

## **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

### **ESTUDIO DE COSTOS DE COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION**

#### **ÁREA 3**

#### **INFORME FINAL**

**SETIEMBRE 2004**

**S2004/31**



# INFORME FINAL

## ÍNDICE

<b>INFORME FINAL .....</b>	<b>1</b>
<b>1. RESUMEN Y RESULTADOS .....</b>	<b>1</b>
1.1. <i>Introducción .....</i>	<i>1</i>
1.2. <i>Síntesis del trabajo .....</i>	<i>2</i>
1.2.1. Consideraciones conceptuales de esta nueva Revisión Tarifaria .....	2
1.2.2. Desarrollo de la empresa modelo .....	2
1.3. <i>Valores agregados .....</i>	<i>7</i>
<b>2. DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO .....</b>	<b>8</b>
2.1. <i>descripción de la zona atendida por la empresa de referencia .....</i>	<i>8</i>
2.2. <i>Clientes y ventas .....</i>	<i>8</i>
2.2.1. Demanda de dimensionamiento de las redes .....	9
2.2.2. Proyección de la demanda .....	10
2.3. <i>Instalaciones del sistema eléctrico .....</i>	<i>11</i>
2.3.1. Representación de la carga .....	11
2.3.2. Período de dimensionamiento y nivel de voltaje .....	11
2.3.3. Modelación post-PECO .....	12
2.3.4. Modelación de la calidad de servicio .....	13
2.3.5. Modelación de líneas monofásicas y bifásicas .....	13
2.3.6. Derechos municipales .....	13
2.3.7. Resultados .....	13
2.4. <i>Organización .....</i>	<i>14</i>
2.4.1. Concepción del Modelo .....	14
2.4.2. Actividades Previas .....	15
2.4.3. Estructura de administración y apoyo .....	15
2.4.4. Explotación Técnica .....	16
2.4.5. Explotación Comercial .....	18
2.4.6. Distribución de costos indirectos .....	18
2.5. <i>Instalaciones muebles e inmuebles y Servicios .....</i>	<i>19</i>
<b>3. COSTOS DE LA EMPRESA MODELO .....</b>	<b>21</b>
3.1. <i>costos unitarios .....</i>	<i>21</i>
3.1.1. Unidades constructivas .....	21
3.1.2. Precios de la energía y costo de falla .....	23
3.1.3. Costos unitarios usados para el dimensionamiento de los costos de explotación .....	24
3.2. <i>Costos de atención de clientes .....</i>	<i>25</i>
3.3. <i>cálculo de Pérdidas medias de potencia y energía .....</i>	<i>25</i>
3.3.1. Cálculo de pérdidas técnicas .....	25
3.3.2. Cálculo de pérdidas por hurto .....	26
3.3.3. Cálculo de pérdidas por concepto de incobrables .....	26
3.4. <i>Costos de instalaciones .....</i>	<i>27</i>
3.5. <i>Costos de mantención y operación .....</i>	<i>27</i>
<b>4. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>29</b>
4.1. <i>Costo fijo por cliente .....</i>	<i>30</i>
4.2. <i>Pérdidas medias de potencia y energía .....</i>	<i>30</i>
4.3. <i>Costos de inversión, mantención y operación por unidad de potencia .....</i>	<i>31</i>
4.4. <i>Valores agregados resultantes .....</i>	<i>33</i>
4.5. <i>desagregación aéreo - subterráneo .....</i>	<i>33</i>
<b>5. INDEXACIÓN DE VALORES AGREGADOS .....</b>	<b>34</b>
5.1. <i>INTRODUCCIÓN .....</i>	<i>34</i>
5.2. <i>ANTECEDENTES GENERALES .....</i>	<i>34</i>
5.2.1. Fórmula de indexación cargos de distribución ( $VAD_{AT}$ y $VAD_{BT}$ ) .....	34
5.2.2. Fórmula de indexación cargos fijos .....	35
5.3. <i>DETERMINACIÓN DE LOS PONDERADORES DE LAS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN .....</i>	<i>36</i>
5.3.1. Ponderadores fórmula de indexación del $VAD_{AT}$ .....	37
5.3.2. Ponderadores fórmula de indexación del $VAD_{BT}$ .....	37
5.3.3. Ponderadores fórmula de indexación cargos fijos (CFE, CFD y CFH) .....	38

6.	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.....	38
6.1.	<i>Conclusiones sobre modelamiento de la red.....</i>	<i>38</i>
6.2.	<i>Conclusiones sobre modelamiento de la explotación.....</i>	<i>38</i>
6.3.	<i>Comentarios sobre los resultados .....</i>	<i>39</i>

# **ESTUDIO DE COSTOS DE COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN**

## **INFORME FINAL**

### **1. RESUMEN Y RESULTADOS**

#### ***1.1. INTRODUCCIÓN***

La Comisión Nacional de Energía encargó al consorcio SYNEX Ingenieros Consultores Ltda.- Mercados Energéticos S.A.-Jadresic y Consultores Asociados, en adelante el Consultor, la realización del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio 2004-2008, en adelante el estudio.

Este documento contiene el Informe Final correspondiente a la determinación del VAD del Área 3, que tiene como empresa de referencia a la Empresa Eléctrica EMEC S.A.; sin embargo, debido a que la CNE le ha encargado al Consultor el análisis del VAD de las seis áreas típicas de distribución, en este informe, cuando es pertinente, se hace alusión a otras de esas áreas.

El contenido del Informe se ajusta al índice incorporado en las bases técnicas para este informe. En el presente Capítulo se presenta una síntesis del trabajo y los valores agregados obtenidos; en el 2 se entrega una síntesis del dimensionamiento de la empresa modelo, en el capítulo 3 los costos de la empresa modelo, en el capítulo 4 la determinación del valor agregado de distribución, en el capítulo 5 la indexación de los VAD y finalmente en el capítulo 6 las conclusiones y comentarios. El informe se completa con diversos anexos que entregan información de detalle de los procesos efectuados en la determinación del VAD; estos anexos están adecuadamente referenciados en el contenido del informe.

El Consultor ha realizado todas las etapas de modelamiento y cálculo previstas en las Bases, obteniendo los resultados de VAD en todas sus componentes. En el análisis de las diferentes áreas típicas se ha empleado criterios homogéneos y eficientes en los procesos de diseño y costeo de las redes y en diseño y valorización de la gestión técnica y comercial. Durante el proceso de modelamiento y cálculo se ha administrado y validado la voluminosa información que interviene en dicho proceso.

## **1.2. SÍNTESIS DEL TRABAJO**

### **1.2.1. CONSIDERACIONES CONCEPTUALES DE ESTA NUEVA REVISIÓN TARIFARIA**

En la determinación del VAD 2000 la CNE adoptó el criterio de utilizar empresas modelos eficientes diseñadas desde cero. En la oportunidad, la CNE señaló que “el proceso de diseño eficiente de las inversiones e infraestructura operativas, consideró solamente como datos:

- Características físicas de la zona
- La demanda
- Restricciones de carácter administrativo o normativo

En esa oportunidad la CNE agregó que este enfoque se diferenciaba del anterior –en el cual se consideraba una empresa real predeterminada- y se dedicaba al tratamiento de una empresa nueva “lo que conlleva el criterio de consideración de la última tecnología”.

Estas definiciones marcan un contexto importante a la actividad del Consultor que efectúa en el nuevo escenario de Empresa Modelo de Referencia para la revisión del VAD 2004: Las restricciones impuestas por la realidad deben ser las mínimas. Y podría decirse que con la utilización de un modelo como el denominado PECO, que fue utilizado por el Consultor en la determinación de la red de referencia, se consideran acabadamente los tres elementos definidos como datos en la actual concepción del diseño de la empresa eficiente adoptada por la CNE. En efecto, la característica física de la zona, la demanda georreferenciada y las restricciones técnicas quedan naturalmente incorporadas.

Otra de las definiciones relevantes de la revisión 2000, fue la decisión de estudiar zonas de distribución cubiertas en la actualidad por empresas completas con el “objeto de recoger en el diseño el efecto de todas las economías de escala”. En ese sentido, el Modelo de Red de Referencia de PECO captura adecuadamente la eficiencia y, además, internaliza la calidad.

### **1.2.2. DESARROLLO DE LA EMPRESA MODELO**

#### ***a) Diseño de la red***

El desarrollo de la empresa modelo para la determinación de los costos de inversión y pérdidas en las redes de distribución se basó en la metodología que se explica más adelante en el presente informe.

El Consultor diseñó una red óptima que parte desde cero considerando como fijas las subestaciones primarias de entrada a la red de distribución de la empresa de referencia y la demanda referenciada al punto físico desde donde se conecta el cliente. La red se construye

teniendo como objetivo respetar las restricciones de carácter físico así como las normas, especialmente las que se refieren a calidad de servicio.

El diseño de los sistemas se realiza en base a la realidad de la demanda que la empresa debe atender en su zona de concesión, a los costos unitarios de las unidades constructivas con que la empresa puede contar para construir sus redes, y a los criterios económicos (vida útil y costo de capital y tasas de crecimiento de la demanda) definidos según las bases del estudio.

La modelación de las redes se llevó a cabo con la herramienta de planificación de redes de distribución de energía eléctrica denominada Modelo PECO<sup>1</sup> (Planificación Eléctrica de Cobertura Óptima), cuya característica fundamental es que optimiza las redes de AT y BT, partiendo de la información de coordenadas GPS de los clientes y de las subestaciones de entrada a distribución, y determina:

- el diseño y trazado de las redes de AT, y
- la localización de las subestaciones de distribución (AT/BT),
- el diseño y trazado de las redes de BT.

Para diseñar las redes eléctricas de las distribuidoras bajo análisis se dividió geográficamente la zona de concesión en Unidades de Análisis (UA), tales que se puede tener a priori la seguridad que entre ellos los sistemas de distribución son separados e independientes. En el caso del Área 3 se definió las siguientes 5 UA: La Higuera, La Serena, Ovalle, Illapel y Petorca.

En el proceso de diseño de la red óptima en cada una de las unidades de análisis se siguieron las siguientes etapas:

- 1) Se validó la información de demandas aportada por la distribuidora de referencia, considerando estas demandas asociadas a cada uno de los postes desde donde estas son servidas por la distribuidora. Con la demanda validada, se determinó la distribución de cargas de BT coincidentes con la demanda máxima a nivel de transformador de distribución, es decir, considerando factores de diversidad entre la demanda de los clientes y la demanda del transformador. Se consideró, además, la demanda de los clientes alimentados en AT de distribución, de acuerdo con la ubicación de los transformadores particulares (TP).
- 2) De acuerdo con lo que establecen las Bases, se proyectó la demanda para un período de 15 años, a los efectos de considerar en el diseño de las instalaciones una capacidad inicial con la holgura compatible con un programa de expansión que abastezca la demanda en dicho período. Para proyectar la demanda de BT se consideró el crecimiento del consumo por cliente. Este crecimiento corresponde al de los consumos existentes en BT en el año base y no considera crecimiento horizontal ni crecimiento vertical asociado a nuevos clientes. Este enfoque es el conceptualmente correcto, habida consideración de que la atención en BT de nuevos consumos en la zona cubierta por las redes que satisfacen a los

---

<sup>1</sup> Las características más importantes del modelo PECO fueron enumeradas en la presentación que acompañó a la propuesta del estudio.

clientes en el año base, se efectúa incorporando nueva capacidad de transformación cuando ello es requerido, sin necesidad de que dicha capacidad esté instalada en el año base. Asimismo, las instalaciones de BT necesarias de desarrollar para atender el crecimiento horizontal se deberán desarrollar cuando ese crecimiento se produzca, no siendo necesario que ellas se realicen en el año base. Sin embargo, para el dimensionamiento de las redes de AT se requiere considerar el crecimiento de la demanda tanto vertical como horizontal de la distribuidora de referencia, por cuanto dicha red debe tener la holgura óptima para poder conectar nuevos transformadores para el crecimiento vertical, así como para poder derivar desde ella extensiones de líneas de AT de distribución necesarias para el crecimiento horizontal.

