

Informe original y posterior ajuste

Estudio de Componentes de Costo del Valor
Agregado de Distribución (VAD) Cuadrienio
noviembre 2004 – noviembre 2008

Área Típica 6
(Empresa de Referencia: COPELEC)

Elaborado por: SET ENERGY S.A.
Agosto 2004

ÍNDICE

	<u>Pág</u>
1. Resumen ejecutivo	2
2. Caracterización del área de servicio y de la empresa de referencia	4
3. Proyección de demanda	9
4. Dimensionamiento de las Instalaciones del Sistema Eléctrico	13
5. Dimensionamiento de la Organización y Costos de Explotación Empresa Modelo	50
6. Bienes muebles e inmuebles	66
7. Calidad de servicio	67
8. Costos de las instalaciones eléctricas (VNR)	75
9. Balance de potencia y energía	84
10. Costos de distribución de la empresa modelo y Cálculo de Valor Agregado de Distribución (VAD)	100
11. Conclusiones	109

Anexos

Anexo Capítulo 4

Anexo Capítulo 5

Anexo Capítulo 7

Anexo Capítulo 8

1. Resumen Ejecutivo

El objetivo del presente estudio es determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) por nivel de tensión y Cargo Fijo (CF) para el Área Típica 6, según lo establecido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el Documento Técnico “Bases para Estudio de las Componentes del Costo del Valor Agregado de Distribución Cuadrienio noviembre 2004 – noviembre 2008”.

Para cumplir con este cometido se ha diseñado una empresa modelo eficiente que cumple con los estándares de calidad de servicio emanados de las normas vigentes, con instalaciones adaptadas a la demanda, con una política de inversiones de largo plazo que minimiza los costos de inversión, operación, mantención y pérdidas de potencia y energía, que opera en el país con una gestión eficiente de los recursos. Cabe destacar que uno de los criterios fundamentales fue el que la empresa se constituía para la ocasión del estudio y por tanto no recogía las imperfecciones y defectos de la empresa en marcha.

La empresa de referencia, sobre la cual se basa el diseño de la modelo es la Cooperativa Eléctrica de Chillán (Copelec), la cual presta servicios en áreas rurales de la VIII región y que a diciembre del año 2003, tenía 30.747 clientes.

Para lograr el objetivo se conciliaron modernos conceptos e instrumentos de diseño de ingeniería y la experiencia de profesionales y consultores de empresas distribuidoras de electricidad. Para diseñar la empresa modelo, se ha efectuado un análisis detallado de los principales factores que intervienen en el diseño de redes de baja y media tensión. Esto se justifica por la incidencia no lineal que tienen las principales variables de diseño sobre los costos.

Los resultados de este estudio muestran una empresa modelo que tiene un nivel de Costos de Explotación, totales, menores a los de la empresa de referencia, a pesar de estar absorbiendo desde el mercado varios servicios que hoy día son manejados al interior de la organización de referencia. El valor de la inversión comprometida en la empresa modelo es mayor al VNR aprobado para la empresa de referencia, ello por tres razones. La primera el VNR presentado incluyó errores de asignaciones por lo cual en la validación realizada por la Superintendencia (SEC) se eliminaron numerosas partidas de bienes, la segunda dice relación con que la empresa de referencia no presento todas las partidas de redes de baja tensión en su VNR y por último la red modelada debe cumplir con los estándares de calidad previstos en la normativa vigente. Las pérdidas eléctricas actuales y proyectadas son menores a las de la empresa de referencia debido a la robustez de la redes para cumplir con los estándares de calidad y a la optimización de las mismas. Las tareas de medición de la calidad de servicio son tratadas en el Capítulo 7; las muestras a examinar se disminuyeron al mínimo, pero se mantiene una buena confiabilidad. Los costos de mediciones de la calidad de servicio han sido considerados en los costos de explotación.

En el modelamiento de los costos de explotación fueron considerados precios de mercado para aquellos servicios que fueron externalizados (outsourcing de funciones y tareas). También fueron consideradas las diferentes normativas que impactan el quehacer de la empresa, como la reducción en la jornada laboral a contar de enero del 2005. Las remuneraciones se obtuvieron de la encuesta de Remuneraciones elaborada por PriceWaterhouseCoopers a diciembre del 2003.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los resultados obtenidos del modelamiento.

