

Informe original y posterior ajuste

AREA TIPICA 3

Cálculo de las Componentes de Costo del
VAD - Período 2004-2008

Informe Final

31 agosto 2004

AREA TIPICA 3

Cálculo de las Componentes de Costo del
VAD - Período 2004-2008

Informe Final

Cálculo de las Componentes de Costo
del VAD - Período 2004-2008

Informe Final

31 agosto 2004

© PA Knowledge Limited 2004

Prepared by:

PA Consulting Group
Cerrito No 866 Piso 9 (C1010AAR)
Buenos Aires
Argentina
Tel: +54 11 4813 9898
Fax: +54 11 4811 9855
www.paconsulting.com

Versión: 1.0

PREFACIO

El Estudio para el Cálculo de las Componentes de Costos del Valor Agregado de Distribución para el período 2004 – 2008 se desarrolla durante el período Junio-Agosto del año 2004 y de acuerdo a lo estipulado en las Bases emitidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile.

CONAFE (ex Empresa Eléctrica EMEC S.A.) ha contratado a PA Consulting para que efectúe el estudio correspondiente al Área Típica de Distribución 3 de la cual es la empresa de referencia seleccionada por la CNE.

INDICE

PREFACIO

1. **Introducción**
2. **Definición de las Características Propias de la Empresa Modelo y de la Zona Correspondiente**
 - 2.1 Zona geográfica servida por la empresa modelo
 - 2.2 Demanda y clientes abastecidos por la empresa modelo
 - 2.3 Capacidad instalada en transformadores AT/BT y energía y potencias Ingresadas por punto de compra
3. **Precios Unitarios de Elementos materiales y Componentes que contengan las Instalaciones de la Empresa**
4. **Demanda de Dimensionamiento**
 - 4.1 Determinación de la demanda de dimensionamiento del año base
 - 4.2 Proyección de la demanda de dimensionamiento
5. **Costos de Módulos Estándares de Diseño de Instalaciones**
 - 5.1 Criterios utilizados para la definición de los módulos de diseño
 - 5.2 Módulos estándar de diseño definidos
6. **Selección de Muestra Representativa de Instalaciones de la Empresa Modelo**
 - 6.1 Identificación de las instalaciones urbanas y rurales
7. **Dimensionamiento Óptimo de las Instalaciones de la Muestra Representativa**
 - 7.1 Distribución de la potencia de diseño sobre el área de servicio
 - 7.2 Resultados obtenidos de la optimización de las instalaciones
 - 7.3 Evaluación del cambio de Tensión de los alimentadores de AT
8. **Proyección de Costos al resto del Universo de Instalaciones**
9. **Dimensionamiento de la Mantenición y Operación**
10. **Dimensionamiento de la Organización de la Empresa Modelo**
 - 10.1 Organización de la empresa modelo

- 10.2 Resultados de los costos de explotación obtenidos para la Empresa Modelo
- 10.3 Estudio de REMUNERACIONES
- 11. Dimensionamiento de las Instalaciones Muebles e Inmuebles**
- 12. Valorización del VNR de las Instalaciones de AT y BT de la Empresa**
 - 12.1 Red AT
 - 12.2 SED AT/BT
 - 12.3 Red BT
 - 12.4 Equipos
 - 12.5 Bienes Muebles e Inmuebles
 - 12.6 Bienes Intangibles y Capital de Explotación
- 13. Costos de las Instalaciones**
- 14. Costos de Mantenimiento y Operación**
- 15. Costos de Atención de Clientes**
- 16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia**
 - 16.1 Determinación de las pérdidas técnicas de potencia y energía
 - 16.2 Balance de Potencia y Energía
 - 16.3 PERDIDAS NO TECNICAS
 - 16.4 Proyección de pérdidas para el período 2004 – 2008
- 17. Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución**
 - 17.1 Valores Agregados
 - 17.2 Valores agregados para la red aérea y subterránea
 - 17.3 Indexación de los Valores Agregados

ANEXO A: Resultados

ANEXO B: Metodologías y Modelos Utilizados para la Optimización

ANEXO C: Descripción de los Criterios y Modelo Utilizado para la Determinación de los Costos de Explotación

ANEXO D: Resultado de la Clasificación de Alimentadores de AT

ANEXO E: Detalle de la Composición de los Módulos Estándar

ANEXO F: Organigramas de Detalle correspondientes a la Empresa Modelo

ANEXO G: Encuesta de Remuneraciones

ANEXO H: Detalle de los Costos Unitarios

ANEXO I: Estudio de cambio de tensión en alimentadores de AT

1. INTRODUCCIÓN

El objeto del presente trabajo ha sido la determinación de los Valores Agregados de Distribución para las empresas integrantes del Area de Distribución Típica 3, en un todo de acuerdo con lo establecido en las Bases para el Cálculo de los componentes del VAD emitidas por la Comisión Nacional de Energía.

La determinación de los valores se ha realizado a través de la modelización de una empresa de distribución modelo eficiente, diseñada para abastecer al mercado característico del Area Típica 3 cumpliendo con las exigencias de calidad establecidas en la normativa vigente. En la citada modelización se han aplicado las reglas del arte del cálculo tarifario, de forma tal de obtener valores representativos de una empresa optimizada.

Las tareas incluyeron el análisis y selección del nivel de tensión más adecuado de distribución, cuyos resultados evidenciaron la conveniencia de mantener los niveles actualmente existentes.

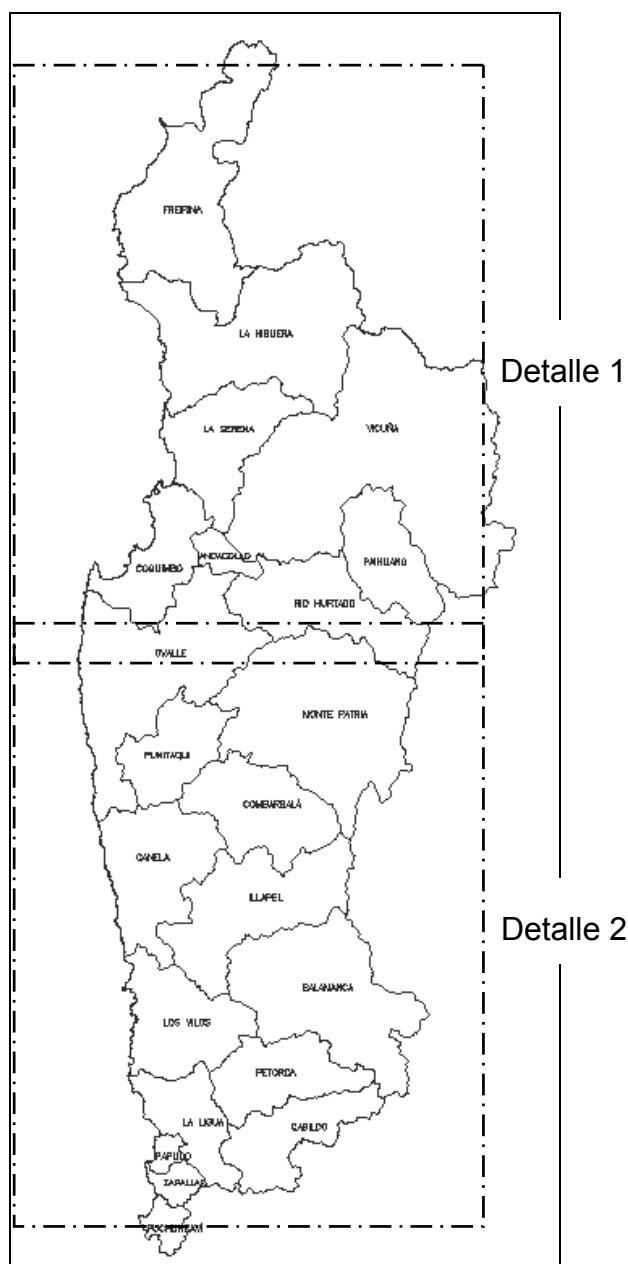
En la determinación de los valores resultantes se han considerado costos locales elaborados por el grupo consultor CONSTAR. Los mismos han aportado también los criterios para el tratamiento de los Bienes Intangibles, Costos de Capital de Trabajo, Indexación y estudio de Remuneraciones de Mercado.

2. DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PROPIAS DE LA EMPRESA MODELO Y DE LA ZONA CORRESPONDIENTE

La Empresa de Referencia que ha sido seleccionada por la CNE para ser considerada como antecedente para el diseño de la Empresa Modelo que servirá de base para la determinación de los componentes del VAD del Área de Distribución Típica 3, es la distribuidora Empresa Eléctrica EMEC S.A. (EMEC).

2.1 ZONA GEOGRÁFICA SERVIDA POR LA EMPRESA MODELO

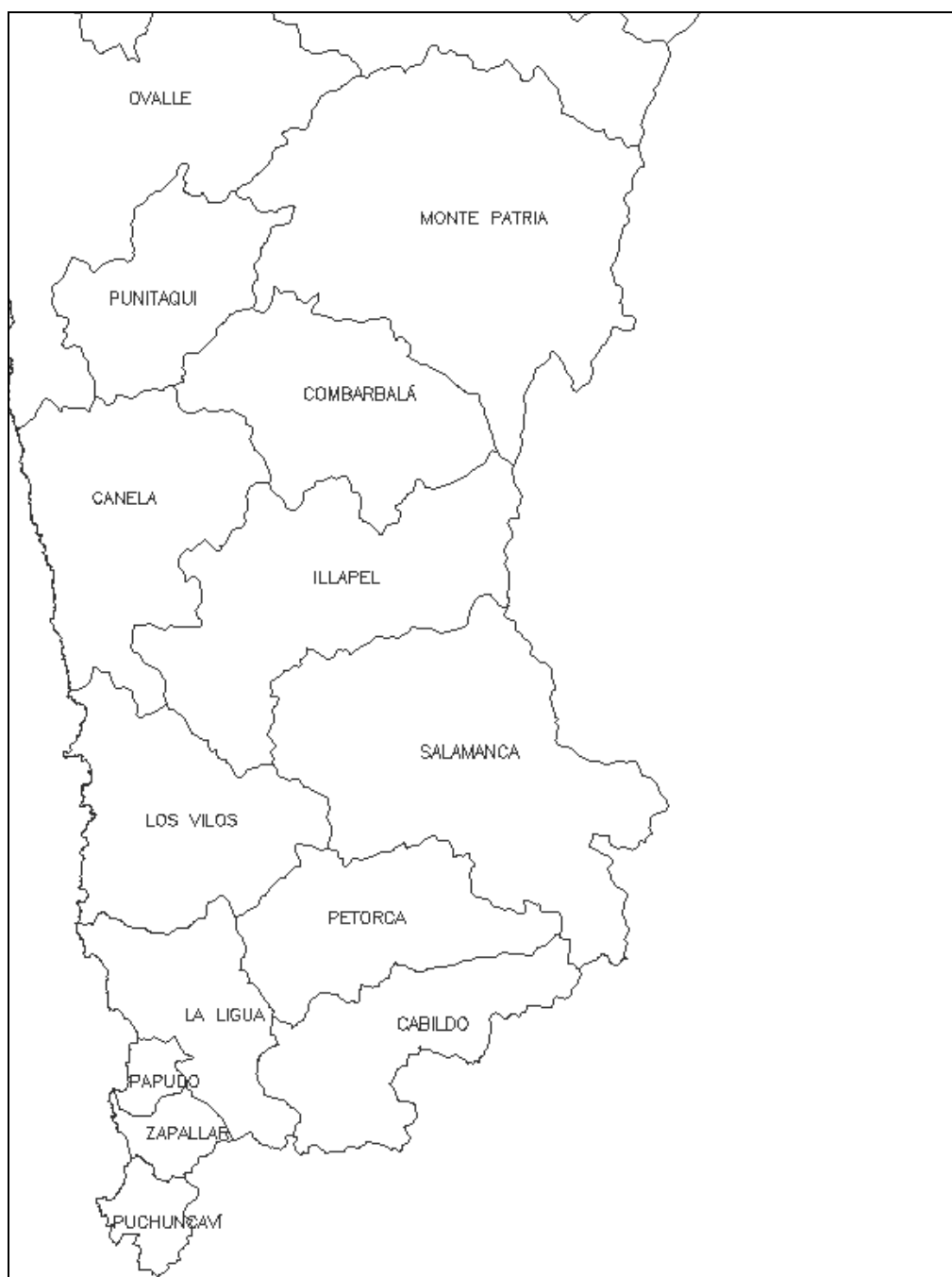
La distribuidora presta servicio en 22 comunas pertenecientes a las III; IV y V Regiones de Chile, según se indica en los siguientes esquemas general y de detalle.



Detalle 1



Detalle 2



2.2 DEMANDA Y CLIENTES ABASTECIDOS POR LA EMPRESA MODELO

En la siguiente tabla se presenta la capacidad total instalada en transformadores propios y particulares asociados a los retiros en AT, y la distribución de clientes y energía facturada en Baja Tensión y en Alta Tensión durante el año 2003, año base para el estudio, para cada una de las comunas involucradas.

Comuna	Capacidad instalada en T/D [kVA]	Capacidad instalada en T/P de clientes [kVA]	Capacidad instalada en T/P de peaje [kVA]	Capacidad total instalada en trafos AT/BT [kVA]	Cantidad de clientes BT al 31-12-03	Cantidad de clientes AT al 31-12-03	Energía vendida en BT 2003 [MWh]	Energía vendida en AT 2003 [MWh]
03303 - Freirina	80,0	45,0	0,0	125,0	172	1	110,36	32,74
04101 - La Serena	41.642,0	28.536,5	4.100,0	74.278,5	51.348	269	108.619,38	46.988,62
04102 - Coquimbo	52.764,0	49.305,0	3.650,0	105.719,0	54.083	436	95.724,03	96.487,45
04103 - Andacollo	2.665,0	2.365,0	0,0	5.030,0	2.994	23	4.044,78	12.388,18
04104 - La Higuera	1.165,0	760,0	0,0	1.925,0	1.262	20	1.363,81	839,03
04105 - Pailhuano	1.158,0	2.220,0	0,0	3.378,0	1.496	49	2.001,67	3.015,80
04106 - Vicuña	6.892,5	20.591,0	0,0	27.483,5	7.803	162	11.223,69	40.375,10
04201 - Illapel	7.903,5	4.177,0	0,0	12.080,5	9.033	88	12.300,43	5.872,22
04202 - Canela	4.160,0	1.375,0	0,0	5.535,0	1.921	36	2.033,00	1.303,75
04203 - Los Vilos	8.738,0	4.661,5	0,0	13.399,5	7.432	90	10.419,49	7.895,20
04204 - Salamanca	4.705,0	3.555,0	0,0	8.260,0	7.302	52	8.519,45	4.203,28
04301 - Ovalle	29.021,0	23.355,5	0,0	52.376,5	27.232	393	43.322,57	34.800,33
04302 - Combarbala	2.980,0	1.857,0	0,0	4.837,0	3.927	41	3.898,80	1.903,22
04303 - Monte Patria	4.551,0	5.823,0	0,0	10.374,0	3.035	59	4.109,51	7.237,04
04304 - Punitaqui	5.608,0	4.476,5	0,0	10.084,5	1.632	36	1.817,11	6.329,46
04305 - Río Hurtado	1.291,0	848,0	0,0	2.139,0	1.435	23	1.366,33	403,67
05105 - Puchuncavi	10.855,0	1.890,0	0,0	12.745,0	4.212	38	8.644,18	1.877,69
05401 - La Ligua	13.287,5	8.821,5	0,0	22.109,0	11.547	228	19.115,26	14.707,86
05402 - Cabildo	4.495,0	13.506,0	0,0	18.001,0	5.592	232	8.873,21	39.853,59
05403 - Papudo	4.885,0	2.255,0	0,0	7.140,0	2.813	44	4.544,68	1.390,06
05404 - Petorca	2.630,0	8.068,0	0,0	10.698,0	2.970	103	4.285,15	11.923,81
05405 - Zapallar	10.292,5	5.105,0	0,0	15.397,5	3.832	112	10.543,49	2.586,15
TOTAL	221.769	193.597	7.750	423.116	213.073	2.535	366.880,36	342.414,22

2.3 CAPACIDAD INSTALADA EN TRANSFORMADORES AT/BT Y ENERGÍA Y POTENCIAS INGRESADAS POR PUNTO DE COMPRA

En la tabla siguiente se presenta la capacidad total instalada en transformadores de distribución y particulares, y la energía y potencia máxima ingresada en el año 2003 por punto de compra.

2. Definición de las Características Propias de la Empresa Modelo y de la Zona Correspondiente... **PA**

Punto de compra	Capacidad instalada en T/D y T/P [kVA]	Energía Ingresada 2003 [GWh]	Pot máxima Ingresada 2003 [MW]
Andacollo	4.558	7	1,77
Barrio Industrial	42.818	91	19,74
Cabildo	27.216	47	11,73
Casas Viejas	28.298	27	8,84
Combarbalá	4.019	6	1,57
El Espino	45	0	0,01
El Peñón	27.545	38	9,71
El Sauce	943	1	0,20
Guayacán	37.130	70	14,97
Illapel	26.222	39	8,61
Incahuasí	2.050	3	0,61
Las Compañías	14.931	33	10,74
Los Vilos	13.009	20	5,17
Marquesa	16.553	35	6,82
Monte Patria	10.374	12	3,55
Ovalle	54.283	88	17,21
Punitaqui	10.185	9	1,99
Quínquimo	30.577	44	9,85
San Joaquín	50.632	128	30,01
Vicuña	21.732	35	8,68
TOTAL	423.116	731	171,77

3. *PRECIOS UNITARIOS DE ELEMENTOS MATERIALES Y COMPONENTES QUE CONTENGAN LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA*

Como parte de la determinación del valor agregado de distribución, la Empresa Modelo requiere valorizar sus módulos de construcción a valores de mercado.

Para ello la empresa CONSTAR efectuó un estudio que se presenta en el Anexo H del presente estudio, y que se basó en los siguientes criterios:

- Identificación de los elementos más representativos dentro del VNR real de la empresa de referencia
- Selección de una muestra para determinar su cotización de mercado
- Definición de las características de los bienes a valorizar
- Selección de un grupo de proveedores de los distintos materiales de acuerdo a su prestigio
- Solicitud de cotizaciones de precios de los materiales en estudio, considerando los volúmenes de compra de la empresa modelo

Como se indicó los resultados obtenidos se presentan detallados en al Anexo H de este informe.

4. DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO

En el marco del proceso del Estudio de Cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución correspondientes al Área de Distribución Típica 3, se determina en este punto la demanda de dimensionamiento, es decir la potencia de diseño de las instalaciones de distribución.

Esta determinación implica establecer tanto la demanda correspondiente al año base del estudio, basada en la cantidad de clientes y su correspondiente consumo de energía y potencia, como la proyección de la misma para un horizonte de 15 años de manera de efectuar el dimensionamiento óptimo de las instalaciones incorporando las holguras necesarias para una trayectoria óptima de crecimiento.

Finalmente se efectúa la distribución de la demanda de dimensionamiento en toda la extensión geográfica en la que existen clientes de la distribuidora, de manera de diseñar las redes que cubran la extensión indicada.

4.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO DEL AÑO BASE

La determinación de la demanda de dimensionamiento para el años base se ha efectuado a partir de la información de los consumos de energía de todos los clientes y de la demanda máxima no coincidente registrada en cada alimentador de AT durante el año base del estudio.

Al respecto se efectuó un control de la información de la demanda por cliente entregada por la empresa de referencia, con la información correspondiente al consumo por comuna informada en las planillas del punto 2 “Características de consumo base” del Anexo 1 de las Bases, determinando que los datos eran coherentes entre ambas fuentes de información.

Para el cálculo de la demanda de dimensionamiento se ha considerado la metodología definida en las Bases, pero tomando en cuenta el cálculo por alimentador, debido al conocimiento de la demanda máxima no coincidente para cada uno de ellos.

Una vez establecida la demanda de diseño para cada alimentador de AT se estableció la correspondiente a la red de BT, y esta fue luego agrupada por zonas de facturación (o comunas).

4.1.1 Cálculo de la potencia de diseño por alimentador

El cálculo de la potencia de diseño por alimentador se efectuó tomando en cuenta las siguientes hipótesis, debido a la falta de información sobre la caracterización del mercado de la distribuidora, y habida cuenta que la metodología establecida en las Bases incorpora en las expresiones factores de demanda y factores de carga para los clientes AT y BT:

- La demanda máxima no coincidente en la cabeza de cada alimentador AT se tomó a partir de información entregada por la empresa de referencia
- Los factores de pérdidas en la red de BT y AT se adoptaron a partir de los resultados obtenidos en el estudio de costos del VAD del años 2000

- Los factores de carga de clientes AT y BT, conectados a cada uno de los alimentadores, se establecieron considerando una relación entre ellos, determinada a partir de la experiencia recogida en otras distribuidoras de Latinoamérica

El estudio incorpora como datos la potencia máxima registrada en el año base (2003) en cada alimentador de AT y las ventas de energía a clientes en BT y AT vinculados a ese alimentador.

Se consideran además como dato los factores de pérdidas en las etapas de BT y AT de las redes, ya que la potencia de diseño en AT y por alimentador está definida, de acuerdo a las expresiones planteadas en las Bases, a nivel de punto de venta en AT (clientes AT y transformadores de distribución).

4.1.2 Cálculo de los factores de carga y diversidad

Los factores de carga de los clientes en BT y AT se establecieron, para cada alimentador, manteniendo relaciones típicas entre ellos correspondientes a este tipo de clientes en distintas comunas.

Los factores de diversidad se establecieron en función de la información de capacidades conectadas (tanto de clientes como de transformadores de distribución propios y de clientes) y la experiencia de factores de simultaneidad o coincidencia recogida en estudios efectuados en otras jurisdicciones.

4.1.3 Determinación de las potencias de diseño en BT y AT por alimentador

A partir de la definición de los parámetros de cálculo se establecen las potencias de diseño en BT y AT para cada alimentador, tal como se presenta en la siguiente tabla.

4. Demanda de Dimensionamiento



ALIMENTADOR (SE primaria)	Energía vendida en BT el año base (2003) [kWh/año]	Factor de carga de clientes BT $f_{c_{tesBT}}$	Potencia no coincidente en BT P_{BT_NC}	Capacidad instalada en T/D propios $\Sigma kVA_{T/D}$	Capacidad conectada o instalada en clientes BT $\Sigma kVA_{c_{tesBT}}$	Factor de demanda de clientes BT $f_{d_{tesBT}}$	Factor de demanda de los T/D $f_{d_{T/D}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes BT a T/D $f_{div_{tesBT/TD}}$	Potencia de diseño en BT P_{BT} [kW]
0230000000050000024 ANDACOLLO		0.000	0			0.000	0.700	0.000	0
0230000000050000025 ANDACOLLO	2,430,022	0.182	1,523	1,530	6,057	0.051	0.150	1.333	1,142
0230000000050000026 ANDACOLLO	1,968,011	0.303	742	1,100	4,497	0.065	0.200	1.334	556
0230000000050000056 CABILDO	4,208,577	0.204	2,350	1,685	7,933	0.071	0.250	1.333	1,762
0230000000050000057 CABILDO	6,378,800	0.243	2,998	3,540	16,638	0.057	0.200	1.333	2,249
0230000000050000058 CABILDO	7,353	0.553	2	10	17	0.000	0.150	0.000	4,751
0230000000050000059 CABILDO		0.000	0			0.000	0.700	0.000	0
0230000000050000065 CABILDO	2,210,021	0.203	1,246	1,905	4,959	0.128	0.250	1.333	934
0230000000050000053 CASAS VIEJAS	7,681,782	0.207	4,242	8,850	9,952	0.296	0.250	1.333	3,182
0230000000050000054 CASAS VIEJAS	9,852,913	0.195	5,771	12,238	19,131	0.171	0.200	1.333	4,328
0230000000050000055 CASAS VIEJAS	1,793,850	0.300	683	1,125	3,583	0.126	0.300	1.333	512
0230000000050000038 COMBARBALA	2,528,453	0.207	1,395	1,623	7,529	0.043	0.150	1.334	1,045
0230000000050000039 COMBARBALA	929,033	0.142	748	712	3,265	0.058	0.200	1.333	561
0230000000050000061 EL ESPINO		0.000	0			0.000	0.700	0.000	0
0230000000050000020 EL PEÑON	483,772	0.019	2,972	223	997	0.209	0.700	1.333	2,229
0230000000050000021 EL PEÑON	272,316	0.164	190	480	947	0.135	0.200	1.333	142
0230000000050000022 EL PEÑON	6,611,192	0.130	5,786	6,416	16,286	0.158	0.300	1.333	4,339
0230000000050000023 EL PEÑON	1,376,762	0.273	575	891	2,376	0.125	0.250	1.333	431
0230000000050000037 EL SAUCE	544,115	0.254	245	770	2,656	0.058	0.150	1.333	183
0230000000050000011 GUAYACAN	10,860,335	0.269	4,607	5,000	15,609	0.214	0.500	1.334	3,454
0230000000050000012 GUAYACAN	6,227,674	0.630	1,129	2,625	11,232	0.063	0.400	0.671	1,683
0230000000050000013 GUAYACAN	7,890,564	0.170	5,310	4,028	19,656	0.055	0.200	1.335	3,979
0230000000050000014 GUAYACAN	110,536	0.005	2,742	5	209	0.022	0.700	1.333	2,056
0230000000050000064 GUAYACAN	11,701,634	0.275	4,850	7,373	26,502	0.093	0.250	1.333	3,638
0230000000050000046 ILLAPEL	9,248,443	0.234	4,519	5,549	27,889	0.067	0.250	1.333	3,390
0230000000050000048 ILLAPEL	8,843,058	0.320	3,159	3,875	19,197	0.067	0.250	1.333	2,369
0230000000050000049 ILLAPEL	752,221	0.298	288	600	2,500	0.128	0.400	1.333	216
0230000000050000062 ILLAPEL	4,403,957	0.252	1,995	3,375	14,569	0.077	0.250	1.333	1,496
0230000000050000019 INCAHUASI	1,436,183	0.244	671	860	4,835	0.071	0.300	1.333	503
0230000000050000072 LAS COMPAÑIAS	8,214,719	0.282	3,325	4,480	21,393	0.070	0.250	1.334	2,492
0230000000050000073 LAS COMPAÑIAS	10,882,383	0.394	3,156	4,380	28,249	0.041	0.200	1.333	2,367
0230000000050000074 LAS COMPAÑIAS	8,166,046	0.295	3,163	4,003	22,051	0.048	0.200	1.333	2,372
0230000000050000044 LOS VILOS	7,014,759	0.250	3,206	3,810	16,317	0.078	0.250	1.333	2,404
0230000000050000045 LOS VILOS	6,606	0.131	6	10	58	0.161	0.700	1.333	4
0230000000050000066 LOS VILOS	3,112,718	0.197	1,804	3,090	9,094	0.113	0.250	1.333	1,353
0230000000050000015 MARGUESA	3,027,518	0.636	543	2,765	7,694	0.041	0.250	0.455	1,193
0230000000050000016 MARGUESA	6,141	0.000	2,821	10	10	0.943	0.700	1.333	2,116

4. Demanda de Dimensionamiento



ALIMENTADOR (SE primaria)	Energía vendida en BT el año base (2003) [kWh/año]	Factor de carga de clientes BT $f_{c_{tesBT}}$	Potencia no coincidente en BT $P_{BT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios $\Sigma kVA_{T/D}$	Capacidad conectada o instalada en clientes BT $\Sigma kVA_{cte\%conectada}$	Factor de demanda de clientes BT $f_{d_{tesBT}}$	Factor de demanda de los T/D $f_{d_{T/D}}$	Factor de diversidad de consumo de clientes BT a T/D $f_{div_{tesBT/T/D}}$	Potencia de diseño en BT P_{BT} [kW]
0230000000050000017 MARQUESA	463,305	0.403	131	470	1,435	0.109	0.250	1.333	99
0230000000050000018 MARQUESA	454,188	0.020	2,533	490	1,184	0.111	0.200	1.337	1,895
0230000000050000040 MONTE PATRIA		0.000	0			0.000	0.700	0.000	0
0230000000050000042 MONTE PATRIA	1,487,414	0.193	878	1,056	4,579	0.123	0.400	1.333	658
0230000000050000043 MONTE PATRIA	3,030,805	0.168	2,064	3,495	7,036	0.099	0.150	1.333	1,548
0230000000050000060 MONTE PATRIA		0.000	0			0.000	0.700	0.000	0
02300000000270000003 MONTE PATRIA		0.000	0			0.000	0.700	0.000	0
0230000000050000029 OVALLE	16,321,002	0.357	5,215	7,350	24,547	0.040	0.100	1.333	3,912
0230000000050000030 OVALLE	4,982,292	0.242	2,352	6,148	12,473	0.131	0.200	1.333	1,764
0230000000050000031 OVALLE	15,255,733	0.342	5,086	7,540	40,597	0.037	0.150	1.333	3,815
0230000000050000032 OVALLE	3,219,829	0.328	1,121	3,931	9,774	0.080	0.150	1.333	841
0230000000050000034 OVALLE	4,753,465	0.341	1,590	3,030	13,361	0.045	0.150	1.333	1,193
0230000000050000007 PAN DE AZUCAR	1,301,246	0.039	3,811	925	1,922	0.395	0.600	1.333	2,858
0230000000050000008 PAN DE AZUCAR	6,800,104	0.318	2,438	4,130	9,558	0.230	0.400	1.333	1,828
0230000000050000009 PAN DE AZUCAR	10,956,321	0.210	5,954	5,325	22,789	0.093	0.300	1.334	4,465
0230000000050000010 PAN DE AZUCAR	7,547,337	0.207	4,154	5,085	13,388	0.152	0.300	1.333	3,116
0230000000050000068 PAN DE AZUCAR	11,745,176	0.169	7,941	4,915	27,603	0.047	0.200	1.333	5,955
0230000000050000076 PAN DE AZUCAR	13,862,312	0.433	3,656	7,330	35,425	0.055	0.200	1.333	2,742
0230000000050000035 PUNITAQUI	1,757,885	0.159	1,264	1,767	5,321	0.089	0.200	1.333	948
0230000000050000036 PUNITAQUI	36,439	0.260	16	35	164	0.085	0.300	1.333	12
0230000000050000050 QUINQUIMO	1,978,557	0.039	5,830	1,110	4,567	0.049	0.150	1.333	4,372
0230000000050000051 QUINQUIMO	2,860,478	0.315	1,038	3,320	8,318	0.080	0.150	1.333	778
0230000000050000052 QUINQUIMO	4,479,708	0.191	2,678	4,685	9,728	0.161	0.250	1.333	2,008
0230000000050000075 QUINQUIMO	14,760,001	0.314	5,371	8,310	30,025	0.111	0.300	1.333	4,028
0230000000050000001 SAN JOAQUIN	11,212,226	0.254	5,038	6,010	19,063	0.168	0.400	1.333	3,779
0230000000050000002 SAN JOAQUIN	6,627,390	0.275	2,751	2,570	9,527	0.144	0.400	1.333	2,063
0230000000050000003 SAN JOAQUIN	13,545,699	0.268	5,777	6,275	16,020	0.366	0.700	1.334	4,330
0230000000050000004 SAN JOAQUIN	7,474,150	0.186	4,583	2,975	9,728	0.286	0.700	1.334	3,435
0230000000050000005 SAN JOAQUIN	9,792,912	0.188	5,959	3,960	19,624	0.108	0.400	1.335	4,463
0230000000050000006 SAN JOAQUIN	14,147,928	0.304	5,312	7,543	24,091	0.008	0.020	1.333	3,983
0230000000050000063 SAN JOAQUIN	4,314,221	0.231	2,136	2,235	5,796	0.051	0.100	1.333	1,602
0230000000050000067 SAN JOAQUIN	9,890,048	0.359	3,145	3,940	15,526	0.102	0.300	1.333	2,359
0230000000050000069 VICUÑA	6,639,963	0.233	3,258	3,370	15,249	0.088	0.300	1.333	2,443
0230000000050000070 VICUÑA	3,014,683	0.207	1,661	2,128	8,285	0.103	0.300	1.334	1,246
0230000000050000071 VICUÑA	2,451,386	0.170	1,646	1,433	6,785	0.113	0.400	1.333	1,234
	368,346,570		185,146	221,799	787,175				145,204

