model Summary(c)											
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson	
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change		
1	0.95916 (a)	0.91998	0.91894	0.43410	0.91998	885.27434	1	77	5.595E-44		
2	0.97277 (b)	0.94628	0.94487	0.35801	0.02630	37.20522	1	76	4.121E-08	1.68423	
a Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW])			b Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW]), ln(Demanda máxima[MW]/Clientes)					c Dependent Variable: ln(OYMD[Dólares internacionales])			

ANOVA(c)						
	Model	Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	166.82091	1	166.82091	885.27434	0.0000 (a)
	Residual	14.50986	77	0.18844		
	Total	181.33078	78			
2	Regression	171.58962	2	85.79481	669.36676	0.0000 (b)
	Residual	9.74116	76	0.12817		
	Total	181.33078	78			
a Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW])			b Predictors: (Constant), ln(Demanda Máxima [MW]), ln(Demanda máxima[MW]/Clientes)			
c Dependent Variable: ln(OYMD[Dólares internacionales])						

Coefficients(a)						
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	10.77339	0.20590		52.32352	0.000
	ln(Demanda Máxima [MW])	0.83187	0.02796	0.95916	29.75356	0.000
2	(Constant)	6.08938	0.78647		7.74267	0.000
	ln(Demanda Máxima [MW])	0.90388	0.02590	1.04218	34.89280	0.000
	ln(Demanda máxima[MW]/Clientes)	-0.79789	0.13081	-0.18218	-6.09961	0.000
a Dependent Variable: ln(OYMD[Dólares internacionales])						

**Pérdidas Eficientes - EP**

Model Summary(b)										
Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics					Durbin-Watson
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change	
1	0.991 (a)	0.982	0.981	0.226	0.982	2063.124	1	38	1.005E-34	1.842E+00

a Predictors: (Constant), ln(Energía Facturada[MWh])

b Dependent Variable: ln(Pérdidas [MWh])

Coefficients(a)						
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-1.682	0.331		-5.087	0
	ln(Energía Facturada[MWh])	0.946	0.021	0.991	45.422	0

a Dependent Variable: ln(Pérdidas [MWh])

ANOVA(b)						
Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	105.003	1	105.003	2063.124	0.000(a)
	Residual	1.934	38	0.051		
	Total	106.937	39			

a Predictors: (Constant), ln(Energía Facturada[MWh])

b Dependent Variable: ln(Pérdidas [MWh])

**ANEXO III RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD  
DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION EN  
PANAMÁ**

## **1. METODOLOGÍA**

A efectos de verificar cuál es la tasa de rentabilidad razonable dentro del rango o margen que establece la Ley, se ha realizado un análisis del costo de oportunidad de invertir capital en Panamá en una actividad de riesgo similar, utilizando el método del Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weighted Average Cost Of Capital), el cual es utilizado en la mayoría de las prácticas regulatorias. Con esta metodología se estima la tasa de retorno adicionando ponderadamente al costo del capital propio, calculado utilizando el método CAPM (Capital Asset Pricing Model), el costo marginal de endeudamiento. El cálculo del WACC pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera eficiente, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan eficientes en función de un análisis de benchmarking financiero.<sup>5</sup> Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir a esta Autoridad un punto de partida para la fijación de la tasa de retorno conjuntamente con las bandas definidas en la Ley.

El nivel adecuado de esta tasa asegura la sustentabilidad del negocio en el largo plazo, garantizando así la atracción de capital necesaria para realizar las inversiones para la renovación de los activos de las empresas al fin de su vida útil como así también orientadas a la expansión del servicio.

### **1.1. Método De Costo De Capital Promedio Ponderado**

Para el periodo tarifario de julio de 2006 a junio de 2010, se realizó el cálculo en base a la aplicación del método de Costo de Capital Promedio Ponderado WACC/CAPM, utilizando un enfoque general similar al empleado en la estimación realizada para la revisión tarifaria anterior, tanto en su cómputo como en su conversión a términos reales antes de impuestos, que es el valor que se compara con las bandas fijadas en la Ley.

El método de Costo de Capital Promedio Ponderado utiliza los siguientes criterios para el rendimiento del capital propio ( $r_{CAPM}$ ) y para el costo marginal de endeudamiento ( $r_d$ ):

#### **1.1.1. Rendimiento del Capital Propio**

El método CAPM calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado.

El CAPM es uno de los modelos que goza de mayor difusión, permitiendo efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo. Este método estima una tasa de retorno igual a la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de las actividades de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo. Este método calcula el costo de capital propio, es decir, el rendimiento solicitado por los accionistas.

---

<sup>5</sup> Se define: Endeudamiento (CEN) como  $D/(D+E)$  y apalancamiento (CAP) como  $D/E$ , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio), todos a valor de libros. Asimismo  $CAP=CEN/(1-CEN)$

La idea principal detrás del modelo CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al riesgo, se aplica una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático* (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación), factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo (un rendimiento en exceso). En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

Los elementos analizados son:

#### ***1.1.1.1.Tasa Libre de Riesgo***

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos llamados "seguros" o "soberanos", y que son emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento de un bono del tesoro de los Estados Unidos de América (EUA) suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar de EUA como moneda directa o indirectamente, en su función de reserva de valor, además porque en su larga trayectoria jamás incurrió en incumplimiento. Se utiliza este criterio porque es práctica usual considerar como tasa libre de riesgo a la tasa interna de retorno de un bono con una duración similar a la vida promedio de los activos eléctricos de las empresas cuyo costo de capital se trata de determinar.

En este caso, la tasa libre de riesgo se estimó a partir de considerar como instrumento sin riesgo de insolvencia el rendimiento del bono del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30). Adicionalmente esto es congruente con la forma de fijar los límites expresados en la Ley.