- 3) Se preparó un conjunto de costos de unidades constructivas considerando los módulos de instalaciones de distribución que utilizan tecnologías económicamente eficientes, y se definió los costos de suministro, costos de falla y otros parámetros necesarios.
- 4) Se corrió el modelo de optimización de redes PECO y se determinaron los costos de inversión asociados a las instalaciones requeridas en el año base. El diseño óptimo de la red considera como parte de los costos el valor de la energía no suministrada por fallas en la red de distribución, de modo que el dimensionamiento resultante es óptimo en cuanto a la calidad de servicio, para lo cual el modelo PECO hace uso de recursos de inversión, en elementos de seccionamiento y maniobra, y de operación y mantenimiento. Asimismo se determinaron las pérdidas técnicas de distribución.

#### ***b) Desarrollo de la empresa modelo para la explotación técnica y comercial***

El desarrollo de la empresa modelo para la determinación de los costos de explotación técnica y comercial se basó en la metodología que se explica más adelante en el presente informe.

La determinación de los gastos de explotación se realiza desde la óptica de análisis de procesos, considerando la tipificación de instalaciones en las distintas unidades constructivas y su composición dentro y fuera de núcleo. Identificados los procesos y actividades se dimensionan los recursos necesarios para el desarrollo de los mismos y se realiza su valorización. Definiendo estos aspectos se determina la remuneración anual requerida por las empresas para una prestación eficiente de la actividad de distribución y comercialización de energía por redes en el contexto de la propia realidad del país.

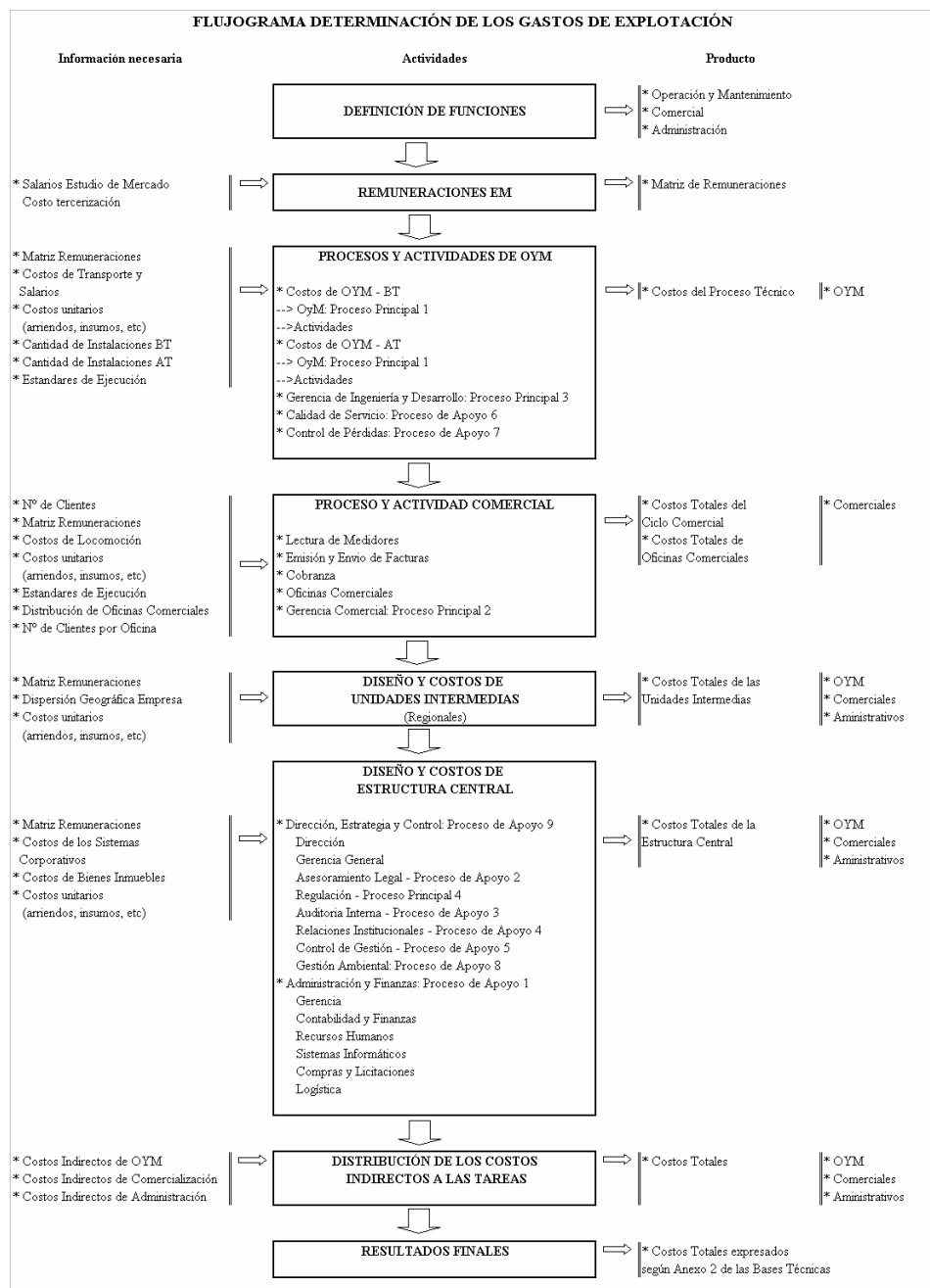
Para la determinación de los gastos de explotación se concibe un modelo que se articula en la unidad mínima de trabajo a realizar conocida como “tarea”, que es la célula o unidad funcional básica que realiza una empresa Distribuidora para operar, mantener y atender a sus redes y clientes, cumpliendo en un todo con la calidad que le requieren las normas respectivas.

De esta manera se desarrollan todas las tareas para las actividades relacionadas con los 4 procesos principales (Operación y Mantenimiento, Comercialización, Ingeniería y Desarrollo y Regulación) y los 8 procesos de apoyo definidos (Administración y Finanzas, Asesoría Legal, Auditoría Interna, Relaciones Públicas y Gestión Social, Control de Gestión, Calidad de Servicio, Control de Pérdidas y Gestión Ambiental), a los que se les agrega un proceso de apoyo que es Dirección, Estrategia y Control, por ser este muy específico.



Para cada tarea o actividad se define la dotación de recursos y productividades anuales eficientes, que se valorizan a precios de mercado utilizando la información recogida respecto a salarios y costos de bienes muebles, inmuebles y servicios, resultando así la remuneración a ser reconocida como gasto eficiente. Además se obtienen los bienes muebles e inmuebles a ser incorporados en el VNR.

En el esquema siguiente se presenta el flujograma que refleja la determinación de los costos de explotación:



Los resultados finales por lo señalado aquí, con seguridad concluirá en valores finales de instalaciones físicas altamente eficientizados, operados de manera eficiente y a precios de

mercados en competencia, lo que expresará un escenario que diferirá de la realidad de las empresas de referencia.

### 1.3. VALORES AGREGADOS

Los principales resultados del estudio son los siguientes:

**Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios (\$ / cliente / año)**

CFE	Costo fijo medidor simple de energía	11,158
CFD	Costo fijo medidor de energía y demanda máxima	14,378
CFH	Costo fijo medidor de energía y demanda horaria	15,013

**Factores de expansión de pérdidas medias de distribución potencia y energía (p.u.)**

AT			BT		
Potencia	Potencia	Energía	Potencia	Potencia	Energía
HPG	HPD		HPG	HPD	
1.0154	1.0187	1.0092	1.0660	1.0685	1.0597

**Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a distribución (\$ / kW / año)**

VADAT	Valor agregado por costos de distribución AT	34,851
VADBT	Valor agregado por costos de distribución BT	53,799
VADSD	Valor agregado por costos de distribución equivalente al SD	65,357

## **2. DIMENSIONAMIENTO DE LA EMPRESA MODELO**

### **2.1. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA ATENDIDA POR LA EMPRESA DE REFERENCIA**

EMEC distribuye electricidad en una extensa zona, que se ubica entre la Cuarta Región y la Quinta Región. La zona atendida se caracteriza por combinar áreas urbanas importantes como las ciudades de La Serena y Coquimbo y otras ciudades intermedias, con áreas rurales circundantes a las áreas urbanas y desarrolladas en los valles transversales, con actividades agrícolas y agroindustriales; otra característica de EMEC es la distribución en balnearios. Una síntesis de las principales variables que caracterizan a la empresa de referencia, al 31 de diciembre de 2003, es la siguiente

Longitud de redes MT: 3184 Km

Longitud de redes BT: 3181 Km

Potencia instalada en subestaciones de distribución: 328 MVA

Demanda máxima de distribución: 151 MW

Energía anual total transitada en redes de distribución: 688 GWH

Número de clientes: 212133 (promedio anual)

Mayores antecedentes de la empresa de referencia y de la zona atendida se encuentran en el anexo 2.1-A3

### **2.2. CLIENTES Y VENTAS**

De acuerdo con las Bases Técnicas, la empresa modelo debe ser dimensionada considerando las demandas reales de distribución del año 2003 y la proyección del crecimiento de la misma para los siguientes 15 años. Para establecer los valores iniciales y proyectados se usó las fuentes de información que se indican a continuación:

- ventas de cargos fijo, energías y potencias por categoría tarifaria, proporcionada por la empresa según el Anexo 1 de las Bases
- potencia entregada por el sistema eléctrico y potencias retiradas a nivel de subtransmisión, con detalle horario, proporcionada por el CDEC-SIC
- potencias retiradas del sistema eléctrico antes de la etapa de distribución, proporcionada por el CDEC-SIC y por la empresa. A este respecto, EMEC informó no tener demanda de clientes que no hacen uso de las instalaciones de distribución.

### 2.2.1. DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO DE LAS REDES

Con información proporcionada por el CDEC-SIC se determinó, para cada hora del año base, la potencia ingresada a distribución a partir de la demanda horaria controlada por el CDEC, neta de entregas a terceros comercializadores. Obtenidos los valores de potencia media horaria ingresados a las instalaciones de distribución se buscó el valor máximo de ellos; este valor se incrementó en un 1% para llevarlo de demanda máxima media horaria a demanda máxima integrada en 15 minutos (factor obtenido según una modelación ad-hoc). A esta potencia se la denomina Demanda Máxima de Distribución-DMD.

Por otra parte, con la información de ventas facturadas de potencia de la distribuidora en la unidad de análisis (las que incluyen las ventas de potencia correspondientes a la tarifa BT1, dadas las energías y los factores NHU), y con un set de factores de coincidencia teóricos y considerando pérdidas estimadas sobre la base de los factores de expansión de pérdidas incluidos en las tarifas vigentes, se estableció una composición de la demanda máxima obtenida según el procedimiento explicado en el párrafo anterior, en términos de AT y BT. Con esto se tuvo las demandas coincidentes por nivel de tensión. A partir de la demanda de BT coincidente con la demanda máxima de la distribuidora, se determinó las demandas a nivel de clientes BT coincidentes a nivel de subestación de distribución a ser consideradas en el dimensionamiento de la red de BT, para ello se aplicó un factor de diversidad, tal como establecen las Bases. La demanda de diseño para la red de AT se obtuvo de aplicar a la demanda máxima de 15 minutos obtenida según el párrafo anterior, un factor de diversidad entre alimentadores.