4. Demanda de Dimensionamiento

ALIMENTADOR (SE primaria)	Potencia de diseño en BT P_{BT} [kW]	Pérdidas en la red BT $\Delta P_{BT,NC}$ [kW]	Energía vendida en AT el año base (2003) [kWh/año]	Factor de carga de clientes AT $f_{c,obsAT}$	Potencia no coincidente en AT $P_{AT,NC}$	Capacidad instalada en T/D propios y de clientes AT ΣkVA_{TD+TP}	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador AT $kVA_{ctesMáxAlim}$	Factor de demanda de alimentadores AT fd_{alim}	Factor de demanda de los trafo propios y particulares fd_{TDP}	Factor de diversidad de consumo de clientes AT y T/D a alimentador $fd_{divAT+TDP}$	Potencia de diseño en AT P_{AT} [kW]
0230000000050000024	0	0		0.000	0		85	0.000	0.150	0.000	0
0230000000050000025	1,142	83	1,146,341	0.228	2,180	2,493	1,480	0.152	0.150	1.661	1,312
0230000000050000026	566	40	1,940,011	0.379	1,367	2,065	891	0.201	0.150	1.729	791
0230000000050000056	1,762	127	9,108,717	0.256	6,546	5,710	5,044	0.580	0.750	1.463	4,474
0230000000050000057	2,249	183	9,113,724	0.304	6,588	11,323	4,537	0.762	0.500	1.637	4,024
0230000000050000058	4,751	0		0.691	2	3,100	3,953	0.859	0.001	0.000	3,506
0230000000050000059	0	0		0.000	0		0	0.000	0.350	0.000	0
0230000000050000065	934	68	9,592,474	0.253	5,639	10,188	5,215	0.641	0.400	1.219	4,626
0230000000050000053	3,182	230	1,351,706	0.268	5,069	11,245	4,030	0.275	0.140	1.418	3,575
0230000000050000054	4,328	313	2,503,595	0.244	7,257	15,108	5,489	0.646	0.350	1.490	4,869
0230000000050000055	512	37	780,074	0.375	958	3,310	661	0.766	0.250	1.633	587
0230000000050000038	1,045	76	223,892	0.259	1,569	1,946	1,253	0.385	0.350	1.412	1,111
0230000000050000039	561	41	1,429,231	0.177	1,710	1,999	1,204	0.777	0.750	1.601	1,068
0230000000050000061	0	0		0.000	0	45	19	0.000	0.250	0.000	0
0230000000050000020	2,229	161	435,212	0.023	5,271	2,093	3,422	0.123	0.350	1.737	3,035
0230000000050000021	142	10	1,768,165	0.205	1,187	1,713	1,175	0.320	0.250	1.139	1,042
0230000000050000022	4,339	314	4,827,357	0.163	9,480	10,782	6,087	0.353	0.350	1.756	5,399
0230000000050000023	431	31	8,763,295	0.342	3,533	9,771	3,494	0.869	0.350	1.140	3,099
0230000000050000037	183	13	302,005	0.318	366	943	241	0.799	0.350	1.715	214
0230000000050000011	3,454	250	4,884,314	0.337	6,513	8,504	4,457	0.405	0.350	1.648	3,953
0230000000050000012	1,683	61	12,398,482	0.787	2,989	4,900	5,108	0.509	0.350	0.660	4,530
0230000000050000013	3,979	288	3,902,908	0.212	7,697	8,628	5,180	0.191	0.250	1.675	4,594
0230000000050000014	2,056	149	37,706	0.006	3,639	3,730	2,626	0.227	0.250	1.562	2,329
0230000000050000064	3,638	263	5,193,267	0.344	6,835	10,595	4,677	0.481	0.350	1.648	4,149
0230000000050000046	3,390	245	4,515,977	0.292	6,530	9,316	4,396	0.443	0.350	1.675	3,899
0230000000050000048	2,369	171	1,302,089	0.400	3,702	5,120	2,947	0.429	0.350	1.416	2,614
0230000000050000049	216	16	2,475,040	0.373	1,061	2,103	923	0.440	0.250	1.296	818
0230000000050000062	1,496	108	3,115,261	0.315	3,232	6,153	2,072	0.591	0.350	1.759	1,838
0230000000050000019	503	36	860,446	0.306	1,029	1,865	672	0.503	0.350	1.726	596
0230000000050000072	2,492	180	1,566,878	0.353	4,012	6,473	3,156	0.358	0.250	1.433	2,799
0230000000050000073	2,367	171	11,940,155	0.492	6,097	5,685	3,999	0.124	0.150	1.719	3,547
0230000000050000074	2,372	171	409,858	0.368	3,461	4,153	2,771	0.372	0.350	1.408	2,458
0230000000050000044	2,404	174	2,823,974	0.312	4,412	6,218	3,071	0.313	0.250	1.620	2,724
0230000000050000045	4	0	2,289,240	0.164	1,600	400	1,711	0.033	0.150	1.054	1,517
0230000000050000066	1,353	98	2,644,308	0.246	3,127	4,788	2,024	0.339	0.250	1.742	1,795
0230000000050000015	1,193	29	2,857,453	0.795	983	8,338	2,225	2.633	0.350	0.498	1,973
0230000000050000016	2,116	153	18,840	0.000	9,898	1,900	8,396	0.043	0.250	1.329	7,447

4. Demanda de Dimensionamiento

ALIMENTADOR (SE primaria)	Potencia de diseño en BT P_{BT} [kW]	Pérdidas en la red BT $\Delta P_{BT,NC}$ [kW]	Energía vendida en AT el año base (2003) [kWh/año]	Factor de carga de clientes AT $f_{c,obsAT}$	Potencia no coincidente en AT $P_{AT,NC}$	Capacidad instalada en TTD propios y de clientes AT ΣkVA_{TD+TP}	Potencia aparente máxima ingresada al alimentador AT $kVA_{ctes}^{Máx-Alim}$	Factor de demanda de alimentadores AT $f_{d,alim}$	Factor de demanda de los trafo propios y particulares $f_{d,TDTP}$	Factor de diversidad de consumo de clientes AT y TTD a alimentador $f_{div,ATAlim}$	Potencia de diseño en AT P_{AT} [kW]
0230000000050000017	99	7	16,595,932	0.503	3,903	5,430	4,114	0.308	0.250	1.070	3,649
0230000000050000018	1,895	137	187,098	0.026	3,503	885	2,434	0.056	0.250	1.622	2,159
0230000000050000040	0	0		0.000	0			0.000	0.350	0.000	0
0230000000050000042	658	48	2,732,588	0.242	2,216	2,958	1,839	0.414	0.350	1.524	1,454
0230000000050000043	1,548	112	4,650,126	0.210	4,710	7,418	3,316	0.489	0.350	1.601	2,941
0230000000050000060	0	0		0.000	0		0	0.000	0.350	0.000	0
02300000000270000003	0	0		0.000	0		0	0.000	0.350	0.000	0
0230000000050000029	3,912	283	990,810	0.447	5,751	8,250	4,602	0.445	0.350	1.409	4,082
0230000000050000030	1,764	127	7,443,230	0.302	5,291	14,381	3,886	0.844	0.350	1.618	3,269
0230000000050000031	3,815	276	5,431,006	0.426	6,810	10,957	4,870	0.499	0.350	1.577	4,320
0230000000050000032	841	61	12,686,549	0.410	4,719	11,428	4,288	0.537	0.250	1.241	3,804
0230000000050000034	1,193	96	6,671,430	0.427	3,462	7,179	2,361	0.644	0.350	1.653	2,094
0230000000050000007	2,858	207	2,082,156	0.049	8,895	4,105	6,337	0.061	0.150	1.583	5,620
0230000000050000008	1,828	132	14,369,419	0.398	6,691	9,348	5,145	0.434	0.350	1.486	4,564
0230000000050000009	4,465	323	2,298,893	0.263	7,276	7,880	5,668	0.720	0.750	1.447	5,027
0230000000050000010	3,116	225	8,391,122	0.259	8,075	11,978	5,300	0.461	0.350	1.718	4,701
0230000000050000068	5,955	430	1,198,354	0.211	9,019	5,855	7,199	0.195	0.350	1.412	6,385
0230000000050000076	2,742	198	8,723,982	0.541	5,694	10,515	3,662	0.573	0.350	1.753	3,248
0230000000050000035	948	69	2,787,151	0.198	2,936	4,869	2,072	0.515	0.350	1.597	1,838
0230000000050000036	12	1	3,498,242	0.325	1,244	1,410	1,325	0.352	0.350	1.059	1,175
0230000000050000050	4,372	316	552,081	0.048	7,447	1,810	5,527	0.054	0.250	1.519	4,902
0230000000050000051	778	56	8,317,736	0.393	3,508	7,749	2,933	0.686	0.350	1.348	2,602
0230000000050000052	2,008	145	927,697	0.239	3,267	6,225	2,545	0.592	0.350	1.447	2,258
0230000000050000075	4,028	291	8,365,189	0.392	8,097	13,746	5,327	0.376	0.250	1.714	4,725
0230000000050000001	3,779	273	1,797,188	0.318	5,957	7,595	4,740	0.396	0.350	1.417	4,204
0230000000050000002	2,063	149	10,616,891	0.344	6,424	8,045	4,577	0.278	0.250	1.582	4,060
0230000000050000003	4,330	313	6,609,890	0.335	8,344	10,150	5,614	0.378	0.350	1.676	4,980
0230000000050000004	3,435	248	1,728,328	0.233	5,679	3,925	4,337	0.153	0.250	1.476	3,846
0230000000050000005	4,463	323	1,977,037	0.235	7,243	5,975	5,638	0.256	0.350	1.449	5,001
0230000000050000006	3,983	288	3,089,108	0.380	6,527	10,443	5,035	0.497	0.350	1.461	4,466
0230000000050000063	1,602	116	11,098,035	0.288	6,648	9,490	5,397	0.443	0.350	1.389	4,787
0230000000050000067	2,359	170	1,350,240	0.449	3,659	4,190	2,915	0.254	0.250	1.415	2,586
0230000000050000069	2,443	177	6,668,018	0.291	6,051	8,388	3,951	0.430	0.350	1.727	3,504
0230000000050000070	1,246	90	7,758,393	0.259	5,171	8,311	4,198	0.499	0.350	1.389	3,723
0230000000050000071	1,234	89	3,763,761	0.213	3,757	5,033	2,845	0.416	0.350	1.601	2,346
	145,204	10,036	291,889,285		313,511	426,216	242,085				214,634

4.1.4 Asignación de la potencia de diseño a cada cliente

Las potencias de diseño por alimentador de AT se asignan a cada cliente de AT y BT conectado a ese alimentador, con lo que puede efectuarse posteriormente la distribución de la demanda en el área de servicio y agruparse la misma por comuna.

4.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE DIMENSIONAMIENTO

Como parte del Estudio de las Componentes de Costo del VAD de la Empresa de Referencia correspondiente al Área Típica 3, se revisaron los antecedentes de consumos anuales proporcionados por EMEC, tanto para el total como por tipo de clientes, incluyendo a los usuarios regulados, libres o de peaje, y abastecimiento a otras Distribuidoras. Luego se proyectó la demanda anual de la Empresa, atendiendo a lo indicado en las Bases emitidas por la CNE, así como en lo pertinente de las “Aclaraciones en Respuesta a Observaciones a las Bases para el Cálculo del VAD”.

La metodología indicada por la CNE fue adaptada y aplicada a los datos disponibles obteniéndose estimaciones para un horizonte de 15 años, con los siguientes resultados generales para el total de la empresa:

Tasa de Crecimiento Media Anual Equivalente entre 2004-2018	
Crecimiento equivalente del número de Clientes	3.0%
Crecimiento equivalente de las ventas de energía eléctrica	3.6%

Los totales anuales de energía y número de clientes proyectados para cada año fueron desagregados según cada comuna en el área de servicio de la empresa.

4.2.1 Información Básica Utilizada

El procedimiento de proyección se basó en los siguientes documentos remitidos por EMEC:

- Características de Consumo Base
- Estadística 1997 a 2003
- Estadística 1994 a 1996

Mientras que a partir del año 1997 inclusive la información correspondiente está desagregada por Zona de Facturación (Comuna), para los años 1994 a 1996 sólo se contó con los valores agregados correspondientes a la Empresa.

Los datos de números de clientes y ventas fueron procesados para cada Comuna tal y como fueron informados, por lo cual entendemos que corresponde efectuar las siguientes aclaraciones:

La estadística correspondiente al año 2003, año base considerado, se utiliza además en otros importantes procedimientos y cálculos del estudio, por ejemplo en el proceso de zonificación y en el correspondiente al dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico. Con ese fin EMEC informó el detalle de ventas para cada usuario presente durante el año base (tabla DATOS_USUARIOS).

Se detectó una mínima diferencia entre los totales de energía vendida según las dos fuentes citadas. Por otra parte, la estadística remitida del Consumo Base citado muestra el número de clientes presentes en cada Zona de Facturación al 31/12/03, mientras que el detalle por cliente de DATOS_USUARIOS incluye los datos y consumos de los clientes presentes durante el año (algunos de los cuales no estaban activos en el último día del año).

Se consideró que las diferencias identificadas no afectan el estudio de proyección, pues el mismo tiene por objeto la determinación de una tasa de crecimiento medio que surge de estadística anual elaborada con criterios uniformes.

En 4.2.4 se agregaron las tablas con la información básica utilizada (total por Comuna).

4.2.2 Procedimiento Para la Proyección

La revisión de la evolución del número de clientes y ventas de energía eléctrica efectuada para cada una de las Comunas y cada Opción Tarifaria permitió identificar una considerable movilidad entre tarifas, que invalidan la determinación de tendencias históricas para cada Zona de Facturación y tipo de cliente.

Con el objeto de proceder al análisis indicado en las Bases, los clientes de cada Comuna se agruparon según las siguientes categorías:

- Clientes Regulados en BT
- Clientes Regulados en AT
- Suministro a Otras Distribuidoras en BT
- Suministro a Otras Distribuidoras en AT
- Clientes Libres en BT
- Clientes Libres en AT

Sobre estos grupos y para cada Comuna se calculó la tendencia histórica de los datos de energía y clientes a través de ajustes por mínimos cuadrados, resultando por lo tanto ajustes y extrapolaciones lineales.

Paralelamente se efectuó un cálculo de regresión sobre los datos acumulados según BT y AT del total de la empresa, con el objeto de contar con tasas de crecimiento de referencia (energía y clientes), obteniéndose una proyección de tal tendencia histórica general según el tipo de tensión de conexión.

El análisis individual de las series y estimaciones efectuadas para las agrupaciones en cada comuna permitió identificar los casos con resultados poco razonables (comunas recientemente incorporadas al servicio, casos de incrementos o decrecimientos drásticos, etc.). Para cada comuna que resultó con extrapolaciones muy alejadas del crecimiento medio se reemplazó la tendencia calculada por la tasa resultante para la empresa toda, aplicando ese incremento al valor base del año 2003. Se obtuvieron así tasas de crecimiento diferenciadas para la energía y clientes de cada comuna.

El procedimiento de cálculo se desarrolló aplicando los siguientes criterios:

- Para los agregados indicados (Regulados BT, Regulados AT, Libres BT, etc.) y para Comuna se calculó una regresión lineal y extrapoló la tendencia.
- El crecimiento de cada agregado se comparó con el resultado para el total de la empresa. Esa tasa se reemplazó por la correspondiente al valor medio obtenido para el nivel de tensión correspondiente al total de la Empresa en los siguientes casos:
 - Si la tendencia calculada era negativa
 - Si la tasa calculada superaba en dos veces al correspondiente total de la empresa

Con esta metodología se ajustó el marcado crecimiento de algunas Comunas (algunas de reciente incorporación) en el entendimiento de que no resulta razonable su sostenimiento hasta el horizonte de proyección (15 años), y se otorgó un crecimiento medio a aquellas categorías con franca declinación.

- Los resultados así obtenidos para cada tipo de cliente y Comuna se agregaron para obtener el total de la Empresa, lográndose un valor muy similar al calculado previamente como referencia.
- Los valores estimados para las ventas de energía y número de clientes por Comuna para cada año fueron corregidos a través de un cálculo de proporciones, de forma tal que sus valores agregados, donde cada Comuna crece a su ritmo propio, resulten en los totales de energía y clientes proyectados para la Empresa sobre su serie histórica de 10 años, tal como lo requiere la CNE.
- Finalmente las tasas de crecimiento obtenidas para cada Comuna y categoría (Regulados BT, Regulados AT, Libres AT, etc.) se aplicaron según correspondiera a los valores del año base de cada Opción Tarifaria.

4.2.3 Resultados del Pronóstico

El ajuste lineal efectuado sobre la serie 1994-2003 resultó en las siguientes rectas:

Para la energía:

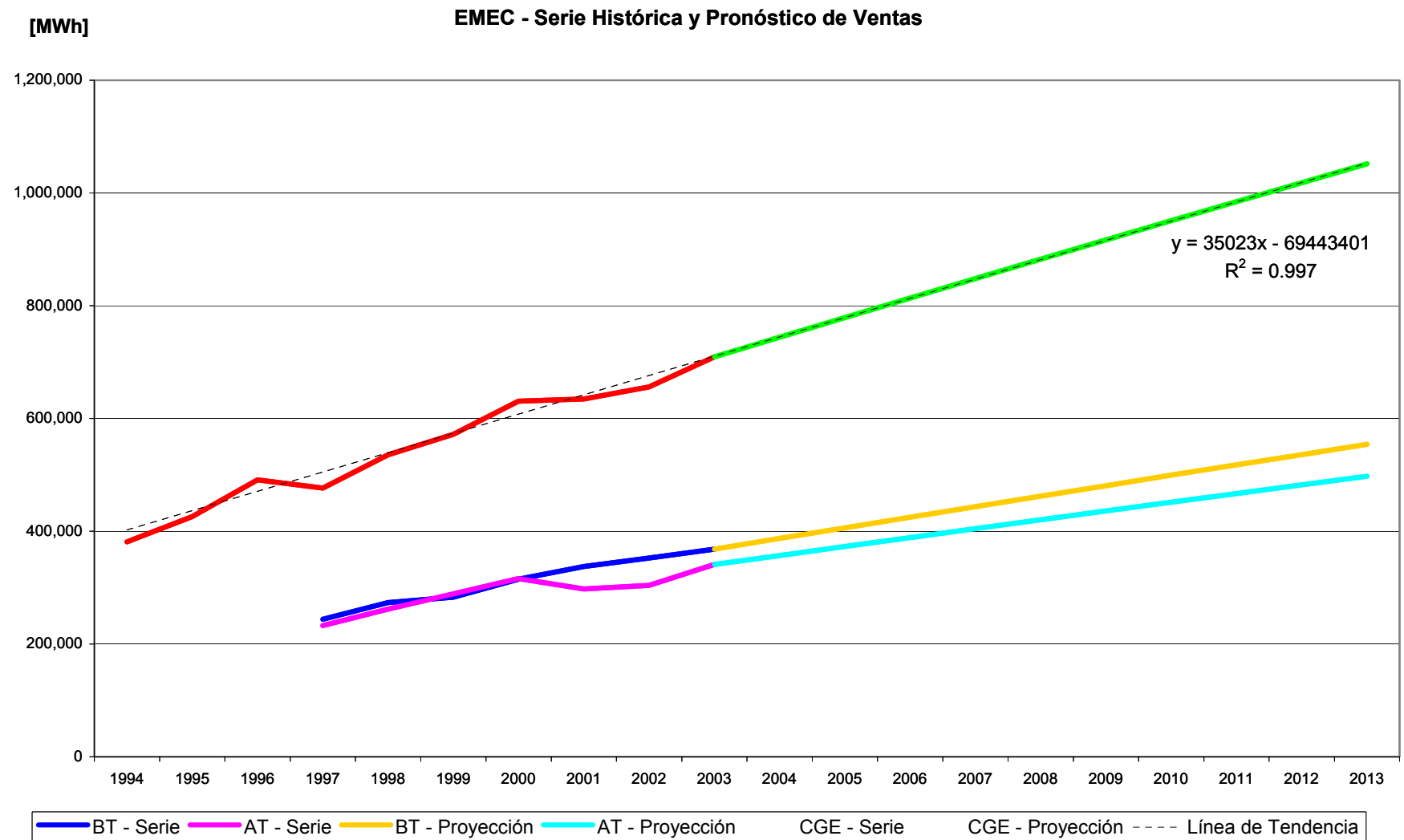
$$y = 35023.60 \cdot x - 69443401.21 \quad \text{con un coeficiente de correlación} \quad r^2 = 97.60\%$$

Para los clientes:

$$y = 8038.95 \cdot x - 15885147.70 \quad \text{con un coeficiente de correlación} \quad r^2 = 99.76\%$$

Puesto que las estimaciones para los años 2004 a 2018 surgen de extrapolaciones lineales, para cada año de proyección resultan escalones de crecimiento constantes (tanto energía como clientes), los cuales en cada año de pronóstico y hasta el horizonte de proyección implican el cálculo de porcentajes sobre cantidades cada vez mayores, y por lo tanto tasas de crecimiento anuales decrecientes. Por tal motivo en los resultados se prefiere indicar una tasa media equivalente, que permite llevar los valores del año base hasta el final de la proyección.

Los resultados para el total de cada Comuna se presentan en 4.2.4, mientras que a continuación se agrega un gráfico con los valores relevantes de las series históricas y pronóstico.



4.2.4 Datos y Pronósticos por Comuna

A. SERIE HISTÓRICA DE CLIENTES

COMUNA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Andacollo	2.902	2.918	2.901	2.971	2.977	2.998	2.968
Cabildo	4.744	4.853	4.766	5.040	5.159	5.604	5.730
Canela	1.253	1.309	1.385	1.516	1.721	1.832	1.925
Combarbala	3.011	3.242	3.395	3.612	3.722	3.841	3.904
Coquimbo	41.808	43.675	45.234	47.822	50.469	51.972	53.641
Freirina	0	0	0	0	157	162	170
Illapel	7.287	7.724	8.071	8.412	8.629	8.905	8.974
La Higuera	942	985	1.041	1.097	1.150	1.210	1.261
La Ligua	9.408	9.650	10.283	10.766	10.900	11.647	11.585
La Serena	41.369	43.922	45.077	47.208	48.947	50.005	50.786
Los Vilos	5.490	5.889	6.324	6.686	6.965	7.125	7.401
Monte Patria	2.583	2.706	2.728	2.947	2.989	3.046	3.044
Ovalle	22.545	23.596	24.708	25.696	26.263	26.632	27.180
Paihuano	1.246	1.280	1.279	1.362	1.387	1.462	1.520
Papudo	2.024	2.118	2.352	2.584	2.637	2.709	2.811
Petorca	2.467	2.530	2.535	2.701	2.838	2.992	3.024
Puchuncavi	2.950	3.226	3.241	3.503	3.714	3.963	4.182
Punitaqui	1.207	1.280	1.349	1.464	1.547	1.657	1.641
Rio Hurtado	1.130	1.174	1.247	1.328	1.356	1.426	1.435
Salamanca	5.598	5.907	6.077	6.647	6.909	7.122	7.236
Vicuña	5.967	6.473	6.753	7.120	7.611	7.799	7.837
Zapallar	3.032	3.282	3.356	3.546	3.745	3.819	3.880
TOTAL EMEC	168.963	177.739	184.102	194.028	201.792	207.928	212.135

B. SERIE HISTÓRICA DE VENTAS [MWH]

COMUNA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Andacollo	23,080	30,317	34,150	34,718	17,108	16,602	16,433
Cabildo	30,550	36,335	41,383	41,129	42,172	45,034	48,727
Canela	1,401	1,607	1,807	2,148	2,922	3,082	3,337
Combarbala	3,435	3,846	3,950	4,386	4,617	4,809	5,802
Coquimbo	136,878	151,574	157,069	175,086	174,438	181,674	192,211
Freirina	0	0	0	0	50	118	143
Illapel	13,252	12,487	13,536	15,304	16,398	18,045	18,173
La Higuera	1,454	1,729	2,049	2,509	2,334	2,587	2,203
La Ligua	21,049	23,753	25,654	28,059	29,260	32,332	33,823
La Serena	98,782	106,531	120,760	135,688	144,340	149,487	155,608
Los Vilos	12,293	13,278	14,547	14,062	15,803	17,066	18,315
Monte Patria	4,987	6,389	7,127	9,173	9,032	9,751	11,347
Ovalle	45,678	49,380	52,001	58,475	65,748	70,386	77,959
Paihuano	2,326	2,731	3,049	3,628	3,995	4,388	5,017
Papudo	3,731	4,275	4,228	4,646	5,380	5,457	5,935
Petorca	18,869	20,840	20,881	22,393	18,047	10,247	16,209
Puchuncavi	5,763	7,486	7,459	8,448	9,269	9,795	10,522
Punitaqui	4,125	3,986	4,150	5,178	5,469	4,627	8,147
Rio Hurtado	1,478	1,220	1,272	1,545	1,647	1,647	1,770
Salamanca	9,477	10,893	10,614	11,455	12,644	12,465	12,723
Vicuña	34,804	37,689	37,516	42,595	42,657	44,407	51,599
Zapallar	3,021	9,027	8,708	10,258	11,301	12,009	13,130
TOTAL EMEC	476,435	535,373	571,912	630,882	634,630	656,016	709,130

C. PRONÓSTICO DE CLIENTES

COMUNA	Crecimiento 2004	Crecimiento 2004-2018 equivalente	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Andacollo	0,9%	0,9%	3.045	3.073	3.101	3.129	3.157	3.185
Cabildo	3,3%	2,7%	6.015	6.206	6.398	6.589	6.781	6.974
Canela	6,4%	4,5%	2.081	2.206	2.331	2.456	2.581	2.706
Combarbala	4,1%	3,2%	4.130	4.292	4.454	4.617	4.780	4.943
Coquimbo	4,1%	3,2%	56.732	58.948	61.167	63.390	65.615	67.843
Freirina	3,7%	3,0%	179	186	192	199	205	212
Illapel	3,4%	2,8%	9.434	9.747	10.061	10.376	10.690	11.005
La Higuera	4,5%	3,5%	1.340	1.398	1.455	1.513	1.571	1.630
La Ligua	3,7%	2,9%	12.207	12.639	13.071	13.505	13.938	14.373
La Serena	3,4%	2,7%	53.353	55.091	56.832	58.575	60.321	62.068
Los Vilos	4,5%	3,5%	7.862	8.203	8.544	8.885	9.227	9.569
Monte Patria	3,0%	2,5%	3.186	3.278	3.371	3.463	3.556	3.649
Ovalle	3,1%	2,6%	28.476	29.329	30.183	31.038	31.894	32.751
Paihuano	3,3%	2,7%	1.596	1.647	1.698	1.750	1.801	1.852
Papudo	5,1%	3,8%	3.003	3.149	3.295	3.442	3.589	3.736
Petorca	3,5%	2,8%	3.181	3.289	3.397	3.505	3.614	3.722
Puchuncavi	5,1%	3,8%	4.469	4.688	4.907	5.126	5.346	5.566
Punitaqui	5,1%	3,8%	1.754	1.839	1.925	2.011	2.097	2.183
Rio Hurtado	4,1%	3,2%	1.517	1.576	1.635	1.695	1.754	1.814
Salamanca	4,3%	3,3%	7.668	7.983	8.299	8.614	8.931	9.247
Vicuña	4,4%	3,4%	8.316	8.667	9.019	9.372	9.725	10.078
Zapallar	4,0%	3,2%	4.103	4.262	4.421	4.580	4.740	4.899
TOTAL EMEC	3,7%	3,0%	223.647	231.697	239.757	247.829	255.912	264.005