#### ***1.1.1.2.Determinación de la Prima por Riesgo País***

Tradicionalmente el riesgo país es cuantificado en base a la diferencia (*spread*) entre el rendimiento de un instrumento libre de riesgo y su equivalente en el país bajo análisis. Los bonos del tesoro americano son utilizados como el instrumento libre de riesgo y su equivalente son los bonos emitidos por los gobiernos de las economías emergentes, por ejemplo, bonos emitidos por el gobierno panameño. Si ambos bonos se encuentran emitidos en la misma moneda, la diferencia de rendimientos reflejará sólo riesgo de *default*. En cambio, Si el bono nacional se encuentra emitido en moneda doméstica, el *spread* estará incluyendo, además, el riesgo devaluatorio.

La racionalidad de su aceptación como elemento que se incorpora en la estimación del costo de capital consiste en la idea de que un inversionista que cuenta con la oportunidad de invertir en una economía en vías de desarrollo exigirá un retorno mayor por estar expuesto a un riesgo adicional respecto a una economía desarrollada; y en el caso en que ya se encuentre operando, el diferencial de retorno que le resulte atractivo para no retirar sus inversiones. Las fuentes de riesgo que explican el diferencial de tasas se atribuye a factores

tales como inestabilidad institucional y política, frecuentes cambios en el rumbo económico, modificaciones en la legislación tributaria, laboral, etc.

En el caso de Panamá, para la determinación del mencionado spread se utilizó el rendimiento implícito en el EMBI + Panamá. El EMBI + (Emerging Market Bond Index) es un indicador de la evolución de los bonos de un país. Este indicador, de amplia utilización y reconocimiento en el mundo financiero, es producido por la firma JP Morgan Chase, siendo considerado como el indicador por excelencia del riesgo país.

El EMBI + Panamá es en realidad una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio emitidos por el Estado panameño, pero que constituye un buen indicador del conjunto de bonos del país y con ello, un buen indicador del riesgo en Panamá.

### ***1.1.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria***

Para estimar el riesgo sistemático ( $\beta$ ) de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones.  $\beta$  es la covarianza entre el rendimiento del activo  $i$  y el rendimiento del mercado  $m$ , respecto a la varianza del rendimiento del mercado. Por lo tanto, este coeficiente mide la contribución del activo  $i$  al riesgo de la cartera o portafolio de mercado  $m$ . Ello indica que la  $\beta$  media de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente  $\beta$  con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente  $\beta$  mayor a 1 que el activo es muy sensible a los movimientos del mercado.

Cuando se desea utilizar el beta para estimar el costo de capital de una empresa o conjunto de empresas, y no se tienen datos de la empresa individual o del conjunto, es mejor utilizar el beta de una cartera de empresas que sean similares, es decir del mismo sector industrial, con lo cual los errores típicos tienden a anularse.

Debido a que no se cuenta con valores del coeficiente  $\beta$  de empresas eléctricas de la República de Panamá, se recurre, por comparación, a los valores estimados en otros mercados, como es el caso de los Estados Unidos, donde se pueden obtener de varias fuentes, como por ejemplo, las firmas especializadas Ibbotson Associates, Bloomberg, Merrill Lynch, etc. Se toma en este caso las estimaciones de Ibbotson Associates<sup>6</sup> sobre actividades eléctricas (comprenden 40 empresas relacionadas a la generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica para la venta) agrupadas en el Código SIC (Standard Internacional Code) N° 491.

### ***1.1.1.4. Determinación del Premio por Riesgo***

La prima de riesgo de mercado mide el rendimiento adicional que un inversor requiere para mantener una cartera de títulos diversificada en lugar de un bono o título libre de riesgo. En el modelo CAPM está reflejada en la expresión ( $r_m - r_f$ ).

Para la determinación del premio por riesgo, usando estadísticas de los bonos del Tesoro (de largo plazo) de Estados Unidos, se analizó el período que abarca desde 1964 hasta el año 2004. Debido a que el enfoque utilizado para calcular esta magnitud es el histórico, y

---

<sup>6</sup> Cost of Capital 2005 Yearbook, Data through June 2005.

éste supone que el promedio de los retornos pasados es un predictor adecuado de los esperados, el cálculo del premio de riesgo debe considerar un período de tiempo razonablemente largo.

Si bien existen diferentes métodos para determinar el premio por riesgo y distintas fuentes de información, para este análisis se utilizaron los datos recopilados y calculados por Aswath Damodaran, en su página Web <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, utilizando cifras del Federal Reserve Database en St. Louis (FRED) y el “Índice Compuesto de Standard & Poor’s 500”.

### **1.1.2. Costo Marginal de Endeudamiento**

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento de mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos. El modelo utilizado se basa en considerar el costo marginal de obtener fondos. Una empresa de servicios públicos que desea obtener fondos en el mercado internacional, los captará a una tasa que refleje la tasa libre de riesgo más un spread asociado al riesgo crediticio del sector como también del país en el cual se encuentra dicha firma. En síntesis, el costo de endeudarse es igual a la tasa de interés libre de riesgo más la prima de riesgo país, más un spread asociado al riesgo de default de la empresa.

## **2. DESARROLLO**

La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = r_{CAPM} \frac{E}{A} + r_d (1 - t) \frac{D}{A}$$

Donde

WACC	costo de capital promedio ponderado <sup>7</sup>
$r_{CAPM}$ :	Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio
$E/A$	proporción del capital propio respecto a los activos totales
$r_d$	costo de la deuda de largo plazo
$t$	impuesto a la renta
$D/A$	proporción de la deuda respecto a los activos totales

El primer elemento que se necesita es el costo del capital. El costo del endeudamiento que se debe considerar es el costo marginal del mismo, es decir al que la empresa se puede seguir endeudando y no el que ha registrado la empresa. El nivel de endeudamiento a considerar no puede ser el de la empresa, pues esto puede distorsionar el rendimiento requerido fruto de una política de gestión financiera no óptima.