ÁREA TÍPICA 6	KW	Clientes	MM\$	\$/clte -mes	\$/KW/mes	Pérdidas
Demanda Máxima	17,141					
Demanda Cobrable AT	2,619					
Ingreso a Distribución BT	14,031					
Demanda Cobrable BT	12,318					
Nº de clientes 31.12.2003		30,747				
VNR AT			21,047			
VNR BT			12,257			
VNR TOTAL			33,304			
Costos de Explotación VAD			1,867			
Cargo Fijo Monomio				1,415.54		
Cargo Fijo Tarifas 1 Demanda				2,924.54		
Cargo Fijo Tarifas Horarias				3,180.78		
VAD AT					14,234.70	
VAD BT					13,712.59	
PMPAD						1.0295
PMPBD						1.1391
PMEA						1.0159
PMEB						1.0817

El cálculo de los VAD, consideró las demandas máximas de los sistemas de distribución, pero a su vez se realizó el examen de las ventas y compras de potencia de generación e instalaciones de distribución, para los 12 meses del año 2003 de la empresa de referencia, a objeto de encontrar el equilibrio de ventas y compras. Producto de lo anterior se obtienen nuevos factores de coincidencia para la empresa modelo basados en la estructura de ventas de la empresa de referencia, estructura de ventas que es propia de cada empresa en particular.

En los capítulos siguientes se muestran los detalles con los cuales se obtienen las cifras del cuadro anterior.

Con este estudio se cumple con las bases, con un diseño realista y un elevado nivel de optimización de la empresa modelo que servirá para la determinación de valores agregados correspondientes a las empresas de distribución eléctrica que operan en el país clasificadas en el área típica 6.

2. Caracterización del Área de Servicio y Empresa de Referencia

El área de servicio o zona de influencia de la empresa de referencia alcanza a los 7.316 kilómetros cuadrados y en ella abastece las necesidades de 30.747 clientes al 31 de diciembre del año 2003. De lo anterior se calculó el ratio de clientes por kilómetro cuadrado de zona de influencia alcanzando este a 4,2 clientes / km², lo que da una indicación de la ruralidad de esta empresa y de la dispersión de los consumos.

La empresa presta servicios en 22 comunas y su consumo asociado es el siguiente:

Tabla 2.1 Comunas y consumos asociados a Empresa de Referencia

	Cientes	BT1	Consumo Otros BT	AT	Kwh	Kwh/cliente
Chillán	4,680	7,078,243	3,399,296	11,028,798	21,506,337	4,595
Bulnes	2,213	2,678,939	6,044,822	2,470,210	11,193,971	5,058
Cobquecura	1	128	0	0	128	128
Coelemu	1,600	1,545,935	419,480	1,102,500	3,067,915	1,917
Coihueco	3,862	4,775,158	1,925,129	14,660	6,714,947	1,739
Chillán Viejo	41	607,875	921,801	1,305,770	2,835,446	69,157
El Carmen	691	593,921	701,302	0	1,295,223	1,874
Ninhue	421	262,844	20,600	0	283,444	673
Ñiquen	0	2,353	0	0	2,353	
Pemuco	481	515,713	178,976	0	694,689	1,444
Pinto	2,565	2,759,627	1,795,737	1,645,026	6,200,390	2,417
Portezuelo	1,162	751,440	284,581	122,580	1,158,601	997
Quillón	2,840	2,933,851	1,182,284	294,520	4,410,655	1,553
Quirihue	8	14,141	0	0	14,141	1,768
Ranquil	1,004	971,756	383,343	26,850	1,381,949	1,376
San Carlos	3,404	3,682,445	776,834	1,008,678	5,467,957	1,606
San Fabián	515	452,012	0	0	452,012	878
San Ignacio	1,862	1,533,530	296,145	0	1,829,675	983
San Nicolás	1,986	1,875,652	390,918	521,345	2,787,915	1,404
Trehuaco	751	458,430	73,120	0	531,550	708
Florida	598	874,526	821,183	0	1,695,709	2,836
Tomé	<u>62</u>	<u>24,613</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>24,613</u>	<u>397</u>
	30,747	34,393,132	19,615,551	19,540,937	73,549,620	2,392

Los gastos totales de la empresa de referencia para el año 2003 ascendieron a MM\$ 5.199 de los cuales MM\$ 2.244 correspondieron a gastos no compra de energía, gastos financieros y depreciaciones, lo anterior es neto de los gastos capitalizables.