COMUNA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Andacollo	3,213	3,241	3,269	3,297	3,325	3,354	3,382	3,410	3,439
Cabildo	7,166	7,359	7,552	7,745	7,939	8,133	8,327	8,521	8,716
Canela	2,832	2,957	3,083	3,209	3,335	3,461	3,588	3,714	3,841
Combarbala	5,106	5,269	5,433	5,597	5,761	5,925	6,090	6,254	6,419
Coquimbo	70,074	72,308	74,545	76,785	79,029	81,275	83,524	85,776	88,032
Freirina	218	225	232	238	245	251	258	265	271
Illapel	11,321	11,637	11,953	12,270	12,587	12,905	13,223	13,542	13,861
La Higuera	1,688	1,746	1,804	1,863	1,921	1,980	2,039	2,097	2,156
La Ligua	14,808	15,244	15,680	16,117	16,554	16,992	17,430	17,870	18,309
La Serena	63,819	65,571	67,326	69,083	70,843	72,605	74,369	76,136	77,905
Los Vilos	9,912	10,255	10,599	10,943	11,288	11,633	11,979	12,325	12,671
Monte Patria	3,742	3,835	3,928	4,021	4,115	4,208	4,302	4,395	4,489
Ovalle	33,610	34,469	35,330	36,192	37,055	37,919	38,784	39,651	40,519
Paihuano	1,904	1,955	2,007	2,059	2,110	2,162	2,214	2,266	2,318
Papudo	3,883	4,030	4,178	4,325	4,473	4,621	4,770	4,918	5,067
Petorca	3,831	3,940	4,049	4,158	4,268	4,377	4,487	4,597	4,707
Puchuncavi	5,787	6,008	6,229	6,450	6,672	6,894	7,116	7,338	7,561
Punitaqui	2,269	2,356	2,442	2,529	2,615	2,702	2,789	2,876	2,963
Rio Hurtado	1,873	1,933	1,993	2,052	2,112	2,172	2,232	2,292	2,353
Salamanca	9,564	9,882	10,200	10,518	10,837	11,156	11,475	11,795	12,116
Vicuña	10,432	10,786	11,141	11,496	11,852	12,208	12,565	12,922	13,280
Zapallar	5,059	5,219	5,380	5,540	5,701	5,862	6,024	6,185	6,347
TOTAL EMEC	272,109	280,225	288,351	296,488	304,637	312,796	320,966	329,148	337,340

D. PRONÓSTICO DE ENERGÍA [MWH]

COMUNA	Crecimiento 2004	Crecimiento 2004-2018 equivalente	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Andacollo	3,6%	2,7%	17.029	17.620	18.206	18.787	19.364	19.936
Cabildo	4,8%	3,5%	51.079	53.420	55.751	58.070	60.379	62.677
Canela	6,0%	4,1%	3.536	3.734	3.930	4.126	4.320	4.513
Combarbala	5,4%	3,9%	6.118	6.432	6.745	7.057	7.367	7.675
Coquimbo	4,0%	3,0%	199.876	207.504	215.096	222.653	230.174	237.660
Freirina	4,9%	3,4%	150	157	164	171	177	184
Illapel	5,1%	3,7%	19.101	20.025	20.945	21.860	22.771	23.678
La Higuera	6,3%	4,3%	2.341	2.479	2.616	2.753	2.889	3.024
La Ligua	5,9%	4,1%	35.802	37.772	39.732	41.684	43.626	45.559
La Serena	5,1%	3,6%	163.468	171.290	179.073	186.818	194.524	202.192
Los Vilos	4,8%	3,5%	19.187	20.054	20.918	21.778	22.633	23.485
Monte Patria	4,7%	3,4%	11.875	12.400	12.921	13.439	13.952	14.461
Ovalle	6,4%	4,3%	82.931	87.879	92.804	97.706	102.584	107.440
Paihuano	5,2%	3,7%	5.278	5.537	5.794	6.049	6.302	6.554
Papudo	4,8%	3,5%	6.220	6.503	6.785	7.065	7.344	7.621
Petorca	4,3%	3,2%	16.912	17.608	18.300	18.985	19.665	20.340
Puchuncavi	6,8%	4,5%	11.240	11.954	12.665	13.373	14.078	14.779
Punitaqui	5,9%	4,1%	8.629	9.110	9.589	10.065	10.539	11.010
Rio Hurtado	5,9%	4,1%	1.875	1.980	2.084	2.187	2.290	2.393
Salamanca	4,8%	3,5%	13.340	13.953	14.564	15.173	15.778	16.380
Vicuña	4,3%	3,2%	53.827	56.045	58.253	60.450	62.637	64.813
Zapallar	9,2%	5,6%	14.341	15.546	16.745	17.938	19.125	20.305
TOTAL EMEC	4,9%	3,6%	744.154	779.004	813.680	848.184	882.517	916.679

4. Demanda de Dimensionamiento



COMUNA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Andacollo	20,504	21,066	21,625	22,178	22,727	23,272	23,812	24,347	24,878
Cabildo	64,964	67,240	69,506	71,761	74,006	76,240	78,464	80,677	82,880
Canela	4,705	4,896	5,085	5,274	5,461	5,647	5,832	6,016	6,199
Combarbala	7,982	8,288	8,592	8,895	9,196	9,496	9,795	10,092	10,387
Coquimbo	245,111	252,526	259,907	267,253	274,564	281,841	289,084	296,293	303,468
Freirina	191	197	204	210	216	223	229	235	241
Illapel	24,580	25,478	26,372	27,262	28,148	29,029	29,907	30,780	31,649
La Higuera	3,159	3,293	3,426	3,559	3,691	3,823	3,953	4,084	4,213
La Ligua	47,483	49,398	51,304	53,201	55,089	56,969	58,839	60,701	62,554
La Serena	209,823	217,416	224,971	232,490	239,971	247,415	254,822	262,193	269,528
Los Vilos	24,332	25,176	26,016	26,851	27,683	28,511	29,335	30,155	30,972
Monte Patria	14,967	15,469	15,967	16,461	16,952	17,439	17,922	18,401	18,877
Ovalle	112,272	117,082	121,868	126,633	131,374	136,093	140,790	145,465	150,118
Paihuano	6,804	7,052	7,298	7,542	7,785	8,026	8,266	8,503	8,739
Papudo	7,896	8,170	8,442	8,713	8,982	9,250	9,516	9,781	10,044
Petorca	21,008	21,672	22,330	22,982	23,629	24,271	24,908	25,539	26,165
Puchuncavi	15,477	16,172	16,863	17,552	18,237	18,918	19,597	20,272	20,945
Punitaqui	11,480	11,947	12,412	12,875	13,336	13,795	14,251	14,706	15,158
Rio Hurtado	2,495	2,597	2,698	2,798	2,899	2,998	3,098	3,197	3,295
Salamanca	16,980	17,577	18,171	18,762	19,351	19,937	20,520	21,100	21,677
Vicuña	66,980	69,136	71,283	73,419	75,545	77,661	79,768	81,864	83,951
Zapallar	21,480	22,648	23,811	24,968	26,119	27,263	28,402	29,536	30,663
TOTAL EMEC	950,672	984,495	1,018,151	1,051,639	1,084,961	1,118,118	1,151,109	1,183,937	1,216,601

5. COSTOS DE MÓDULOS ESTÁNDARES DE DISEÑO DE INSTALACIONES

La determinación de los módulos estándar de diseño de las instalaciones se ha efectuado tomando en cuenta las tecnologías disponibles, las características geográficas y ambientales del área de servicio y la disponibilidad de alternativas para el proceso de dimensionamiento optimizado de la instalaciones.

5.1 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DEFINICIÓN DE LOS MÓDULOS DE DISEÑO

Los principales parámetros considerados se detallan a continuación:

5.1.1 Líneas aéreas o subterráneas

Tomando en cuenta lo indicado en el punto 5.2 “Dimensionamiento de las instalaciones del sistema eléctrico” de las Bases, se ha considerado la utilización de módulos de diseño de redes de AT y BT aéreas y subterráneas.

5.1.2 Tipo de conductores

Se han considerado módulos de diseño, tanto para las redes AT como BT, conductores de cobre y de aluminio.

En particular para el caso de zonas con elevada contaminación salina se plantea la utilización de conductores de la red de AT de cobre, ya que la experiencia de la utilización del aluminio demuestra un importante ataque del ambiente salino, con una importante reducción de su vida útil y un incremento de los costos de operación y mantenimiento.

Además se ha considerado la utilización de conductores desnudos y preensamblados para la red de BT, de manera de tomar en cuenta las áreas con elevada incidencia del hurto de energía.

Finalmente en el caso del conductor de líneas aéreas de AT se han determinado alternativas con conductor desnudo, con conductor protegido, y líneas compactas, de distintas secciones para evaluar distintos comportamientos por razones de calidad de servicio o de distancias eléctricas en caso de zonas urbanas con edificación de altura.

En el caso de los conductores de redes subterráneas, tanto en AT como en BT, se ha considerado la utilización del cobre básicamente por la menor incidencia del material del conductor en las redes subterráneas y por la mayor confiabilidad mecánica y eléctrica en la utilización de este material.

En todos los casos se han considerado módulos de diseño considerando las distintas secciones normalizadas como alternativas de diseño.

5.1.3 Análisis del material de los postes de soporte

Se han evaluado las características de los distintos tipos de postes que pueden utilizarse en las redes de AT y BT, como son los postes de concreto, los postes de madera y los postes de acero, y las conclusiones obtenidas son las siguientes:

Postes de concreto: este material presenta una importante uniformidad dimensional en su fabricación, una gran resistencia mecánica y una elevada durabilidad. Dada la aplicación masiva que tiene este material en Chile, se aprovechan las ventajas de la normalización y escala en su fabricación, lo que reduce los costos correspondientes, como así también los asociados de instalación, herrajes y estructuras adosadas.

Postes de madera: en vista de la baja utilización de este material en Chile, el sector productivo no está desarrollado en este sentido, y no se cuenta con importantes plantaciones ni fabricantes en gran escala. Por otra parte este material sufre un deterioro mucho más rápido que en el caso del concreto, en especial en la zona donde el poste aflora a la superficie.

Postes de acero: los postes de acero galvanizado presentan características superiores de uniformidad y durabilidad que en el caso del concreto, pero para resistencias mecánicas similares el costo unitario es significativamente superior. Además al tratarse de un material conductor de la electricidad se debe asegurar y mantener la instalación de su puesta a tierra de manera de evitar la posibilidad de accidentes en el caso de contacto con la tensión de la línea.

Teniendo en cuenta que, para las condiciones ambientales y del mercado de materiales de Chile, el poste de concreto es el que presenta el menor costo total de inversión (considerando la vida útil promedio) y de mantenimiento, se ha considerado en la definición de los módulos de diseño la utilización de postes de concreto.

5.1.4 Número de fases

Se han considerado módulos de diseño, tanto en AT como en BT, bifásicos y trifásicos de manera de considerar los más convenientes en el proceso de optimización.

5.1.5 Ambiente con alta contaminación

Se han considerado módulos de diseño para líneas de AT y transformadores de distribución correspondientes a las áreas de alta contaminación salina, debido al efecto del mar (costas o valles transversales). Estos módulos consideran la utilización de aisladores poliméricos (con mayor resistencia al contorneo) y conductores de cobre (como se ya se indicó) debido a la baja resistencia del aluminio a la corrosión en ese tipo de ambiente.

5.2 MÓDULOS ESTÁNDAR DE DISEÑO DEFINIDOS

Como resultado de la aplicación de los criterios enunciados precedentemente se han definido los siguientes módulos estándar de diseño para los diferentes tipos de instalaciones de la Empresa Modelo. Un detalle acerca de su composición se indica en el Anexo E.

5.2.1 Redes aéreas y subterráneas de AT

A. AREA RURAL

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES RURALES DE 23 kV

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resistencia Ω / km	Reactancia Ω / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo instal. Mixta \$/ km
Zona NORMAL	Redes Trifásicas							
	LATRA23 3 005 AWG - Cu	5.823.414	38.273	1,092	0,396	134	LAT23RCu5	7.696.558
	LATRA23 3 002 AWG - Cu	7.169.176	38.273	0,541	0,374	215	LAT23RCu2	9.044.175
	LATRA23 3 1/0 AWG - Cu	9.308.265	38.273	0,327	0,359	280	LAT23RCu1/0	11.803.491
	LATRA23 3 2/0 AWG - Cu	10.374.112	38.273	0,270	0,352	325	LAT23RCu2/0	12.875.779
	LATRA23 3 3/0 AWG - Cu	11.631.552	38.273	0,214	0,345	380	LAT23RCu3/0	14.126.779
	LATRA23 3 002 AWG - Al	5.677.139	38.273	0,857	0,374	170	LAT23RAI2	7.493.557
	LATRA23 3 1/0 AWG - Al	6.760.270	38.273	0,539	0,359	225	LAT23RAI1/0	8.814.251
	LATRA23 3 4/0 AWG - Al	8.398.660	38.273	0,269	0,338	345	LAT23RAI4/0	10.452.660
	Redes Bifásicas							
	LATRA23 2 005 AWG - Cu	4.860.092	32.093	1,092	0,396	134	LAT23R2Cu5	6.290.792
	LATRA23 2 002 AWG - Cu	5.741.712	32.093	0,541	0,374	215	LAT23R2Cu2	7.172.412
	LATRA23 2 002 AWG - Al	4.932.268	32.093	0,857	0,374	170	LAT23R2AI2	6.444.039
	LATRA23 2 1/0 AWG - Al	5.477.054	32.093	0,539	0,359	225	LAT23R2AI1/0	6.988.825
Zona CONTAMINADA	Redes Trifásicas							
	LATRA23 3 005 AWG - Cu - contam	7.364.556	48.757	1,092	0,396	134	LAT23RCuCont5	11.052.391
	LATRA23 3 002 AWG - Cu - contam	8.700.081	48.757	0,541	0,374	215	LAT23RCuCont2	12.399.370
	LATRA23 3 1/0 AWG - Cu - contam	10.810.587	48.757	0,327	0,359	280	LAT23RCuCont1/0	15.074.246
	LATRA23 3 2/0 AWG - Cu - contam	11.852.738	48.757	0,270	0,352	325	LAT23RCuCont2/0	16.116.397
	LATRA23 3 3/0 AWG - Cu - contam	13.133.874	48.757	0,214	0,345	380	LAT23RCuCont3/0	17.397.533
	Redes Bifásicas							
	LATRA23 2 005 AWG - Cu - contam	6.041.132	40.087	1,092	0,396	134	LAT23R2CuCont5	8.879.209
	LATRA23 2 002 AWG - Cu - contam	6.922.753	40.087	0,541	0,374	215	LAT23R2CuCont2	9.760.829
	Redes Bifásicas							
Zona con restricción de DISTANCIAS	Redes Trifásicas							
	LATRA23 3 050 MM2 - Al - comp	11.607.008	29.205	0,663	0,290	155	LAT23RAICO50	10.709.697
	LATRA23 3 070 MM2 - Al - comp	12.315.548	29.205	0,484	0,279	208	LAT23RAICO70	11.418.237
	Redes Bifásicas							
	LATRA23 2 050 MM2 - Al - comp	6.675.365	29.205	0,663	0,290	155	LAT23R2AICO50	8.187.136
	LATRA23 2 070 MM2 - Al - comp	7.147.725	29.205	0,484	0,279	208	LAT23R2AICO70	8.659.496
Zona con redes SUBTERRANEAS	Redes Trifásicas							
	LATUS23 3 002 AWG	123.188.042	63.598	0,699	0,245	201	CS23Cu2	
	LATUS23 3 001 AWG	125.854.566	63.598	0,554	0,235	230	CS23Cu1	
	LATUS23 3 3/0 AWG	141.900.688	63.598	0,277	0,216	345	CS23Cu3/0	
	LATUS23 3 120 MM2	145.022.953	63.598	0,195	0,200	425	CS23Cu120	
	LATUS23 3 240 MM2	160.864.957	63.598	0,096	0,182	640	CS23Cu240	

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES RURALES DE 13 kV

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resistencia Ω / km	Reactancia Ω / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo instal. Mixta \$/ km
Zona NORMAL	Redes Trifásicas							
	LATRA15 3 005 AWG - Cu	5.697.321	38.273	1,092	0,396	134	LAT13RCu5	7.376.613
	LATRA15 3 002 AWG - Cu	7.041.527	38.273	0,541	0,374	215	LAT13RCu2	8.720.819
	LATRA15 3 1/0 AWG - Cu	9.078.178	38.273	0,327	0,359	280	LAT13RCu1/0	11.255.630
	LATRA15 3 2/0 AWG - Cu	10.120.329	38.273	0,270	0,352	325	LAT13RCu2/0	12.297.781
	LATRA15 3 3/0 AWG - Cu	11.359.350	38.273	0,214	0,345	380	LAT13RCu3/0	13.464.818
	LATUA15 3 002 AWG	5.720.504	38.273	0,857	0,374	170	LAT13RAI2	7.368.119
	LATUA15 3 1/0 AWG	6.686.482	38.273	0,539	0,359	225	LAT13RAI1/0	8.589.261
	LATUA15 3 4/0 AWG	8.456.778	38.273	0,269	0,338	345	LAT13RAI4/0	10.359.557
	Redes Bifásicas							
	LATRA15 2 005 AWG - Cu	4.955.711	32.093	1,092	0,396	134	LAT13R2Cu5	6.279.876
	LATRA15 2 002 AWG - Cu	5.837.331	32.093	0,541	0,374	215	LAT13R2Cu2	7.161.496
	LATRA15 2 002 AWG - AI	5.021.298	32.093	0,857	0,374	170	LAT13R2AI2	6.418.682
	LATRA15 2 1/0 AWG - AI	5.566.083	32.093	0,539	0,359	225	LAT13R2AI1/0	6.963.468
Zona CONTAMINADA	Redes Trifásicas							
	LATRA15 3 005 AWG - Cu - contam	5.785.104	48.757	1,092	0,396	134	LAT13RCuCont5	7.547.205
	LATRA15 3 002 AWG - Cu - contam	7.112.286	48.757	0,541	0,374	215	LAT13RCuCont2	8.875.898
	LATRA15 3 1/0 AWG - Cu - contam	9.148.937	48.757	0,327	0,359	280	LAT13RCuCont1/0	11.410.709
	LATRA15 3 2/0 AWG - Cu - contam	10.191.088	48.757	0,270	0,352	325	LAT13RCuCont2/0	12.452.860
	LATRA15 3 3/0 AWG - Cu - contam	11.416.942	48.757	0,214	0,345	380	LAT13RCuCont3/0	13.612.836
	Redes Bifásicas							
	LATRA15 2 005 AWG - Cu - contam	4.983.520	40.087	1,092	0,396	134	LAT13R2CuCont5	6.340.825
Zona con restricción de DISTANCIAS	Redes Trifásicas							
	LATRA15 3 050 MM2 - AI	10.394.034	29.205	0,663	0,290	155	LAT13RAIC050	10.375.834
	LATRA15 3 070 MM2 - AI	11.202.742	29.205	0,484	0,279	208	LAT13RAIC070	11.159.623
	Redes Bifásicas							
	LATRA15 2 050 MM2 - AI	6.764.394	29.205	0,663	0,290	155	LAT13R2AIC050	8.161.779
	LATRA15 2 070 MM2 - AI	7.250.100	29.205	0,484	0,279	208	LAT13R2AIC070	8.567.198
Zona con redes SUBTERRANEAS	Redes Trifásicas							
	LATUS15 3 002 AWG	123.188.042	63.598	0,699	0,245	201	CS13Cu2	
	LATUS15 3 001 AWG	123.362.324	63.598	0,554	0,235	230	CS13Cu1	
	LATUS15 3 3/0 AWG	136.906.636	63.598	0,277	0,216	345	CS13Cu3/0	
	LATUS15 3 120 MM2	133.920.276	63.598	0,195	0,200	425	CS13Cu120	
	LATUS15 3 240 MM2	152.107.428	63.598	0,096	0,182	640	CS13Cu240	

B. AREA URBANA

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES URBANAS DE 23 kV

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resis- tencia Ω / km	Reac- tancia Ω / km	Corriente admisible A	Codigo Identif.	Costo instal. Mixta \$/ km
Zona NORMAL	LATUA23 3 005 AWG	9.952.931	38.273	1,092	0,396	134	LAT23UCu5	7.394.951
	LATUA23 3 002 AWG	11.305.277	38.273	0,541	0,374	215	LAT23UCu2	8.747.297
	LATUA23 3 1/0 AWG	14.130.772	38.273	0,327	0,359	280	LAT23UCu1/0	11.572.792
	LATUA23 3 2/0 AWG	15.172.923	38.273	0,270	0,352	325	LAT23UCu2/0	12.614.943
	LATUA23 3 3/0 AWG	16.454.060	38.273	0,214	0,345	380	LAT23UCu3/0	13.896.080
	LATUA23 3 002 AWG	9.878.854	38.273	0,857	0,374	170	LAT23UAI2	7.320.874
	LATUA23 3 1/0 AWG	11.266.903	38.273	0,539	0,359	225	LAT23UAI1/0	8.708.923
	LATUA23 3 4/0 AWG	12.905.318	38.273	0,269	0,338	345	LAT23UAI4/0	10.347.338
Zona CONTAMINADA	LATRA23 3 005 AWG - Cu - contam	14.109.253	48.757	1,092	0,396	134	LAT23UCuCont5	11.551.273
	LATRA23 3 002 AWG - Cu - contam	15.474.673	48.757	0,541	0,374	215	LAT23UCuCont2	12.916.693
	LATRA23 3 1/0 AWG - Cu - contam	18.201.951	48.757	0,327	0,359	280	LAT23UCuCont1/0	15.643.971
	LATRA23 3 2/0 AWG - Cu - contam	19.244.101	48.757	0,270	0,352	325	LAT23UCuCont2/0	16.686.121
	LATRA23 3 3/0 AWG - Cu - contam	20.525.238	48.757	0,214	0,345	380	LAT23UCuCont3/0	17.967.258
Zona con restricción de DISTANCIAS	LATUA23 3 050 MM2	15.543.963	29.205	0,663	0,290	155	LAT23UAICO50	12.985.983
	LATUA23 3 070 MM2	16.252.504	29.205	0,484	0,279	208	LAT23UAICO70	13.694.524
	LATUA23 3 095 MM2	17.126.968	29.205	0,352	0,269	251	LAT23UAICO95	14.568.988
	LATUA23 3 150 MM2	21.248.163	29.205	0,227	0,255	337	LAT23UAICO150	18.690.183
Zona con redes SUBTERRANEAS	LATUS23 3 002 AWG	123.188.042	63.598	0,699	0,245	201	CS23Cu2	
	LATUS23 3 001 AWG	125.854.566	63.598	0,554	0,235	230	CS23Cu1	
	LATUS23 3 3/0 AWG	141.900.688	63.598	0,277	0,216	345	CS23Cu3/0	
	LATUS23 3 120 MM2	145.022.953	63.598	0,195	0,200	425	CS23Cu120	
	LATUS23 3 240 MM2	160.864.957	63.598	0,096	0,182	640	CS23Cu240	

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE REDES URBANAS DE 13 kV

	Módulo de Diseño	Costo Instal. \$/ km	Costo O&M variable \$/ km-año	Resistencia Ω / km	Reactancia Ω / km	Corriente admisible A	Código Identif.	Costo instal. Mixta \$/ km
Zona NORMAL	LATUA15 3 005 AWG	9.744.688	38.273	1,092	0,396	134	LAT13UCu5	7.186.708
	LATUA15 3 002 AWG	11.088.895	38.273	0,541	0,374	215	LAT13UCu2	8.530.915
	LATUA15 3 1/0 AWG	13.822.412	38.273	0,327	0,359	280	LAT13UCu1/0	11.264.432
	LATUA15 3 2/0 AWG	14.901.004	38.273	0,270	0,352	325	LAT13UCu2/0	12.343.023
	LATUA15 3 3/0 AWG	16.145.699	38.273	0,214	0,345	380	LAT13UCu3/0	13.587.719
	LATRA15 3 002 AWG - AI	9.705.548	38.273	0,857	0,374	170	LAT13UAI2	7.147.567
	LATRA15 3 1/0 AWG - AI	11.060.159	38.273	0,539	0,359	225	LAT13UAI1/0	8.502.179
	LATRA15 3 4/0 AWG - AI	13.788.594	38.273	0,269	0,338	345	LAT13UAI4/0	11.230.614
Zona CONTAMINADA	LATRA15 3 005 AWG - Cu - contam	9.931.574	48.757	1,092	0,396	134	LAT13UCuCont5	7.373.594
	LATRA15 3 002 AWG - Cu - contam	11.275.781	48.757	0,541	0,374	215	LAT13UCuCont2	8.717.801
	LATRA15 3 1/0 AWG - Cu - contam	14.009.298	48.757	0,327	0,359	280	LAT13UCuCont1/0	11.451.318
	LATRA15 3 2/0 AWG - Cu - contam	15.078.906	48.757	0,270	0,352	325	LAT13UCuCont2/0	12.520.926
	LATRA15 3 3/0 AWG - Cu - contam	16.332.585	48.757	0,214	0,345	380	LAT13UCuCont3/0	13.774.605
Zona con restricción de DISTANCIAS	LATUA15 3 050 MM2	13.995.616	29.205	0,863	0,290	155	LAT13UAICO50	10.102.338
	LATUA15 3 070 MM2	14.734.666	29.205	0,484	0,279	208	LAT13UAICO70	10.841.388
	LATUA15 3 095 MM2	15.486.857	29.205	0,352	0,269	251	LAT13UAICO95	11.593.579
	LATUA15 3 150 MM2	16.016.020	29.205	0,227	0,255	337	LAT13UAICO150	12.122.742
Zona con redes SUBTERRANEAS	LATUS15 3 002 AWG	123.188.042	63.598	0,899	0,245	201	CS13Cu2	
	LATUS15 3 001 AWG	123.362.324	63.598	0,554	0,235	230	CS13Cu1	
	LATUS15 3 3/0 AWG	136.906.636	63.598	0,277	0,216	345	CS13Cu3/0	
	LATUS15 3 120 MM2	133.920.276	63.598	0,195	0,200	425	CS13Cu120	
	LATUS15 3 240 MM2	152.107.428	63.598	0,096	0,182	640	CS13Cu240	

5.2.2 Redes aéreas y subterráneas de BT

A. ÁREAS URBANAS

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE LINEAS URBANAS DE BT

		Costo Instal.	Codigo	Líneas Mixtas
		\$ / km	Identif.	Costo Instal. \$ / km
Red de BT zona normal	LBTAA 3 F005 AWG N005 AWG	9.023.597	LABTUCu5	6.563.628
	LBTAA 3 F004 AWG N004 AWG	9.411.446	LABTUCu4	6.951.476
	LBTAA 3 F003 AWG N003 AWG	10.133.440	LABTUCu3	7.666.386
	LBTAA 3 F002 AWG N002 AWG	10.812.542	LABTUCu2	8.345.489
	LBTAA 3 F1/0 AWG N1/0 AWG	12.927.871	LABTUCu1/0	10.460.818
	LBTAA 3 F2/0 AWG N2/0 AWG	14.432.063	LABTUCu2/0	11.965.009
	LBTAA 3 F3/0 AWG N3/0 AWG	14.667.332	LABTUCu3/0	12.200.278
	LBTAA 3 F035 MM2 N050 MM2	9.445.071	LPrBTUAI35	7.000.144
	LBTAA 3 F050 MM2 N050 MM2	9.991.088	LPrBTUAI50	7.546.161
	LBTAA 3 F070 MM2 N050 MM2	9.903.984	LPrBTUAI70	7.459.058
Red de BT subterránea	LBTUS 3 F002 AWG N002 AWG	98.354.486	CSBTCu4	
	LBTUS 3 F004 AWG N004 AWG	96.464.952	CSBTCu2	
	LBTUS 3 F1/0 AWG N1/0 AWG	99.927.686	CSBTCu1/0	
	LBTUS 3 F2/0 AWG N2/0 AWG	104.095.014	CSBTCu2/0	
	LBTUS 3 F3/0 AWG N3/0 AWG	105.987.024	CSBTCu3/0	
	LBTUS 3 F4/0 AWG N4/0 AWG	108.257.532	CSBTCu4/0	
Red de BT zona de HURTO	LBTAA 3 F035 MM2 N050 MM2	9.445.071	LPrBTUAI35	7.000.144
	LBTAA 3 F050 MM2 N050 MM2	9.991.088	LPrBTUAI50	7.546.161
	LBTAA 3 F070 MM2 N050 MM2	9.903.984	LPrBTUAI70	7.459.058

B. ÁREAS RURALES

DATOS Y COSTOS UNITARIOS DE LINEAS RURALES DE BT

		Costo Instal.	Costo O&M variable	Resistencia	Reactancia	Corriente admisible	Codigo	Líneas Mixtas
		\$ / km	\$ / km-año	ohm / km	ohm / km	A	Identif.	Costo Instal. \$ / km
Red de BT zona normal	Redes Monofásicas							
	LBTRA 1 F005 AWG N005 AWG	6.305.922	14.698	1,092	0,309	134	LABTR1Cu5	4.522.212
	LBTRA 1 F004 AWG N004 AWG	6.494.796	14.698	0,860	0,302	155	LABTR1Cu4	4.710.181
	LBTRA 1 F002 AWG N002 AWG	7.197.735	14.698	0,541	0,287	215	LABTR1Cu2	5.413.120
	LBTRA 1 F1/0 AWG N1/0 AWG	8.232.514	14.698	0,327	0,272	280	LABTR1Cu1/0	6.447.899
	LBTRA 1 F2/0 AWG N2/0 AWG	8.984.607	14.698	0,270	0,265	325	LABTR1Cu2/0	7.199.992
	Redes Trifásicas							
	LBTAA 3 F005 AWG N005 AWG	7.422.839	17.233	1,092	0,309	134	LABTR3Cu5	5.608.152
	LBTAA 3 F004 AWG N004 AWG	7.683.101	17.233	0,860	0,302	155	LABTR3Cu4	5.868.414
	LBTAA 3 F003 AWG N003 AWG	8.213.431	17.233	0,682	0,294	180	LABTR3Cu3	6.393.170
	LBTAA 3 F002 AWG N002 AWG	9.032.039	17.233	0,541	0,287	215	LABTR3Cu2	7.211.778
	LBTAA 3 F1/0 AWG N1/0 AWG	10.776.869	17.233	0,327	0,272	280	LABTR3Cu1/0	8.956.607
	LBTAA 3 F2/0 AWG N2/0 AWG	12.446.398	17.233	0,270	0,265	325	LABTR3Cu2/0	10.626.137
	LBTAA 3 F3/0 AWG N3/0 AWG	13.056.604	17.233	0,214	0,258	380	LABTR3Cu3/0	11.236.343
	LBTRA 3 F035 MM2 N050 MM2	7.858.546	14.537	1,010	0,097	96	LPrBTIAI35	6.058.500
	LBTRA 3 F050 MM2 N050 MM2	8.404.563	14.537	0,744	0,093	117	LPrBTIAI50	6.604.517
	LBTRA 3 F070 MM2 N050 MM2	8.317.460	14.537	0,514	0,092	152	LPrBTIAI70	6.517.414

5.2.3 Transformadores de distribución

Para el caso de los transformadores de distribución no se ha efectuado una discriminación entre Urbanos y Rurales, agrupándolos por tipo de instalación de acuerdo a lo indicado en las tablas siguientes.