Una consideración importante a realizar es el impacto impositivo que se tiene en función de distintas estructuras de capital, ya que como es sabido, los intereses pagados se deducen del impuesto a las ganancias, lo correcto a aplicar es la tasa marginal de endeudamiento ajustada impositivamente.

---

<sup>7</sup> Expresión traducida del inglés “weighted average cost of capital”

A continuación se realiza por pasos el cálculo de la tasa:

### 2.1. Rendimiento Del Capital Propio

La tasa de rendimiento del capital propio se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_{CAPM} = \left[ r_l + \beta_d (r_m - r_l) + r_{país} \right]$$

Donde,

$r_{CAPM}$ : Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

$r_l$ : Tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

$\beta_d$ : Riesgo sistemático de la industria en cuestión.

$r_m$ : Retorno de una cartera diversificada.

El paréntesis ( $r_m - r_l$ ) suele denominarse premio de mercado o por riesgo.

$r_{país}$ : Tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

#### 2.1.1. Tasa de Retorno de un Activo Libre de Riesgo

El promedio de la tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de julio de 2005 a junio de 2006, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema “Reuters 3000”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es de 4.725%.

#### 2.1.2. Prima de Riesgo País

Tomando en cuenta la banda dentro de la que se ha movido el riesgo país panameño en los últimos 12 meses, en el presente cálculo se utilizarán 219.6 puntos básicos para este indicador, producto del promedio mensual de la serie evaluada por JP Morgan Chase. En la tabla se muestran los promedios mensuales del último año y el promedio de la serie de riesgo país implícita en el EMBI + Panamá.

#### EMBI + Panamá: Evolución del Spread

FECHA:	EMBI+ Panamá
Junio-2006	211.2
Mayo-2006	186.6
Abril-2006	181.7
Marzo-2006	188.7
Febrero-2006	194.9
Enero-2006	209.2
Diciembre-2005	241.7
Noviembre-2005	239.7
Octubre-2005	251.0
Septiembre-2005	231.5
Agosto-2005	244.4
Julio-2005	255.0
Promedio	219.6

### 2.1.3. Riesgo Sistemático de la Industria

Como los valores de beta observados se obtienen de la variación en el precio de mercado de los activos involucrados y dicha variación no sólo mide el riesgo implícito en la actividad que desarrolla la empresa cuyo costo de capital se está tratando de medir sino también el riesgo financiero derivado de su política de endeudamiento, para obtener el costo del capital propio resulta apropiado aislar el riesgo propio de la actividad. Así el beta observado debe ajustarse eliminando la parte de riesgo financiero y el tratamiento impositivo aplicado al endeudamiento. El  $\beta$  observado es un beta apalancado; es decir, que tiene en cuenta una estructura determinada de endeudamiento, expresado a través de la razón D/E y un tratamiento impositivo particular. A efectos de estimar el  $\beta$  relativo al caso bajo estudio, corresponde entonces quitar esos efectos a través del mecanismo de desapalancamiento, para luego incluir la estructura de endeudamiento que se considera óptima y la tasa impositiva correspondiente. De este modo se obtiene finalmente el  $\beta$  apalancado (*equity*) aplicable a la República de Panamá. El procedimiento consiste en lo siguientes:

- obtención del  $\beta$  desapalancado de empresas eléctricas de los Estados Unidos,
- aplicar la estructura de endeudamiento objetivo, denominado también apalancamiento financiero, D/E, y
- considerar la tasa del impuesto a la renta correspondiente a la República de Panamá.

Las fórmulas son las siguientes:

#### $\beta$ desapalancado de los Estados Unidos

$$\beta_a^{EU} = \frac{\beta_e^{EU}}{1 + (1 - t)(D / E)}$$

Donde

$\beta_a^{EU}$  : Beta del activo o desapalancada.

$\beta_e^{EU}$  : Beta del patrimonio o apalancada.

$t$ : Tasa de impuestos en Estados Unidos (Impuestos sobre la renta)

$D/E$ : Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

#### $\beta$ apalancado de la República de Panamá

$$\beta_e^P = \beta_a^{EU} [1 + (1 - t)(D / E)]$$

Donde

$\beta_e^P$  : Beta del patrimonio o apalancada.

$\beta_a^{EU}$  : Beta del activo o desapalancada.

$t$ : Tasa de impuestos en Panamá (Impuestos sobre la renta)

$D/E$ : Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

El  $\beta_a^{EU}$  de los activos (desapalancado) para las empresas de servicios públicos de

electricidad de Estados Unidos es de 0.20 (considerando la fuente ya mencionada de Ibbotson Associates). Sobre la base de dicho valor y utilizando la segunda fórmula se obtiene el  $\beta_e^P$  del equity (apalancado) conforme los parámetros considerados para la República de Panamá.

El rango de niveles de deuda usados por los distintos reguladores se encuentra en un rango de 50% – 60% de endeudamiento. Así, se puede observar que en Australia fue utilizado un ratio de 60% de endeudamiento. En tanto en Inglaterra e Irlanda se adoptó una metodología similar a la empleada en Australia, basada en un ratio de endeudamiento del 50%. Por último, y como referencia, el valor promedio de endeudamiento provisto por Ibbotson Associates para el sector de distribución eléctrica de Estados Unidos se encuentra entre el 41.25% a Junio de 2005 y el 52.25% promedio de los últimos 5 años. Al respecto es menester acotar que lo ideal sería proponer una estructura de capital óptima, dado que la información pertinente no permite obtener dicho valor se considera como razonable una relación de endeudamiento del 50%, en función de la práctica regulatoria en otros países.