El valor de DMD resultante es de 148.9 MW

Por otra parte, con la información de ventas facturadas de potencia de la distribuidora (que incluye las ventas de potencia correspondientes a la tarifa BT1, dadas las energías y los factores NHU), y con un set de factores de coincidencia teóricos, y considerando pérdidas estimadas, se estableció la composición de DMD en términos de ventas a clientes AT y BT. Los valores obtenidos, que consideran diversidad tanto en AT con respecto a las subestaciones primarias, como en BT, con respecto a la subestación de distribución, son los siguientes:

$$DMD_{AT} = 174.8 \text{ MW}$$

$$DMD_{BT} = 130.4 \text{ MW}$$

En relación a los factores de coincidencia teóricos, y ante la ausencia de información de caracterización de carga para las distribuidoras de referencia, así como también para otras distribuidoras de Chile, lo que se hizo fue tomar los factores de coincidencia de las tarifas vigentes, y amplificarlos por un único factor de manera de ajustar la demanda coincidente retirada con la demanda inyectada al sistema de distribución. Esto se aplicó con excepción del factor de la tarifa BT1, que por su naturaleza se asumió como plenamente presente en punta (por lo que no cupo amplificación de su factor de coincidencia implícito). Se analizó también la alternativa de aplicar información de caracterización de la carga que el Consultor posee de distribuidoras de otros países; no obstante el Consultor desechó esta alternativa por cuanto el procedimiento de extrapolar esta información a la realidad de las distribuidoras de referencia podía resultar más discutible que utilizar los factores de coincidencia que se ha venido utilizando

y ajustando en los sucesivos procesos tarifarios en Chile. Adicionalmente, este procedimiento tiende a mantener las relaciones entre los valores de VAD de los distintos cargos tarifarios.

La estimación de pérdidas considerada para estos cálculos, se basó en los factores de expansión de pérdidas de las tarifas vigentes. Cabe señalar que para este fin no es pertinente usar las pérdidas de la empresa modelo, sino que correspondería usar las pérdidas reales de las empresas. Ante la imposibilidad de usar dicha información de pérdidas en forma coherente es que se usó las pérdidas de las tarifas vigentes.

Un procedimiento similar al descrito anteriormente se utilizó para calcular los balances de energía, potencia y potencia en horas de punta, considerando pérdidas eficientes, hurtos permitidos e incobrabilidad.

### **2.2.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

La proyección de la demanda se hizo en base a la estadística de energías vendidas a nivel de distribución en el período 1994-2003. Para ello se procesó la información proporcionada por las empresas en el contexto del estudio tarifario (información definida en el Anexo 1 de las Bases). La proyección se hizo separadamente para BT y AT.

A los efectos de considerar separadamente las dos tasas de crecimiento de la demanda (para BT y para AT), y dado que el modelo PECO efectúa los cálculos con una única tasa para los dos niveles de tensión, se corrió el modelo dos veces: una con cada tasa de crecimiento. De esta forma, los resultados obtenidos de la corrida con la tasa de crecimiento de BT son aplicables al diseño de las redes BT y sus correspondientes transformadores, en tanto que la corrida con la tasa de AT genera los resultados aplicables al diseño de la red AT. A través de este procedimiento se busca representar de mejor forma el hecho que, en la realidad, las redes de BT son diseñadas y construidas para enfrentar el crecimiento vegetativo de la carga inicial de BT (esto es, el conjunto de casas o servicios BT que inicialmente son atendidos por la red), mientras que las redes AT son diseñadas y construidas para enfrentar tanto el crecimiento vegetativo de las redes BT iniciales como el crecimiento adicional que representa la aparición de nuevas cargas (puntuales o no) de importancia. De esta forma, si por ejemplo surge en la red una carga de importancia (tal como un edificio o un supermercado), la red AT debe ser capaz de tomar dicha carga (independientemente de que si dicha carga es AT o BT), mientras que las redes BT iniciales no la verán; de ser necesario se instalarán nuevos transformadores, se redistribuirá la carga o bien se reforzará las redes BT existentes, pero ello no debe quedar consignado en el diseño original.

**DEMANDAS 2003 Y TASAS DE CRECIMIENTO AREA TÍPICA 3**

	clientes BT	clientes AT	red AT
Ventas de Energía (GWh)	292	366	658
Demanda máxima coincidente con la máxima de la distribuidora	87	53	140
Demandas inicial para diseño	130		140
Tasas de crecimiento	3.12%		7.86%

### **2.3. INSTALACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

#### **2.3.1. REPRESENTACIÓN DE LA CARGA**

El modelo PECO requiere que se le informe la demanda distribuida geográficamente en toda la zona en análisis, a través de las coordenadas UTM de cada carga a ser abastecida. Para ello se preparó bases de datos con información de los postes de la empresa: coordenadas UTM, comuna y demanda de potencia. Se depuró las bases a los efectos de incluir sólo las zonas de concesión.

Cabe hacer notar que el hecho que se indique al modelo la posición de los postes actuales de las empresas no significa que las redes que en definitiva se valoricen sean en consistencia con dicha cantidad de postes, por el contrario, los postes para la valorización son el resultado de los análisis de costos unitarios llevado a cabo en paralelo, mientras que para la modelación esta información se usa sólo como posición geográfica que permite al modelo trazar sus redes.

En el Anexo 2.3.1-A3 se presenta el archivo de entrada de datos y parámetros con que se alimentó al modelo PECO.

#### **2.3.2. PERÍODO DE DIMENSIONAMIENTO Y NIVEL DE VOLTAJE**

Las Bases establecen que el diseño de la red que atiende la demanda del año base, debe tener instalaciones con una capacidad tal que incluya la holgura dada por instalaciones iniciales, que se inserten en un programa de inversiones de mínimo costo actualizado de inversión y operación y mantenimiento para abastecer el crecimiento de la demanda en un período de 15 años. Para los efectos de determinar el período de dimensionamiento de las instalaciones iniciales el Consultor realizó un análisis teórico de planificación el que señala que, para las tasas de crecimiento de la demanda consideradas en este estudio, resulta económicamente justificable dimensionar las instalaciones iniciales para un período de 15 años. Este análisis se incluye en el Anexo 2.3.2-A3.

En el mismo anexo citado en el párrafo anterior se efectúa el análisis del voltaje de diseño de las redes de AT, el que concluye que, para las características de las redes de AT de las distribuidoras de referencia bajo análisis, no resulta conveniente elevar a 23 kV las redes de AT de voltajes en el rango 12-15 kV. Solo sería justificable dicho cambio en alimentadores muy extensos, situación que no se presentaría en este caso.

### 2.3.3. MODELACIÓN POST-PECO

Los resultados que entrega el modelo PECO (redes AT y BT y subestaciones de distribución óptimamente dimensionados) deben ser complementados con las siguientes situaciones que el modelo no simula:

- pérdidas por desequilibrios de fases en las redes. En el Anexo 2.3.3-A3 se presenta el modelo de cálculo de las pérdidas por desequilibrio de fases en redes BT y AT. El resultado de dicha modelación indica que el desequilibrio de carga entre las fases de las redes BT da origen a un incremento de 6% en las pérdidas Joule de las redes, y de 0.6% en las pérdidas Joule de las redes AT.
- pérdidas en acometidas y medidores. En el Anexo 2.3.3-A3 se presenta el modelo de cálculo de las pérdidas por desequilibrio de fases en redes BT y AT. Los resultados obtenidos son los siguientes:

#### PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS Y MEDIDORES

	BT	AT
Pérdidas en acometidas	0.116% del consumo	no hay
Pérdidas en medidores	0.290% del consumo	0.02% del consumo + 1 Watt por cliente

- Ajuste por extremos de redes BT. Como se sabe, el modelo PECO diseña las redes BT de forma de minimizar el valor presente de los costos de inversiones y pérdidas. Esto significa que en el diseño de las redes de BT el programa tiende las líneas mínimas necesarias para abastecer las cargas (en AT el programa podría tender redes adicionales a las mínimas, por respaldo), de forma tal que el programa deja espacios vacíos entre los extremos de dos redes contiguas o entre dos ramas de una misma red. Si bien lo anterior es eficiente económicamente, no toma en consideración las necesidades de respaldo que existen en estas situaciones. El Consultor estimó necesario corregir esta desviación entre los resultados del modelo y la realidad. La corrección se hizo confrontando los resultados del modelo con la realidad, midiéndose la longitud de una y otra en una muestra seleccionada de redes BT. Para ello se realizó una verificación en terreno para dos muestras de red aérea urbanas en Chilectra y se contrastó la longitud de red BT real con la longitud de red BT obtenida por el modelo. El porcentaje de discrepancia obtenido fue de 9% en una muestra y de 11% en la otra. Por otra parte, se constató que este porcentaje era del mismo orden de magnitud que la diferencia porcentual entre la totalidad de la red de BT aérea real de Chilectra con la longitud total de red aérea BT dimensionada por PECO. Con esta constatación se procedió a expandir los valores de VNR obtenidos para la red



aérea de BT, multiplicándolos por el cuociente entre la longitud aérea real y la longitud modelada por PECO. Este mismo tratamiento se aplicó en el caso de la red BT subterránea, pero corrigiendo la mitad de la discrepancia entre la longitud real y la longitud determinada por PECO.

#### **2.3.4. MODELACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO**

En relación a la calidad de servicio, el modelo fue corrido en la opción de optimización, esto es, en que se minimiza el costo total asociado a calidad, esto es, el costo de equipar la red para dar un determinado nivel de calidad, con el costo para el distribuidor de pagar compensaciones por interrupciones. Esta modalidad se utilizó con el objeto de hacer factibles las corridas del modelo en el caso de redes de distribución resultantes muy largas se excedieran los límites individuales por cliente de cantidad de interrupciones y tiempo máximo de interrupciones. Ello podía suceder por cuanto de acuerdo con las Bases Técnicas del estudio las subestaciones primarias de entrada a las redes de distribución son fijas y en algunas zonas se tienen cargas muy alejadas de esas subestaciones. En todo caso, se comprobó que los límites de la normativa para esos parámetros de calidad pueden ser cumplidos zonalmente.

#### **2.3.5. MODELACIÓN DE LÍNEAS MONOFÁSICAS Y BIFÁSICAS**

El modelo PECO sólo simula redes trifásicas, en tanto que en las empresas modelo las redes podrían ser también bi o monofásicas. Para posibilitar que el programa adopte soluciones de dos o una fase se ha modelado calculando parámetros de conductores (capacidad, impedancia y costo) de forma que el programa los simule trifásicos (es decir, aplique las ecuaciones convencionales) pero los resultados que entregue correspondan a los casos bi o monofásico.

#### **2.3.6. DERECHOS MUNICIPALES**

Para este ítem de costos se usó los valores aprobados en los VNR vigentes, pues ellos fueron sometidos a un riguroso proceso de verificación de la pertinencia de su aplicación y de optimización de los valores a pagar, por parte de las Comisiones Periciales.

#### **2.3.7. RESULTADOS**

En el cuadro que sigue se muestra los principales resultados del diseño de la red.

##### **DIMENSIONES DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ÁREA 3**

Longitud total líneas AT	km	3,184
Longitud total líneas BT	km	3,181
Cantidad de transformadores propios	unid	1,939
Capacidad total de transformación propia	MVA	328
Capacidad media de transformadores propios	kVA	169

En el anexo 2.3.7a-A3 se presentan los archivos de salida del modelo PECO para la red modelada.

En el Anexo 2.3.7b-A3 se presentan los diagramas con los trazados de las redes óptimas de AT y BT que resultan de la modelación.