DATOS Y COSTOS DE SED AEREAS DE 23 kV

Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / ano	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
Trifásicos								
S/E 3F 23 KV 0010 KVA INT - 3F	10	1.271.475	701.604	58.795	21.281	0,09	0,21	SEDA3F23-10
S/E 3F 23 KV 0015 KVA INT - 3F	15	1.442.751	872.880	58.795	21.281	0,10	0,28	SEDA3F23-15
S/E 3F 23 KV 0030 KVA INT - 3F	30	1.562.778	992.908	58.795	21.281	0,15	0,49	SEDA3F23-30
S/E 3F 23 KV 0045 KVA INT - 3F	45	1.844.718	1.274.847	58.795	21.281	0,19	0,70	SEDA3F23-45
S/E 3F 23 KV 0075 KVA INT - 3F	75	2.124.658	1.554.788	58.795	21.281	0,29	1,13	SEDA3F23-75
S/E 3F 23 KV 0112 KVA INT - 3F	112	2.618.101	2.048.230	58.795	21.281	0,40	1,65	SEDA3F23-112
S/E 3F 23 KV 0150 KVA INT - 3F	150	2.854.625	2.220.298	123.252	21.281	0,52	2,18	SEDA3F23-150
S/E 3F 23 KV 0300 KVA INT - 3F	300	4.203.546	3.589.219	123.252	21.281	0,97	4,26	SEDA3F23-300
S/E 3F 23 KV 0500 KVA INT - 3F	500	5.340.142	4.705.815	123.252	21.281	1,55	6,99	SEDA3F23-500
S/E 3F 23 KV 0750 KVA INT - 3F	750	11.036.881	10.402.554	123.252	21.281	2,27	10,32	SEDA3F23-750
S/E 3F 23 KV 1000 KVA INT - 3F	1.000	9.934.817	9.300.490	123.252	21.281	2,95	13,56	SEDA3F23-1000
Bifásicos								
S/E 2F 23 KV 0005 KVA INT - 2F	5	939.207	369.336	58.795	21.281	0,07	0,13	SEDA2F23-5
S/E 2F 23 KV 0010 KVA INT - 2F	10	993.414	423.543	58.795	21.281	0,09	0,21	SEDA2F23-10
S/E 2F 23 KV 0015 KVA INT - 2F	15	1.112.812	542.942	58.795	21.281	0,10	0,28	SEDA2F23-15

DATOS Y COSTOS DE SED A NIVEL Y SUBTERRANEOS DE 23 kV

Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / ano	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
Subterráneos en Bóveda								
S/E 3F 23 KV 0300 KVA SUM	300	14.021.152	4.758.675	123.252	32.253	0,97	4,26	SEDSB23-300
S/E 3F 23 KV 0500 KVA SUM	500	16.965.016	7.702.539	123.252	32.253	1,55	6,99	SEDSB23-500
S/E 3F 23 KV 0750 KVA SUM	750	21.840.771	12.578.294	123.252	32.253	2,27	10,32	SEDSB23-750
Sobre Pedestal (Pad Mounted)								
S/E 3F 23 KV 0500 KVA PAD	500	9.972.758	9.338.430	123.252	23.468	1,55	6,99	SEDPM23-500

DATOS Y COSTOS DE SED AEREAS DE 13 kV

Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / ano	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
Trifásicos								
S/E 3F 15 KV 0010 KVA INT - 3F	10	1.309.698	739.827	58.795	21.281	0,09	0,21	SEDA3F13-10
S/E 3F 15 KV 0015 KVA INT - 3F	15	1.309.698	739.827	58.795	21.281	0,10	0,28	SEDA3F13-15
S/E 3F 15 KV 0030 KVA INT - 3F	30	1.555.300	985.430	58.795	21.281	0,15	0,49	SEDA3F13-30
S/E 3F 15 KV 0045 KVA INT - 3F	45	1.723.570	1.153.700	58.795	21.281	0,19	0,70	SEDA3F13-45
S/E 3F 15 KV 0075 KVA INT - 3F	75	2.041.261	1.471.391	58.795	21.281	0,29	1,13	SEDA3F13-75
S/E 3F 15 KV 0112 KVA INT - 3F	112	2.534.031	1.964.161	58.795	21.281	0,40	1,65	SEDA3F13-112
S/E 3F 15 KV 0150 KVA INT - 3F	150	2.818.846	2.184.519	123.252	21.281	0,52	2,18	SEDA3F13-150
S/E 3F 15 KV 0300 KVA INT - 3F	300	3.842.416	3.208.089	123.252	21.281	0,97	4,26	SEDA3F13-300
S/E 3F 15 KV 0500 KVA INT - 3F	500	5.274.038	4.639.711	123.252	21.281	1,55	6,99	SEDA3F13-500
S/E 3F 15 KV 0750 KVA INT - 3F	750	8.201.724	7.567.397	123.252	21.281	2,27	10,32	SEDA3F13-750
S/E 3F 15 KV 1000 KVA INT - 3F	1.000	11.106.877	10.472.550	123.252	21.281	2,95	13,56	SEDA3F13-1000
Bifásicos								
S/E 2F 15 KV 0005 KVA INT - 2F	5	927.568	357.698	58.795	21.281	0,07	0,13	SEDA2F13-5
S/E 2F 15 KV 0010 KVA INT - 2F	10	979.283	409.413	58.795	21.281	0,09	0,21	SEDA2F13-10
S/E 2F 15 KV 0015 KVA INT - 2F	15	1.101.471	531.600	58.795	21.281	0,10	0,28	SEDA2F13-15

DATOS Y COSTOS DE SED A NIVEL Y SUBTERRANEOS DE 13 kV

Módulo de diseño	Potencia Instalada kVA	Costo Instalado \$	Costo Trafo \$	Costo Cambio Trafo \$	Costo O&M variable \$ / ano	Pérdidas Hierro KW	Pérdidas Cobre KW	Codigo Identif.
Subterráneos en Bóveda								
S/E 3F 15 KV 0300 KVA SUM	300	14.874.327	5.611.850	123.252	32.253	0,97	4,26	SEDSB13-300
S/E 3F 15 KV 0500 KVA SUM	500	16.965.016	7.702.539	123.252	32.253	1,55	6,99	SEDSB13-500
S/E 3F 15 KV 0750 KVA SUM	750	20.697.290	11.434.813	123.252	32.253	2,27	10,32	SEDSB13-750
Sobre Pedestal (Pad Mounted)								
S/E 3F 15 KV 0500 KVA PAD	500	9.977.472	8.008.180	123.252	23.468	1,55	6,99	SEDPM13-500

5.2.4 Equipos de maniobra y regulación**COSTO DE LOS EQUIPOS EN 23 kV**

DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	Costo Instalación \$
Equipos de maniobra, protección y regulación trifásicos		
Reconector	REC3F23	10,824,119
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER3F23	2,535,126
Seccionador Aéreo	SECAER3F23	900,628
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT3F23	340,871
Descargador de Sobretensión	DES3F23	932,760
Seccionalizador	SECCL3F23	3,532,417
Regulador de tensión	REGTEN3F23	38,314,430
Equipos de maniobra, protección y regulación bifásicos		
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER2F23	2,535,126
Seccionador Aéreo	SECAER2F23	900,628
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT2F23	287,003
Descargador de Sobretensión	DES2F23	850,808
Regulador de tensión	REGTEN2F23	26,083,113
Bancos de condensadores trifásicos		
Banco condensadores 150 kVAr	BCOND150-23	1,283,271
Banco condensadores 300 kVAr	BCOND300-23	1,283,271
Banco condensadores 450 kVAr	BCOND450-23	1,746,984
Banco condensadores 600 kVAr	BCOND600-23	5,038,909
Banco condensadores 750 kVAr	BCOND750-23	5,272,587
Banco condensadores 900 kVAr	BCOND900-23	5,619,461

COSTO DE LOS EQUIPOS EN 13 kV

DESCRIPCIÓN	CÓDIGO	Costo Instalación \$
Equipos de maniobra, protección y regulación trifásicos		
Reconectador	REC3F13	9,944,849
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER3F13	2,308,150
Seccionador Aéreo	SECAER3F13	900,628
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT3F13	340,871
Descargador de Sobretensión	DES3F13	846,590
Seccionalizador	SECCL3F13	3,532,417
Regulador de tensión	REGTEN3F13	31,161,998
Tablero de Celdas de 3 vías	CEL3V13	12,318,532
Tablero de Celdas de 5 vías	CEL5V13	23,832,164
Equipos de maniobra, protección y regulación bifásicos		
Seccionador Bajo Carga Aéreo	SBCAER2F13	2,308,150
Seccionador Aéreo	SECAER2F13	900,628
Seccionador Fusible Aéreo (Cut Out)	CUTOUT2F13	287,003
Descargador de Sobretensión	DES2F13	791,910
Regulador de tensión	REGTEN2F13	21,314,825
Bancos de condensadores trifásicos		
Banco condensadores 150 kVAr	BCOND150-13	1,283,271
Banco condensadores 300 kVAr	BCOND300-13	1,283,271
Banco condensadores 450 kVAr	BCOND450-13	1,746,984
Banco condensadores 600 kVAr	BCOND600-13	5,038,909
Banco condensadores 750 kVAr	BCOND750-13	5,272,587
Banco condensadores 900 kVAr	BCOND900-13	5,619,461

El costo del Gabinete de Maniobra en BT se ha estimado en \$331.237 de acuerdo al detalle indicado en el Anexo E

6. SELECCIÓN DE MUESTRA REPRESENTATIVA DE INSTALACIONES DE LA EMPRESA MODELO

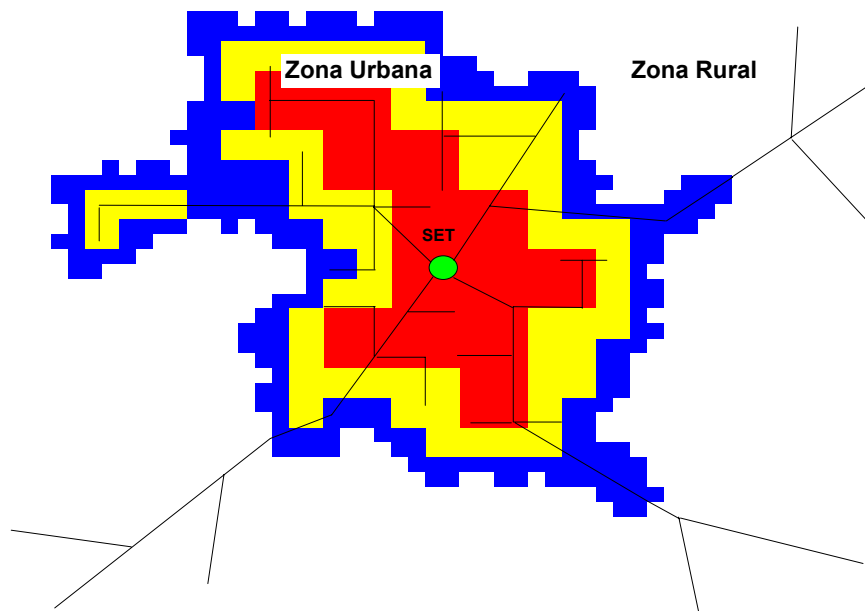
La filosofía general adoptada para el desarrollo del estudio fue la de evitar la utilización de una metodología basada en muestras de instalaciones debido a los errores que inevitablemente aparecen al clasificar las instalaciones a estudiar, seleccionar una muestra representativa y finalmente expandir los resultados a la totalidad de las instalaciones.

Por este motivo se ha decidido efectuar los estudios de adaptación para las instalaciones completas, correspondientes a la totalidad de los transformadores de distribución AT/BT. Para el área Urbana el tratamiento de la red AT, la transformación AT/BT y la red BT ha quedado comprendida dentro del Modelado de las redes para áreas Urbanas, de acuerdo a lo indicado en el Modelo descrito en el punto B.2 del Anexo B.

La red de BT las áreas Rurales se ha optimizado mediante la aplicación del mismo modelo de red descrito en el punto B.2 del Anexo B, mientras que la red de AT y la transformación AT/BT correspondientes al área rural se han utilizado las metodologías y los modelos detallados en el punto B.3 del Anexo B.

6.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES URBANAS Y RURALES

Para la identificación de las instalaciones de distribución urbanas y rurales se utilizó la zonificación por densidad de clientes, que se describe en detalle en el capítulo 7 del presente Informe, tal como se indica en el siguiente esquema.



Mediante un proceso de análisis gráfico se identificaron las áreas consideradas como urbanas aplicando el criterio de densidad de usuarios por unidad de superficie, indicado

6. Selección de Muestra Representativa de Instalaciones de la Empresa Modelo

precedentemente, y se extrajeron aquellos alimentadores incluidos en las mismas o la proporción que correspondiese.

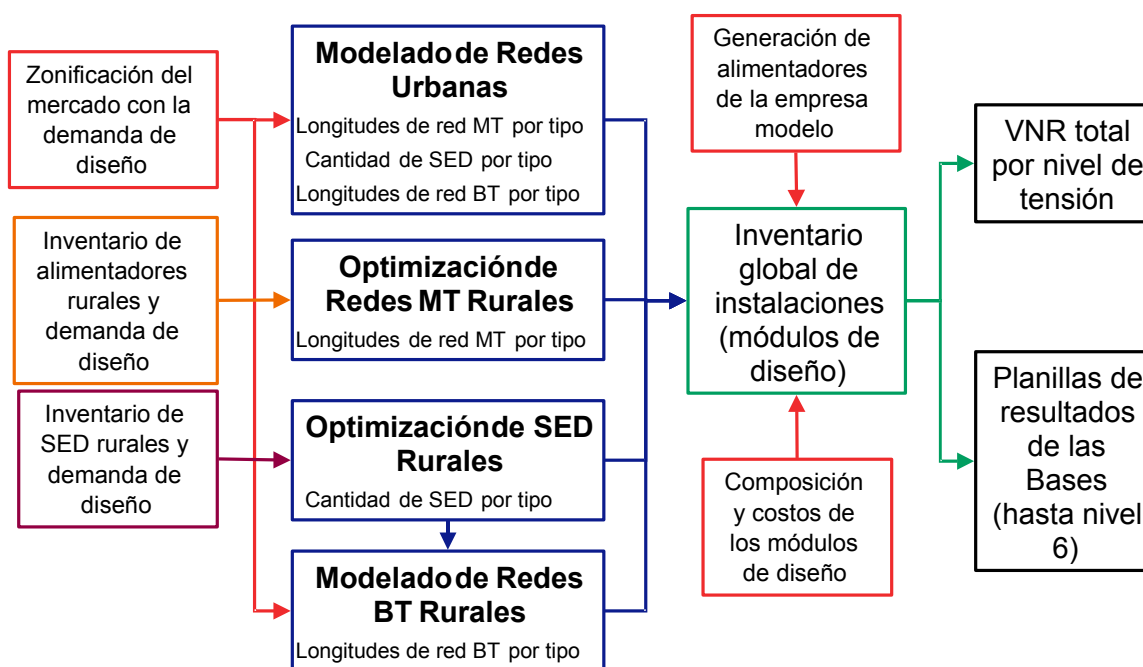
Como resultado de la evaluación realizada se clasificaron los diversos alimentadores, indicándose en la tabla siguiente un resumen de los resultados obtenidos.

Tipo Alimentador	Cantidad
ALIMENTADORES URBANOS	5
ALIMENTADORES RURALES	18
ALIM. URBANOS / RURALES	41
Longitud Total Urbana [m]	495.989
Longitud Total Rural [m]	3.156.370

Un detalle con el listado de los alimentadores y las gráficas correspondientes se indica en el Anexo D

7. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE LAS INSTALACIONES DE LA MUESTRA REPRESENTATIVA

En el esquema adjunto se efectúa una síntesis del proceso de optimización de instalaciones desarrollado el que se describe con mayor grado de detalle a lo largo del presente capítulo y en las metodologías indicadas en el Anexo B.



Como primer paso para el dimensionamiento de las instalaciones de distribución de la empresa modelo se efectuó la distribución de la demanda de dimensionamiento sobre el área de servicio cubierta por la empresa.

Para ello se ha considerado la ubicación geográfica de todos los clientes, y su contribución a la demanda de dimensionamiento total por alimentador (o por comuna), de manera de efectuar a continuación el diseño de la red adaptada, tanto de BT como de AT, que pueda servir su demanda correspondiente al año base, y tenga en cuenta las holguras necesarias para cubrir la proyección de consumos prevista.

En todos los casos se ha previsto que las instalaciones óptimas deben encontrarse económicamente adaptadas a la demanda de la empresa modelo y posibilitar el cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.

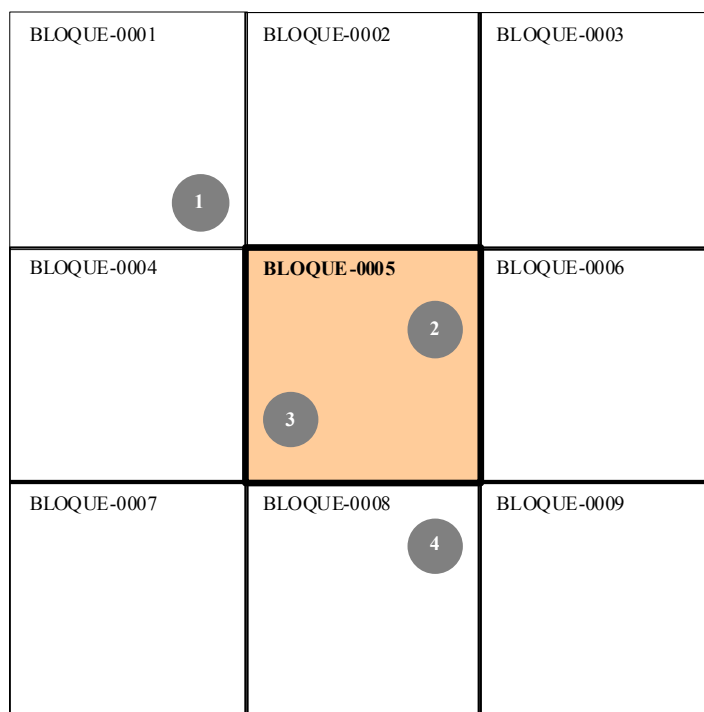
7.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA DE DISEÑO SOBRE EL ÁREA DE SERVICIO

Previamente a la distribución de la demanda de dimensionamiento sobre el área de servicio de la empresa modelo, se determinan las características generales del mercado a servir en lo que respecta a la densidad de clientes.

Una vez establecidas las áreas urbanas (con distintas densidades de clientes) y las áreas rurales, se procede a la distribución de la demanda de diseño sobre toda el área de servicio estableciendo tres áreas de densidad para zonas urbanas y una zona de densidad media para las zonas establecidas como rurales.

7.1.1 Determinación de las áreas urbanas y rurales

Para la identificación de las áreas urbanas y rurales dentro de la zona de servicio de la empresa de referencia, se consideró la ubicación georeferenciada de cada uno de los clientes de la empresa de referencia, y se efectuó un análisis mediante cuadrículas o bloques, para establecer la densidad de clientes en cada bloque según la metodología descrita en el punto A1 del Anexo A



En este caso la densidad de clientes del Bloque 0005 del esquema se calcula según la siguiente expresión:

$$\delta_{cli0005} = \frac{N^{\circ}clientes_{BT+AT}}{Sup_{0005}}$$

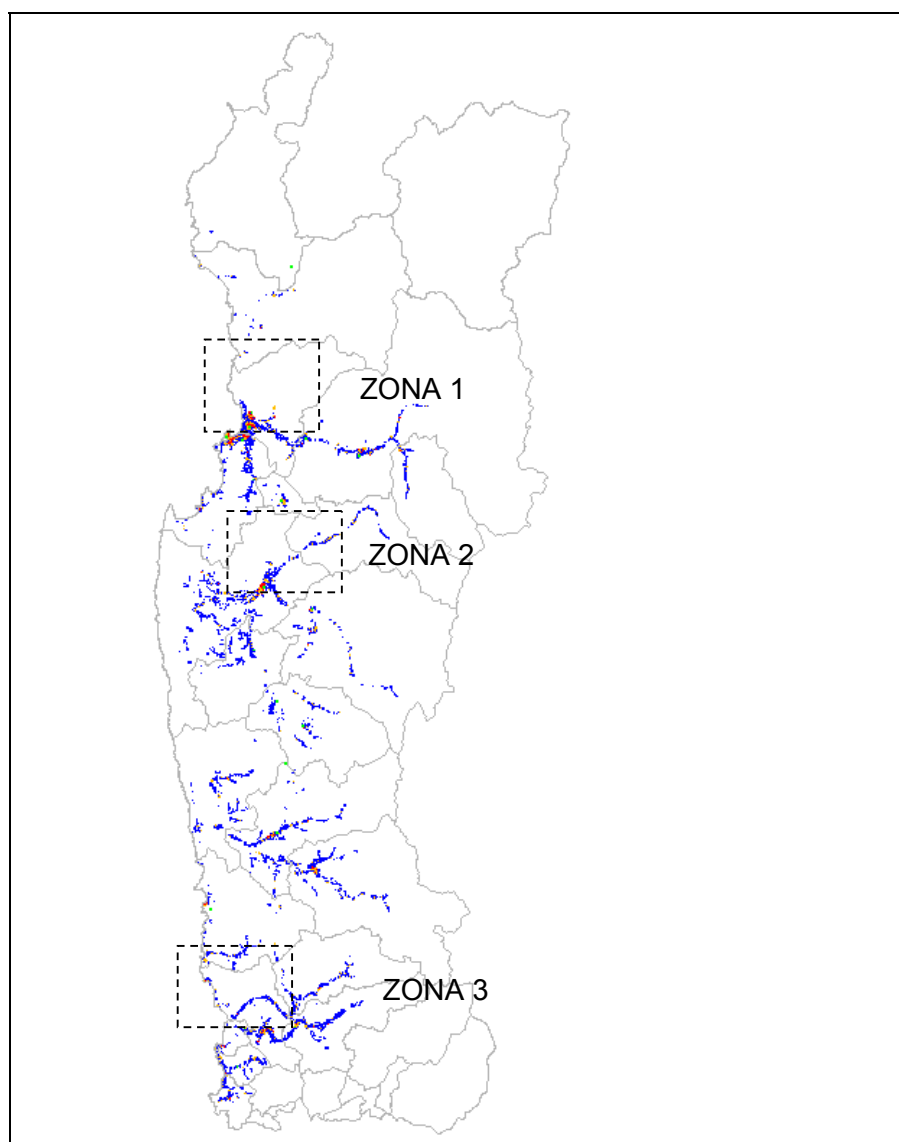
En el caso del ejemplo, como dentro del bloque se encuentran 2 clientes y la superficie es de 0,01 km², la densidad resultante de la cuadrícula será de 200 clientes / km² ..

La división considerada para la separación de las áreas fue la siguiente:

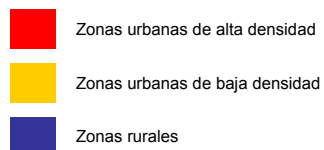
	Densidad de clientes (δ_{cli})
Urbana de Alta Densidad	$\delta_{cli} \geq 2\,000$ clientes/km ²
Urbana de Baja Densidad (o Suburbana)	$2\,000 \text{ clientes/km}^2 > \delta_{cli} \geq 500 \text{ clientes/km}^2$
Rural	$500 \text{ clientes/km}^2 > \delta_{cli}$

En el siguiente esquema se muestra el resultado de la aplicación de esta metodología al mercado servido por la empresa de referencia.

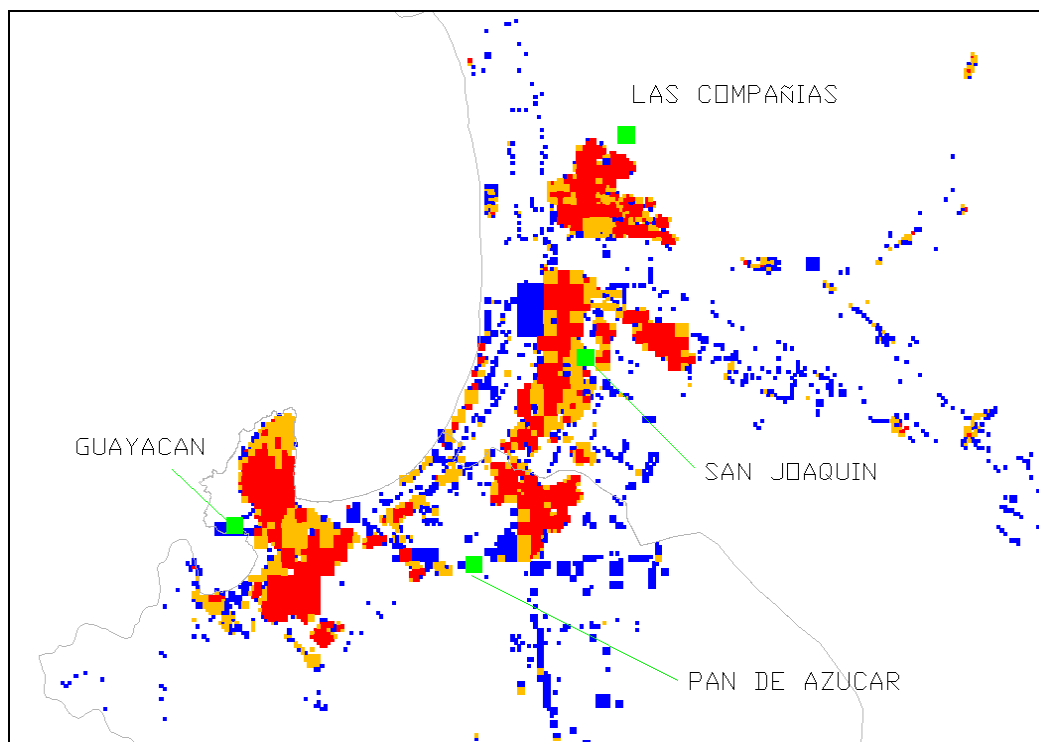
A. ZONAS GENERALES DE ESTUDIO DE LA EMPRESA DE REFERENCIA



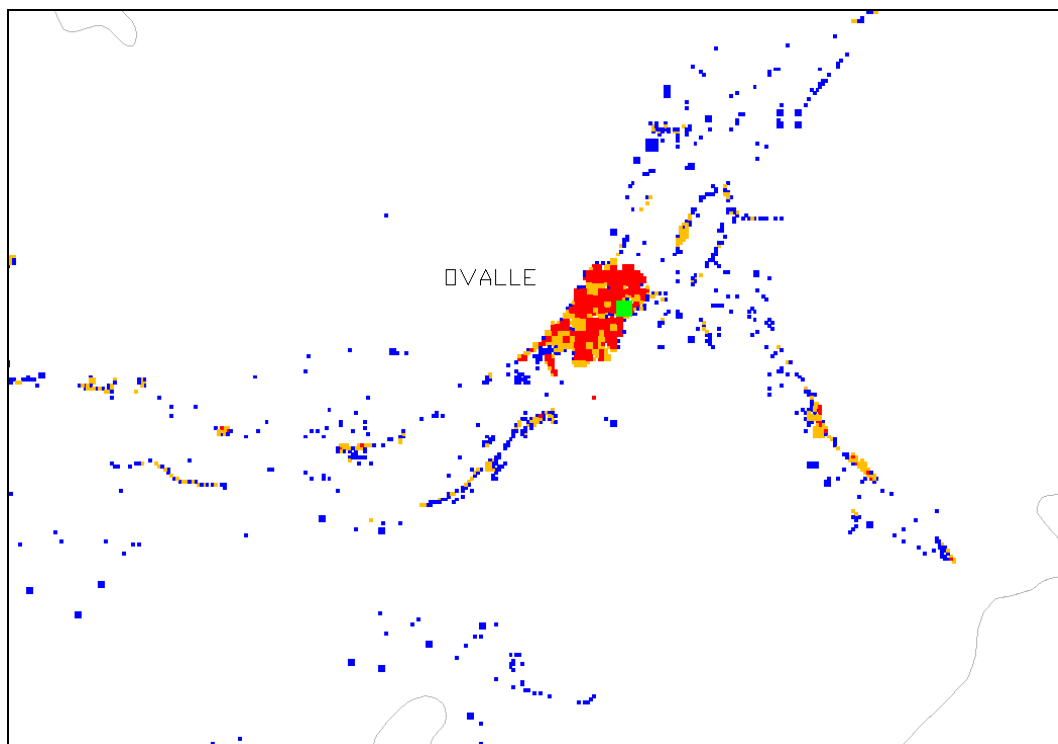
En los gráficos se muestran las zonas urbanas de alta y baja densidad en colores rojo y ocre, y las áreas rurales en color azul.