Los valores antes considerados tienen como fuente a los Estados Unidos, donde el mecanismo regulatorio se basa en garantizar una tasa de retorno (Rate of Return Regulation). En cambio, en la República de Panamá el método de regulación se basa en precios máximos, similar al utilizado en Inglaterra. Se reconoce que este último mecanismo traslada un mayor riesgo a la empresa regulada, en consecuencia corresponde ajustar el  $\beta$  por una prima por diferencia de mecanismos regulatorios.

Así, tomando como base el tradicional estudio de Alexander, Mayer y Weeds<sup>8</sup> se calcula dicha prima como la diferencia entre el  $\beta_a^I$ , desapalancado de Inglaterra, y el  $\beta_a^{EU}$ , desapalancado de Estados Unidos.

El ente regulador británico calcula<sup>9</sup> el beta para las empresas de distribución eléctrica en 0.6. Desapalancándolo para la estructura de capital considerada en Inglaterra (50% deuda y 50% capital propio) y considerando la tasa impositiva (30%), se obtiene un valor para  $\beta_a^I$  de 0.353. Con lo cual el riesgo regulatorio, sería de 0.15 sobre el beta desapalancado de los Estados Unidos.

La fórmula sería, entonces:

$$\beta_e^P = \beta_a^{EU} [1 + (1 - t)(D / E)] + r_r$$

$\beta_e^P$  : Beta equity de Panamá

$\beta_a^{EU}$  : Beta desapalancada de Estados Unidos

$t$ : Tasa de impuestos en Panamá (Impuestos sobre la renta)

$D/E$ : Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

$r_r$ : riesgo regulatorio

<sup>8</sup> Alexander, Mayer y Weeds; Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms (Banco Mundial, 1996).

<sup>9</sup> OFGEM, Electricity Distribution Price Control Review, March 2004.

Finalmente se vuelve a estimar el beta ajustado por el apalancamiento, considerando el nivel de apalancamiento óptimo y el impacto del impuesto a la renta en Panamá que asciende a 30%. El valor que se obtiene es de **0.60**.

Beta USA Desapalancado	$\beta_a^{EU}$	0.20
Beta UK Desapalancado	$\beta_a^I$	0.353
Riesgo Regulatorio	$r_r$	0.15
Tasa de impuestos	$t$	30%
Apalancamiento Óptimo	$D/E$	0.50/0.50
Beta Equity Panamá	$\beta_e^P$	0.600

#### 2.1.4. Premio por Riesgo

La utilización de promedios aritméticos o geométricos genera diferencias en los valores de los estimadores del premio de mercado. Los estudios empíricos señalan que los promedios aritméticos tienden a sobreestimar los premios de mercado a diferencia de la utilización de promedios geométricos que no poseen sesgo y, por lo tanto, representan el verdadero retorno promedio obtenido por los inversores<sup>10</sup>.

La siguiente tabla muestra los retornos anuales sobre la inversión y el resultado del premio por riesgo.

Año	Annual Returns on Investments in		Compounded Value of \$ 100	
	Stocks	T.Bonds	Stocks	T.Bonds
1964	16.42%	3.73%	\$ 2,661.02	\$ 272.53
2004	10.74%	4.49%	\$ 139,354.22	\$ 4,331.30

Geometric Average <sup>11</sup>	Stocks	T.Bonds	Stocks - T.Bonds (Prima de Riesgo)
1964-2004	10.54%	7.07%	3.47%

En función de lo anteriormente mencionado, se ha adoptado para el cálculo un premio por riesgo del orden del 3.47%, considerando un horizonte de 40 años como razonablemente extenso para que los rendimientos esperados y realizados converjan y se utiliza el promedio geométrico de los retornos históricos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos, para el período 1964 – 2004. Se justifica la elección de este período en el hecho que abarca el período de posguerra y no contempla la etapa de la Gran Depresión y la Segunda Guerra Mundial, acontecimientos que seguramente influyeron en la variabilidad de los retornos y, por lo tanto, en la estimación de la prima de mercado.

#### 2.1.5. Estimación del Retorno sobre Capital Propio

En base a las consideraciones realizadas, se obtiene un rendimiento del capital propio del orden de 8.99%, según los siguientes cálculos:

<sup>10</sup> Damodaran, Aswath; Estimating Equity Risk Premiums; Stern School of Business – 1998.

<sup>11</sup> El retorno compuesto es calculado tomando el valor de la inversión al inicio del periodo ( $Valor_0$ ) y el valor al final ( $Valor_n$ ):

$$Promedio\_geométrico = \left( \frac{Valor_n}{Valor_0} \right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Bono Tesoro de EE.UU. 30 años (%)	$r_f$	4.725
Tasa de Riesgo país adoptada (219.6 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	2.196
Producto de riesgo sistemático de la industria eléctrica y del premio por riesgo del mercado (%)	$\beta_d * (r_m - r_f)$	2.082
Beta Equity Panamá $\beta_d$ 0.6		
Premio por riesgo del mercado $(r_m - r_f)$ 3.47%		
Costo de Capital Propio (%)	$r_{CAPM}$	9.0

## 2.2. Costo de Endeudamiento

El costo de endeudamiento ( $r_d$ ) se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_l + r_p + SD$$

Donde,

- $r_d$ : Costo de la deuda
- $r_l$ : Tasa libre de riesgo para la maduración de la deuda que se considere.
- $r_p$ : Riesgo país estimado de igual modo que en el caso del costo del capital propio.
- $SD$ : *Spread Default*, spread adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio.

### 2.2.1. Tasa Libre de Riesgo

Para la tasa libre de riesgo se consideró la tasa de interés de los Treasury Notes a 5 años (promedio para el período enero a diciembre 2005). Se consideró este valor porque es el plazo razonable que puede endeudarse una empresa en el mercado. El riesgo país es el antes determinado. Respecto del cálculo del spread por default para una empresa de distribución eléctrica en la República de Panamá, se consideró el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses, con la misma calificación considerada para el país, pagan por encima de la tasa libre de riesgo.