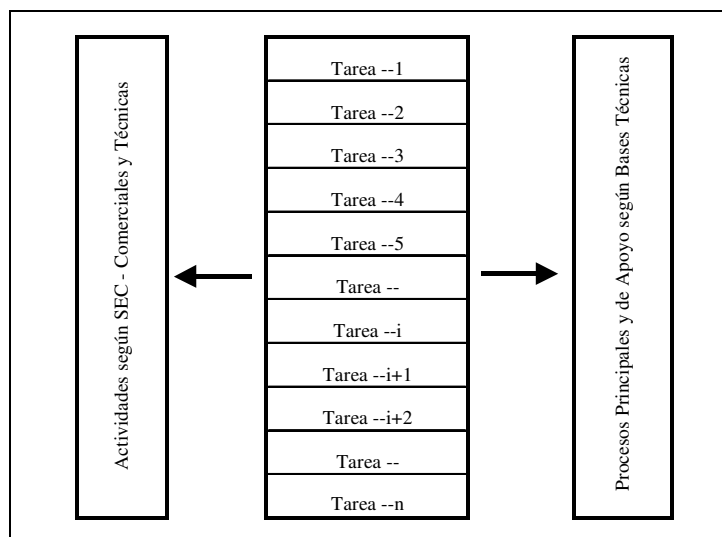
## 2.4. ORGANIZACIÓN

### 2.4.1. CONCEPCIÓN DEL MODELO

La organización necesaria para atender de manera eficiente a las instalaciones y redes se desarrolla abordando de manera integrada el diseño de la estructura de la organización y actividades de apoyo, el diseño de la explotación técnica y explotación comercial.

Tal como se mencionó, la concepción del modelo para la determinación de los gastos de explotación tiene como eje integrador a las tareas. Las tareas están compuesta por “*Costos Directos e Indirectos*”, por lo que el modelo goza de la suficiente flexibilidad como para cumplir los requisitos solicitados en las bases técnicas, permitir la presentación de una agregación de las mismas en actividades o en procesos principales o de apoyo descritos en las bases técnicas.

En el siguiente diagrama, se representa en forma gráfica el procedimiento antes detallado, desde el punto de vista de la concepción del modelo:



El Anexo 2.4.1-A3 presenta un informe con el desarrollo completo del modelo de gestión técnica y comercial, una síntesis del cual se incluye en el presente informe.

### 2.4.2. ACTIVIDADES PREVIAS

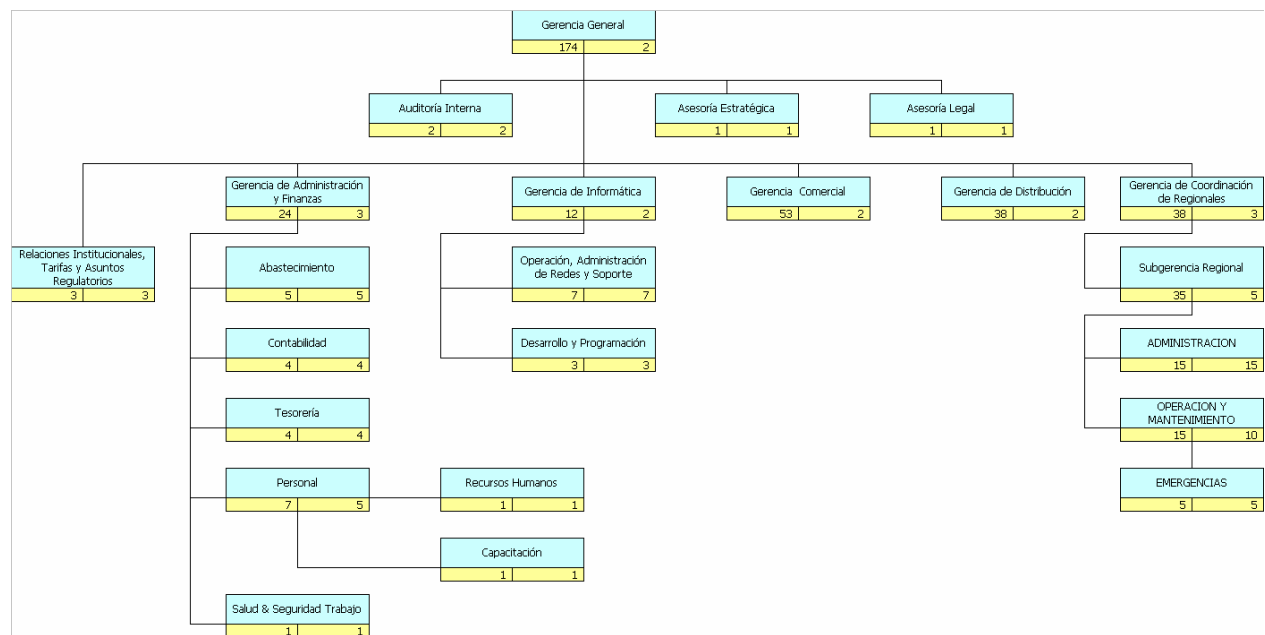
Previamente a la definición de las tareas se abordan una serie de actividades con la finalidad de lograr recopilar y definir información de base necesaria.

En primera instancia se define la matriz de remuneraciones a ser utilizada para la valorización del personal, considerando una encuesta de salarios de una empresa especializada y estudios de mercado de costo de personal temporario o tercerizado de empresas especializadas.

Asimismo se definen los precios de mercado de los bienes muebles, inmuebles y servicios, así como los costos de movilidad, materiales, equipamiento y herramientas.

### 2.4.3. ESTRUCTURA DE ADMINISTRACIÓN Y APOYO

Una vez avanzadas estas tareas se desarrolla la estructura de la organización, que para EMEC resulta a grandes rasgos representada en el siguiente esquema:



Se adoptan criterios para definir, además del costo de la dotación de personal, los bienes muebles, inmuebles y servicios para cada uno de los funcionarios.

Las actividades de explotación comercial y técnica tienen instancias de supervisión y apoyo en las Gerencias Regionales y en las Oficinas Comerciales.

El Consultor ha considerado razonable mantener la misma cantidad de Gerencias Regionales que posee la Empresa de Referencia. Esta cantidad de regionales se adapta adecuadamente a las particularidades del área de servicio de la empresa de referencia, en cuestiones geográficas y de agrupación de la demanda. El dimensionamiento de las mismas depende de la demanda en instalaciones bajo su tutela. La dotación de esta gerencia será asignada directamente a las

actividades de distribución, excepto la correspondiente a la Calidad de suministro (se asigna al proceso de apoyo de Calidad de Servicio) y la correspondiente a pérdidas no técnicas (se asigna al proceso de apoyo de Control de Pérdidas).

De manera análoga, se han adoptado el número y localización de las Oficinas Comerciales, donde la dotación de personal resulta de una tipificación de las existentes en uno de los 6 tipos que este consultor propone, que contemplan los siguientes rangos: más de 145.000, entre 115.000 y 145.000, entre 85.000 y 115.000, entre 55.000 y 85.000, entre 25.000 y 55.000 y menos de 25.000.

Cada oficina comercial se ajusta en su dotación de personal a estándares de eficiencia, considerando las tareas propias asignadas, como así también la cobranza en las mismas, con los parámetros asumidos para la empresa para esta forma de pago.

Basado en los recursos humanos resultantes, e incluyendo los cajeros, se asigna un espacio físico de funcionamiento y se prevé además el equipamiento, bienes y servicios para cada una de las oficinas comerciales. Análogo tratamiento se les da a las gerencias regionales.

En el caso de EMEC se consideran 5 oficinas comerciales y 5 gerencias regionales.

#### **2.4.4. EXPLOTACIÓN TÉCNICA**

Para la definición de los recursos necesarios para el diseño de la explotación técnica se realiza un análisis de procesos, contenido en un modelo, que aborda las siguientes etapas:

- a) Reconocer los segmentos del sistema de distribución (redes por nivel de tensión y equipos)
- b) Definir las tareas básicas en cada segmento del sistema de distribución
- c) Asignar a cada tarea básica la cuadrilla típica necesaria en lo que a su composición se refiere (personal, movilidad y herramientas) y los materiales necesarios para su ejecución
- d) Definir los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y los tiempos medios de traslado
- e) Determinar la frecuencia media anual de cada una de las tareas
- f) Obtener la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y las instalaciones resultantes del proceso de adaptación de las redes a la demanda.
- g) Valorizar las tareas, contemplando los costos de mano de obra, transporte y materiales a precios de mercado
- h) Agregar los costos incurridos en cada uno de los distintos segmentos del sistema.

Para la determinación de los gastos de explotación se han considerado el volumen de instalaciones obtenidas en la etapa de definición de las redes adaptadas a la demanda.

Los resultados del modelamiento de la red que ingresan para el diseño de los Gastos de Explotación fueron agrupados en los siguientes conceptos:

- Km por UC (BT/AT)
- Cantidad de CTs (por nivel de tensión y nivel de soterramiento)

- Equipos de red

Estos conceptos se clasificaron según la denominación asumida en la determinación de las redes adaptadas, como dentro de núcleo o fuera de núcleo. Estos se describe en detalle en el capítulo donde se determinan las redes eficientes.

La topología, los tipos constructivos característicos de cada una de las empresas y los tiempos necesarios para la ejecución de las distintas tareas y el traslado de cuadrillas en ambientes dentro o fuera de núcleo, son distinciones que dan sustento al calculo final de los Gastos de Explotación, en condiciones de rutinas eficientes y vinculados a una empresa de referencia real. Este dato final es, a su vez, iterado en el modelo PECO para ajustar los óptimos de infraestructura operativa vinculados a la calidad.

El Detalle de las Instalaciones consideradas para la determinación de los gastos de explotación es:

EMEC					
Nivel de Tensión	Red/EETT	Tipo de Instalación	Medio	Unidad	Valor
BT	Red	Aérea	Urbano	km	1.591
			Rural	km	1.535
		Subterránea	Urbano	km	57
	EETT	Aérea	Urbano	Cantidad	895
			Rural	Cantidad	1.001
		Subterránea	Urbano	Cantidad	43
		Nivel	Urbano	Cantidad	-
			Rural	Cantidad	-
AT	Red	Aérea	Urbano	km	575
			Rural	km	2.607
		Subterránea	Urbano	km	1
	Equipos	Aérea	Urbano	Cantidad	99
			Rural	Cantidad	450
		Subterránea	Urbano	Cantidad	0

Se puede afirmar que las frecuencias anuales de ejecución se definen por tipo de instalación considerando los componentes del sistema de distribución que intervienen. Estas frecuencias aplicadas al total de activos de la empresa, dimensionan el volumen anual de actividades.

Cuando se incorpora al análisis de los costos eficientes la dimensión de la calidad, asociada a la función de penalización que le es propia - teóricamente, el marginal de la función de penalización no puede ser menor al marginal de la calidad -se incorpora un nuevo significativo a la determinación de la frecuencia de ejecución de tareas. El número anual de actividades, no solo depende de la cantidad de instalaciones de la primera aproximación, sino también del volumen de la energía que transita en esas redes.

Por lo tanto, la determinación de las frecuencias anuales de ejecución de las acciones considerando solamente la cantidad de instalaciones resulta incompleta. El Consultor ha decidido incorporar el impacto de la densidad de clientes por kilómetro de red.

Este modelo tienen como principales datos de entrada la cantidad de instalaciones por segmento del sistema de distribución, el costo de cuadrillas, tiempos de traslado de las cuadrillas entre el desarrollo de distintas actividades para las diferentes zonas, y el costos de los materiales necesarios para el desarrollo de las actividades.

En función de la información recogida se dimensionan las tareas que se entienden necesarias para la fiscalización la calidad de servicio que realiza la CNE y el control de pérdidas de la gestión de la propia empresa.

Los resultados que se obtienen son los gastos anuales de explotación por cada uno de los segmentos del sistema de distribución de energía eléctrica.