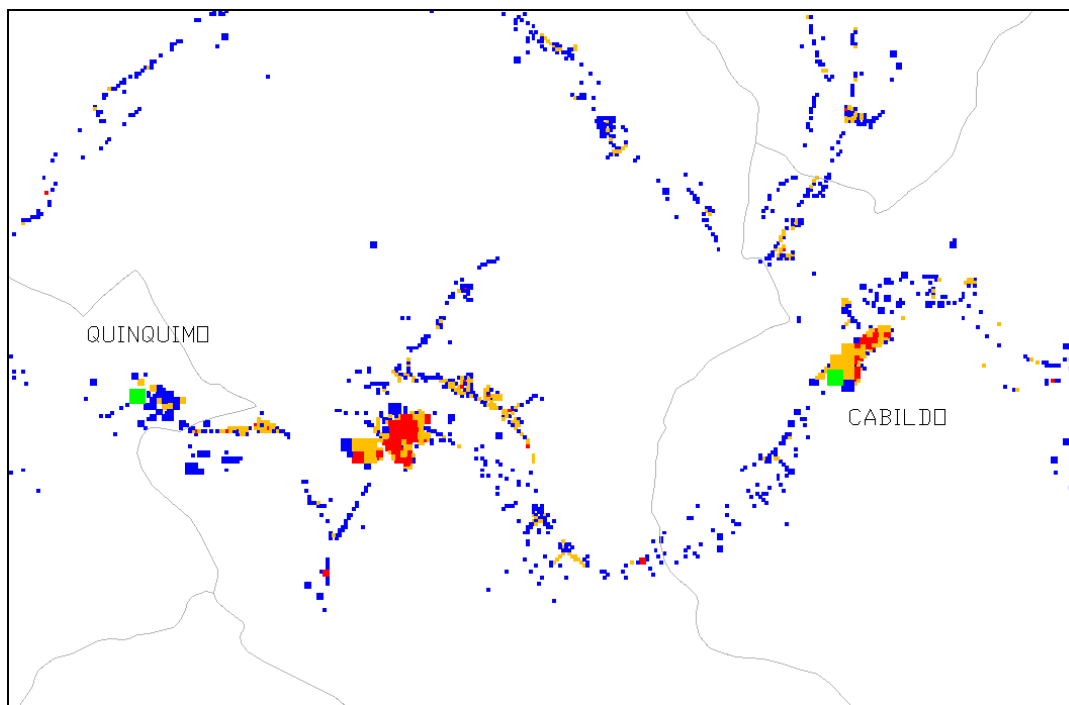
B. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA ZONA 1



C. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA ZONA 2



D. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA ZONA 3



7.1.2 Distribución de la potencia de diseño

Una vez establecidas las zonas urbanas y rurales del mercado de la empresa de referencia, se procedió a distribuir la potencia de diseño en las distintas zonas, y establecer áreas de rangos de densidad de carga para las cuales, de acuerdo a la experiencia de aplicar esta metodología en distintas jurisdicciones, la red óptimamente adaptada resulta diferente.

Para ello se trabajó con la potencia de diseño a nivel del ingreso de los alimentadores en AT, es decir la potencia de diseño en AT determinada como demanda de dimensionamiento con el agregado de las pérdidas en la etapa de AT. Para el caso de los clientes en BT se consideró la potencia no coincidente de la red BT y el factor de pérdidas en la etapa de BT y de AT.

Las fórmulas consideradas para determinar la potencia correspondiente a cada cliente BT o AT, en cada caso fueron las siguientes:

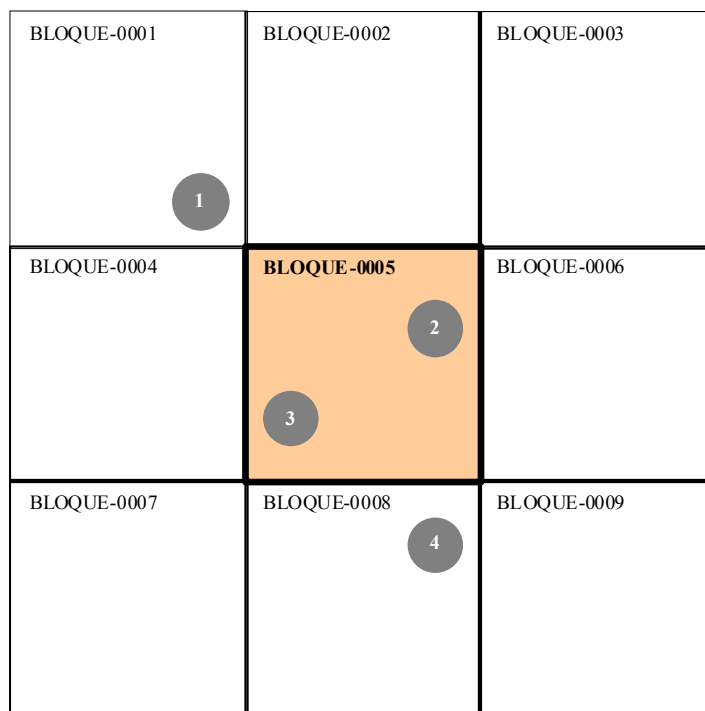
$$P_{cliBT} = \frac{\left[\frac{Eaño_{BT_cliente}}{8760 \times fc_{ctesBT}} \right] \times FP_{BT}}{fdiv_{AT/a\ lim}} \times FP_{AT}$$

$$P_{cliAT} = \frac{\left[\frac{Eaño_{AT_cliente}}{8760 \times fc_{ctesAT}} \right] \times FP_{AT}}{fdiv_{AT/a\ lim}}$$

En este caso, al igual que para el cálculo de la densidad de clientes, se consideraron cada uno de los clientes de la empresa de referencia georeferenciados aportando su potencia de diseño correspondiente, calculada según las expresiones indicadas.

Esto implica que cada cliente, ya sea de BT o de AT, aporta su correspondiente potencia de diseño pero llevadas al nivel de ingreso de los alimentadores de AT para expresarlas en forma homogénea.

En este caso también el cálculo de las densidades se efectúa aplicando la metodología descrita en el punto B1 del Anexo B.



En este caso la densidad de potencia para el bloque 0005 estará dada por:

$$\delta_{0005} = \frac{P_2 + P_3}{\text{Sup}_{0005}}$$

Suponiendo que el cliente 2 es en BT y aporta una $P_{\text{cliBT}} = 50 \text{ kW}$ y que el cliente 3 es un cliente en AT y aporta una $P_{\text{cliAT}} = 150 \text{ kW}$, y el bloque tiene una superficie de $0,04 \text{ km}^2$, la densidad de carga resultante es $\delta_{005} = 5 \text{ MW/km}^2$.

En función de la experiencia recogida en estudios de optimización de redes en distintas distribuidoras de Latinoamérica, se han establecido los siguientes rangos de densidad que determinan configuraciones similares de red para las zonas urbanas:

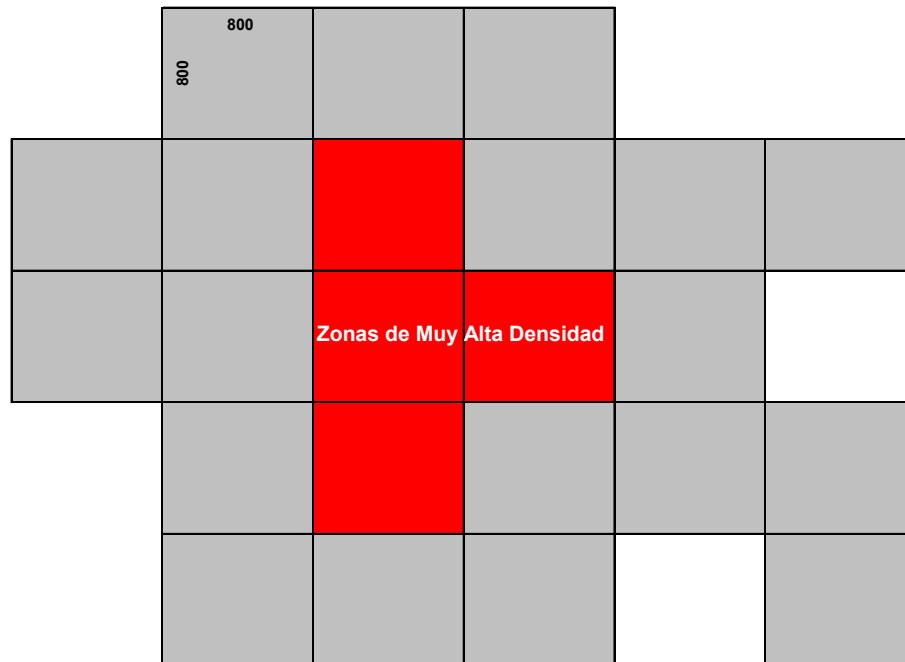
	Densidad de carga (δ)
Muy Alta Densidad	$\delta \geq 4 \text{ MW/km}^2$
Alta Densidad	$4 \text{ MW/km}^2 > \delta \geq 1,5 \text{ MW/km}^2$
Media Densidad	$1,5 \text{ MW/km}^2 > \delta \geq 0,5 \text{ MW/km}^2$
Baja Densidad	$0,5 \text{ MW/km}^2 > \delta$

A. DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS DE DENSIDAD

En función de las experiencias recogidas en estudios en otras jurisdicciones, se ha adoptado para la distribución de la demanda de diseño a utilización de distintos tamaños de bloques de manera de representar de la mejor manera posible el área cubierta por el mercado eléctrico, teniendo en cuenta las particularidades del área de las distintas áreas geográficas con presencia de clientes que en muchos casos presentan contornos muy irregulares.

El procedimiento efectuado para la determinación de los bloques de densidad variable es el siguiente:

1. Se efectúa la división de las áreas de servicio urbanas en bloques de 800 x 800 m, y se determinan los bloques de Muy Alta Densidad, es decir aquellos con densidad igual o superior a 4 MW / km², según se muestra en el esquema.

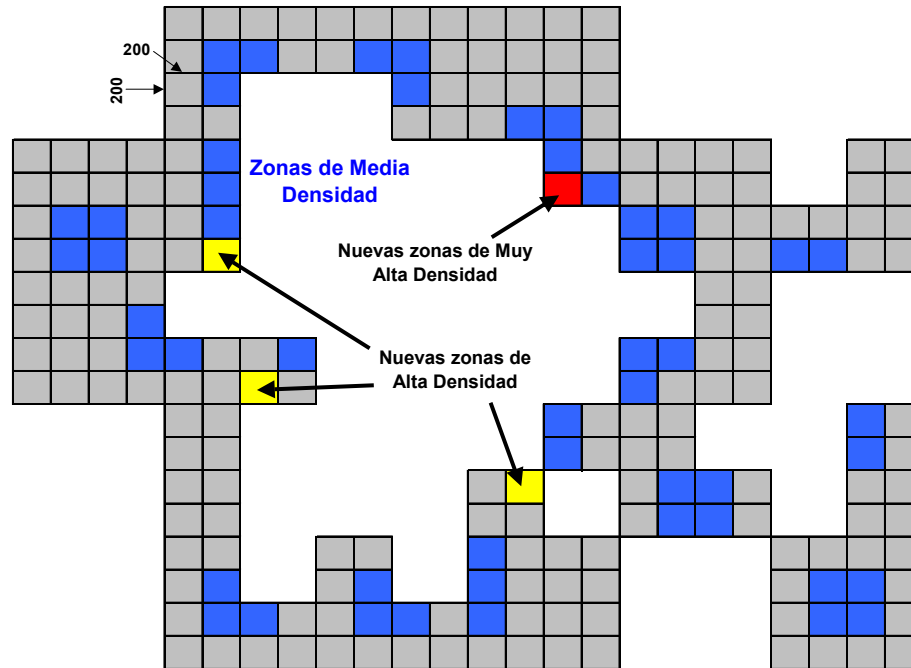


2. Se eliminan del área en análisis los bloques de Muy Alta Densidad y se divide toda el área restante en bloques de 400 x 400 m. Se calculan las densidades de los nuevos bloques y se identifican los bloques de Alta Densidad considerando aquellos con densidades iguales o mayores a 1,5 MW / km². En el proceso de reducción del tamaño de bloque aparecen áreas en la periferia que dejan de estar cubiertas por el mercado (se incrementa la discriminación del análisis). El proceso se muestra en el siguiente esquema:



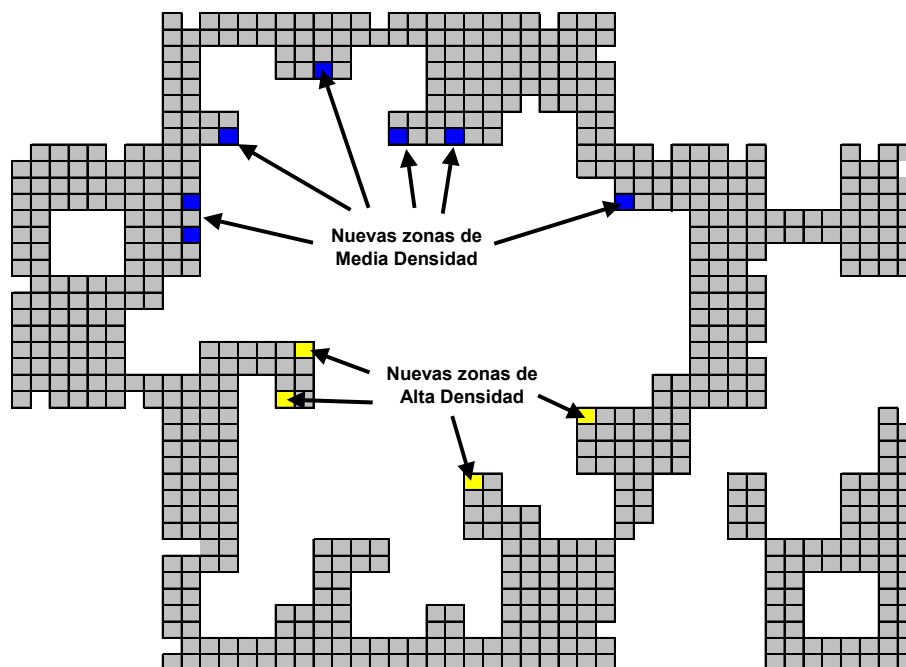
En el caso que, debido a la reducción del área de análisis, se registren en algunos bloques nuevas densidades iguales o superiores a $4 \text{ MW} / \text{km}^2$, se reclasifican estos bloques como MAD.

3. A continuación se repite el proceso reduciendo el tamaño del bloque a $200 \times 200 \text{ m}$, eliminando del área en análisis los bloques de Alta Densidad, y los nuevos de Muy Alta Densidad. En este caso se identifican los bloques de Media Densidad como aquellos con densidades iguales o mayores a $0,5 \text{ MW} / \text{km}^2$. De la misma manera que anteriormente, la reducción del tamaño del bloque produce que en la periferia resulten áreas sin demanda, como se indica en el siguiente esquema:



En este caso también pueden aparecer nuevos bloques que por densidad deban clasificarse como de MAD o de AD.

4. Finalmente se repite el proceso reduciendo el tamaño del bloque a 100 x 100 m, eliminando del área en análisis los bloques de Media Densidad, y los nuevos de Muy Alta Densidad y Alta Densidad. En este caso se identifican los bloques de Baja Densidad como aquellos con densidades menores a $0,5 \text{ MW} / \text{km}^2$. De la misma manera que anteriormente, la reducción del tamaño del bloque produce que en la periferia resulten áreas sin demanda, como se indica en el siguiente esquema:



Nuevamente en este caso también pueden aparecer nuevos bloques que por densidad deban clasificarse como de MAD, de AD o de MD.

B. RESULTADO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA DE DISEÑO

Una vez efectuado el procedimiento descrito se presenta el resumen de los resultados de la distribución de la potencia de diseño tanto en BT como en AT.

Los resultados se presentan discriminados en zonas urbanas (según los distintos rangos de densidad establecidos) y rurales (con un solo rango de densidad).

Se presenta la potencia de diseño acumulada en toda el área de servicio, la cantidad de clientes existentes, la superficie total del área de servicio (es decir aquella donde existen clientes a abastecer) y las densidades medias de potencia y usuarios correspondientes a cada una de las zonas y al total de la empresa de referencia.

Distribución de la Demanda de Dimensionamiento en BT

DESCRIPCION	POTENCIA [kW]	USUARIOS [1/°]	SUPERFICIE [km2]	DENSIDAD POTENCIA [kW/km2]	DENSIDAD USUARIOS [USU/km2]
BAJA TENSION					
MAD	23.609,5	12.446	7,1	3.315,9	1.748,0
AD	45.612,0	62.993	25,3	1.802,8	2.489,9
MD	33.472,4	69.364	35,4	946,1	1.960,5
BD	3.183,4	9.551	14,2	224,5	673,6
TOTAL Urbano	105.877,3	154.354	82,0	1.291,5	1.882,8
Rural	39.327,0	55.244	144,6	272,0	382,1
TOTAL EMPRESA BT	145.204,2	209.599	226,6	640,9	925,1

Distribución de la Demanda de Dimensionamiento en AT

DESCRIPCION	POTENCIA [kW]	USUARIOS [1/°]	SUPERFICIE [km2]	DENSIDAD POTENCIA [kW/km2]	DENSIDAD USUARIOS [USU/km2]
MEDIA TENSION					
MAD	41.148,5	12.613	7,1	5.779,3	1.771,4
AD	52.781,0	63.206	25,3	2.086,2	2.498,3
MD	32.029,3	69.526	35,4	905,3	1.965,1
BD	2.979,2	9.613	14,2	210,1	677,9
TOTAL Urbano	128.938,1	154.957	82,0	1.572,8	1.890,2
Rural	85.695,7	57.178	144,6	592,7	395,4
TOTAL EMPRESA AT	214.633,7	212.135	226,6	947,3	936,3

7.2 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Efectuados los estudios de optimización para las distintas instalaciones urbanas y rurales, aplicando la metodología y los modelos descriptos, se obtuvieron los siguientes resultados: Para el caso de líneas aéreas se ha adoptado el criterio de mantener el porcentaje de líneas puras y mixtas verificado en la empresa real.

7.2.1 Consideración de Líneas Puras y Mixtas

Para tomar en cuenta la utilización de líneas aéreas puras y mixtas (es decir en las que se comparte el poste de apoyo entre la red de AT y BT) en el diseño de las instalaciones optimizadas de la empresa modelo se analizó la existencia de este tipo de instalaciones en la empresa de referencia.

Para ello se consideraron en forma separada las zonas urbanas y rurales, entendiendo que en las primeras existe una mayor proporción de líneas mixtas dada la densidad de instalaciones tanto en BT como en AT. Se determinó para cada zona, urbana y rural, la proporción de redes AT mixtas sobre la longitud total de líneas y se adoptó la misma proporción para la empresa modelo.

Para el caso de las redes BT se consideró la misma longitud que la red AT en cada zona (urbana o rural).

7.2.2 Evaluación de los niveles de calidad de servicio de las redes optimizadas

El análisis del cumplimiento de los niveles de calidad de servicio y de producto estipulado por la formativa vigente se efectuó tanto para las redes urbanas como para las rurales.

En el caso de las redes urbanas el mismo modelos de diseño y optimización considera los indicadores de calidad tanto de servicio como de producto, tal como se describe en la descripción del modelo incluida en el Anexo B del presente informe.

Para la red rural se efectuó el estudio de la misma en el programa de análisis de redes de distribución CYMDIST del que se utilizaron los módulos de flujo de cargas y de confiabilidad de redes. Mediante el estudio del flujo de cargas se verificaron los cumplimientos de los niveles de caídas de tensión, y utilizando el módulo de confiabilidad se evaluó el cumplimiento de la frecuencia y duración de las interrupciones a partir de tasas de falla y tiempos de reparación correspondientes al nivel de costos de operación y mantenimiento optimizado establecido para la empresa modelo.

A partir del análisis de confiabilidad en los circuitos rurales se determinó la necesidad de incorporación de equipos de protección y maniobra, y la adición de tramos de red AT para el respaldo de alimentadores contiguos.

7.2.3 Instalaciones urbanas

Se indican a continuación los resultados de la optimización y un resumen del VNR correspondiente al VNR Optimizado para los diversos tipos de instalaciones.

A. RED DE AT AEREA

LINEA AT URBANA						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
		42%	58%			
LAT13UCu5	-	-	-	9.744.688	7.186.708	0
LAT13UCu2	-	-	-	11.088.895	8.530.915	0
LAT13UCu1/0	36,2	15,0	21,1	13.822.412	11.264.432	445.753
LAT13UCu2/0	-	-	-	14.901.004	12.343.023	0
LAT13UCu3/0	-	-	-	16.145.699	13.587.719	0
LAT13UAI2	112,6	46,8	65,8	9.705.548	7.147.567	924.841
LAT13UAI1/0	-	-	-	11.060.159	8.502.179	0
LAT13UAI4/0	-	-	-	13.788.594	11.230.614	0
LAT13UAICO50	-	-	-	13.995.616	10.102.338	0
LAT13UAICO70	-	-	-	14.734.666	10.841.388	0
LAT13UAICO95	-	-	-	15.486.857	11.593.579	0
LAT13UAICO150	-	-	-	16.016.020	12.122.742	0
LAT13UCuCont5	126,2	52,5	73,7	9.931.574	7.373.594	1.064.795
LAT13UCuCont2	52,1	21,7	30,4	11.275.781	8.717.801	509.630
LAT13UCuCont1/0	75,9	31,6	44,4	14.009.298	11.451.318	950.223
LAT13UCuCont2/0	-	-	-	15.078.906	12.520.926	0
LAT13UCuCont3/0	-	-	-	16.332.585	13.774.605	0
TOTALES	403,0	167,6	235,5			3.895.242

B. RED DE AT SUBTERRÁNEA

CABLES SUBTERRANEOS AT					
CODIGO	Long TOTAL [km]		Costo [\$ /km]		VNR [M\$]
CS23Cu1	0,3		125.854.566		31.589
CS23Cu120	0,5		145.022.953		76.717
CS23Cu2	8,0		123.188.042		990.309
CS23Cu3/0	-		141.900.688		0
CS13Cu1	5,7		123.362.324		707.379
CS13Cu120	3,2		133.920.276		426.831
CS13Cu2	12,8		123.188.042		1.581.858
CS13Cu240	1,1		152.107.428		161.555
CS13Cu3/0	-		136.906.636		0
TOTALES	31,6				3.976.238

C. RED DE BT AEREA

LINEA BT URBANA						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$ /km]	Costo Mixta [\$ /km]	VNR [M\$]
LABTUCu5	1.185,3	971,2	214,1	9.023.597	6.563.628	10.169.075
LABTUCu4	-	-	-	9.411.446	6.951.476	0
LABTUCu3	-	-	-	10.133.440	7.666.386	0
LABTUCu2	-	-	-	10.812.542	8.345.489	0
LABTUCu1/0	-	-	-	12.927.871	10.460.818	0
LABTUCu2/0	-	-	-	14.432.063	11.965.009	0
LABTUCu3/0	-	-	-	14.667.332	12.200.278	0
LPrBTUAI35	-	-	-	9.445.071	7.000.144	0
LPrBTUAI50	-	-	-	9.991.088	7.546.161	0
LPrBTUAI70	118,3	96,9	21,4	9.903.984	7.459.058	1.119.540
TOTALES	1.303,6	1.068,2	235,5			11.288.614

D. RED DE BT SUBTERRÁNEA

CABLES SUBTERRANEOS BT					
CODIGO	Long TOTAL [km]		Costo [\$ /km]		VNR [M\$]
CSBTCu4	-		96.464.952		0
CSBTCu2	24,01		98.354.486		2.361.132
CSBTCu1/0	-		99.927.686		0
CSBTCu2/0	-		104.095.014		0
CSBTCu3/0	-		105.987.024		0
CSBTCu4/0	-		108.257.532		0
TOTALES	24,01				2.361.132

7.2.4 Instalaciones Rurales

A. RED AEREA AT

LINEA AT RURAL						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
		80%	20%			
LAT13R2AI1/0	6,8	5,5	1,3	5.566.083	6.963.468	39.852
LAT13R2AI2	5,2	4,1	1,0	5.021.298	6.418.682	27.307
LAT13R2AICO50	7,4	5,9	1,4	6.764.394	8.161.779	51.837
LAT13R2AICO70	0,3	0,3	0,1	7.250.100	8.567.198	2.500
LAT13R2Cu2	-	-	-	5.837.331	7.161.496	-
LAT13R2Cu5	191,1	153,6	37,4	4.955.711	6.279.876	996.421
LAT13R2CuCont5	9,7	7,8	1,9	4.983.520	6.340.825	51.162
LAT13RAI1/0	4,5	3,6	0,9	6.686.482	8.589.261	31.636
LAT13RAI2	325,6	261,8	63,8	5.720.504	7.368.119	1.967.526
LAT13RAI4/0	27,1	21,8	5,3	8.456.778	10.359.557	239.196
LAT13RAICO50	41,0	32,9	8,0	10.394.034	10.375.834	425.656
LAT13RAICO70	35,5	28,5	7,0	11.202.742	11.159.623	397.263
LAT13RCu1/0	-	-	-	9.078.178	11.255.630	-
LAT13RCu2	-	-	-	7.041.527	8.720.819	-
LAT13RCu2/0	-	-	-	10.120.329	12.297.781	-
LAT13RCu3/0	14,0	11,3	2,7	11.359.350	13.464.818	165.153
LAT13RCu5	-	-	-	5.697.321	7.376.613	-
LAT13RCuCont1/0	1,8	1,4	0,4	9.148.937	11.410.709	17.247
LAT13RCuCont2	3,6	2,9	0,7	7.112.286	8.875.898	26.535
LAT13RCuCont2/0	0,6	0,4	0,1	10.191.088	12.452.860	5.913
LAT13RCuCont3/0	6,8	5,4	1,3	11.416.942	13.612.836	79.993
LAT13RCuCont5	52,8	42,5	10,4	5.785.104	7.547.205	323.768
LAT23R2AI1/0	0,3	0,2	0,0	5.477.054	6.988.825	1.443
LAT23R2AI2	3,7	3,0	0,7	4.932.268	6.444.039	19.455
LAT23R2AICO50	101,1	81,3	19,8	6.675.365	8.187.136	704.953
LAT23R2Cu2	-	-	-	5.741.712	7.172.412	-
LAT23R2Cu5	257,2	206,8	50,4	4.860.092	6.290.792	1.321.939
LAT23R2CuCont5	186,4	149,9	36,5	6.041.132	8.879.209	1.229.655
LAT23RAI1/0	43,5	35,0	8,5	6.760.270	8.814.251	311.868
LAT23RAI2	534,5	429,8	104,8	5.677.139	7.493.557	3.224.930
LAT23RAI4/0	162,7	130,8	31,9	8.398.660	10.452.660	1.432.028
LAT23RAICO50	281,3	226,1	55,1	11.607.008	10.709.697	3.215.136
LAT23RAICO70	120,2	96,7	23,6	12.315.548	11.418.237	1.459.457
LAT23RCu1/0	-	-	-	9.308.265	11.803.491	-
LAT23RCu2	-	-	-	7.169.176	9.044.175	-
LAT23RCu2/0	-	-	-	10.374.112	12.875.779	-
LAT23RCu3/0	109,5	88,0	21,5	11.631.552	14.126.779	1.327.086
LAT23RCu5	-	-	-	5.823.414	7.696.558	-
LAT23RCuCont1/0	10,1	8,2	2,0	10.810.587	15.074.246	118.186
LAT23RCuCont2	45,7	36,8	9,0	8.700.081	12.399.370	431.189
LAT23RCuCont2/0	8,7	7,0	1,7	11.852.738	16.116.397	110.922
LAT23RCuCont3/0	64,1	51,5	12,6	13.133.874	17.397.533	895.640
LAT23RCuCont5	287,2	230,9	56,3	7.364.556	11.052.391	2.322.760
TOTALES	2.949,9	2.371,8	578,2			22.975.612

B. RED AEREA BT

LINEA BT RURAL						
CODIGO	Long TOTAL [km]	Long Pura [km]	Long Mixta [km]	Costo Pura [\$/km]	Costo Mixta [\$/km]	VNR [M\$]
LABTR1Cu5	1.152,0	778,0	374,0	6.305.922	4.522.212	6.597.365
LABTR1Cu4	-	-	-	6.494.796	4.710.181	0
LABTR1Cu2	-	-	-	7.197.735	5.413.120	0
LABTR1Cu1/0	-	-	-	8.232.514	6.447.899	0
LABTR1Cu2/0	-	-	-	8.984.607	7.199.992	0
LABTR3Cu5	-	-	-	7.422.839	5.608.152	0
LABTR3Cu4	-	-	-	7.683.101	5.868.414	0
LABTR3Cu3	-	-	-	8.213.431	6.393.170	0
LABTR3Cu2	-	-	-	9.032.039	7.211.778	0
LABTR3Cu1/0	-	-	-	10.776.869	8.956.607	0
LABTR3Cu2/0	28,6	19,3	9,3	12.446.398	10.626.137	338.702
LABTR3Cu3/0	-	-	-	13.056.604	11.236.343	0
LPrBTRAI35	290,5	196,2	94,3	7.858.546	6.058.500	2.113.331
LPrBTRAI50	-	-	-	8.404.563	6.604.517	0
LPrBTRAI70	309,7	209,1	100,5	8.317.460	6.517.414	2.394.767
TOTALES	1.780,8	1.202,6	578,2			11.444.165

7.2.5 Subestaciones de DISTRIBUCIÓN AT/BT

SED AT/BT						
CODIGO	Cantidad	Capacidad unitaria	Capacidad acumulada	Costo [\$/ud]		VNR [M\$]
SEDA3F23-10	-	10	-	1.271.475		0
SEDA3F23-15	30	15	444	1.442.751		42.705
SEDA3F23-30	247	30	7.410	1.562.778		386.006
SEDA3F23-45	136	45	6.120	1.844.718		250.882
SEDA3F23-75	56	75	4.200	2.124.658		118.981
SEDA3F23-112	21	112	2.352	2.618.101		54.980
SEDA3F23-150	18	150	2.700	2.854.625		51.383
SEDA3F23-300	17	300	5.100	4.203.546		71.460
SEDA3F23-500	5	500	2.500	5.340.142		26.701
SEDA3F23-750	-	750	-	11.036.881		0
SEDA3F23-1000	-	1.000	-	9.934.817		0
SEDA2F23-5	336	5	1.680	939.207		315.573
SEDA2F23-10	672	10	6.720	993.414		667.574
SEDA2F23-15	38	15	570	1.112.812		42.287
SEDA3F13-10	-	10	-	1.309.698		0
SEDA3F13-15	10	15	144	1.309.698		12.573
SEDA3F13-30	79	30	2.370	1.555.300		122.869
SEDA3F13-45	110	45	4.950	1.723.570		189.593
SEDA3F13-75	819	75	61.425	2.041.261		1.671.793
SEDA3F13-112	9	112	1.008	2.534.031		22.806
SEDA3F13-150	14	150	2.100	2.818.846		39.464
SEDA3F13-300	316	300	94.800	3.842.416		1.214.204
SEDA3F13-500	-	500	-	5.274.038		0
SEDA3F13-750	-	750	-	8.201.724		0
SEDA3F13-1000	-	1.000	-	11.106.877		0
SEDA2F13-5	171	5	855	927.568		158.614
SEDA2F13-10	242	10	2.420	979.283		236.987
SEDA2F13-15	38	15	570	1.101.471		41.856
SEDSB13-300	309	300	92.700	14.874.327		4.596.167
SEDSB13-500	-	500	-	16.965.016		0
SEDSB13-750	-	750	-	20.697.290		0
SEDPM13-500		500	-	9.977.472		0
TOTALES	3.692		303.138			10.335.458

7.2.6 Equipos

A. EQUIPOS RED AT

EQUIPOS AT						
CODIGO	Cantidad			Costo [\$/ud]		VNR [M\$]
REC3F23	70			10.824.119		757.688
SBCAER3F23	-			2.535.126		0
SECAER3F23	367			782.834		287.300
CUTOUT3F23	5.848			340.871		1.993.343
DES3F23	-			932.760		0
SECCL3F23	-			3.532.417		0
REGTEN3F23	-			38.314.430		0
SBCAER2F23	-			2.535.126		0
SECAER2F23	121			782.834		94.723
CUTOUT2F23	1.920			287.003		551.046
DES2F23	-			850.808		0
REGTEN2F23	-			26.083.113		0
REC3F13	231			9.944.849		2.297.260
SBCAER3F13	16			2.308.150		36.930
SECAER3F13	627			782.834		490.837
CUTOUT3F13	1.857			340.871		632.997
DES3F13	63			846.590		53.335
SECCL3F13	-			3.532.417		0
REGTEN3F13	-			31.161.998		0
CEL3V13	-			12.318.532		0
CEL5V13	-			23.832.164		0
SBCAER2F13	-			2.308.150		0
SECAER2F13	49			782.834		38.359
CUTOUT2F13	772			287.003		221.566
DES2F13	-			791.910		0
REGTEN2F13	-			21.314.825		0
BCOND150-23	-			1.283.271		0
BCOND300-23	50			1.283.271		64.164
BCOND450-23	-			1.746.984		0
BCOND600-23	-			5.038.909		0
BCOND750-23	-			5.272.587		0
BCOND900-23	-			5.619.461		0
BCOND150-13	-			1.283.271		0
BCOND300-13	15			1.283.271		19.249
BCOND450-13	-			1.746.984		0
BCOND600-13	-			5.038.909		0
BCOND750-13	-			5.272.587		0
BCOND900-13	-			5.619.461		0
TOTALES	12.006					7.538.797

B. EQUIPOS SED AT/BT

EQUIPOS SED AT/BT						
CODIGO	Cantidad			Costo [\$/ud]		VNR [M\$]
CUTOUT2F23	1.046			287.003		300.205
CUTOUT3F23	530			340.871		180.525
CUTOUT2F13	451			287.003		129.438
CUTOUT3F13	1.357			340.871		462.425
CEL3V13	299			12.318.532		3.683.241
CEL5V13	10			23.832.164		238.322
TOTALES	3.692					4.994.156

7.3 EVALUACIÓN DEL CAMBIO DE TENSIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE AT

En función de lo indicado en el punto 5.2 de las Bases se ha efectuado el análisis del cambio de tensión de los alimentadores, considerando los niveles normalizados.