#### TASA DE INTERÉS DE LOS TREASURY NOTES SEGÚN FECHA DE LICITACIÓN

Fecha Licitación	Tasa interés [%]
Jul-05	3.970
ago-05	4.223
sep-05	3.902
oct-05	4.270
nov-05	4.525
dic-05	4.435
ene-06	4.370
feb-06	4.622
mar-06	4.785
abr-06	4.964
may-06	4.945
jun-06	5.203
<b>Promedio</b>	<b>4.518</b>

Fuente: U.S. Department of the Treasury  
Bureau of the Public Debt ([www.publicdebt.treas.gov](http://www.publicdebt.treas.gov)).

### 2.2.2. Tasa de Riesgo País

El riesgo país a considerar es el utilizado en el cálculo del rendimiento del capital propio.

### 2.2.3. Spread Adicional

A los efectos de la calificación de riesgo para estimar el spread por default crediticio para una empresa en la República de Panamá se consideró la calificación que arroja Fitch Ratings al mes de abril de 2005, la cual se ubica en “BB+”<sup>12</sup>, calificación basada en “la observación de una fuerte recuperación económica y los esfuerzos de la nueva administración para fortalecer sus finanzas públicas, como lo demuestra la rápida presentación en el Congreso de una reforma fiscal en el mes de Enero 2005 y mejoras en la transparencia fiscal”.

Se recurre entonces a la información que proporciona la agencia Reuters acerca de los niveles de spread publicadas en [www.bondsonline.com](http://www.bondsonline.com) para el sector de Utilities.

**Premio por Riesgo Crediticio según Calificación y Vencimiento**  
**Reuters Corporate Spreads for Utilities**

Rating	1 año	2 años	3 años	5 años	7 años	10 años	30 años
Aaa/AAA	8	11	13	20	26	28	37
Aa1/AA+	9	12	14	21	29	30	47
Aa2/AA	11	15	16	24	32	38	57
Aa3/AA-	11	19	21	28	39	50	67
A1/A+	16	22	24	38	47	67	68
A2/A	19	25	25	44	51	69	79
A3/A-	24	32	37	50	64	72	97
Baa1/BBB+	36	49	56	73	79	87	107
Baa2/BBB	51	60	70	80	90	112	127
Baa3/BBB-	56	78	80	90	101	128	132
Ba1/BB+	240	312	295	227	170	200	159
Ba2/BB	250	275	300	230	130	145	192
Ba3/BB-	230	255	275	250	145	190	245
B1/B+	310	350	455	360	245	300	225
B2/B	415	440	505	410	245	370	350
B3/B-	490	520	610	510	380	445	520
Caa/CCC	580	650	755	710	495	520	620

### 2.2.4. Estimación del Costo de Endeudamiento

De esta forma, bajo las consideraciones ya desarrolladas en este acápite, el costo de endeudamiento alcanzaría un valor de 8.98%, así:

Tasa Libre de riesgo: rendimiento de Treasury Notes de EE.UU. 5 años (%)	$r_f$	4.52
Tasa de Riesgo país adoptada (220 puntos básicos) (%)	$r_{país}$	2.20
Spread Default (%)	$SD$	2.27
Costo de Endeudamiento (%)	$r_d$	8.98

<sup>12</sup> Fuente: Ministerio Economía y Finanzas Panamá - <http://www.mef.gob.pa/comunicados/2005-comunicadosingles-Fitch-affirms-08-4-2005.asp>

### 2.3. Costo Promedio de Capital (WACC)

Con las consideraciones realizadas se obtiene una tasa de **retorno (WACC) requerida nominal después de impuestos del orden de 7.65 %**, según el siguiente cálculo.

Costo de Capital Propio (%)	$r_{CAPM}$	9.00	
Estructura de Capital	$E/(D+E)$	0.50	
		$\frac{E}{D+E} \cdot [r_{CAPM}]$	4.50
Costo marginal del endeudamiento (%)	$r_d$	8.98	
Nivel de Apalancamiento	$D/(D+E)$	0.50	
Impuesto ganancia (%)	$t$	30.00	
		$\frac{D}{D+E} \cdot r_d \times (1-t)$	3.15
<b>WACC NOMINAL DESP. IMPUESTOS (%)</b>	<b>WACC</b>		<b>7.65</b>

Los valores antes obtenidos están expresados en términos nominales. Dado que el mecanismo de regulación en la República de Panamá permite la actualización periódica de las tarifas, entonces el costo de oportunidad del capital a utilizar deberá ser el real, es decir, descontando los efectos de la inflación. De no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales. A los efectos de convertir las tasas nominales en reales, se adoptó una inflación esperada en los Estados Unidos de largo plazo del 2.2% anual calculada como la variación del Consumer Price Index - All Urban Consumers elaborado por el Bureau of Labor Statistics de los Estados Unidos.

Asimismo, se requiere una tasa antes de impuestos para calcular el retorno sobre el capital, ya que la tasa expresada en la Ley se refiere a una tasa real antes de impuestos.

#### Proyección Índice Precios Consumidor EE.UU. Años 2005 a 2015

##### (CBO's Economic Projections for Calendar Years 2005 Through 2015)

	Forecast		Projected Annual Average	
	2005	2006	2007 to 2010	2011 to 2015
Nominal GDP (Billions of dollars)	12,45	13,137	16,023	19,946
Nominal GDP (Percentage change)	6.1	5.5	5.1	4.5
Real GDP (Percentage change)	3.7	3.4	3.2	2.6
GDP Price Index (Percentage change)	2.3	2.0	1.8	1.8
Consumer Price Index (Percentage change)	3.1	2.5	2.2	2.2
Core Consumer Price Index (Percentage change)	2.3	2.3	2.2	2.2

Fuente: Congressional Budget Office; Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis; Department of Labor, Bureau of Labor Statistics; Federal Reserve Board.