#### **2.4.5. EXPLOTACIÓN COMERCIAL**

Para la definición de los recursos necesarios para el diseño de la explotación comercial se realiza un análisis de procesos, contenido en un modelo, que aborda las siguientes etapas:

- a) Reconocer el mercado atendido por la empresa, en lo que respecta a número de clientes discriminado por tipo de medida, ubicación (dentro o fuera de núcleo), cantidad de oficinas comerciales y clientes atendidos. También se considera la información de la empresa relacionada con los medios de pago a los que acceden sus clientes.
- b) Definir las tareas básicas de la actividad de comercialización (lectura, cobranza, remisión de facturas y otros documentos, atención de clientes, etc)
- c) Asignar a cada tarea básica el personal adecuado y los bienes y servicios necesarios para su ejecución
- d) Definir los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y/o productividades eficientes.
- e) Determinar la frecuencia media anual de cada una de las tareas.
- f) Obtener la cantidad de tareas a realizar anualmente.
- g) Valorizar las tareas, contemplando los costos de mano de obra, mas los de los bienes y servicios a precios de mercado
- h) Agregar los costos incurridos según la discriminación de clientes adoptada.

Los resultados que se obtienen son: los costos directos de atención a clientes, lectura de medidores y remisión de facturas, los costos de facturación y cobranza, y los costos fijos de atención comercial.

#### **2.4.6. DISTRIBUCIÓN DE COSTOS INDIRECTOS**

Obtenidos cada uno de los costos directos de las tareas asignables al concepto de Operación, Mantenimiento y Comercialización, y por otro lado también obtenidos los costos indirectos de Administración provenientes de la Estructura Central, estos se deben asignar a los primeros de tal manera de obtener los valores totales por tarea.

Cabe mencionar que a los costos directos de comercialización no se le asignan costos indirectos.

Así es que los costos indirectos se asignan a las tareas de distribución considerando los costos directos propios. Es decir que, sumados los costos directos de cada tarea con los costos indirectos que resulten de la asignación antes descripta, se obtienen los costos totales de AOyM, y luego se procede a agrupar las tareas en cada una de las distintas actividades y en los procesos principales y de apoyo.

Una vez totalizados los costos directos más los indirectos por tareas, se agrupan de tal manera de totalizar los gastos de explotación por actividad o por procesos, tal como se presentó en el esquema al inicio de este inciso.

## **2.5. *INSTALACIONES MUEBLES E INMUEBLES Y SERVICIOS***

Una vez desarrolladas las etapas anteriores se está en condiciones de equipar a la dotación de personal con los recursos necesarios para el desarrollo de sus actividades. Todos los costos utilizados son fruto de precios de mercado

Los precios unitarios de las instalaciones muebles e inmuebles consideraron la ubicación de los inmuebles y la calidad que corresponda a cada área típica. Adicionalmente se adoptaron costos de arriendo según rangos por Comunas. Luego de comparar la posibilidad de compra y arriendo de instalaciones, se comprobó la conveniencia económica del arriendo, el que se asoció al centro de costos en concepto de gasto de arriendo. Se adoptaron parámetros generales por tipo de empleado, para el dimensionamiento en metros cuadrados del espacio físico necesario.

Al igual que en el caso de los Inmuebles, se consideró el arriendo de los vehículos de acuerdo a precios de mercado. Dichos valores de arriendo incluyen además los siguientes costos: impuestos, seguros y capital, Mantenimiento y reemplazo en caso de desperfecto mayor o choque. Los valores constatados no demostraron depender de la región, por lo que se supuso el mismo valor de arriendo para cada área típica.

Los equipos de Oficina, es decir el mobiliario, se dimensionaron según un tipo base o kit de moblaje a asignar a cada gerencia, subgerencia o sector de la empresa de acuerdo al área de incumbencia de cada empleado.

El equipamiento de laboratorios, comunicaciones y para bodegas y maestranza, se ha considerado como arrendados a un valor equivalente de aplicarle al valor de mercado una tasa del 10% con una vida útil de 5 años.

En computación se incluyó tanto el hardware como el software, es decir engloba a todos los sistemas informáticos y de tecnología de información necesarios para el correcto desenvolvimiento de la empresa. Dichos sistemas le permiten disponer de información administrativa, financiera y operativa en tiempo y forma, a fin de cumplir satisfactoriamente con los requerimientos operacionales, legales y normativos.

A grandes rasgos la inversiones en sistemas de información incluyen los siguientes ítems, Hardware de Sistemas Centrales, Hardware de Sistemas Empresariales, Software de Sistemas Centrales, Software de Sistemas Empresariales, Red de Comunicaciones, Computadoras personales y Kits de Impresión.

En el caso de empresas grandes, se han considerado sistemas de Back Office y de Utilities como los proporcionados por IBM, Oracle o SAP..

Cabe mencionar que específicamente se incluye un Sistema de Utilities: Sistema de Reparación y Emergencia, Sistema de Información Georeferenciada (GIS), Sistema de Mantenimiento, Sistema de Clientes y Call Center, donde este último se considera como totalmente tercerizado.

Los gastos administrativos o indirectos o generales son los gastos anuales necesarios para llevar a cabo las actividades de una empresa de distribución de energía eléctrica son: Patentes Municipales, Seguros, Teléfonos y transmisión de datos, Auditorías externas y clasificación de riesgos, Gastos legales, Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc, Planificación e Ingeniería, Ambientales, Asesoría Tributaria y Selección de Personal, Encuesta de Calidad de Servicio, Vigilancia y Seguridad, Mantenimiento de Equipos de Oficina, Aseo, Mantención y Areas Verdes, Correo y Valija, Mantenimiento de Edificios, Capacitación, Agua, CALEFACCIÓN y Electricidad, Formularios, Útiles y otros Materiales, Mantenimiento de PC, Publicaciones y Avisos – Confección Memoria Anual, Insumos Computacionales y Consumo de Fotocopias.

Se calcula e incorpora como tal el costo del capital de trabajo, considerando como capital de trabajo la doceava parte de los gastos de explotación (excluidas las compras de energía) considerando una tasa del 10% anual.

También se definen kits de herramientas para cada cuadrilla típica.



### **3. COSTOS DE LA EMPRESA MODELO**

#### **3.1. COSTOS UNITARIOS**

##### **3.1.1. UNIDADES CONSTRUCTIVAS**

De acuerdo a las bases, para determinar el VNR de las instalaciones de distribución para la optimización de las redes, se debe determinar el costo unitario de las instalaciones del sistema de distribución, entre los que se encuentran:

- costos unitarios de redes de baja tensión subterráneas urbanas y aéreas urbanas y rurales
- costos unitarios de transformadores de distribución subterráneos, al piso y aéreos
- costos unitarios de líneas de alta tensión subterráneas urbanas y aéreas urbanas y rurales
- Costos unitarios de condensadores para mejoramiento del factor de potencia y aumento de la tensión en los extremos de los alimentadores
- costos unitarios de elementos de protección y maniobra de redes de alta tensión tales como reconectadores y seccionadores manuales, desconectores Allduty y desconectores fusibles.

En el Anexo 3.1.1a-A3 se describe el procedimiento para el cálculo de los costos unitarios de estos elementos.

En el Anexo 3.1.1b-A3 se detallan los elementos a los cuales se les calcularon los costos unitarios para esta empresa.

En el cuadro siguiente se resumen los valores resultantes de las líneas, transformadores, redes y equipos utilizados para esta empresa:

UNIDADES CONSTRUCTIVAS EMEC		US\$	600	8113
				4569
		<b>total</b>	<b>conductor</b>	<b>apoyo</b>
<b>Conductores MT aereos urbanos</b>	Ames2F			
	Ames		2410	7585
	Azusa		3096	7585
	Anaheim		3579	8600
	Aliaance		5327	8600
	Butte		6313	8600
	Cairo		8597	8600
	Darien		10013	7220
<b>Conductores MT aereos rurales</b>	Ames1F	5455		5741
	Ames2F	7089		5741
	Ames	8151		5741
	Azusa	8837		5741
	Anaheim	10013		6434
	Aliaance	11342		6016
	Butte	12672		6359
	Cairo	14522		5925
	Darien	16372		6359
<b>Conductores MT subterraneos</b>	35 mm2		24991	156499
	70 mm2		31485	156499
	120 mm2		42873	156499
	240 mm2		64702	156499
	300 mm2		79537	156499
<b>Conductores BT aereos urbanos</b>	Cu61F		1536	4131
	Cu62F		2304	4495
	Cu6		3072	4859
	Cu4		3900	4859
	Cu2		5289	4875
	Cu1/0		7925	4875
	Cu2/0		9480	4875
	Cu4/0		13705	4875
	calpe 25		2669	4438
	calpe 35		3013	4438
	calpe 50		3402	4438
	calpe 70		5099	4438
	calpe 95		6164	4438
<b>Conductores BT aereos rurales</b>	Cu61F	4775		3239
	Cu62F	5666		3362
	Cu6	6558		3486
	Cu4	7386		3486
	Cu2	8784		3495
	Cu1/0	11320		3395
	Cu2/0	12875		3395
	Cu4/0	17100		3395
	calpe 25	6147		3478
	calpe 35	6491		3478
	calpe 50	6881		3479
	calpe 70	8878		3779
	calpe 95	9643		3479
<b>Conductores BT subterraneos</b>	10 mm2			
	16 mm2			
	25 mm2			
	35 mm2		12004	107017
	70 mm2		19000	107017
	120 mm2		33355	107017
	240 mm2		59088	107017
	300 mm2		70905	107017

<b>Transformadores aereos KVA</b>	5 1f		934	
	10 1f		1010	
	15 1f		1195	
	15 3f		1634	
	30		1978	
	45		2251	
	75		3332	
	150		4389	
	300		5969	
	500		9196	
<b>Transformadores subterráneos</b>	500		14224	
	750		16553	
	1000		19271	
<b>Transformadores de piso</b>	150		7891	
	300		9114	
	500		11322	
	750		18189	
	1000		23807	
<b>Equipo eléctrico</b>	Brigadas	350302		
	Interruptores	16574		
	Desconectado	1015		
	Señalizadores	5000		
	Reguladores	13432		
<b>Condensadores</b>	300 kVAr	2810		
	600 kVAr	4936		
	900 kVAr	7062		
	1200 kVAr	8474		

### 3.1.2. PRECIOS DE LA ENERGÍA Y COSTO DE FALLA

De acuerdo con las Bases del estudio, los precios de la energía y la potencia que deben ser usados en el diseño de las redes (para la valorización de las pérdidas) deben corresponder a los precios de entrada a distribución de la respectiva distribuidora. Dichos precios fueron calculados a partir de los precios de nudo y su estructura de recargos vigentes el 31 de Diciembre de 2003, fijados según el decreto 215 de 2003 del Ministerio de Economía.

El modelo PECO trabaja con un precio monómico. A los efectos de definir este precio se utilizó el factor de carga de la distribuidora, como el más representativo para ser usado en el dimensionamiento de la red. Los precios de energía y potencia, el factor de carga y el precio monómico resultante son los siguientes:

#### PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Precios a la entrada Dx		Energías	Demanda máxima D	factor de carga D	monómico
Energía	Potencia	MWh	MW	p.u.	US\$ / kWh
\$/kWh	\$/kW-mes				
19.59	6098.81	658,224	120,244	0.625	<b>0.05499</b>

### **3.1.3. COSTOS UNITARIOS USADOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS COSTOS DE EXPLOTACION**

#### **a) Remuneraciones**

La determinación de los costos del personal, se basó en la Encuesta Sirem XXI de Price Waterhouse Coppers, analizando la muestra general compuesta por 209 empresas. Adicionalmente, para determinar las remuneraciones de la Empresa Modelo operando en el Area Típica 3, se analizó la muestra de empresas de tamaño medio.

Con base en lo señalado en las Bases Técnicas, que indican que se debe identificar para cada estamento de personal el mercado relevante y los sueldos promedio de mercado, y atendiendo a la realidad de esta empresa modelo, se decidió utilizar como estadígrafo indicativo de las remuneraciones el promedio ponderado de la muestra de empresas medias. El promedio ponderado es el estadígrafo de tendencia central y corresponde a la suma de las remuneraciones de cada empresa multiplicada por el número de ocupantes de ésta, dividido por el número total de ocupantes de la muestra.