Para ello se adoptó el criterio que los cambios de tensión debían ser a tensiones superiores por los beneficios fundados en la reducción de pérdidas, es decir se consideraron los cambios de tensiones de 13 ó 15 kV a 23 kV.

El análisis detallado para cada alimentador de la empresa modelo y los resultados obtenidos se presentan en el Anexo I del presente informe, pero las conclusiones generales del estudio indican que el ahorro de las pérdidas capitalizadas es inferior a los costos asociados al reemplazo de los transformadores particulares y a las adecuaciones necesarias en las subestaciones primarias.

8. *PROYECCIÓN DE COSTOS AL RESTO DEL UNIVERSO DE INSTALACIONES*

Como se indicó en el capítulo 6 del presente informe los estudios de optimización de las redes se han efectuado, tanto en las áreas urbanas como en las rurales, sobre la totalidad del área de concesión y de las instalaciones de la distribuidora, por lo que se evitó efectuar la proyección de los costos al universo de instalaciones.

9. DIMENSIONAMIENTO DE LA MANTENCIÓN Y OPERACIÓN

En el presente capítulo se presentan los resultados de las tareas de Dimensionamiento de la Mantenición y Operación y de aquellas correspondientes a la Organización de la Empresa Modelo. Los resultados reflejan los costos de explotación eficientes de una empresa que desarrolla los procesos, actividades y funciones mínimas necesarias para la prestación del servicio en el mercado del Area de Distribución Típica 3, cumpliendo con los estándares de calidad establecidos.

Para tal fin se analizaron las características del mercado y sus instalaciones adaptadas a la demanda, y sobre la base de ratios estándares para empresas latinoamericanas se diseñó la estructura óptima que permitiría desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, la que se valorizó considerando remuneraciones de mercado para el personal propio y contratistas.

Los valores de Costos se indican en Millones de pesos chilenos del 31 de diciembre de 2003. Estos valores se han determinado sobre la base de la información disponible y la experiencia del Consultor en estudios similares realizados para otras jurisdicciones.

El resumen de los resultados obtenidos se indica en los puntos siguientes de éste capítulo, y los principios teóricos aplicados y la metodología utilizada se describe en el Anexo C.

En la tabla siguiente se detallan los resultados según lo solicitado en el punto 3.2.2 Formatos de entrega de Resultados Globales.

Actividad	Descripción	Valor Global MM\$
11	Distribución AT Aérea	2.470,7
12	Distribución AT Subterránea	23,3
21	Distribución BT Aérea	1.615,4
22	Distribución BT Subterránea	12,6
25	Subestaciones de Distribución Aéreas	440,4
26	Subestaciones de Distribución Subterráneas	40,2
27	Otras Subestaciones de Distribución	0,0
31	Atención Clientes AT: Por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad	29,7
32	Atención Clientes BT: Por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad	2.538,7
33	Atención Clientes Peajes en Distribución	1,0
34	Atención a Clientes por Otros Servicios: Por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad	0,0
41	Ejecución y Retiro de Empalmes	0,0
42	Reposición de fusibles y empalmes	0,0
51	Desconexión y Reposición de Servicio (*)	2.728,1
61	Arriendo de Equipos de Medida AT	0,0
62	Colocación y retiro de Equipos de Medida AT	0,0
63	Conservación de Equipos de Medida AT	0,0
64	Arriendo de Equipos de Medida BT	0,0
65	Colocación y retiro de Equipos de Medida BT	0,0
66	Conservación de Equipos de Medida BT	0,0
71 GC	Gestión Comercial: Por la compra de E&P valorizada al Ingreso de Distribución.	113,3
Total Explotación		10.013,4
Ingeniería y obras		338,0
Materiales de Recuperación de Energía		43,1
Total Empresa		10.394,5

(*) No transferible al VAD

Por otra parte la asignación de los costos según su naturaleza a las distintas actividades técnicas y comerciales establecidas se presenta a continuación:

Actividades	COyM (M\$)				Clientes (M\$)			
	R.P.P.	S.C.T.	Materiales y Equipos	Otros COyM	R.P.P.	S.C.T.	Materiales y Equipos	Otros COyM
11	1.189.242	315.174	213.439	752.815				
12	11.223	2.974	2.014	7.105				
21	781.227	211.108	92.955	530.092				
22	6.080	1.643	723	4.126				
25	216.405	19.837	71.264	132.898				
26	19.765	1.812	6.509	12.138				
27	0	0	0	0				
31					12.939	5.869	478	10.461
32					1.104.193	500.897	40.833	892.756
33					448	203	17	362
34					0	0	0	0
41					0	0	0	0
42					0	0	0	0
51					451.654	1.550.013	361.242	365.169
61					0	0	0	0
62					0	0	0	0
63					0	0	0	0
64					0	0	0	0
65					0	0	0	0
66					0	0	0	0
71 GC					61.646	356	1.426	49.842
Total	2.223.944	552.549	386.904	1.439.173	1.630.880	2.057.339	403.997	1.318.590

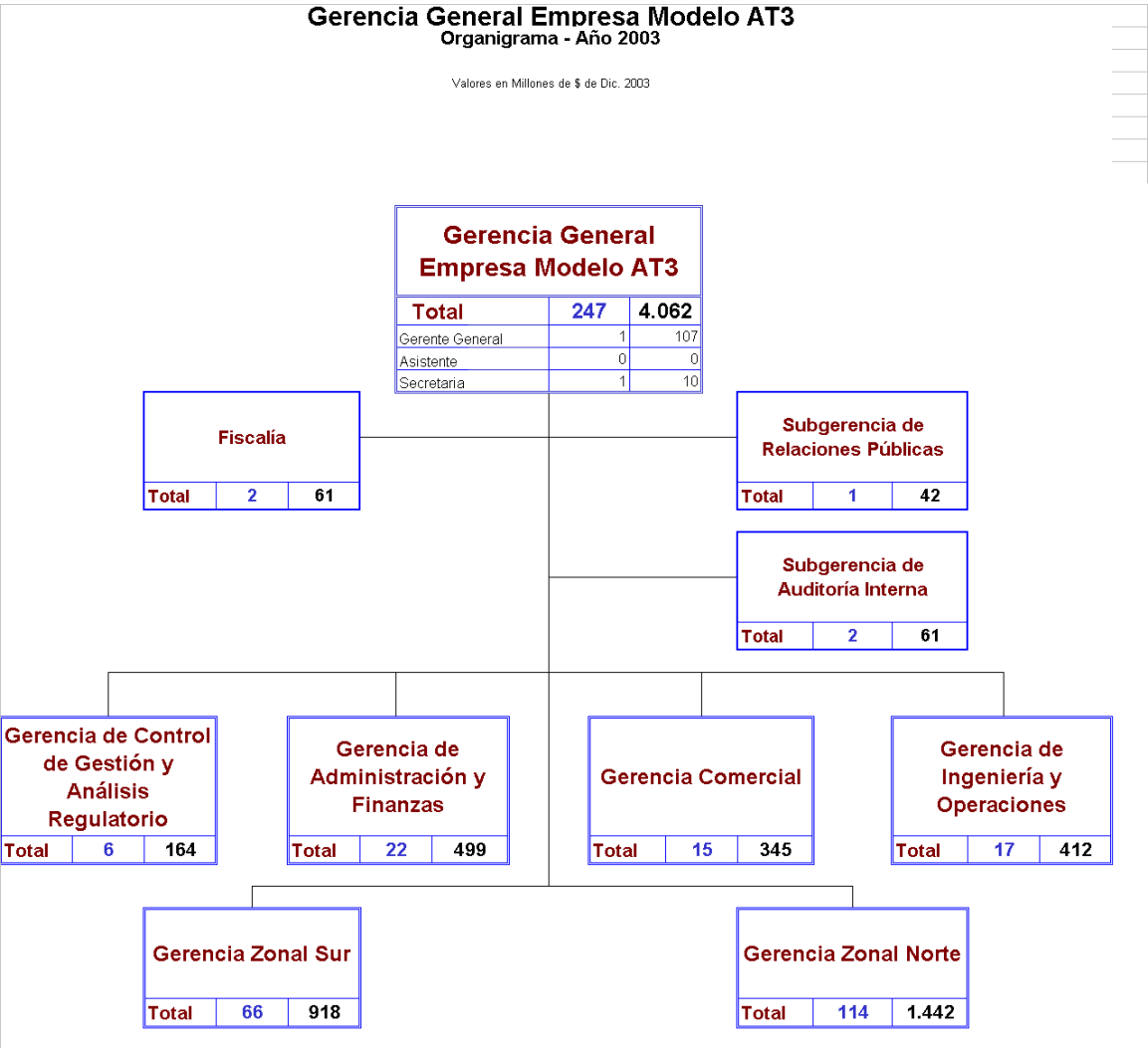
El resto de las tablas solicitadas se indican en el Anexo A al presente informe.

10. DIMENSIONAMIENTO DE LA ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA MODELO

En los puntos siguientes se resumen los resultados obtenidos, cuyo detalle puede observarse en el modelo de cálculo informático adjunto, cuya descripción se encuentra comprendida dentro de la metodología indicada en el Anexo C.

10.1 ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA MODELO

A continuación se presenta la estructura general optimizada diseñada para la empresa modelo.



En el Anexo F se presentan los organigramas de detalle correspondientes a las distintas áreas.

10.2 RESULTADOS DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN OBTENIDOS PARA LA EMPRESA MODELO

A continuación se presenta el resumen de costos de explotación obtenidos mediante el diseño de la empresa modelo.

Costo Total Empresa Modelo [MM\$ / Año]	
Total Empresa por Sector	
Total Técnica	4.116
Total Comercial	6.278
Total Empresa	10.394
Total Empresa por Rubro	
Total Personal	4.062
Total Materiales	973
Total Servicios Contratados	5.359
Total Empresa	10.394
Total Empresa con Personal separado	
Total Personal	4.062
Total Comercial	3.580
Total Técnica	1.509
Total Administración	1.244
Total Empresa	10.394

10.3 ESTUDIO DE REMUNERACIONES

De acuerdo con lo estipulado en las bases para la realización del estudio, se procedió a efectuar un estudio ad-hoc de las remuneraciones a aplicar para cada estamento de personal, considerando el mercado relevante y los sueldos promedio de mercado. El estudio fue realizado por Ernst & Young, Auditores-Consultores, y la metodología se explica a continuación:

- Se consideró como mercado relevante el de las empresas de distribución eléctrica en Chile.
- Los estamentos de personal corresponden a los descritos en la estructura organizacional propuesta para la empresa modelo.
- La información de las empresas corresponde al costo del personal, por cada estamento, con la correspondiente homologación de cargos. El costo incluye todos los conceptos de remuneraciones, provisiones y beneficios que obtienen los trabajadores en las empresas de distribución eléctrica del país.
- Para efectos de obtener las remuneraciones medias, por cada estamento, se procedió a obtener el promedio aritmético de esos estamentos en cada empresa y

se calculó un promedio ponderado de las empresas representadas, en función de la cantidad de clientes de cada una.

- Los valores están calculados al nivel de remuneraciones de 2003 y expresados en moneda de diciembre de ese año.

Los principales resultados se muestran a continuación:

Categoría	Nivel	valor de Mercado
Gerente General	N-1	106,6 MM\$/año
Gerente	N-2	54,5 MM\$/año
Subgerente	N-3	42,4 MM\$/año
Departamento	N-4	26,6 MM\$/año
Jefe Sección	N-5	22,0 MM\$/año
Ingeniero/Contador/Analista	N-6	18,9 MM\$/año
Supervisor	N-7	13,7 MM\$/año
Empleado	N-8	10,3 MM\$/año
Capataz	N-9	12,7 MM\$/año
Operario	N-10	10,0 MM\$/año
Operario No Calificado	N-11	7,2 MM\$/año

11. DIMENSIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES MUEBLES E INMUEBLES

El dimensionamiento de las instalaciones Muebles e Inmuebles estuvo directamente vinculado con los criterios adoptados en el diseño de la organización y los recursos correspondientes a la Empresa Modelo.

Esta empresa se ha considerado arrendando los terrenos, edificios y vehículos necesarios para su funcionamiento, y contratando servicios generales de Informática que cubren, además del procesamiento y otros servicios, la provisión de los equipos informáticos requeridos para el funcionamiento de la empresa.

Por estos motivos solamente se han considerado como instalaciones y bienes Muebles e Inmuebles de la Empresa Modelo las herramientas, equipos e instrumentos requeridos para la ejecución de las tareas de campo y laboratorio, los equipos de radio del personal de campo, los sistemas de telecomunicaciones y la telemetría y telecomando (sistema SCADA) de las instalaciones.

En lo que respecta a las telecomunicaciones y el sistema SCADA el detalle de su valorización se presenta en el Anexo H del presente informe.

Para el dimensionamiento y la valorización de las herramientas, los equipos e instrumentos y los equipos de radio requeridos para el funcionamiento de la Empresa Modelo se han tomado en cuenta ratios globales y precios unitarios típicos de estos bienes en distintas empresas de distribución latinoamericanas. Los ratios relacionan los distintos ítem de recursos con la cantidad de personal dedicado a las actividades técnicas (o distribución) de la empresa.

En la siguiente tabla se presentan los valores utilizados para su determinación y los resultados obtenidos.

Bienes Muebles e Inmuebles	ud / pers. distribución	Personal distribución	Cantidad	Precios unit. [\$ / ud]	VNR [M\$]
Herramientas	13	72	936	360.000	336.960,0
Equipos e Instrumentos	5,3	72	382	480.000	183.360,0
Equipos de Radio	2,2	72	158	360.000	56.880,0
Telecomunicaciones					381.330,0
Sistema SCADA					1.173.081,6
TOTAL					2.131.611

12. VALORIZACIÓN DEL VNR DE LAS INSTALACIONES DE AT Y BT DE LA EMPRESA

Se indica a continuación un resumen del VNR resultante de los estudios de optimización de las instalaciones de distribución de la empresa modelo, de los Bienes Muebles e Inmuebles determinados y de la incorporación de los Bienes Intangibles y del Capital de Explotación, de acuerdo a lo establecido en el DFL 1 de 1982.

Instalación	VNR [M\$]
Red AT y Equipos	38.385.888,7
SED AT/BT	15.329.613,7
Red BT	25.048.549,8
Bienes M. e Inmuebles	2.131.611,6
Bienes Intangibles	1.617.913,3
Capital Explotación	3.234.407,9
TOTAL	85.747.984,9

De acuerdo a lo establecido en las Bases del presente estudio se efectuó a continuación la asignación de los Bienes Muebles e Inmuebles a las etapas de AT y BT en forma proporcional a los respectivos VNR de las instalaciones, según se indica a continuación.

ASIGNACION DE LOS BIENES M. e INMUEBLES

VNR AT	38.385.888,7
VNR BT	40.378.163,5
Bienes Muebles e Inm. AT	1.038.847,1
Bienes Muebles e Inm. BT	1.092.764,5
	80.895.663,7

Finalmente se asignó el valor de los Bienes Intangibles y del Capital de Explotación según los siguientes criterios:

- Los Bienes Intangibles se incorporaron como un incremento del 2% tanto del VNR en AT y BT como de los Bienes Muebles e Inmuebles asignados a AT y BT
- El Capital de Explotación se asignó proporcionalmente a los ingresos de distribución ($a \times \text{VNR} + \text{COyM}$) correspondientes a cada nivel de tensión

Los resultados finales se muestran en la tabla siguiente:

**INCORPORACION DE BIENES INTANGIBLES Y
CAPITAL DE EXPLOTACION**

VNR AT	40.831.619,5
VNR BT	42.742.121,6
Bienes Muebles e Inm. AT	1.059.624,0
Bienes Muebles e Inm. BT	1.114.619,8
	85.747.984,9

Se indica en los puntos siguientes un detalle para cada tipo de instalación.

12.1 RED AT

Instalación	Zona	Tipo	Fases	Construcc.	Long. Pura [km]	Long. Mixta [km]	Long. TOTAL [km]	VNR [M\$]
Red AT	Urbana	Aérea	Trifásica	Normal	61,9	86,9	148,8	1.370.594,0
Red AT	Urbana	Aérea	Trifásica	Contaminada	105,7	148,5	254,2	2.524.647,9
Red AT	Urbana	Aérea	Trifásica	Compacta	0,0	0,0	0,0	0,0
Red AT	Urbana	Subterráñ.	Trifásica		7,1		7,1	893.337,6
Subtotal Urbana					174,7	235,5	410,1	4.788.579,5
Red AT	Rural	Aérea	Bifásica	Normal	373,2	91,0	464,2	2.406.417,3
Red AT	Rural	Aérea	Bifásica	Contaminada	157,7	38,4	196,1	1.280.817,4
Red AT	Rural	Aérea	Bifásica	Compacta	87,5	21,3	108,8	759.289,7
Red AT	Rural	Aérea	Trifásica	Normal	982,1	239,4	1.221,4	8.699.422,9
Red AT	Rural	Aérea	Trifásica	Contaminada	387,1	94,4	481,4	4.332.152,3
Red AT	Rural	Aérea	Trifásica	Compacta	384,3	93,7	477,9	5.497.511,9
Red AT	Rural	Subterráñ.	Trifásica		24,5		24,5	3.082.900,4
Subtotal Rural					2.396,3	578,2	2.974,5	26.058.511,9
TOTAL					2.571,0	813,6	3.384,6	30.847.091,4

12.2 SED AT/BT

Instalación	Zona	Construcción	Cantidad [N°]	Cap. Instalada [kVA]	VNR [M\$]
SED AT/BT	Urbana	Aérea	1.071	149.850	2.742.747,8
SED AT/BT	Urbana	Pad Mounted			
SED AT/BT	Urbana	Subterránea	309	92.700	4.596.167,1
Subtotal Urbana			1.380	242.550	7.338.914,9
SED AT/BT	Rural	Aérea	2.312	60.588	2.996.542,7
Equipos SED			3.692		4.994.156,1
TOTAL			3.692	303.138	15.329.613,7

12.3 RED BT

Instalación	Zona	Tipo	Fases	Construcc.	Long. Pura [km]	Long. Mixta [km]	Long. TOTAL [km]	VNR [M\$]
Red BT	Urbana	Aérea	Trifásica	Normal	971,2	214,1	1.185,3	10.169.074,5
Red BT	Urbana	Aérea	Trifásica	Preensamb.	96,9	21,4	118,3	1.119.539,7
Red BT	Urbana	Subterráne.	Trifásica		24,0		24,0	2.315.771,0
Subtotal Urbana					1.092,2	235,5	1.327,6	13.604.385,1
Red BT	Rural	Aérea	Monofásica	Normal	778,0	374,0	1.152,0	6.597.364,7
Red BT	Rural	Aérea	Trifásica	Normal	19,3	9,3	28,6	338.701,8
Red BT	Rural	Aérea	Trifásica	Preensamb.	405,3	194,9	600,2	4.508.098,2
Subtotal Rural					1.202,6	578,2	1.780,8	11.444.164,6
TOTAL					2.294,8	813,6	3.108,4	25.048.549,8

12.4 EQUIPOS

Instalación	Construcción	Cantidad [N°]	VNR [M\$]
Equipo AT	Reconectores	301	3.054.948,4
Equipo AT	Seccionadores Bajo Carga Aéreos	16	36.930,4
Equipo AT	Seccionadores Aéreos	1.164	911.219,2
Equipo AT	Secc. Fusible Aéreos (Cut Out)	10.397	3.398.951,4
Equipo AT	Descargadores de Sobretensión	63	53.335,1
Equipo AT	Seccionalizadores	0	0,0
Equipo AT	Celdas de 3 Vías	0	0,0
Equipo AT	Celdas de 5 Vías	0	0,0
Equipo AT	Reguladores de Tensión	0	0,0
Equipo AT	Bancos de Capacitores	65	83.412,6
TOTAL		12.006	7.538.797,2

12.5 BIENES MUEBLES E INMUEBLES

Bienes Muebles e Inmuebles	ud / pers. distribución	Personal distribución	Cantidad	Precios unit. [\$ / ud]	VNR [M\$]
Herramientas	13	72	936	360.000	336.960,0
Equipos e Instrumentos	5,3	72	382	480.000	183.360,0
Equipos de Radio	2,2	72	158	360.000	56.880,0
Telecomunicaciones					381.330,0
Sistema SCADA					1.173.081,6
TOTAL					2.131.611,6

12.6 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN

De acuerdo a los Artículos 106 y 116 del DFL 1 de 1982 se han considerado para su incorporación en el VNR de la empresa modelo el monto de los bienes intangible y el capital de explotación, según se detalla a continuación.

12.6.1 Bienes Intangibles

El DFL N°1 de 1982 establece que dentro del valor nuevo de reemplazo se considerarán los bienes intangibles definidos como “gastos de organización de la empresa”. De esta forma se incluirán los gastos relacionados con su “puesta en marcha”, período comprendido desde su génesis hasta su funcionamiento en régimen permanente.

Este recargo refleja el costo de organizar la empresa. Para estimarlo, se modelaron los costos en que incurriría un inversionista para poner en marcha la organización, el que al menos debiera: (a) pagar todas las publicaciones y trámites necesarios para la constitución de la sociedad, (b) contratar los servicios de selección de personal, (c) asumir el costo de pagar las remuneraciones del personal en el período comprendido entre su contratación y la puesta en marcha de la empresa, y (d) capacitar a todo el personal en el mismo período de tiempo.

A continuación se presenta la estimación de cada uno de los costos anteriores:

A. CONSTITUCIÓN DE LA SOCIEDAD

En la siguiente tabla se señalan los distintos ítems y estimación de costos asociados a la constitución de la sociedad:

Ítem	Costo [\$]
Constitución de la sociedad	290.000
Publicación en Diario Oficial	200.000
Inscripción Registro de Comercio	400.000
Escritura de Poderes	10.000
Inscripción de Poderes	20.000
Primera Patente Comercial	170.000.000
Publicaciones Concesiones	202.500.000
Total	373.420.000

B. SELECCIÓN DE PERSONAL

Los servicios de búsqueda y selección de personal dependen del perfil del empleado que se desea, por lo que para estimar este costo se emplea la dotación de la empresa al 31.12.2002, lo que se muestra en la tabla siguiente:

Personal	Dotación al 31.12.2002	Costo Unitario de Selección [\$/cu]	Costo Total de Selección [\$]
Ejecutivos	15	1.000.000	15.000.000
Profesionales	135	250.000	33.750.000
Técnicos	97	45.000	4.400.000
Total	247		53.150.000

C. REMUNERACIONES ANTICIPADAS

Es necesario contratar al personal antes de la puesta en marcha, con el objeto que definan los procedimientos y normas, tanto administrativos, operativos como de gestión, además de utilizar ese período de tiempo en su capacitación.

Para estos efectos, las remuneraciones mensuales se consideraron iguales a un doceavo (1/12) de las remuneraciones anuales del personal propio destinadas al chequeo de rentabilidad informadas en el proceso de Costos de Explotación de 2002 (naturalezas A y J, y actividades 11 a 71 del sistema de cuentas correspondiente), esto con el objeto de asegurar coherencia con el horizonte de tiempo utilizado en el resto del presente estudio, y también con lo utilizado en el cálculo del Capital de Explotación.

Por otro lado, se considera prudente un horizonte de seis (6) meses para que el personal desarrolle las tareas de puesta en marcha y que sea capacitado.

Con lo anterior, es posible calcular las remuneraciones que deberán ser pagadas por anticipado, lo que se muestra en la tabla siguiente:

Remuneraciones en Chequeo de Rentabilidad, año 2002	Costo [\$]
Remuneraciones Directas (A11 + A12 + ... + A71)	1.431.173.580
Remuneraciones Indirectas (J11 + J12 + ... + J71)	1.088.455.592
Total Costo Remun en Chequeo, Anual	2.519.629.172
Total Costo Remun en Chequeo, en 6 meses	1.259.814.586

D. CAPACITACIÓN

La capacitación del personal depende del perfil del empleado. A continuación se muestra la estimación de los costos por este concepto, considerando el mismo horizonte de tiempo anterior de seis (6) meses:

Personal	Dotación al 31.12.2002	Costo Unitario de Capacitación [\$/cu/mes]	Costo Total de Capacitación [\$]
Ejecutivos	15	250.000	22.500.000
Profesionales	135	250.000	202.500.000
Técnicos	88	50.000	26.400.000
Total	238		251.400.000

E. RESUMEN

En el siguiente cuadro se resume la estimación de costos anteriores:

Resumen Costos de Puesta en Marcha	Costo [\$]
Constitución de la Sociedad	373.420.000
Búsqueda y Selección de Personal	53.150.000
Remuneraciones Anticipadas a la Puesta en Marcha	1.259.814.586
Capacitación	251.400.000
Total Costo Remun en Chequeo, en 6 meses	1.937.784.586

El total anterior es igual al 3,35% del Total de Renovación de Obras en el VNR de EMEC, por lo que de acuerdo a lo señalado en el artículo 116 del DFL N° 1 de 1982, se utilizó el 2,00%.

12.6.2 Capital de Explotación

De acuerdo con lo establecido en el DFL N° 1 de 1982 el Capital de Explotación se establece como la doceava parte (1/12) del ingreso anual de la distribuidora.

Para determinar este ingreso se han considerado como ingreso el que resulta del mismo cálculo de las componentes del VAD del presenta estudio (lo que requirió efectuar algunas iteraciones para lograr la convergencia de los resultados) y el costo de la compra de energía y potencia de la empresa de referencia para el año base, con los precios correspondientes a diciembre de 2003.

12. Valorización del VNR de las Instalaciones de AT y BT de la Empresa



Los valores calculados e incorporados al VNR se presentan en la siguiente tabla:

a x VNR	9.096.146 M\$
COyM	4.645.649 M\$
Costos AC	2.682.727 M\$
a x VNR + COyM	16.424.522 M\$
Compra Potencia	8.146.716 M\$
Compra Energía	14.241.657 M\$
Compra Total	22.388.373 M\$
INGRESO TOTAL AÑO BASE	38.812.895 M\$
CAPITAL DE EXPLOTACION	3.234.408 M\$

13. COSTOS DE LAS INSTALACIONES

De acuerdo a lo indicado en el punto 6.4 de las Bases se han determinado los Costos de las Instalaciones para el año base y los próximos 5 años (2004 – 2008).

El costo de las Instalaciones Muebles e Inmuebles (CIMI) se corresponde con el valor indicado en la Tabla RBM-02 del Anexo A, el que se ha desagregado entre distribución AT y BT de acuerdo al criterio de prorrata proporcional al VNR de instalaciones físicas de AT y BT, de forma tal que:

$$\text{CIMI} = \text{CIMIAT} + \text{CIMIBT} \text{ [\$]}$$

El costo de las instalaciones de distribución se corresponde con el valor indicado en las tablas RAT-02 y RBT-02 del Anexo A, correspondientes a instalaciones de AT (CINSTAT) y BT (CINSTBT).

A partir de éstos valores se determinaron los siguientes valores medios:

$$\text{kia} = (\text{CINSTAT} + \text{CIMIAT}) / \text{kWAT} \quad [\$/\text{kW}]$$

$$\text{kib} = (\text{CINSTBT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWBT} \quad [\$/\text{kW}]$$

El costo medio equivalente de todo el sistema de distribución se ha determinado mediante la siguiente expresión:

$$\text{kisd} = (\text{CINSTAT} + \text{CINSTBT} + \text{CIMIAT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWSD} \quad [\$/\text{kW}]$$

A continuación se indican los valores para el año base.