Para hallar tal tasa se considera la siguiente expresión considerando el pronóstico de inflación anteriormente mencionada y la tasa impositiva normativa.

$$WACC_{real, antes impuestos} = \frac{\frac{WACC_{no\ min\ al,\ desp.\ impuestos}}{(1-t)} - \pi}{1 + \pi}$$

Donde,

$t$ : Tasa de impuestos (Impuestos sobre la renta)

$\pi$ : inflación futura de Estados Unidos

De este modo, **se obtiene un retorno real después de impuestos que asciende a 8.54 %, así:**

WACC Nominal después de Impuestos (%)	$WACC_{nom, des\ impuestos}$	7.65
Impuesto ganancia (%)	$t$	30.00
Inflación de la moneda americana (%)	$\pi$	2.20
<b>WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS (%)</b>	<b><math>WACC_{real, antes\ impuestos}</math></b>	<b>8.54</b>

## **ANEXO IV DESCRIPCION DE LAS PLANILLAS “AA-01-aaaa”**

## DESCRIPCION DE LAS PLANILLAS “AA-01- aaaa”

A continuación se incluye una descripción de las planillas utilizadas para el cálculo. La descripción es general debiendo tenerse presente que, a los efectos de evitar confusiones, a la denominación de las planillas se les ha agregado en este estudio el nombre de la empresa distribuidora a que pertenecen. Parte de esta descripción resulta de informes al respecto obrantes en la ASEP.

Para poder calcular la base de capital bruta y neta de todos los años del periodo tarifario, se ha recogido toda la información necesaria para dicho cálculo en las planillas “AA-01-aaaa”. Esta planilla recoge y acumula toda la información pasada necesaria para calcular todas las variables de interés del año en curso.

Para cada año aaaa, la planilla AA-01-aaaa se genera a partir de la misma planilla del año anterior, a la que se añaden los datos recogidos en el año aaaa y que están organizados en las familias de planillas CC-01-AD-aaaa.

El cálculo de la base de capital y el seguimiento de la información se realiza en forma desglosada según lo establecido en la planilla “Anexos BS-01 y BS-02” (Las empresas distribuidoras presentan estas planillas con algunos cambios de nombre). La planilla “AA-01-aaaa” tiene por lo tanto tantas filas como cuentas tiene el “Anexos BS-01 y BS-02”, con algunas filas adicionales correspondientes a los coeficientes de eficiencia de cada año y línea de negocio.

Se hará a continuación una presentación por bloque de columnas.

### **1. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN GENERAL**

**Línea de negocio:** corresponde a las líneas de negocio del “Anexos BS-01 y BS-02”.

**Cuentas:** corresponde a las cuentas del “Anexos BS-01 y BS-02”.

**Vida útil estándar** de cada uno de los activos que forman el “Anexos BS-01 y BS-02”. Dicha estandarización se ha realizado de acuerdo con los intervalos de depreciación fijados por la ASEP.

### **2. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN RELATIVA A LOS ACTIVOS ANTERIORES A 2001**

Los activos que se dieron de alta antes del 31 de diciembre de 2001 tienen las siguientes características: no se dispone de ningún desglose de los mismos, no se conoce su antigüedad, no se distingue entre activos donados o no donados y existe un monto consolidado de activos brutos y netos a 31 de diciembre de 2001. Se propone por tanto a partir de esa información consolidada asignar una antigüedad media. La información necesaria por tanto queda recogida en las siguientes 3 columnas:

- **Base de capital bruta a 31/12/2001.** Recoge la cifra reconocida como base de capital bruta en dicha fecha. Para dicho período no existe eficiencia económica reconocida, por lo cual se reconoce la base bruta de capital por su valor contable. Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.
- **Retiros acumulados:** esta columna recoge el acumulado de todos los retiros hasta el año aaaa correspondientes a activos dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001. Por tanto, en la planilla “AA-01-aaaa”, hay que añadir al monto ya recogido en esa

columna proveniente de la planilla “AA-01-aaaa-1” (la del año anterior) , y añadirle el monto de los retiros declarados en el año aaaa correspondientes a activos dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001 (desglosado por cuenta del “Anexos BS-01 y BS-02”). Por lo tanto los montos de esta columna podrán variar de unas planillas “AA-01-aaaa” a otras.

- **Base de capital neta a 31/12/2001.** Recoge la cifra reconocida como base de capital neta a dicha fecha. Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.

### **3. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN INDIVIDUAL DE CADA AÑO DESDE EL AÑO 2002 AL AÑO 2006**

A partir del año 2002, se dispone de información anualizada de adiciones y retiros al menos al nivel de desglose del “Anexos BS-01 y BS-02”. Toda la información necesaria de cada uno de estos años para calcular la base de capital bruta y neta del año en curso puede resumirse en las siguientes 4 columnas:

- **Adiciones.** Recoge el monto global de las adiciones de activos a valor declarado en los formularios. El monto correspondiente a cada cuenta se calculará a partir de los datos recogidos en cada planilla “CC-01-AD-aaaa” (la información de cada año a partir de la planilla de ese año). Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.
- **ATR:** esta columna debe recoger el monto de las adiciones recogidas en la anterior columna que han sido donadas por terceros. Este monto será el mismo en todas las planillas “AA-01-aaaa” independientemente de cual sea el año aaaa.
- **Retiros acumulados:** esta columna debe recoger el acumulado de todos los retiros hasta el año aaaa correspondientes a activos dados de alta en el año correspondiente a esa columna. Por tanto, en la planilla “AA-01-aaaa”, habrá que añadir al monto ya recogido en esa columna proveniente de la planilla “AA-01-aaaa-1”, el monto de los retiros declarados en el año aaaa correspondientes a activos dados de alta en ese año (desglosado por cuentas del “Anexos BS-01 y BS-02”).
- **ATR Retiros acumulados:** esta columna debe recoger el acumulado de todos los retiros hasta el año aaaa correspondientes a activos donados dados de alta en el año correspondiente a esa columna. Por tanto, en la planilla “AA-01-aaaa”, habrá que añadir al monto ya recogido en esa columna proveniente de la planilla “AA-01-aaaa-1”, el monto de los retiros declarados en el año aaaa correspondientes a activos donados dados de alta en ese año (desglosado por cuentas del “Anexos BS-01 y BS-02”).