Los costos salariales se componen de las remuneraciones brutas, a las cuales se adicionaron beneficios adicionales y eventuales que son mayoritariamente entregados por las empresas de la muestra.

Otra actividad importante realizada, consistió de la homologación de los cargos seleccionados para la Empresa Modelo con los cargos incluidos en el Estudio de Remuneraciones de PWC. Para la homologación de cada cargo se consideraron los siguientes elementos: i) el organigrama de la Empresa Modelo y su estructura jerárquica; ii) las funciones de cada área; iii) la posición del cargo respecto de sus jefes directos y sus subordinados; iv) el nivel de capacitación, la experiencia requeridos para cada cargo y su grado de responsabilidad.

Se realizó un análisis sobre la conveniencia de tercerizar algunas de las actividades operativas de la Empresa Modelo. Para ello, se consultaron los valores de remuneraciones de los cargos a tercerizar y se compararon los valores de las remuneraciones de este servicio externo con los valores de remuneraciones resultantes de la encuesta SIREM XXI de PWC.

Adicionalmente, se consideró la existencia de un Directorio, el cual se compone de un Presidente, un Vicepresidente y tres Directores.

#### **b) Otros costos**

Por otra parte, la valorización de los demás costos asociados a la mantención y operación y atención de clientes, se hizo a precios unitarios del mercado de proveedores de dichos bienes y servicios en Chile. Para ello se realizó un análisis de la información de Costos de Explotación entregada por las empresas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, se solicitaron cotizaciones a empresas especializadas y que son proveedores habituales de los bienes y servicios considerados, y se contrastaron los costos cotizados con los costos en que incurren empresas reales (benchmarking).

Para la determinación de los precios unitarios de los inmuebles, se cotizaron costos de arriendo y compra por metro cuadrado, para oficinas, locales comerciales y bodegas, en las comunas del

área de concesión donde opera la empresa de referencia. Se realizó una comparación que indicó la conveniencia de arrendar frente la opción de compra.

En el caso de los precios unitarios de vehículos de transporte y carga, se solicitaron cotizaciones de arriendo de dichos bienes suponiendo contratos mínimo por un año. Para las herramientas, equipos de seguridad e instrumentación y equipos de oficina se solicitaron cotizaciones de compra. Para los equipos de comunicaciones, se solicitaron cotizaciones para las opciones de compra y arriendo, resultando más conveniente el arriendo de los mismos. En cuanto a los costos de sistemas de computación, se solicitó cotización a empresas que ofrecen sistemas de administración gerencial, con soluciones tipo SAP ERP.

La empresa modelo incurre además en otros costos, los cuales incluyen items tales como aseo y mantención de áreas verdes, vigilancia y seguridad, mantención de edificios, gastos en telefonía fija y celular, gastos en transmisión de datos, gastos en servicios de agua, gas y electricidad, gastos en insumos computacionales, fotocopias, correo y valija, capacitación, uniformes, ropa de trabajo y seguridad, publicaciones y avisos, gastos legales, encuesta de calidad de servicio, auditoría externa y clasificación de riesgo, seguros, patentes municipales, gastos en imagen institucional. Para la determinación de estos costos se realizaron cotizaciones y benchmarking.

### ***3.2. COSTOS DE ATENCIÓN DE CLIENTES***

Los costos de atención a clientes resultantes, que reflejan los costos directos de la dotación de personal, los bienes y servicios, valorizados a precios de mercado y debidamente asignados a las distintas actividades, se presentan en el punto 3.4., actividades 31 y 32.

### ***3.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS MEDIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA***

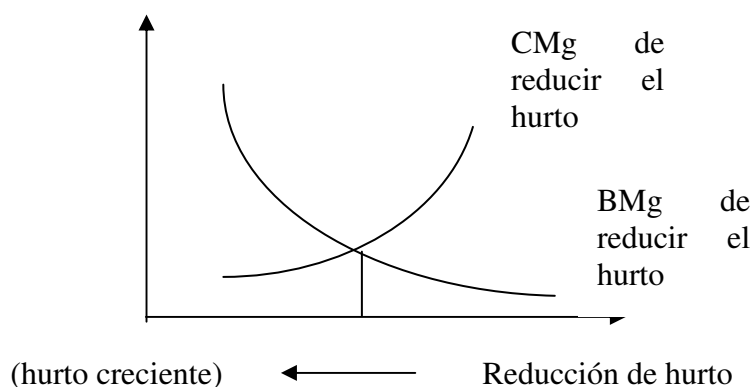
#### ***3.3.1. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS***

Las pérdidas técnicas de potencia y energía fueron calculadas por el modelo PECO. El modelo calcula las pérdidas de energía y las de potencia para la hora de demanda máxima de la distribuidora (DMD). Las pérdidas de potencia en líneas de AT y BT para la demanda máxima en horas de punta del sistema eléctrico fueron calculadas en kilowatt multiplicando las pérdidas de potencia para la demanda máxima por el cuadrado del cociente entre la demanda máxima en horas de punta y DMD. En el caso de las pérdidas de energización en transformadores de distribución, las pérdidas de potencia son constantes, por lo tanto son iguales para la demanda máxima y para la hora de demanda máxima en horas de punta. Las pérdidas de energía se calcularon con el factor de carga de las pérdidas de cada segmento (red AT, transformadores de distribución y red BT). En el Balance de energía y potencia se muestran las pérdidas técnicas resultantes y las pérdidas por desbalance de fases, y las pérdidas en acometidas y en medidores.

### 3.3.2. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR HURTO

La Bases Técnicas establecen que el Consultor podrá reconocer un porcentaje justificado de pérdidas por hurto, junto con los gastos de control de hurtos compatible con el nivel de hurtos reconocido; en todo caso este nivel no será mayor que el 2% de las ventas de energía en BT.

Conceptualmente corresponde reconocer pérdidas por hurto en un nivel que sea económico, es decir, convendrá que la empresa modelo destine recursos para prevenir el hurto hasta el punto que el beneficio marginal de reducir las pérdidas no técnicas equivalga a su respectivo costo marginal, como se aprecia en el siguiente gráfico:



Como parte del trabajo de determinación del VAD del Área 3, el Consultor revisó los procedimientos de control de hurtos efectuados por la distribuidora Chilectra, consistentes básicamente en la verificación y resellado de un determinado porcentaje de medidores por año. Este gasto, adaptado a EMEC, permite controlar un hurto eficiente, que en principio debería ser el porcentaje actual de hurtos de EMEC, con un techo igual al máximo permitido en las Bases. Este hurto resulta de restar a las pérdidas totales de la distribuidora las pérdidas técnicas actuales; sin embargo, no se tiene información suficientemente confiable como para efectuar ese cálculo, motivo por el cual se optó por estimar como hurto eficiente a reconocer el 50% del hurto máximo que admiten las Bases Técnicas. En consecuencia, se reconoce un hurto igual al 1% de las ventas en BT.

### 3.3.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR CONCEPTO DE INCOBRABLES

Aún cuando no corresponden a pérdidas físicas, las Bases Técnicas establecen que el Consultor deberá considerar, a los efectos de establecer el Balance de Energía y Potencia, pérdidas por incobrables, justificando su nivel, el que será como máximo el 1% de las ventas de energía en cada nivel de tensión. Para este efecto, el Consultor calculó el incremento anual de incobrables provisionados por la distribuidora, por concepto de deudores por ventas, y lo relacionó al volumen de ventas; el porcentaje obtenido, menor al 1% de las ventas, fue aplicado a las ventas

AT y BT de energía y potencia. Las cifras utilizadas fueron obtenidas de la Memoria y Balance Anual 2003 de Chilectra. y el cálculo es el siguiente:

#### Estimación de incobrables Área 3

castigo por incobrable (mill \$)	132
ingresos por ventas (mill\$)	42,560
porcentaje de incobrables real (%)	0.31%
porcentaje de incobrables reconocido (%)	0.31%

### 3.4. COSTOS DE INSTALACIONES

El dimensionamiento de la empresa modelo llevado a cabo según la metodología descrita y los valores de costos y demandas ingresados, entrega por resultado los Valores Nuevos de Reemplazo que se muestran en la siguiente tabla. Cabe señalar que, de acuerdo con las Bases, las postaciones de líneas aéreas y las canalizaciones de líneas subterráneas correspondientes a líneas mixtas se asignaron 50% a MT y 50% a BT.

#### VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE EMPRESA MODELO ÁREA 3 (\$ 31 Diciembre 2003)

Nomenclatura	VNR
VNR AT	24,533,132,567
VNR BT	16,702,505,004
VNR SD	6,033,078,617
VNR MI	3,105,187,780
Total	50,373,903,969

El VNR de la empresa modelo no experimenta incrementos durante el período de 5 años 2004-2008. Esto se debe a que, como fue explicado en el punto 2.3.2, el horizonte de dimensionamiento de las instalaciones fue de 15 años, razón por la cual el VNR inicial soporta el crecimiento de la demanda con las tasas de crecimiento adoptadas para BT y para AT.

Las tablas con los resultados relacionados con valorización de instalaciones (VNR) se muestran en el Anexo 3.4 – A3.

### 3.5. COSTOS DE MANTENCIÓN Y OPERACIÓN

Los costos de mantención y operación (actividades 11, 12, 21, 22, 25 y 26), que reflejan los costos directos e indirectos de la dotación de personal, los bienes y servicios, valorizados a precios de mercado y debidamente asignados a las distintas actividades son los siguientes:

ACTIVIDAD		TOTAL EMEC					
		Personal	Vehiculos	Herramientas	M S y E	Otros	TOTAL
		[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]
Distribución AT aérea	11	1,285,823,675	458,218,930	28,376,573	274,940,603	280,065,734	2,327,425,516
Distribución AT subterránea	12	13,163,107	12,335,096	1,751	2,827,619	3,588,928	31,916,501
Distribución BT aérea	21	915,144,758	364,381,029	26,889,045	208,875,584	205,652,514	1,720,942,931
Distribución BT subterránea	22	52,987,915	43,961,827	196,232	12,569,142	13,974,265	123,689,380
Subestaciones de distribución aéreas	25	119,941,822	59,685,411	1,763,465	39,529,896	29,788,283	250,708,877
Subestaciones de distribución subterráneas	26	3,602,639	1,438,902	71,354	1,054,989	840,410	7,008,295
Atencion Clientes AT	31	30,185,935	-	59,010	18,725,241	8,864,283	57,834,469
Atencion Clientes BT	32	1,311,527,067	-	2,513,016	677,001,539	336,189,374	2,327,230,995
<b>TOTAL</b>		<b>3,732,376,918</b>	<b>940,021,195</b>	<b>59,870,446</b>	<b>1,235,524,613</b>	<b>878,963,791</b>	<b>6,846,756,964</b>

ACTIVIDAD		DIRECTOS				
		Mano de Obra	Vehiculos	Herramientas	Materiales	Otros Costos
		[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]
Distribución AT aérea	11	330.472.570	414.577.778	28.376.573	82.699.589	-
Distribución AT subterránea	12	14.358	10.988.862	1.751	46.156	-
Distribución BT aérea	21	242.543.758	333.404.544	26.889.045	68.190.208	-
Distribución BT subterránea	22	1.684.445	39.156.776	196.232	1.650.134	-
Subestaciones de distribución aéreas	25	17.585.288	53.448.651	1.763.465	18.927.520	-
Subestaciones de distribución subterráneas	26	745.859	1.285.510	71.354	485.091	-
Atencion Clientes AT	31	10.315.353	-	59.010	10.418.302	-
Atencion Clientes BT	32	511.944.441	-	2.513.016	342.734.356	-
<b>TOTAL</b>		<b>1.115.306.073</b>	<b>852.862.121</b>	<b>59.870.446</b>	<b>525.151.357</b>	<b>-</b>