Costos de las instalaciones

CINSTAT =	40.831.620 M\$	Costo de las instalaciones de distribución AT
CIMIAT =	1.059.624 M\$	Costo de las instalaciones muebles e inmuebles asignado a distribución AT
CINSTBT =	42.742.122 M\$	Costo de las instalaciones de distribución BT
CIMIBT =	1.114.620 M\$	Costo de las instalaciones muebles e inmuebles asignado a distribución BT
kWAT =	132.817 kW	
kWBT =	70.371 kW	
kWSD =	139.677 kW	

$$\text{kia} = (\text{CINSTAT} + \text{CIMIAT}) / \text{kWAT}$$

$$\text{kib} = (\text{CINSTBT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWBT}$$

$$\text{kia} = 315.406 \$ / \text{kW}$$

$$\text{kib} = 623.225 \$ / \text{kW}$$

$$\text{kisd} = (\text{CINSTAT} + \text{CINSTBT} + \text{CIMIAT} + \text{CIMIBT}) / \text{kWSD}$$

$$\text{kisd} = 613.904 \$ / \text{kW}$$

En la tabla siguiente se indica la proyección para los próximos 5 años (2004 – 2008).

Proyección de costos de las instalaciones

	2004	2005	2006	2007	2008	
kiat =	309.891,59	307.718,48	305.560,44	303.417,37	301.289,15	\$ / kW
kibt =	621.092,68	618.967,71	616.850,01	614.739,56	612.636,33	\$ / kW
kisd =	604.450,41	601.174,27	597.915,89	594.675,16	591.451,99	\$ / kW

14. COSTOS DE MANTENCIÓN Y OPERACIÓN

Se indican a continuación los costos asociados a las actividades y requerimientos de mantenimiento y operación dimensionados para la empresa modelo, conforme a lo indicado en el punto 6.5 y Anexo 2 de las Bases.

Los valores se han determinado para el año base y los próximos 5 años (2004 – 2008).

El costo de mantenimiento y operación de distribución corresponde a la suma de los valores codificados como 11 y 12, en el listado de Actividades a Considerar, del punto 2 en el Anexo N° 2, para las instalaciones de AT, que se denomina COYMAT y la suma de los valores codificados como 21; 22; 25; 26; y 27, del mismo listado, para las instalaciones BT, que se denomina COYMBT.

A partir de los valores anteriores, se determinaron los siguientes costos medios:

$$\text{koymat} = \text{COYMAT} / \text{kWAT} \quad [\$/\text{kW} - \text{año}]$$

$$\text{koymbt} = \text{COYMBT} / \text{kWBT} \quad [\$/\text{kW} - \text{año}]$$

Asimismo se ha determinado el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$\text{koymsd} = (\text{COYMAT} + \text{COYMBT}) / \text{kWSD} \quad [\$/\text{kW} - \text{año}]$$

A continuación se indican los valores para el año base.

Costos de mantenimiento y operación

COYMAT =	2.672,9 MM\$ / año	Costo de mantención y operación para las instalaciones de AT (Activ. 11 y 12)
COYMBT =	1.972,7 MM\$ / año	Costo de mantención y operación para las instalaciones de BT (Activ. 21, 22, 25, 26 y 27)
kWAT =	132.817 kW	
kWBT =	70.371 kW	
kWSD =	139.677 kW	

$$\text{koymat} = \text{COYMAT} / \text{kWAT}$$

$$\text{koymbt} = \text{COYMBT} / \text{kWBT}$$

$$\text{koymat} = 20.125 \$ / \text{kW-año}$$

$$\text{koymbt} = 28.033 \$ / \text{kW-año}$$

$$\text{koymsd} = (\text{COYMAT} + \text{COYMBT}) / \text{kWAT}$$

$$\text{koymsd} = 33.260 \$ / \text{kW-año}$$

En la tabla siguiente se indica la proyección para los próximos 5 años (2004 – 2008).

Proyección de costos de mantenimiento y operación

	2004	2005	2006	2007	2008	
koymat =	19.306,65	18.951,02	18.365,64	17.957,95	17.503,92	\$ / kW -año
koymbt =	27.307,31	26.561,58	25.816,43	24.997,26	24.299,93	\$ / kW -año
koymsd =	31.980,18	31.262,67	30.327,26	29.524,27	28.738,24	\$ / kW -año

15. COSTOS DE ATENCIÓN DE CLIENTES

Sobre la base del dimensionamiento de clientes y de la organización y considerando los precios unitarios establecidos, se han determinado los costos de atención de clientes, de acuerdo con lo que se indica en el punto 6.2 de las Bases, tanto para el año base así como para los requerimientos de los próximos 5 años.

Para la empresa modelo dimensionada y considerando los precios unitarios calculados, se han determinado los costos de atención de clientes del año base 2003, correspondientes al área típica, desglosados en los siguientes tipos de actividad:

- Costos varios de atención a cliente
- Costos de lectura de medidores según tipo de medidor
- Costos de facturación y cobranza.

El costo de explotación de atención de clientes (CEXAC), se ha obtenido como la suma de los valores codificados como: 31, 33 y 32, del cuadro titulado "ACTIVIDADES A CONSIDERAR", del punto 2 del Anexo N° 2, de las Bases, se ha calculado como:

$$\text{CEXAC} = \text{CEXAV} + \text{CEXLM} + \text{CEXFC}$$

en que:

CEXAV : Costos varios de atención a clientes que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza.

CEXLM : Costo de lectura de medidores.

CEXFC : Costo de facturación y cobranza.

Con el valor de CEXAV se ha determinado el siguiente costo unitario:

$$k_{av} = \text{CEXAV} / \text{NC} \quad (\$/\text{cliente/año})$$

En que NC corresponde al número total de clientes del año base al 31 de diciembre de 2003, corregido según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases.

El costo de atención de clientes por lectura de medidores, CEXLM, se ha calculado como:

$$\text{CEXLM} = \text{CEXME} + \text{CEXMD} + \text{CEXMH}$$

en que:

CEXME : Costo de lectura medidor simple de energía.

CEXMD : Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima.

CEXMH : Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria.

15. Costos de Atención de Clientes

Con los valores anteriores se han calculado los siguientes costos medios de lectura de medidor:

$$k_e = \text{CEXME} / \text{NCME}$$

$$k_d = \text{CEXMD} / \text{NCMD}$$

$$k_h = \text{CEXMH} / \text{NCMH}$$

Todos en \$/cliente/año, y en que:

NCME : Número de clientes con medidor simple de energía, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

NCMD : Número de clientes con medidor de energía y demanda máxima, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

NCMH : Número de clientes con medidor de energía y demanda horaria, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

A partir del costo de atención de clientes por facturación y cobranza, CEXFC, se ha obtenido el siguiente costo por unidad de cliente:

$$k_{fc} = \text{CEXFC} / \text{NC} \text{ ($/cliente/año)}$$

En que NC corresponde al número total de clientes, al 31 de diciembre de 2003, según criterios indicados en el punto 5.1. de las Bases

A continuación se indican los valores para el año base.

Costos de atención a clientes

Cantidad de Clientes

NCME =	209.172
NCMD =	1.129
NCMH =	1.834
NC =	212.135

Cantidad de clientes con medidor simple de energía al 31 de diciembre de 2003
 Cantidad de clientes con medidor de energía y demanda máxima al 31 de diciembre de 2003
 Cantidad de clientes con medidor de energía y demanda horaria al 31 de diciembre de 2003
 Cantidad total de clientes al 31 de diciembre de 2003

Costos varios de atención a clientes

CEXAV = 637,1 MM\$ / año Costos varios de atención a clientes que no son costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza

$$k_{av} = \text{CEXAV} / \text{NC}$$

kav =	3.003 \$ / cliente-año
--------------	-------------------------------

Costos de atención a clientes por lectura de medidores

CEXME = 662.9 MM\$ / año Costos de lectura medidor simple de energía
 CEXMD = 22.2 MM\$ / año Costos de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima
 CEXMH = 42.0 MM\$ / año Costos de lectura medidor de energía con medidor de demanda horaria

$$k_e = \text{CEXME} / \text{NCME}$$

$$k_d = \text{CEXMD} / \text{NCMD}$$

$$k_h = \text{CEXMH} / \text{NCMH}$$

k_e =	3.169 \$ / cliente-año
--------------	-------------------------------

k_d =	19.650 \$ / cliente-año
--------------	--------------------------------

k_h =	22.925 \$ / cliente-año
--------------	--------------------------------

Costos de atención a clientes por facturación y cobranza

CEXFC = 1.318,5 MM\$ / año Costos varios de atención a clientes que no son costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza

$$k_{fc} = \text{CEXFC} / \text{NC}$$

kfc =	6.216 \$ / cliente-año
--------------	-------------------------------

En la tabla siguiente se indican los valores para los próximos 5 años (2004 – 2008).

Proyección de costos de atención a clientes

	2004	2005	2006	2007	2008	
kav =	2.933,73	2.844,23	2.834,54	2.832,26	2.816,59	\$ / cliente-año
ke =	3.126,64	3.040,32	3.027,84	2.958,67	2.943,05	\$ / cliente-año
kd =	19.067,45	18.595,16	18.568,42	18.188,20	18.158,47	\$ / cliente-año
kh =	43.008,46	41.956,81	41.937,69	41.104,45	41.025,46	\$ / cliente-año
kfc =	6.360,13	6.193,61	6.030,89	5.898,60	5.744,36	\$ / cliente-año

16. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS MEDIAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Con los antecedentes correspondientes a las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda dimensionadas para la empresa modelo, se efectuó un cálculo analítico de las pérdidas eléctricas del sistema de distribución, pérdidas por hurto residual y una estimación de las cuentas incobrables, en la forma señalada en el punto 6.3. de las bases, para el año base y para cada uno de los próximos 5 años.

16.1 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

El cálculo de las pérdidas de potencia y energía de las instalaciones surge de los distintos procesos de optimización realizados, mientras que se incorporaron adicionalmente los cálculos de pérdidas en empalmes y medidores y en aisladores en las redes de AT.

16.1.1 Pérdidas en empalmes y medidores

Para el cálculo de las pérdidas en empalmes y medidores se ha determinado, con información suministrada por la empresa de referencia, considerando los distintos tipos de suministro (en AT y BT, monofásicos y trifásicos), de medidores (electromecánicos o electrónicos) y de empalmes típicos.

A partir de las demandas de diseño asignadas a nivel de clientes se establecieron los estados de carga promedio de los empalmes y los medidores para establecer tanto las pérdidas de potencia variables (en empalmes y bobinas amperométricas de medidores) y fijas (en las bobinas voltimétricas de medidores).

A continuación se presenta el detalle de los cálculos efectuados.

Datos del mercado					
Categoría tarifaria	Cantidad de clientes		Energía	FC	Potencia
	Monofásicos	Trifásicos	[kWh/año]		[kW]
BT1	204.986	1.580	298.672.520	0,288	118.434
BT2	1.124	605	22.172.470	0,288	8.792
BT3	0	669	24.099.987	0,288	9.557
BT4.1	29	16	1.451.955	0,288	576
BT4.2	0	41	597.053	0,288	237
BT4.3	0	544	19.187.973	0,288	7.609
AT2	247	333	5.531.914	0,429	1.471
AT3	0	258	23.744.160	0,429	6.313
AT41	104	148	4.535.571	0,429	1.206
AT42	0	161	9.956.241	0,429	2.647
AT43	0	1.205	227.255.725	0,429	60.421
Peaje y Cont.Especiales	0	85	70.854.127	0,429	18.838
	206.490	5.645	708.059.696		236.100

Categoría tarifaria	Long. [m]	Acometidas Monofásicas					
		Calibre	R [Ω/m]	Corrien- te [A]	Pérdida unitaria [kW]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [kW]
BT1	25	Cu 6 mm ²	0,00395	2,8	0,002	1,124	357,3
BT2	25	Cu AWG 6	0,00137	24,9	0,042	1,124	53,5
BT3	25	Cu AWG 2/0	0,00027	69,8	0,066	1,124	0,0
BT4.1	25	Cu 6 mm ²	0,00395	62,5	0,772	1,124	25,2
BT4.2	25						
BT4.3	25						
AT2	30						
AT3	30						
AT41	30						
AT42	30						
AT43	30						
Peaje y Cont.Especiales	30						
							436,0

Categoría tarifaria	Long. [m]	Acometidas Trifásicas					
		Calibre	R [Ω/m]	Corrien- te [A]	Pérdida unitaria [kW]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [kW]
BT1	25	Cu 6 mm ²	0,00395	1,6	0,001	1,197	1,5
BT2	25	Cu AWG 2	0,000541	14,3	0,008	1,197	6,1
BT3	25	Cu AWG 2/0	0,00027	40,3	0,033	1,197	26,3
BT4.1	25	Cu 6 mm ²	0,00395	36,1	0,386	1,197	7,4
BT4.2	25	Cu AWG 2/0	0,00027	16,3	0,005	1,197	0,3
BT4.3	25	Cu AWG 2/0	0,00027	39,5	0,032	1,197	20,5
AT2	30	Cu AWG 2	0,000541	0,1	0,000	1,197	0,0
AT3	30	Cu AWG 2	0,000541	1,0	0,000	1,197	0,0
AT41	30	Cu AWG 2	0,000541	0,2	0,000	1,197	0,0
AT42	30	Cu AWG 2	0,000541	0,7	0,000	1,197	0,0
AT43	30	Cu AWG 2	0,000541	2,1	0,000	1,197	0,3
Peaje y Cont.Especiales	30	Cu AWG 2	0,000541	9,2	0,004	1,197	0,4
							62,8

Categoría tarifaria	Medidores Monofásicos							
	Cantidad de monof.	Estado carga monof.	Pér.nom. bobina amp. [W]	Pér.nom. bobina volt. [W]	Pérdida unitaria [kW]	Pérdida unitaria [kWh]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [kW]
BT1	204.986	0,560	0,22	1,10	0,0012	9,81	1,124	269,4
BT2	1.124	0,497	0,22	1,10	0,0012	9,77	1,124	1,5
BT3	0	0,931	0,22	1,10	0,0013	10,12	1,124	0,0
BT4.1	29	0,834	0,22	1,10	0,0013	10,02	1,124	0,0
BT4.2	0	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,0
BT4.3	0	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,0
AT2	247	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,3
AT3	0	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,0
AT41	104	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,1
AT42	0	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,0
AT43	0	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,0
Peaje y Cont.Especiales	0	0	0,22	1,1	0,0011	9,636	1,124	0,0
	206.490							271,3

Categoría tarifaria	Medidores Trifásicos											
	Trifásicos electro-mecánicos	Trifásicos electrónicos	Estado carga trifás.	Pér.nom. bobina amp. [W]	Pér.nom. electrón. [W]	Pér.nom. bobina volt. [W]	Pérd.un. electrom. [kW]	Pérd.un. electrom. [kWh]	Pérd.un. electrón. [kW]	Pérd.un. electrón. [kWh]	Factor incremento pérdidas	Pérdida Pot.total [kW]
BT1	815	765	0,324	0,90	0,80	3,00	0,0031	26,52	0,0031	26,49	1,197	5,8
BT2	519	86	0,574	0,90	0,80	3,00	0,0033	27,03	0,0033	26,94	1,197	2,4
BT3	0	669	0,806	0,90	0,80	3,00	0,0036	27,76	0,0035	27,59	1,197	2,8
BT4.1	14	2	0,722	0,90	0,80	3,00	0,0035	27,46	0,0034	27,33	1,197	0,1
BT4.2	0	41	0,652	0,90	0,80	3,00	0,0034	27,24	0,0033	27,14	1,197	0,2
BT4.3	0	544	0,789	0,90	0,80	3,00	0,0036	27,69	0,0035	27,54	1,197	2,3
AT2	278	55	0,021	0,90	0,80	3,00	0,0030	26,28	0,0030	26,28	1,197	1,2
AT3	0	258	0,203	0,90	0,80	3,00	0,0030	26,42	0,0030	26,40	1,197	0,9
AT41	123	25	0,040	0,90	0,80	3,00	0,0030	26,29	0,0030	26,28	1,197	0,5
AT42	0	161	0,136	0,90	0,80	3,00	0,0030	26,34	0,0030	26,34	1,197	0,6
AT43	0	1.205	0,415	0,90	0,80	3,00	0,0032	26,86	0,0031	26,80	1,197	4,5
Peaje y Cont.Especiales	0	85	0,367	0,90	0,80	3,00	0,0031	26,74	0,0031	26,69	1,197	0,3
	1.749	3.896										21,6

Los valores resultantes de pérdidas de potencia en kW se pueden sintetizar en la siguiente tabla:

	Variables	Fijas
Pérdidas en Empalmes	498,8	
Pérdidas en Medidores	17,4	275,6

16.1.2 Pérdidas en aisladores de la red AT

Las pérdidas en aisladores se han determinado tomando en consideración la cantidad de aisladores por tipo que surgen de las redes y los módulos de diseño optimizado y las

pérdidas unitarias por cada tipo de aislador. Se han considerado en forma diferenciada los aisladores cerámicos y los poliméricos, habida cuenta de su mejor comportamiento.

Los resultados obtenidos para la empresa modelo se presentan a continuación.

Pérdidas en Aisladores					
N° aisl.	N° aisl.	Perd. Unit. [kW/aisl.]		Perd. Tot. [kW]	
cerám.	polim.	cerám.	polim.	cerám.	polim.
95.905	44.985	0,016	0,002	1.534	90

16.1.3 Pérdidas de potencia en las distintas etapas de la red

Como se indicado las pérdidas de potencia en las distintas etapas de la red surgen de los estudios de optimización, más la incorporación de las indicadas en los puntos anteriores. Las pérdidas de potencia se han desagregado en fijas (pérdidas en bobinas de medidores, en el hierro de transformadores y en los aisladores de la red AT) y variables en los conductores de la red y en las bobinas de corriente de medidores y arrollamiento de transformadores.

Las pérdidas variables varían en forma cuadrática con el estado de carga de las instalaciones, mientras que las fijas se consideran independientes del mismo.

A continuación se presenta un detalle de las pérdidas y las agregaciones de demandas máximas de diseño en las distintas etapas de las redes.

	Pérdidas de Potencia [kW]	
	Variable	Fija
Ingreso a Red AT	250.890,1	
Pérdidas en la Red AT	6.345,1	1.624,5
Retiros en AT	90.895,5	
Ingreso a SED AT/BT	153.649,5	
Pérdidas en SED AT/BT	1.966,9	1.311,3
Ingreso a Red BT	150.371,3	
Pérdidas en la Red BT	4.375,3	
Pérdidas en Medidores	17,4	275,6
Pérdidas en Empalmes	498,8	
Retiros en BT	145.204,2	

16.1.4 Determinación de las pérdidas de energía para cada etapa de la red

Tomando en cuenta los factores de carga y los factores de carga de las pérdidas determinados mediante la relación de Buller y Woodrow:

$$FCP = X.Fc + (1 - X).Fc^2$$

donde Fc es el factor de carga del cliente considerado y X es una constante que toma valores ente 0 y 1, y que para sistemas de distribución adopta un valor típico de 0,3.

Los valores de los factores de carga y de pérdidas resultantes son:

	FC y FCP	
Ingreso a Red AT	0,3249	0,3223
Pérdidas en la Red AT	0,1694	
Retiros en AT	0,3668	
Ingreso a SED AT/BT	0,2959	
Pérdidas en SED AT/BT	0,1471	
Ingreso a Red BT	0,2917	
Pérdidas en la Red BT		
Pérdidas en Medidores	0,1496	
Pérdidas en Empalmes		
Retiros en BT	0,2952	

A partir de estos factores de pérdidas y considerando las componentes fijas y variables de las pérdidas de potencia se calculan las pérdidas de energía correspondientes a cada etapa de la red, según se indica a continuación.

	Energía [MWh/año]	% Ing.AT	% Ing.BT
Ingreso a Red AT	714.007,5		
Pérdidas en la Red AT	23.644,8	3,31%	
Retiros en AT	292.041,6		
Ingreso a SED AT/BT	398.321,1		
Pérdidas en SED AT/BT	14.021,3	1,96%	3,52%
Ingreso a Red BT	384.299,8		
Pérdidas en la Red BT	5.732,0	0,80%	1,44%
Pérdidas en Medidores	2.436,8	0,34%	0,61%
Pérdidas en Empalmes	653,4	0,09%	0,16%
Retiros en BT	375.477,5		

16.2 BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA**Balance de Energía y Potencia Area Típica 3 (al 31/12/2003)**

	ENERGIA GWh (1)	POT. MAXIMA COINCIDENTE DISTRIBUCION kW (2)	POTENCIA COINCIDENTE GENERACION kW (3)	FACTOR DE CARGA (4)	CODIGO
Total ingresado a distribución AT	713,2	139.677	116.615	0,698	O
Pérdidas eficientes en distribución AT	23,6	6.533	4.896	0,551	P
Ventas Reguladas en AT (pto. 5.1 e)	272,4	52.597	44.133	0,705	
Clientes no regulados en AT (pto. 5.1 e)	19,6	3.786	3.177	0,705	
Retiros por servidumbres de paso AT (pto. 5.1 e)	0,0	0	0	0,705	
Total Retiros AT	292,0	56.383	47.310	0,705	
Incobrables AT	1,7	327	274		
Cobrables AT	290,3	56.056	47.036		Q
Total ingresado a distribución BT	397,6	76.761	64.408	0,705	R
Pérdidas en transformadores AT/BT	13,7	3.705	2.798	0,559	
Pérdidas en líneas distribución BT	5,5	1.483	1.120	0,559	
Pérdidas en empalmes	0,6	167	126	0,559	
Pérdidas en medidores	2,3	625	472	0,559	
Total de pérdidas en BT	22,1	5.979	4.515	0,559	S
Ventas Reguladas en BT (pto. 5.1 e)	366,2	70.781	59.893	0,698	
Clientes no regulados en BT (pto. 5.1 e)	0,7				
Retiros por servidumbres de paso BT (pto. 5.1 e)	1,2				
Hurto Residual BT	7,362	1.423	1.204	0,698	
Total retiros BT	375,478	72.204	61.097	0,702	
Incobrables BT	2,135	411	347		
Cobrables BT	366,0	70.371	59.546	0,702	T

A partir de este balance se determinan los valores de demanda y los factores de expansión de pérdidas.

kWAT	=	132.817 kW
kWBT	=	70.371 kW
PMPBD	=	1,09080
PMPBG	=	1,08166
PMEB	=	1,08636
PMPAD	=	1,05165
PMPAG	=	1,04640
PMEA	=	1,03680
kWSD	=	139.677 kW

16.3 PERDIDAS NO TECNICAS

Se indica a continuación una descripción de la evaluación realizada de los valores a considerar por incobrables y hurto de energía a efectos de ser incluidas en las pérdidas reconocidas de la empresa eficiente.

16.3.1 Incobrables

Del total de ventas de la empresa modelo, una fracción significativa queda sin pago de parte de los clientes. Si bien la empresa modelo, al igual que la empresa real, mantiene un sistema de cobranzas activo y otorga todo tipo de facilidades para que los clientes puedan renegociar sus deudas, en el transcurso del tiempo todavía persiste un porcentaje de deuda remanente impaga o incobrables. Como una forma de explicitar y fundamentar este costo, se ha tomado la información de la empresa real, que presenta las deudas vigentes a Diciembre de 2002 y 2003.

Estructura deuda vencida	31-12-03	31-12-02
Clientes vigentes	\$	\$
AT		
No Vencido	0	0
01-03 meses	460.034.545	408.761.757
03-06 meses	24.672.132	9.220.811
06-12 meses	12.566.407	12.819.900
12 - 24 Meses	18.855.772	8.926.500
24 meses o más	7.667.270	10.349.846
	523.796.126	450.078.814
BT		
No Vencido	0	0
01-03 meses	1.100.735.514	938.953.827
03-06 meses	88.749.407	82.975.791
06-12 meses	102.067.936	107.071.982
12 - 24 Meses	105.464.211	133.908.405
24 meses o más	141.883.453	104.287.825
	1.538.900.521	1.367.197.830
Total Clientes Vigentes	2.062.696.647	1.817.276.644
Clientes Retirados		
AT		
No Vencido	0	0
01-03 meses	0	277.621
03-06 meses	1.477.943	38.931.334
06-12 meses	15.812.416	14.651.130
12 - 24 Meses	55.499.114	11.547.638
24 meses o más	264.907.518	255.314.993
	337.696.991	320.722.716
BT		
No Vencido	0	0
01-03 meses	20.456.530	4.543.038
03-06 meses	1.642.060	27.934.783
06-12 meses	15.140.781	9.077.888
12 - 24 Meses	36.156.761	22.648.987
24 meses o más	109.362.045	92.292.407
	182.758.177	156.497.103
Total Clientes Retirados	520.455.168	477.219.819
Convenios de pago fallidos	157.670.000	10.203.000
Total deuda vencida \$	2.740.821.815	2.304.699.463

Si se define como incobrable las deudas pendientes después de 12 meses del vencimiento de la factura, la generación anual de incobrables de la facturación AT es de 0,451%, como se deduce de la siguiente tabla:

AT	31-12-03	31-12-02
	\$	\$
12 - 24 Meses	74.354.886	20.474.138
24 meses o más	272.574.788	265.664.839
Total incobrable	346.929.674	286.138.977
Generación anual		60.790.697
Incobrable Final AT		60.790.697
Facturación AT 2003		13.488.677.184
% incobrable AT		0,451%

Por otra parte, para el caso BT, se calcula una generación anual de incobrables de 0,640%, según el siguiente detalle:

BT	31-12-03	31-12-02
	\$	\$
24 meses o más	251.245.498	196.580.232
Convenios de pago fallidos	157.670.000	10.203.000
	550.536.470	363.340.624
Generación anual		187.195.846
Incobrable Final BT		187.195.846
Facturación BT 2003		29.257.931.071
% incobrable BT		0,640%

Por lo tanto el valor ponderado a adoptar es de 0,58%.

16.3.2 Pérdidas por Hurto

En las empresas de distribución de energía eléctrica se entiende como pérdidas de energía a la diferencia entre los ingresos de energía al sistema de distribución en un período determinado y las ventas registradas en el mismo período. Las pérdidas se clasifican en “pérdidas técnicas”, que son aquellas propias del sistema de distribución y se producen en los transformadores y otros equipos eléctricos, en los conductores de alta y baja tensión, en los empalmes y medidores, etc. y “pérdidas no técnicas”. Las pérdidas técnicas pueden calcularse y controlarse para mantenerlas dentro de rangos económicamente aceptables para las distribuidoras. Existe un punto de equilibrio a partir del cual las inversiones para reducir las pérdidas no son rentables.

16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

Las “pérdidas no técnicas” provienen de errores en la medida, lectura o facturación, o del hurto de energía. Las primeras son controlables a través de los procedimientos normales de control de gestión. Las segundas requieren de un seguimiento especial, para mantenerlas en un mínimo aceptable.

No es posible desglosar las pérdidas de energía en técnicas y no técnicas con absoluta precisión; pero sí es posible calcular bastante aproximadamente las pérdidas técnicas, obteniéndose las pérdidas no técnicas por diferencia con las pérdidas totales registradas en el sistema. Las pérdidas de potencia son más difíciles de determinar, debido a que no toda la potencia vendida es registrada por medidores.

Las bases para el cálculo de los Componentes del Valor Agregado de Distribución establecen que “... fundadamente, el Consultor podrá incorporar en BT un porcentaje de pérdidas de hurto residual cuya eliminación no resulte económica. Para este efecto, el estudio deberá justificar el porcentaje de hurto residual, el cual no deberá exceder el 2% de la energía vendida a clientes regulados BT. El Consultor deberá estimar el costo de las políticas de control que correspondan y se justifiquen para una empresa eficiente, a través de los costos de inversión, mantenimiento y administración que de ellas se derivan”. Luego, una primera tarea para un plan de control de pérdidas por hurto es determinar a cuánto ascienden estas y cual es su costo para la empresa.

La tabla siguiente muestra las pérdidas de energía de EMEC en el año 2003, desglosadas por administraciones.

PERDIDAS DE ENERGIA EMEC AÑO 2003

Administración	Compra kWh	Venta kWh	Pérdidas
La Serena	241.905.828	219.331.853	9,3 %
Coquimbo	199.223.194	177.942.148	10,7 %
Ovalle	114.941.915	104.320.475	9,2 %
Illapel	58.788.724	52.538.088	10,6 %
La Ligua	117.720.888	106.024.314	9,9 %
TOTAL GENERAL	732.580.550	660.156.878	9,9 %

Estudios efectuados por la empresa muestran que sus pérdidas técnicas son del orden de 6,09%. De acuerdo con estos cálculos sus pérdidas no técnicas alcanzan al 3,8 % de las compras. El 80% de estas pérdidas corresponden a hurtos, los que están radicados prácticamente en un 100% en la baja tensión. En alta tensión muy rara vez se produce este tipo de acciones, por las dificultades y riesgos inherentes a este voltaje.

16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

Conforme a la información anterior tenemos:

- Pérdidas no técnicas 27.838.061 kWh
- Pérdidas por hurto 22.270.449 kWh

En el año 2003 las ventas de EMEC a sus clientes regulados en baja tensión ascendieron a 366.181.958 kWh. Si comparamos las pérdidas por hurto con las ventas en baja tensión, tendremos:

$$\text{Pérdidas por hurto} / \text{Energía BT} * 100 = 6,08\%$$

Ventas reguladas BT

Para determinar el costo de las pérdidas debemos llevar estas a los puntos de ingreso al sistema de distribución (aplicándoles las pérdidas técnicas) y calcular su valor con el precio medio monómico de la energía inyectada al sistema de distribución de la empresa. Luego, tenemos que si:

Cph = Costo pérdidas por hurto

Pph = Pérdidas por hurto

Pt = Pérdidas técnicas

Pmm= Precio medio monómico energía inyectada al SD = \$30,63

$$\begin{aligned} \text{Costo pérdidas por hurto} &= \text{Pph} * (1 + \text{Pt}) * \text{Pmm} \\ &= 22.270.449 * (1 + 0,0609) * 30,63 \end{aligned}$$

Costo pérdidas por hurto = \$ 723.686.414

A. NIVEL DE PÉRDIDAS POR HURTO RESIDUAL

Tomando en cuenta que el nivel de pérdidas por hurto estimado para la empresa de referencia asciende a un valor de 22,3 GWh/año y que su costo valorizado al precio de compra promedio asciende a \$724 millones anuales, se ha diseñado para la empresa modelo un área de Recuperación de Energía dedicada a la detección y normalización de los consumos no registrados de energía, ya sea por alteraciones en los equipos de medición como por conexiones clandestinas directas a la red de distribución de la empresa.