### **4. BLOQUE DE COLUMNAS DE INFORMACIÓN CONSOLIDADA DEL AÑO aaaa**

Este último bloque recoge la información que se calcula a partir de toda la información anteriormente descrita. Este bloque se añadirá a la información histórica recogida en la planilla “CC-01-AD-aaaa”. Las variables de interés son las siguientes:

- **Base de capital bruta a 31 de diciembre del año aaaa.** Recoge el monto total de todos los activos eficientes consolidados tras aplicar los correspondientes coeficientes de eficiencia. En este monto están incluidos todos los activos donados por terceros. Su cálculo se detalla más abajo.

- **Base de capital bruta totalmente amortizada al 31 de diciembre del año aaaa.** Recoge el monto total de todos los activos eficientes consolidados que han agotado su vida útil estándar y por tanto se han depreciado completamente. Este dato es de interés, ya que no es posible seguir depreciando un activo que ya está totalmente depreciado. También se incluyen dentro de este monto los activos donados por terceros que se hayan totalmente depreciado. Su cálculo se detalla más abajo.
- **Base de capital neta a 31 de diciembre del año aaaa.** Recoge la base de capital neta de todos los activos eficientes consolidados. En este monto no se incluye el valor neto de los activos donados por terceros. Su cálculo se detalla más abajo.

## 5. BLOQUE DE FILAS INFERIORES DE COEFICIENTES DE EFICIENCIA

Además de toda la información descrita, las últimas filas de la planilla “AA-01-aaaa” recogen los coeficientes de eficiencia correspondientes a cada año hasta el año aaaa. Se propone utilizar un coeficiente promedio de eficiencia diferente para cada año y para cada línea de negocio. Cada coeficiente promedio se obtiene como la media ponderada de los coeficientes de eficiencia aplicados durante la revisión tarifaria a todas las adiciones de activos pertenecientes a ese año y a esa línea de negocio.

## 6. ECUACIONES DE CÁLCULO DE LA INFORMACIÓN CONSOLIDADA DEL AÑO aaaa

La información consolidada de la base de capital para cada una de las cuentas de activos de la planilla “AA-01-aaaa”, se calcula a partir de la información recogida en todas las columnas anteriores. Los cálculos que hay que realizar son los siguientes:

### 6.1. Base de capital bruta eficiente consolidada al 31/12/aaaa

$$BCB_{aaaa} = BCB_{2001} - Re\ tAcum_{aaaa-2001} + \sum_{t=2002}^{aaaa} (AD_t - Re\ tAcum_{aaaa-t}) \times coef\_eficiencia_t$$

Siendo:

$BCB_{aaaa}$ : Base de capital bruta a 31 de diciembre del año aaaa.

$BCB_{2001}$ : Base de capital bruta a 31 de diciembre de 2001.

$RetAcum_{aaaa-2001}$ : Retiros acumulados hasta el año aaaa correspondientes a los activos dados de alta antes del 31 de diciembre de 2001.

$RetAcum_{aaaa-t}$ : Retiros acumulados hasta el año aaaa correspondientes a los activos dados de alta durante el año t.

$AD_t$ : adiciones brutas declaradas en el año t, antes de aplicarlas los coeficientes de eficiencia.

$Coef\_eficiencia_t$ : Coeficiente de eficiencia reconocido por la ASEP para todos los activos incorporados durante el año t (desglosado por línea de negocio).

Todos los valores correspondientes a los parámetros de la ecuación de cálculo de la base de capital bruta aquí descritos están recogidos en las correspondientes columnas de la planilla “AA-01-aaaa”.

## 6.2. Base de capital neta eficiente consolidada al 31/12/aaaa

La base de capital neta (BCN) debe calcularse como lo que queda por amortizar de los activos brutos eficientes consolidados, eliminando además el valor neto de los activos donados por terceros. La expresión es similar a la anterior, salvo que se restan los activos donados por terceros, y se contabiliza no el activo bruto, sino el neto.

Conceptualmente, dicha base de capital neta corresponde a:

$$BCN_{aaaa} = BCB_{aaaa} - DA_{aaaa} - BCN_{ATR,aaaa}$$

Donde:

$DA_{aaaa}$ : es la amortización acumulada a 31 de diciembre del año aaaa.

$BCN_{ATR,aaaa}$ : es el valor neto de los activos donados por terceros a 31 de diciembre del año aaaa.

Este cálculo, utilizando la información de las columnas de la planilla “AA-01-aaaa”, queda como sigue:

$$BCN_{aaaa} = (BCB_{2001} - RetAcum_{aaaa-2001}) \times \left( 1 - \frac{aaaa - \text{año\_de\_alta}_{2001}}{\text{vida\_útil}} \right) \quad [(si\ aaaa - \text{año\_de\_alta}_{2001}) < \text{vida\_útil}]$$

$$+ \sum_{t=2002}^{aaaa} \left( (AD_t - ATR_t) - (RetAcum_{aaaa-t} - ATR_{RetAcum_{aaaa-t}}) \right) \times \text{coef\_eficiencia}_t \times \left( 1 - \frac{aaaa - t}{\text{vida\_útil}} \right) \quad [(si\ aaaa - t) < \text{vida\_útil}]$$

Donde:

$ATR_t$ : es el valor bruto de los adiciones de activos donados por terceros en el año t.