ACTIVIDAD		REGIONAL			OF. COMERCIALES	
		Mano de Obra	Vehiculos	MyS	Mano de Obra	MyS
		[\$]	[\$]	[\$]	[\$]	[\$]
Distribución AT aérea	11	211.492.454	43.641.152	83.920.063	-	-
Distribución AT subterránea	12	3.810.032	1.346.234	1.407.562	-	-
Distribución BT aérea	21	143.632.026	30.976.486	68.859.231	-	-
Distribución BT subterránea	22	14.165.149	4.805.052	5.508.747	-	-
Subestaciones de distribución aéreas	25	24.844.714	6.236.760	9.198.926	-	-
Subestaciones de distribución subterráneas	26	669.956	153.392	248.175	-	-
Atencion Clientes AT	31	2.079.688	-	937.215	2.721.949	5.257.910
Atencion Clientes BT	32	83.685.650	-	37.713.082	109.529.929	211.575.751
<b>TOTAL</b>		<b>484.379.670</b>	<b>87.159.075</b>	<b>207.793.000</b>	<b>112.251.878</b>	<b>216.833.661</b>



ACTIVIDAD		GERENCIA DE PT e I			GERENCIA COMERCIAL		
		Personal [\$]	MyE [\$]	Otros [\$]	Personal [\$]	MyE [\$]	Otros [\$]
Distribución AT aérea	11	451,685,653	72,308,481	65,819,257	-	-	-
Distribución AT subterránea	12	5,567,263	909,042	823,372	-	-	-
Distribución BT aérea	21	299,965,281	43,599,755	37,727,226	-	-	-
Distribución BT subterránea	22	22,570,194	3,614,633	3,291,655	-	-	-
Subestaciones de distribución aéreas	25	46,208,564	7,545,094	6,834,033	-	-	-
Subestaciones de distribución subterráneas	26	1,303,672	212,868	192,807	-	-	-
Atencion Clientes AT	31	-	-	-	8,718,222	1,329,040	4,207,384
Atencion Clientes BT	32	-	-	-	350,817,020	53,479,929	148,798,020
<b>TOTAL</b>		<b>827,300,627</b>	<b>128,189,872</b>	<b>114,688,351</b>	<b>359,535,242</b>	<b>54,808,969</b>	<b>153,005,404</b>

ACTIVIDAD		GERENCIAS APOYO		
		Personal [\$]	MyE [\$]	Otros [\$]
Distribución AT aérea	11	292.172.997	36.012.471	214.246.478
Distribución AT subterránea	12	3.771.453	464.859	2.765.555
Distribución BT aérea	21	229.003.693	28.226.390	167.925.288
Distribución BT subterránea	22	14.568.127	1.795.629	10.682.609
Subestaciones de distribución aéreas	25	31.303.255	3.858.356	22.954.250
Subestaciones de distribución subterráneas	26	883.152	108.855	647.603
Atencion Clientes AT	31	6.350.723	782.773	4.656.899
Atencion Clientes BT	32	255.550.028	31.498.421	187.391.353
<b>TOTAL</b>		<b>833.603.428</b>	<b>102.747.755</b>	<b>611.270.035</b>

Los costos de explotación, en lo que concierne a operación y mantenimiento de la empresa modelo, no experimentan incrementos durante el período de 5 años 2004 – 2008 especificado en las Bases. Esto se debe a que las instalaciones de distribución fueron diseñadas para el período de 15 años, como fue explicado en el punto 2.3.2, razón por la cual los costos de explotación inicial soportan el incremento de la demanda con las tasas de crecimiento adoptadas para BT y para AT. En lo relativo a los costos de explotación por atención de clientes (que se asignan al cargo fijo), estos se desglosan en costos variables, los que crecen durante el período de 5 años con la misma tasa de crecimiento que el número de clientes. Los costos de explotación correspondientes a gerencias de apoyo de atención de clientes permanecen constantes durante el período de 5 años.

Las tablas con los resultados relacionados con los costos de explotación se muestran en el Anexo 3.5 – A3.

#### 4. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Los valores agregados de distribución se calculan según la formulación definida en los capítulos 6 y 7 de las Bases Técnicas.

En síntesis, el procedimiento de cálculo del VAD asociado a potencia consiste en sumar los costos de instalaciones (representados por la anualidad del VNR) con los costos de operación y

mantenimiento de las redes y su correspondiente porción de costo de organización, y dividir el resultado por la demanda máxima de potencia coincidente de la distribuidora en BT y en AT, para los VAD de BT y AT, respectivamente.

Para el VAD de atención de clientes el procedimiento consiste en sumar los costos de explotación correspondientes y dividirlos por el número de clientes.

Para las pérdidas de distribución (de energía y de potencia, en BT y en AT), se calcula el cociente entre la demanda vendida y la correspondiente demanda a la entrada del sistema respectivo.

#### 4.1. COSTO FIJO POR CLIENTE

Los costos fijos por cliente año son:

##### *Costos de atención a Clientes - EMEC*

			<i>[ch\$/año]</i>	<i>Ejecuciones al año</i>	<i>\$ch/cliente/mes</i>
<b>CEXLM</b>	<b>Lectura de Medidores</b>		<b>301.823.537</b>	<b>2.544.576</b>	
	<i>CEXMH</i>	<b>42</b> Lectura de medidores E&Ph	11.659.967	26.966	\$ 1.251,1
	<i>CEXMD</i>	<b>71</b> Lectura de medidores E&P	14.732.309	38.822	\$ 1.198,2
	<i>CEXME</i>	<b>72</b> Lectura de medidores E	275.431.261	2.478.788	\$ 929,8
<b>CEXFC</b>	<b>Facturación Y cobranza</b>		<b>576.160.940</b>	<b>5.301.200</b>	
	<b>45</b>	Cobranza en Bancos	118.322.784	236.646	
	<b>46</b>	Cobranza en Supermercados	58.398.019	129.773	
	<b>47</b>	Cobranza PAC	53.436.096	213.744	
	<b>48</b>	Cobranza en oficinas comerciales	89.123.328	1.964.413	
	<b>53</b>	Envío de facturas	146.318.886	2.544.576	
	<b>XX</b>	Facturación	110.561.827	212.048	
<b>CEXAV</b>	<b>Costos Varios de Atención al Cliente</b>		<b>1.507.080.986</b>		

#### 4.2. PÉRDIDAS MEDIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

A continuación se presenta el Balance de Energía y Potencia de la empresa de referencia, calculado según las definiciones contenidas en las Bases Técnicas y los conceptos descritos en el este informe.

**BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA ÁREA TÍPICA 3 (al 31/12/2003)**

	Energía GWh (1)	Pot. Máxima coincidente distribución kW (2)	Potencia coincidente generación kW (3)	Factor de carga (%) 4	código
Total ingresado a distribución AT	684.46	150,028.2	124,305.5	52.1%	O
Pérdidas eficientes en distribución AT	6.23	2,751.3	1,890.7	25.9%	P
Ventas reguladas en AT (pto. 5.1)	271.02	49,888.4	32,795.2	62.0%	
Ventas a clientes no regulados en AT (pto. 5.1)	19.61	4,277.3	2,711.7	52.3%	
Retiros por servidumbres de paso AT (pto. 5.1)	1.41	306.9	194.5	52.3%	
Total retiros AT	292.04	54,472.5	35,701.4	61.2%	
Incobrables AT	0.00	0.0	0.0		
Cobrables AT	292.04	54,472.5	35,701.4	61.2%	Q
Total ingresado a distribución BT	386.19	92,804.3	86,713.5	47.5%	R
Pérdidas en transformadores AT/BT	7.26	1,680.0	1,553.6	49.3%	
Pérdidas en líneas de distribución	4.18	2,522.8	2,211.2	18.9%	
Pérdidas en empalmes	0.43	91.8	80.5	53.1%	
Pérdidas en medidores	1.84	209.6	209.6	100.0%	
Total pérdidas en BT	13.70	4,504.2	4,054.9	34.7%	S
Ventas reguladas en BT (pto. 5.1)	372.49	88,300.2	82,658.6	48.2%	
Ventas a clientes no regulados en BT (pto. 5.1)	0.70	0.0	0.0		
Retiros por servidumbres de paso BT (pto. 5.1)	0.00	0.0	0.0		
Hurto Residual BT	3.67	872.6	807.7	48.1%	
Total retiros BT	368.12	87,427.6	81,850.8	48.1%	
Incobrables BT	3.67	574.6	503.6	73.0%	
Cobrables BT	364.44	86,853.0	81,347.2	47.9%	T

El Anexo 4.2-A3 entrega la proyección del balance de energía y potencia del período 2004-2008.

### **4.3. COSTOS DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN Y OPERACIÓN POR UNIDAD DE POTENCIA**

Los costos de inversión, mantención y operación por unidad de potencia se presentan en los cuadros siguientes:

**Costo medio de instalaciones Bienes Muebles e Inmuebles****Nivel de tensión AT**

CINSTAT	(\$)	24,533,132,567
CIMIAT	(\$)	1,611,636,397
kWAT_d	(kW)	147,277
kiat	(\$/kW)	177,521

**Nivel de tensión BT**

CINSTAT	(\$)	22,735,583,621
CIMIAT	(\$)	1,493,551,383
kWAT_d	(kW)	86,853
kiat	(\$/kW)	278,967

**Sistema de Distribución**

CINSTAT	(\$)	24,533,132,567
CIMIAT	(\$)	1,611,636,397
CINSTBT	(\$)	22,735,583,621
CIMIBT	(\$)	1,493,551,383
kWSD_d	(kW)	150,028
kisd	(\$/kW)	335,763

**Costo Medio de Mantención Operación****Nivel de tensión AT**

COYMAT	(\$/año)	2,359,342,017
kWAT_d	(kW)	147,277
koymat	(\$/kW/año)	16,020

**Nivel de tensión BT**

COYMAT	(\$/año)	2,102,349,483
kWAT_d	(kW)	86,853
koymat	(\$/kW/año)	24,206

**Sistema de Distribución**

COYMAT	(\$/año)	2,359,342,017
COYMBT	(\$/año)	2,102,349,483
kWSD_d	(kW)	150,028
koymsd	(\$/kW/año)	29,739

**Costo Unitario de Explotación de Atención a Clientes - Varios-**

CEXAV	(\$/año)	1,507,080,986
NC	(clientes)	212,048
kav	(\$/cliente/año)	7,107

**Costo Unitario de Explotación de Atención a Clientes - LM-**

CEXME	(\$/año)	275,431,261
CEXMD	(\$/año)	14,732,309
CEXMH	(\$/año)	11,659,967
NCME	(clientes)	206,566
NCMD	(clientes)	3,235
NCMH	(clientes)	2,247
ke	(\$/cliente/año)	1,333
kd	(\$/cliente/año)	4,554
kh	(\$/cliente/año)	5,189

**Costo Unitario de Explotación de Atención a Clientes - FC-**

CEXFC	(\$/año)	576,160,940
NC	(clientes)	212,048
kfc	(\$/cliente/año)	2,717

#### 4.4. VALORES AGREGADOS RESULTANTES

**Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios (\$ / cliente / año)**

CFE	Costo fijo medidor simple de energía	11,158
CFD	Costo fijo medidor de energía y demanda máxima	14,378
CFH	Costo fijo medidor de energía y demanda horaria	15,013

**Factores de expansión de pérdidas medias de distribución potencia y energía (p.u.)**

AT			BT		
Potencia HPG	Potencia HPD	Energía	Potencia HPG	Potencia HPD	Energía
1.0154	1.0187	1.0092	1.0660	1.0685	1.0597

**Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a distribución (\$ / kW / año)**

VADAT	Valor agregado por costos de distribución AT	34,851
VADBT	Valor agregado por costos de distribución BT	53,799
VADSD	Valor agregado por costos de distribución equivalente al SD	65,357

#### 4.5. DESAGREGACIÓN AÉREO - SUBTERRÁNEO

El cuadro siguiente presenta los VAD aéreos y subterráneos para AT y BT:

VAD (\$/kW/mes)

Tipo	VAD
AT aéreo	2,784
AT subterráneo	4,733
BT aéreo	4,170
BT subterráneo	5,421

En el anexo 4.5 – A3 se presenta la metodología aplicada.