Mediante las acciones de control y recuperación de pérdidas de energía previstas en el dimensionamiento de la organización de la empresa modelo se considera factible lograr una reducción del nivel de pérdidas por hurto residual máximo establecido en las Bases del 2% de las ventas en BT, es decir una energía anual de 7,3 GWh.

El monto de la reducción valorizado al precio de compra equivale a un beneficio anual de \$486 millones, sin embargo este monto no puede compararse linealmente con el costo del control de las pérdidas, ya que una falta total de seguimiento de este tema redundaría en un incremento constante de las pérdidas por hurto por efecto "contagio".

16. Cálculo de las pérdidas medias de Energía y Potencia

Esta situación se ha verificado en repetidas ocasiones en otros países de Latinoamérica con importantes sectores de la población en estratos socioeconómicos de bajos ingresos.

16.4 PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS PARA EL PERÍODO 2004 – 2008

De acuerdo a lo indicado se efectuó 4.2 inciso o) de las Bases del presente estudio se efectuó la proyección de las pérdidas de energía y potencia para los 5 años siguientes al año base del estudio (2003).

Para ello se consideraron las distintas componentes de las pérdidas en las distintas etapas de la red (fijas y variables), como así también del hurto residual y de los incobrables, y se proyectó su evolución tomando en cuenta las tasas de crecimiento de la demanda determinadas en el capítulo 4.

Los valores de pérdidas de energía y potencia, los el correspondientes balances, y los resultados de los factores de expansión de pérdidas resultantes se presentan en las siguientes tablas.

	2004			2005			2006		
	Energía [MWh/año]	Potncia máx. Dist. [kW]	Potncia coinc. Gener.[kW]	Energía [MWh/año]	Potncia máx. Dist. [kW]	Potncia coinc. Gener.[kW]	Energía [MWh/año]	Potncia máx. Dist. [kW]	Potncia coinc. Gener.[kW]
Ingreso a AT	757.680,3	146.342	122.340	785.726,9	151.787	126.881	814.814,1	157.435	131.591
Pérdidas red AT	33.740,3	6.801	5.247	35.030,6	7.080	5.457	36.372,1	7.371	5.675
Ventas AT	302.850,9	58.470	49.061	314.060,1	60.634	50.877	325.684,3	62.879	52.760
Incobrables AT	1.756,53	339	285	1.821,55	352	295	1.888,97	365	306
Cobrables AT	301.094	58.131	48.777	312.239	60.283	50.582	323.795	62.514	52.454
Ingreso a BT	421.089,2	81.071	68.032	436.636,2	84.073	70.547	452.757,8	87.186	73.155
Pérdidas SED AT/BT	21.344,171	3.846	2.902	22.125,323	3.992	3.010	22.935,348	4.145	3.122
Pérdidas red BT	5.905,134	1.543	1.165	6.145,368	1.606	1.212	6.395,376	1.671	1.262
Pérdidas medidores	3.848,165	648	489	3.986,396	673	507	4.129,640	698	525
Pérdidas empalmes	664,579	174	131	691,615	181	136	719,752	188	142
Hurto BT	7.633,9	1.468	1.242	7.915,4	1.522	1.288	8.207,4	1.578	1.335
Ventas BT	381.693,3	73.392	62.102	395.772,1	76.099	64.393	410.370,2	78.906	66.768
Incobrables BT	2.213,8	426	360	2.295,5	441	373	2.380,1	458	387
Cobrables BT	379.479,4	72.966	61.742	393.476,6	75.658	64.020	407.990,1	78.448	66.381

kWAT =	139.202 kW	kWAT =	144.355 kW	kWAT =	149.700 kW
kWBT =	72.966 kW	kWBT =	75.658 kW	kWBT =	78.448 kW
kWSD =	146.342 kW	kWSD =	151.787 kW	kWSD =	157.435 kW
PMPBD =	1,1111	PMPBD =	1,1112	PMPBD =	1,1114
PMPBG =	1,1019	PMPBG =	1,1020	PMPBG =	1,1020
PMEB =	1,1096	PMEB =	1,1097	PMEB =	1,1097
PMPAD =	1,0513	PMPAD =	1,0515	PMPAD =	1,0517
PMPAG =	1,0474	PMPAG =	1,0475	PMPAG =	1,0476
PMEA =	1,0492	PMEA =	1,0492	PMEA =	1,0493

	2007			2008		
	Energía [MWh/año]	Potncia máx. Dist. [kW]	Potncia coinc. Gener.[kW]	Energía [MWh/año]	Potncia máx. Dist. [kW]	Potncia coinc. Gener.[kW]
Ingreso a AT	844.980,6	163.294	136.476	876.266,4	169.372	141.542
Pérdidas red AT	37.766,9	7.674	5.903	39.217,2	7.991	6.140
Ventas AT	337.738,7	65.206	54.713	350.239,3	67.619	56.738
Incobrables AT	1.958,88	378	317	2.031,39	392	329
Cobrables AT	335.780	64.828	54.396	348.208	67.227	56.409
Ingreso a BT	469.475,0	90.414	75.860	486.809,9	93.762	78.664
Pérdidas SED AT/BT	23.775,323	4.303	3.238	24.646,367	4.467	3.359
Pérdidas red BT	6.655,554	1.739	1.313	6.926,317	1.810	1.367
Pérdidas medidores	4.278,080	724	545	4.431,906	751	564
Pérdidas empalmes	749,033	196	148	779,505	204	154
Hurto BT	8.510,1	1.636	1.385	8.824,0	1.697	1.436
Ventas BT	425.506,8	81.816	69.231	441.201,7	84.834	71.785
Incobrables BT	2.467,9	475	402	2.559,0	492	416
Cobrables BT	423.038,9	81.342	68.830	438.642,8	84.342	71.368

kWAT =	155.242 kW	kWAT =	160.989 kW
kWBT =	81.342 kW	kWBT =	84.342 kW
kWSD =	163.294 kW	kWSD =	169.372 kW
PMPBD =	1,1115	PMPBD =	1,1117
PMPBG =	1,1021	PMPBG =	1,1022
PMEB =	1,1098	PMEB =	1,1098
PMPAD =	1,0519	PMPAD =	1,0521
PMPAG =	1,0478	PMPAG =	1,0479
PMEA =	1,0493	PMEA =	1,0494

17. VALOR AGREGADO POR CONCEPTO DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a lo indicado en el punto 7 de las Bases se han determinado los diversos Valores Agregados de Distribución. Los valores se expresan en pesos al 31 de diciembre del 2003.

17.1 VALORES AGREGADOS

El valor agregado por concepto de distribución se compone de los siguientes parámetros:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del área típica
- Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución

17.1.1 Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del área típica

Este valor resulta diferente según el tipo de medidor y se ha calcular como:

$$CFE = kav + ke + kfc \quad [\$/\text{cliente/año}]$$

$$CFD = kav + kd + kfc \quad [\$/\text{cliente/año}]$$

$$CFH = kav + kh + kfc \quad [\$/\text{cliente/año}]$$

en que:

CFE : costo fijo medidor simple de energía.

CFD : costo fijo medidor de energía y de demanda máxima.

CFH : costo fijo medidor de energía y demanda horaria.

A continuación se indican los valores resultantes para el año base.

$$CFE = kav + ke + kfc \quad \mathbf{12.387,80} \quad \$ / \text{cliente-año}$$

$$CFD = kav + kd + kfc \quad \mathbf{28.869,18} \quad \$ / \text{cliente-año}$$

$$CFH = kav + kh + kfc \quad \mathbf{32.144,25} \quad \$ / \text{cliente-año}$$

17.1.2 Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

Estos valores se expresan en por unidad de la potencia y energía suministrada, respectivamente, y corresponden a los costos por mayores compras de energía y potencia al sistema de generación, como se indica en la tabla siguiente:

Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en potencia y energía

	AT			BT		
	POTENCIA HPG	POTENCIA HPD	ENERGIA	POTENCIA HPG	POTENCIA HPD	ENERGIA
Factor de expansión de pérdidas	1,0464	1,0516	1,0368	1,0817	1,0908	1,0864

17.1.3 Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución

Se calculan por unidad de potencia suministrada en horas de punta de distribución, en pesos al 31 de diciembre del 2003 y son los siguientes:

$$\text{VADAT} = a \cdot \text{kia} + \text{koymat} \text{ [$/kW/año]}$$

$$\text{VADBT} = a \cdot \text{kibt} + \text{koymbt} \text{ [$/kW/año]}$$

$$\text{VADSD} = a \cdot \text{kisd} + \text{koymsd} \text{ [$/kW/año]}$$

en que: a : factor de recuperación del capital para un período de 30 años y una tasa de actualización de 10% real (0,10608).

VADAT : Valor agregado por costos de distribución de AT.

VADBT : Valor agregado por costos de distribución de BT.

VADSD : Valor agregado por costos de distribución equivalente del sistema de distribución.

A continuación se indican los valores resultantes para el año base.

$$\text{VADAT} = 53.583,16 \text{ \$ / kW-año}$$

$$\text{VADBT} = 94.145,09 \text{ \$ / kW-año}$$

$$\text{VADSD} = 98.382,98 \text{ \$ / kW-año}$$

17.2 VALORES AGREGADOS PARA LA RED AÉREA Y SUBTERRÁNEA

De acuerdo a lo indicado en el punto 5.2 de las Bases, se ha efectuado el cálculo de los valores agregados de la porción aérea y subterránea.

Para el cálculo de los costos de inversión, mantenimiento y operación para los dos tipos de red, se discriminó la demanda según las áreas de densidad establecidas y considerando las superficies donde existían instalaciones subterráneas, se tomó en forma proporcional la demanda correspondiente de cada zona (tanto en AT como en BT), según se muestra a continuación:

Demanda de Dimensionamiento en BT

DESCRIPCION	POTENCIA AEREA [kW]	POTENCIA SUBTERRANEA [kW]
URBANA - MAD	22.094,6	1.514,9
URBANA - AD	43.501,6	2.110,4
URBANA - MD	32.803,0	669,4
URBANA - BD	3.183,4	-
URBANA - TOTAL	101.582,6	4.294,7
RURAL	36.574,1	2.752,9
TOTAL EMPRESA BT	138.156,7	7.047,6

Demanda de Dimensionamiento en AT

DESCRIPCION	POTENCIA AEREA [kW]	POTENCIA SUBTERRANEA [kW]
URBANA - MAD	38.574,1	2.574,5
URBANA - AD	50.339,0	2.442,1
URBANA - MD	31.388,7	640,6
URBANA - BD	2.979,2	-
URBANA - TOTAL	123.281,0	5.657,1
RURAL	85.695,7	-
TOTAL EMPRESA AT	208.976,6	5.657,1

Por otra parte se discriminó el VNR de acuerdo a las instalaciones AT y BT aéreas y subterráneas, y los costos de Mantenimiento y Operación en función de la asignación por actividades.

En lo referente al VNR la desagregación es la siguiente:

VNR CON BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACION

	VNR AEREO	VNR SUBTERRANEO
VNR AT	36.665.119,6	4.166.499,9
VNR BT	35.496.397,9	7.245.723,7
Bienes Muebles e Inm. AT	949.861,9	109.762,1
Bienes Muebles e Inm. BT	923.819,1	190.800,7
	74.035.198,5	11.712.786,5

En función de la información desagregada según el tipo de instalación se calculan los costos de mantenimiento y operación y los costos de instalaciones según se muestra.

Costos de mantención y operación para instalaciones aéreas y subterráneas

	AEREO	SUBTERRANEO	
COYMAT =	2.649,6	23,3	MM\$ / año
COYMBT =	1.919,9	52,8	MM\$ / año
kWAT =	129.316	3.501	kW
kWBT =	66.955	3.415	kW
kWSD =	135.995	3.681	kW

koymatA =	20.489 \$ / kW-año
------------------	---------------------------

koymatS =	6.661 \$ / kW-año
------------------	--------------------------

koymbtA =	28.675 \$ / kW-año
------------------	---------------------------

koymbtS =	15.458 \$ / kW-año
------------------	---------------------------

koymSDA =	33.601 \$ / kW-año
------------------	---------------------------

koymSDS =	20.675 \$ / kW-año
------------------	---------------------------

Costos de las instalaciones aéreas y subterráneas

	AEREO	SUBTERRANEO	
CINSTAT =	36.665.120	4.166.500	M\$
CIMIAT =	949.862	109.762	M\$
CINSTBT =	35.496.398	7.245.724	M\$
CIMIBT =	923.819	190.801	M\$
kWAT =	129.316	3.501	kW
kWBT =	66.955	3.415	kW
kWSD =	135.995	3.681	kW

kiatA =	290.876 \$ / kW
----------------	------------------------

kiatS =	1.221.561 \$ / kW
----------------	--------------------------

kibtA =	543.949 \$ / kW
----------------	------------------------

kibtS =	2.177.300 \$ / kW
----------------	--------------------------

kisdA =	544.396 \$ / kW
----------------	------------------------

kisdS =	3.181.565 \$ / kW
----------------	--------------------------

Finalmente se determinaron los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución para las instalaciones aéreas y subterráneas de AT y BT.

	AEREO	SUBTERRANEO	
VADAT =	51.345,49	136.243,94	\$ / kW-año
VADBT =	86.377,02	246.425,94	\$ / kW-año
VADSD =	91.350,27	358.175,18	\$ / kW-año

Con relación a los costos fijos por atención a usuarios y a los factores de expansión de pérdidas se ha considerado que resultan equivalentes para la red aérea y subterránea y se corresponden con los indicados en los puntos 17.1.1 y 17.1.2.

17.3 INDEXACIÓN DE LOS VALORES AGREGADOS

El objetivo de este capítulo es proponer fórmulas que expresen los costos fijos (\$/cliente/año) y los costos de distribución de AT y BT (\$/KW/año), en función de índices de variación representativos de los principales componentes de costos, que correspondan a indicadores de público conocimiento, según se solicita en el punto 7.2 de las Bases.

17.3.1 Metodología

El Consultor ha analizado los indicadores de público conocimiento disponibles para determinar cuales de ellos pueden reflejar en mejor forma el comportamiento en el tiempo de los componentes de costo, para seleccionar y proponer su utilización en la indexación de las fórmulas tarifarias. Los índices examinados son los siguientes:

IPC, Índice de Precios al Consumidor, entregado por el Instituto Nacional de Estadísticas mensualmente. Refleja la variación de precios de una canasta que contiene bienes de consumo y servicios.

IPM, Índice de precios al por mayor, entregado por el Instituto Nacional de Estadísticas mensualmente. Refleja la variación de precios al por mayor de una gran cantidad de productos. Tiene varias componentes, entre ellas el IPMN, que solo incluye productos nacionales.

D, Índice combinado de precios del dólar americano y la tasa de arancel vigente, publicado mensualmente por el Banco Central. Calculado como $D = T_c \times (1 + T_a)$ donde T_c es el valor del dólar observado y T_a la tasa arancelaria vigente para productos electromecánicos. Refleja la variación en moneda nacional de los artículos importados.

ISS, Índice de Sueldos y Salarios, entregado mensualmente por el Instituto Nacional de Estadísticas. Refleja la variación de las remuneraciones. Tiene varias componentes, entre ellas las de variación por actividad.

IPCu, Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de la libra de cobre en la Bolsa de Valores de Londres; calculado por la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en el Boletín del Banco Central.

17.3.2 Propuesta

La verificación del comportamiento y representatividad de estos índices para su utilización en el sector eléctrico, nos muestra que algunos costos cuyas variaciones aparentemente deberían estar asociadas al ISS, quedan mejor representadas por el IPC. Por esta razón se propone la utilización de los siguientes índices para representar las variaciones de precio de los elementos que se indican:

IPMN, para materiales y equipos de fabricación nacional, y para 20% de servicios

D, para materiales y equipos de origen externo

IPC, para costos de montaje, 80% de servicios diversos, remuneraciones

17 Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución...

IPCu, para conductores de cobre desnudo y parcialmente para Cu aislado

Para los efectos de indexación, se considerarán los valores de los índices al segundo mes anterior al de su aplicación.

Los valores agregados de distribución se componen de los siguientes parámetros, para los que se indican los índices propuestos y las fórmulas a aplicar, sin considerar factores especiales como el de asignación de costos fijos sectorizados, o el de asignación de VAD sectorizados, o el de corrección por aportes de terceros:

CF: Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios. Si bien este Costo tiene una componente importada, esta es muy baja y se propone no considerarla. Indexar por el IPC e IPMN, en la proporción que se indica en la tabla que se entrega más adelante.

Fórmula simplificada para servicio con medidor sólo de energía:

$$CFES = CFEo * (CFE1 * IPC / IPCo + CFE2 * IPMN / IPMNo)$$

Fórmula simplificada para servicio con medidor con indicador de demanda

$$CFDS = CFDo * (CFD1 * IPC / IPCo + CFD2 * IPMN / IPMNo)$$

Fórmula simplificada para servicio con medidor horario

$$CFHS = CFHo * (CFH1 * IPC / IPCo + CFH2 * IPMN / IPMNo)$$

CDAT: Costos de distribución de AT. Uno de sus componentes, el costo de inversión, está afectado por los cuatro índices. En el otro componente, el costo de explotación, inciden principalmente el IPMN y el IPC. Se propone indexar por los cuatro índices propuestos, en los porcentajes que se indican en la tabla siguiente.

Fórmula simplificada:

$$CDAT = CDATo * [(IA1 + OA1) * IPC / IPCo + (IA2 + OA2) * IPMN / IPMNo + IA3 * IPCu / IPCuo + IA4 * D / Do]$$

CDBT: Costos de distribución de BT; valen consideraciones y propuesta similares al del CDAT, pero con porcentajes diferentes.

17 Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución...

Fórmula simplificada:

$$\text{CDBT} = \text{CDBTo} * [(\text{IB1} + \text{OB1}) * \text{IPC} / \text{IPC}_o + (\text{IB2} + \text{OB2}) * \text{IPMN} / \text{IPMNo} + \text{IB3} * \text{IPC}_u / \text{IPC}_o + \text{IB4} * \text{D} / \text{Do}]$$

Definición de los Factores:

CFE1 = Componente del costo fijo medidor energía con variación asociada al IPC

CFE2 = Componente del costo fijo medidor energía con variación asociada a IPMN

CFD1 = Componente del costo fijo medidor demanda con variación asociada a IPC

CFD2 = Componente del costo fijo medidor demanda con variación asociada a IPMN

CFH1 = Componente del costo fijo medidor horario con variación asociada al IPC

CFH2 = Componente del costo fijo medidor horario con variación asociada al IPMN

IA1 = Componente del costo de inversión en AT con variación asociada al IPC

IA2 = Componente del costo de inversión en AT con variación asociada al IPMN

IA3 = Componente del costo de inversión en AT con variación asociada al IPC_u

IA4 = Componente del costo de inversión AT con variación asociada al Índice D

OA1 = Componente del costo de explotación AT con variación asociada al IPC

OA2 = Componente del costo de explotación AT con variación asociada al IPMN

IB1 = Componente del costo de inversión en BT con variación asociada al IPC

IB2 = Componente del costo de inversión en BT con variación asociada al IPMN

IB3 = Componente del costo de inversión en BT con variación asociada al IPC_u

IB4 = Componente del costo de inversión BT con variación asociada al índice D

OB1 = Componente del costo de explotación BT con variación asociada al IPC

OB2 = Componente del costo de explotación BT con variación asociada al IPMN

A continuación se entrega la tabla con los valores propuestos para estos componentes, determinados en función de su participación, en tanto por uno, en los valores agregados:

17 Valor Agregado por Concepto de Costos de Distribución...

CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
0,80	0,20	0,81	0,19	0,81	0,19

IA1	IA2	IA3	IA4	OA1	OA2
0,25	0,21	0,04	0,12	0,26	0,12

IB1	IB2	IB3	1B4	OB1	OB2
0,38	0,11	0,04	0,05	0,36	0,06

Viña del Mar, 24 de septiembre de 2004
G.G. N° 33/62

Señor
Luis Sánchez Castellón
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía
PRESENTE

Ref.: Carta CNE N°1190

De nuestra consideración:

Nos referimos a su carta de la referencia, mediante la cual efectuó observaciones al estudio de componentes de costos del Valor Agregado de Distribución del área típica 3, contratado por las empresas Chilquinta, Emelari, Edelmag, Emec, Emelectric, Energía de Casablanca y Saesa.

En este sentido, tenemos el agrado de adjuntar informe denominado "Ajuste del Estudio sobre Cálculo de las Componentes de Costos del VAD del AT3" preparado por el consorcio conformado por las empresas PA CONSULTING y CONSTAR. En este informe se presentan los nuevos valores obtenidos al considerar las observaciones ya referidas.

Finalmente, manifestamos nuestra conformidad para que esa Comisión corrija los valores incluidos en los estudios presentados de modo de ajustarlos a los nuevos valores determinados por nuestro consultor.

Sin otro particular, saluda muy atentamente a usted,

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.



Raúl Rivera Banderas
GERENTE GENERAL

3383120

24 SEP 2004

16 45

EMEC

Ajuste del Estudio sobre Cálculo de las
Componentes de Costos del VAD del AT

24 septiembre 2004

© PA Knowledge Limited 2004

Prepared by:

PA Consulting Group
Cerrito No 866 Piso 9 (C1010AAR)
Buenos Aires
Argentina
Tel: +54 11 4813 9898
Fax: +54 11 4811 9855
www.paconsulting.com

Versión: 1.0

INDICE

1.	Introducción	1-1
2.	Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo	2-1
2.1	Costos directos de Atención a Clientes	2-1
2.2	Costos directos de Operación y Mantenimiento	2-1
2.3	Costos de explotación de la estructura general	2-1
2.4	Efectos de los ajustes efectuados	2-1
3.	Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo	3-1
4.	Resultados de los ajustes efectuados	4-1
4.1	Cargos resultantes	4-1

1. INTRODUCCIÓN

En función de las observaciones efectuadas por la CNE a CONAFE, empresa contratante del estudio del AT3, se efectuaron una serie de ajustes en el Estudio de Cálculo de Componentes del VAD con la finalidad de que la empresa modelo recoja de manera más representativa la realidad de la empresa de referencia, aún a costa de algunas de ellas pudieran implicar un mayor riesgo de incumplimiento en las obligaciones de Calidad de Servicio (tanto desde el punto de vista de la calidad de los servicios técnicos y comerciales ofrecidos a los clientes como de las obligaciones de medición y control requeridas por la normativa).

Estos ajustes se efectuaron tanto en lo referente a los costos de explotación técnicos y de atención de clientes (COyM y CEXAC), como en las instalaciones de la red adaptada (VNR de la empresa modelo).

2. AJUSTE DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN DE LA EMPRESA MODELO

En lo referente a los costos de explotación de la empresa modelo los ajustes se efectuaron tanto en los costos de explotación de atención de clientes (CEXAC) como en los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones (COyM).

En ambos casos se revisaron costos unitarios de servicios, cantidades de personal requeridos para las tareas y costos de servicios.

2.1 COSTOS DIRECTOS DE ATENCIÓN A CLIENTES

En lo referente a los costos directos de Atención a Clientes se efectuaron ajustes en los costos unitarios de lectura, en el costo anual por el servicio de Seguridad y Transporte de Caudales y en el Personal de las tareas de Atención a Clientes y Nuevos Suministros, Análisis de Lecturas y Cobranza (Cancelación de Saldos).

La reducción de costos por los conceptos mencionados anteriormente asciende a 165,5 millones de pesos anuales

2.2 COSTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En lo referente a los costos directos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de distribución los ajustes fueron efectuados por ajuste de los ratios de personal directo de Explotación Técnica, por reducción de personal en tareas de Ingeniería y Calidad de Servicio y por reducción en las actividades de control de pérdidas de energía.

La reducción de costos por los conceptos mencionados anteriormente asciende a 111,7 millones de pesos anuales

2.3 COSTOS DE EXPLOTACIÓN DE LA ESTRUCTURA GENERAL

Estos costos corresponden a actividades que no están directamente vinculadas con la Atención de Clientes o la Operación y Mantenimiento de las instalaciones, pero que son de apoyo, y son necesarias para el cumplimiento de la actividad de distribución por parte de la Empresa Modelo.

Con referencia a estas actividades se efectuó el ajuste de los costos mediante reducciones de personal en las actividades de Compra de Energía y de Control Regulatorio, Contabilidad, Servicios Generales, Control de Pérdidas y Control de Cobranza.

La reducción de costos por los conceptos mencionados anteriormente asciende a 194,4 millones de pesos anuales

2.4 EFECTOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

Como resultado de todos los ajustes efectuados sobre la Empresa Modelo para el AT3, se produjeron los siguientes efectos sobre los resultados de los Costos de Explotación:

2. Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo

PA

		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Total de empleados	N°	247	217
Costo Total de Personal	MM\$	4.062,04	3.705,44
Costo Total de Explotación	MM\$	10.013,37	9.512,23
Costo de Explotación a VAD	MM\$	7.328,38	6.856,75
Costos de Atención de Clientes	MM\$	2.682,73	2.382,48
CEXAV	MM\$	637,10	580,12
CEXME	MM\$	662,87	522,57
CEXMD	MM\$	22,19	17,09
CEXMH	MM\$	42,05	34,71
CEXFC	MM\$	1.318,53	1.227,99
Costos de Operación y Manten.	MM\$	4.645,65	4.474,28
COYMAT	MM\$	2.672,92	2.504,87
COYMBT	MM\$	1.972,73	1.969,40

Lo que implica una reducción total de los Costos de Explotación a transferir al VAD del 6,4%, siendo la reducción de los Costos de Explotación de Atención de Clientes del 11,2% y la de los Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de distribución del 3,7%.

3. AJUSTE DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA MODELO

Con relación al diseño de las instalaciones de la Empresa Modelo el ajuste se efectuó en la tecnología de las Subestaciones de Distribución consideradas en las zonas de red subterránea de la empresa modelo, y en una revisión más ajustada del equipamiento en la red de AT (tanto urbana como rural) tomando en cuenta un grado de cumplimiento medio de los indicadores de calidad de servicio.

En lo referente a las Subestaciones de Distribución (SED) de la empresa modelo, en el Estudio presentado se había considerado la utilización de subestaciones subterráneas en aquellos sectores donde actualmente existen redes subterráneas. Sin embargo, tomando en cuenta la situación de la Empresa de Referencia del estudio se ajustaron las tecnologías, considerando parte de estas instalaciones de tipo Pad Mounted (o sobre pedestal) y parte como subestaciones aéreas y manteniendo las redes como subterráneas.

Esta modificación afectó también el equipamiento de maniobra y protección asociado a estas instalaciones, ya que las SED aéreas utilizan otros equipos de protección y maniobra que las subterráneas y las tipo Pad Mounted llevan los equipos integrados en el transformador.

Con referencia a los equipos de maniobra y protección en la red de Alta Tensión de la empresa modelo se modificó el criterio para la consideración de los indicadores de calidad de servicio, planteando como objetivo el cumplimiento de indicadores medios (en especial para las zonas más alejadas y con mayores inconvenientes) en lugar de un cumplimiento estricto de los niveles de calidad de servicio en todos los puntos de la red, aún aquellos más alejados y expuestos a fallas.

De esta manera se logró una reducción en la cantidad de equipos de maniobra requeridos, especialmente en reconectadores, seccionadores bajo carga y desconectadores o cut out.

El resultado del ajuste efectuado sobre el VNR de la Empresa Modelo se presenta en el siguiente cuadro.

VNR por tipo de instalación		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Red AT y Equipos	MM\$	38.385,9	34.618,0
SED AT/BT	MM\$	15.329,6	8.300,1
Red BT	MM\$	25.048,5	25.048,5
Bienes Muebles e Inmuebles	MM\$	2.131,6	2.131,6
Bienes Intangibles	MM\$	1.617,9	1.402,0
Capital Explotación	MM\$	3.234,4	3.096,5
TOTAL		85.748,0	74.596,8

Esto implica que el ajuste produjo una reducción del 13% en el VNR de la Empresa de Referencia.

Si consideramos las componentes del VNR que se utilizan para el cálculo de las Componentes de Costos del VAD, los resultados son:

3. Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo

PA

VNR para cálculo de VAD		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
VNR AT	MM\$	40.831,6	36.947,4
VNR BT	MM\$	42.742,1	35.475,1
Bienes Muebles e Inm. AT	MM\$	1.059,6	1.107,4
Bienes Muebles e Inm. BT	MM\$	1.114,6	1.066,8
TOTAL		85.748,0	74.596,8

Según puede observarse el mayor impacto se produce en el VNR BT con una reducción del 17% respecto al presentado en el Estudio.

4. RESULTADOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

Como resultado de los ajustes efectuados a los Costos de Explotación y al VNR de las instalaciones de la Empresa Modelo, se registra una reducción del ingreso teórico global de la misma calculado como la anualidad del VNR total ($a \times \text{VNR}$) más los costos totales de explotación de la misma (COyM), la que se muestra en el siguiente cuadro:

		Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Diferencia
$a \times \text{VNR}$	MM\$	9.096,15	7.913,22	-13,0%
COyM	MM\$	7.328,38	6.856,75	-6,4%
$a \times \text{VNR} + \text{COyM}$	MM\$	16.424,52	14.769,98	-10,1%

Como se observa los ajustes efectuados producen una reducción sobre el ingreso total teórico de la Empresa Modelo del 10,1%, respecto al correspondiente al Estudio presentado.

4.1 CARGOS RESULTANTES

Los cargos resultantes se presentan a continuación, comparados con los correspondientes al Estudio presentado.

Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención a usuarios del área típica.

Estudio Presentado	Estudio Ajustado
-----------------------	---------------------

CFE =	12.388	11.022	\$ / cliente-año
CFD =	28.869	23.664	\$ / cliente-año
CFH =	32.144	27.450	\$ / cliente-año

Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución

Estudio Presentado	Estudio Ajustado
-----------------------	---------------------

VADAT =	53.583	49.254	\$ / kW-año
VADBT =	94.145	83.071	\$ / kW-año
VADSD =	98.383	88.687	\$ / kW-año