$ATR_{RetAcum_{aaaa-t}}$ : es el valor bruto acumulado hasta el año aaaa de todos los retiros de activos que fueron donados por terceros y dados de alta en el año t.

El resto de los parámetros de la ecuación de cálculo del BCN son los ya descritos en las anteriores ecuaciones.

En todas las ecuaciones anteriores debe tenerse en cuenta el caso particular de los activos correspondientes a terrenos, los cuales no se deprecian, por lo que su valor bruto y neto coincide y su amortización acumulada permanece en cero.

Otro aspecto a considerar cuando se confecciona la planilla “AA-01-aaaa”, es imputar correctamente las **transferencias** entre cuentas. Cada transferencia de activos entre cuentas debe ser sometida al siguiente proceso en la correspondiente planilla “AA-01-aaaa”:

- a) El valor bruto contable del activo transferido se resta en la casilla identificada por la columna de adiciones correspondiente al año en que el activo fue dado de alta, y por la fila correspondiente a la línea de negocio y a la cuenta del “Anexos BS-01 y BS-02” en la que el activo fue dado de alta. Es decir, en la línea de negocio y cuenta desde donde el activo es transferido. Si el activo tuvo parte donada o aportada por terceros, también debe ser sustraída esta parte en la correspondiente columna de ATR.

- b) El valor bruto contable del activo transferido se adiciona en la casilla identificada por la columna de adiciones correspondiente al año en que el activo fue dado de alta (la misma que en el punto anterior), y por la fila correspondiente a la línea de negocio y a la cuenta del “*Anexos BS-01 y BS-02*” a donde el activo es transferido. Si el activo tuvo parte donada o aportada por terceros, también debe ser añadida esta parte en la columna de ATR correspondiente a esa línea de negocio y cuenta contable.

Es necesario comprobar que las transferencias entre cuentas de activos son consecuentes con que el activo siga teniendo el mismo valor de vida útil estandarizada, y, si el activo fuera cambiado de línea de negocio, que rija el mismo coeficiente de eficiencia para las dos líneas de negocio.

## ANEXO V COMPARACION INTERNACIONAL DE COSTOS

## COMPARACION INTERNACIONAL DE COSTOS

A los efectos de la comparación de los costos de inversión locales con costos internacionales se ha recopilado información de 3 países de Latinoamérica: Perú, México y Colombia, cuyos diseños típicos de construcción de sus instalaciones de distribución eléctrica poseen características similares a los que se encuentran en Panamá. En este sentido se dispone, por un lado de información base, esto es, Materiales y su costo, asignación de Mano de Obra y recursos (Equipos/Herramientas, etc) y estructuras típicas y, por otro lado, costos de instalaciones representativas de distribución para la red de media tensión, subestaciones MT/BT y red de baja tensión.

Sobre la base de la información unitaria disponible (costos de materiales, asignación de recursos tanto de mano de obra como equipos/herramientas y estructuras típicas), se realizó un cálculo preliminar y se comparó con los costos de instalaciones representativas tanto en media tensión, subestaciones de distribución MT/BT y baja tensión de cada uno de los países mencionados a los efectos de analizar la confiabilidad de los costos medios de instalaciones disponibles para el mismo país. El resultado de esta comparación y la confiabilidad de la información existente, determinó la utilización de los costos disponibles de Perú y México para el conjunto de instalaciones características.

Particularmente, para el caso de ELEKTRA, la obtención de los costos unitarios de líneas de MT (ya referido a Balboas de acuerdo al procedimiento explicitado en el informe), surgen a partir de considerar los costos unitarios de los *sectores típicos 1 y 2* de Lima - Perú, ya que se considera que las características constructivas de las líneas son similares a las de estos sectores. Para el caso de las empresas EDEMET y EDECHI, este costo unitario (ya referido a Balboas de acuerdo al procedimiento explicitado en el informe) se obtiene teniendo en cuenta los costos unitarios de los *sectores típicos 2 y 3* de Lima - Perú, por similar razón. Los costos unitarios de México para líneas aéreas de iguales características son obtenidos de la pag <http://aplicaciones.cfe.gob.mx>.

Asimismo, en relación con los valores de los costos de los conductores, estos se obtienen del informe “Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica – Año 2004” elaborado por el OSINERG-GART (para el caso de costos internacionales de Perú) y de la pag <http://aplicaciones.cfe.gob.mx>, para el caso de los de México.

Los costos internacionales de las instalaciones típicas, están calculados en la moneda local del país de origen. Dado que, a los efectos de la comparación, son requeridos en Balboas, en primera instancia son referidos a dólares de EEUU y finalmente convertidos a Balboas. Para ello se tiene en cuenta su discriminación en Mano de Obra, Materiales y el porcentaje de materiales nacionales tanto del país de origen como en Panamá, de acuerdo a la metodología presentada en este informe

La información disponible de Perú es para el año 2004, mientras que para México es del año 2002. Dado que el estudio requiere realizar las comparaciones con las inversiones realizadas por las distintas empresas distribuidora de Panamá, para los años 2002, 2003 y 2004, se refieren dichos costos internacionales ya expresados en Balboas a partir de los años bases mencionados a los años establecidos por las inversiones en base a los índices (IPC e IPM). La mano de obra es referida en base al índice IPC, mientras que los materiales son referidos a un promedio de ambos índices, tal como se mencionó anteriormente.

Con esta metodología se obtienen los costos de instalaciones típicas de la red de distribución en media tensión, subestaciones MT/BT y red de baja tensión de acuerdo a los costos internacionales de México y Perú referidos a Balboas, para los años 2002, 2003 y 2004.