## 5. INDEXACIÓN DE VALORES AGREGADOS

### 5.1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en las Bases Técnicas este capítulo describe la fórmula de indexación propuesta para indexar los Valores Agregados de Distribución. Estas fórmulas reconocen como “*cost drivers*” aquellos índices que reflejan de una manera adecuada el comportamiento de los ítems de costo ante variaciones macroeconómicas nacionales e internacionales.

### 5.2. ANTECEDENTES GENERALES

El objetivo de la indexación de las tarifas es lograr que éstas mantengan, en términos reales, un valor constante en el tiempo. Para lograr este objetivo, es necesario determinar la incidencia de las distintas partidas de costo de la empresa eficiente.

Las fórmulas de indexación propuestas por el Consultor para indexar los costos de distribución y los cargos fijos tienen la siguiente forma:

#### 5.2.1. FÓRMULA DE INDEXACIÓN CARGOS DE DISTRIBUCIÓN ( $VAD_{AT}$ Y $VAD_{BT}$ )

Considerando los resultados que se han obtenido en términos del tipo de conductor empleado en las empresas modelos, el consultor propone como primera solución que la fórmula de indexación de los cargos de distribución considere de una manera separada el impacto que tiene en tarifas una variación del precio del conductor de cobre y una variación del precio del conductor de aluminio. En otras palabras, la fórmula de indexación propuesta para los cargos de distribución tendría la siguiente forma:

$$CDxt_j = CDxt_0 \times \left\{ \alpha \times \frac{IPCu_j}{IPCu_0} + \beta \times \frac{AL_j}{AL_0} + \chi \times \frac{D_j}{D_0} + \delta \times \frac{IPC_j}{IPC_0} + \varepsilon \times \frac{IPMn_j}{IPMn_0} \right\}$$

Ahora bien, habida consideración que es posible que no se encuentre un índice de conocimiento común que mida la variación del aluminio en pesos chilenos, el consultor propone como segunda mejor alternativa una fórmula de indexación que tenga la siguiente forma:

$$CDxt_j = CDxt_0 \times \left\{ \alpha \times \frac{IPCu_j}{IPCu_0} + \beta \times \frac{D_j}{D_0} + \chi \times \frac{IPC_j}{IPC_0} + \phi \times \frac{IPMn_j}{IPMn_0} \right\}$$

donde  $\phi = \beta + \varepsilon$

**5.2.2. FÓRMULA DE INDEXACIÓN CARGOS FIJOS**

$$CFES = CFES_0 * \left\{ \frac{\alpha 1 * IPC_J}{IPC_0} + \frac{\beta 1 * IPMN_J}{IPMN_0} \right\}$$

$$CFDS = CFDS_0 * \left\{ \frac{\alpha 2 * IPC_J}{IPC_0} + \frac{\beta 2 * IPMN_J}{IPMN_0} \right\}$$

$$CFHS = CFHS_0 * \left\{ \frac{\alpha 3 * IPC_J}{IPC_0} + \frac{\beta 3 * IPMN_J}{IPMN_0} \right\}$$

donde:

CDxt<sub>J</sub> = Costo de distribución del nivel de tensión X en el mes J.

CDxt<sub>0</sub> = Costo de distribución del nivel de tensión X en diciembre 2003.

CFE<sub>J</sub> = Cargo fijo clientes con medidor de energía en el mes J.

CFE<sub>0</sub> = Cargo fijo clientes con medidor de energía en diciembre 2003.

CFE<sub>J</sub> = Cargo fijo clientes con medidor de demanda en el mes J.

CFE<sub>0</sub> = Cargo fijo clientes con medidor de demanda en diciembre 2003.

CFE<sub>J</sub> = Cargo fijo clientes con medidor de horario en el mes J.

CFE<sub>0</sub> = Cargo fijo clientes con medidor de demanda en diciembre 2003.

IPC<sub>J</sub> = Índice de precios al consumidor promedio del mes J-2.

IPC<sub>0</sub> = Índice de precios al consumidor en diciembre 2003 (114,07<sup>2</sup>).

IPMN<sub>J</sub> = Índice de Precios al por Mayor Productos Nacionales promedio mes J-3

IPMN<sub>0</sub> = Índice de Precios al por Mayor Productos Nacionales promedio en diciembre 2003 (195,28<sup>3</sup>).

AL<sub>J</sub> = Índice de Precio del Aluminio expresado en pesos chilenos.

---

<sup>2</sup> Fuente: INE

<sup>3</sup> Fuente: INE

$AL_0$  = Índice de Precio del Aluminio expresado en pesos chilenos en diciembre 2003.

$IPCu_J$  = Índice de Precio del Cobre en el mes J-3, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Valores de Londres.

$IPCu_0$  = Índice de Precio del Cobre en diciembre 2003.

$D_J$  = Índice de productos importados en el mes J calculado como  $D = Tc_J \cdot (1 + Ta_J)$   
donde:  
 $Tc$  = dólar observado promedio del mes J-2.

$Ta$  = tasa que represente el arancelaria de importación vigente para equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente el último día hábil del mes J-2.

$D_0$  = Índice de productos importados en diciembre 2003 calculado como  $D = Tc_0 \times (1 + Ta_0)$ , con  $Tc_0 = 599,42^4$  (\$/US\$).

### 5.3. DETERMINACIÓN DE LOS PONDERADORES DE LAS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Los ponderadores de los “*cost drivers*” de las fórmulas de indexación fueron determinados a partir de las variaciones experimentadas por los cargos de distribución y cargos fijos, al variar cada una de las componentes de costo que los componen. Las componentes de costo de dichos cargos, así como los “*cost drivers*” asignados a éstos, se muestran en la siguiente tabla.

Componente de costo	Cost Driver
Conductor de cobre	IPCu
Conductor de aluminio	AL
Mano de Obra	IPC
Bienes Inmuebles y arriendos	IPC
Desconector, Reconector, Banco de Condensadores, Mufas	$Tc \cdot (1 + Ta)$
Otros equipos eléctricos y herramientas	IPMN
Transporte	IPMN
Informática (quipos y software)	IPMN
Servicios prestados por terceros	IPMN

<sup>4</sup> Fuente: SII



Las siguientes tablas muestran los ponderadores determinados por el consultor para las fórmulas de indexación indicadas más arriba.

### 5.3.1. PONDERADORES FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL $VAD_{AT}$

a) Caso en que el costo de los conductores de aluminio es indexado por un índice especial

Área Típica	$\alpha$	$\beta$	$\chi$	$\delta$	$\epsilon$
Área 3	0.010	0.127	0.011	0.318	0.534

b) Caso en que el costo de los conductores de aluminio es indexado por el tipo de cambio

Área Típica	$\alpha$	$\beta$	$\chi$	$\phi$
Área 3	0.010	0.011	0.318	0.661

### 5.3.2. PONDERADORES FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL $VAD_{BT}$

a) Caso en que el costo de los conductores de aluminio es indexado por un índice especial

Área Típica	$\alpha$	$\beta$	$\chi$	$\delta$	$\epsilon$
Área 3	0.065	0.068	0.033	0.327	0.507

b) Caso en que el costo de los conductores de aluminio es indexado por el tipo de cambio

Área Típica	$\alpha$	$\beta$	$\chi$	$\phi$
Área 3	0.065	0.033	0.327	0.574

**5.3.3. PONDERADORES FÓRMULA DE INDEXACIÓN CARGOS FIJOS (CFE, CFD Y CFH)**

	Ponderadores para CFE		Ponderadores para CFD		Ponderadores para CFH	
	$\alpha_1$	$\beta_1$	$\alpha_1$	$\beta_1$	$\alpha_1$	$\beta_1$
Área 3	0.410	0.590	0.282	0.718	0.031	0.969

La metodología utilizada para el cálculo de los ponderadores de la fórmula de indexación se presenta en el Anexo 5.3-A3.

**6. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS****6.1. CONCLUSIONES SOBRE MODELAMIENTO DE LA RED**

Los resultados obtenidos sobre el modelamiento de la red muestran que con el modelo de optimización utilizado, que efectuó un diseño de tipo tabla rasa, se obtuvieron redes de baja tensión cuya longitud permite satisfacer la demanda, las que fueron ajustadas para permitir el apoyo entre transformadores para el caso de falla. La longitud de los alimentadores AT resulta 13% inferior a la de la empresa, en tanto que la longitud de la red de baja tensión resulta prácticamente igual a la actual. Por su parte, la capacidad total de transformación resulta 55% mayor que la actual, producto de haber considerado el abastecimiento del crecimiento de las demandas durante un período de 15 años; no obstante, el tamaño promedio de los transformadores es superior al real lo que redundará en un menor número de subestaciones de distribución, con un costo por kVA menor producto de economías de escala, con un costo total 5 % inferior. El VNR total resultante es del orden de 16% inferior al vigente (Comisión Pericial mas adiciones netas 2003), lo que se explicaría fundamentalmente por diferencias de costos unitarios y no tanto por diferencias en cantidades de obras. En nuestra apreciación es normal que los VNR determinados en el estudio resulten inferiores a los de la empresa real (aprobados por las Comisiones Periciales) por cuanto corresponden, de acuerdo a la ley, a empresas modelo eficientes, sin las rigideces de su desarrollo histórico.

**6.2. CONCLUSIONES SOBRE MODELAMIENTO DE LA EXPLOTACIÓN**

Los resultados obtenidos son, a criterio del consultor, razonables y comparables con experiencias recientes en procesos de revisiones tarifarias en Latinoamérica.

Además, se han realizado comparaciones sobre los datos de la empresa real, según información reportada al SEC como gastos de explotación del año 2003, dicha comparación se presenta en la siguiente tabla:

ACTIVIDAD	#	EMEC EM - Total	EMEC Real - Total
		[\$]	[\$]
<i>Distribución AT aérea</i>	11	2,327,425,516	1,635,166,075
<i>Distribución AT subterránea</i>	12	31,916,501	9,561,617
<i>Distribución BT aérea</i>	21	1,720,942,931	995,149,217
<i>Distribución BT subterránea</i>	22	123,689,380	55,316,652
<i>Subestaciones de distribución aéreas</i>	25	250,708,877	262,838,014
<i>Subestaciones de distribución subterráneas</i>	26	7,008,295	8,814,914
<i>Atencion Clientes AT</i>	31	57,834,469	115,351,630
<i>Atencion Clientes BT</i>	32	2,327,230,995	1,860,605,191
<b>TOTAL</b>		<b>6,846,756,964</b>	<b>4,942,803,310</b>

La diferencia en los gastos entre la empresa real y los obtenidos del desarrollo de la empresa modelo son significativos y se explican principalmente en los costos indirectos incorporados en relación con la empresa real, en que estos son menores por falta de cúpula. Las diferencias se producen fundamentalmente en los costos de atención de clientes BT, y en los costos de operación y mantenimiento de la distribución de la red de AT.

### 6.3. COMENTARIOS SOBRE LOS RESULTADOS

Una comparación del AVNR+COYM resultante de este estudio, con la cifra correspondiente a los VNR oficiales y los COYM informados por la empresa, muestra un alza de 8%, que se explica por la compensación entre baja de VNR y alza en los COYM, ambos justificados a juicio del Consultor.

El Consultor ha comprobado que los resultados de los costos del VAD obtenidos para el Área típica 3 son consistentes con los obtenidos para las demás áreas típicas que se analizaron en este estudio.