El consumo medio por cliente alcanzo a los 2.392 Kwh-año, es una zona campesina con actividad de silvoagropecuaria y demanda influida por el regadío y los packing.

Tabla 2.2 Consumo Energía por actividad Kwh

mes	Domiciliaria	Comercial	Fiscal	Alumbrado Público	Industrial	Riego	Total general
Ene-03	2,494,657	274,427	145,559	223,663	2,792,361	1,044,139	6,974,806
Feb-03	2,492,004	250,358	161,967	235,178	2,394,594	985,192	6,519,293
Mar-03	2,639,322	249,058	161,128	253,338	2,593,634	834,769	6,731,249
Abr-03	1,883,657	243,373	145,139	180,905	2,909,356	490,385	5,852,815
May-03	2,993,736	257,707	164,054	296,972	2,028,110	144,803	5,885,383
Jun-03	2,475,030	280,424	170,630	245,684	2,538,583	134,245	5,844,596
Jul-03	2,759,172	272,481	145,102	237,038	2,533,365	140,240	6,087,397
Ago-03	2,585,913	262,714	144,872	217,686	2,541,245	145,028	5,897,457
Sep-03	2,377,496	251,965	135,640	201,143	2,507,593	115,927	5,589,765
Oct-03	2,419,639	235,880	139,139	205,741	2,457,203	245,564	5,703,166
Nov-03	2,196,933	237,667	129,200	181,432	2,607,067	440,069	5,792,369
Dic-03	2,661,825	262,894	143,732	220,122	2,545,610	837,142	6,671,325
	29,979,384	3,078,948	1,786,162	2,698,900	30,448,722	5,557,504	73,549,620

La empresa de referencia informó, para el año 2003, 4.196,4 kilómetros de redes de alta tensión, 2.630 kilómetros de baja tensión.

Tabla 2.3 Líneas AT por comuna y tipo

Comuna	Líneas AT 3F			Líneas AT 2F		1F	Total red AT km	Postes	
	Cu # 3	Cu # 6	otros	Cu # 6	otros	Cu # 6		AT	Vano Medio mt.
Chillán	76	203	44	63	3	133	522	6,029	87
Bulnes	110	96	0	29	6	167	408	4,256	96
Coelemu	14	65	9	87	37	64	275	2,673	103
Coihueco	18	182	33	68	0	336	638	6,522	98
Chillán Viejo	18	78	8	3	0	55	162	1,732	94
El Carmen	0	39	0	0	0	119	158	1,494	106
Ninhue	0	29	0	5	0	120	154	1,308	118
Pemuco	0	35	0	3	0	53	91	919	99
Pinto	0	11	31	1	6	24	73	1,049	69
Portezuelo	19	61	0	67	0	123	269	2,407	112
Quillón	4	105	0	46	0	104	259	2,746	94
Quirihue	0	6	0	0	0	2	8	60	126
Ranquil	6	91	0	35	0	39	170	1,703	100
San Carlos	27	187	0	48	0	307	568	5,866	97
San Ignacio	0	45	0	12	0	79	137	1,475	93
San Nicolás	16	58	0	25	0	65	163	1,816	90
Trehuaco	0	15	1	8	45	10	79	957	82
Florida	0	31	0	10	0	23	63	550	115
	307	1,336	126	508	97	1,822	4,196	43,562	96

La empresa de referencia informó 5.638 transformadores de distribución propios con 74.112 kVA instalados.

Tabla 2.4 Transformadores de Distribución por comuna y por tipo

Comuna	Fases			KVA instalados	KVA	Fases			KVA instalados
	1	2	3			1	2	3	
Chillán	261	226	190	14,891	1.5	827	96		1,385
Bulnes	230	82	125	10,482	3	846	342	1	3,567
Coelemu	67	167	26	2,872	5	796	442	2	6,200
Coihueco	371	97	118	7,602	10	539	280	172	9,910
Chillán Viejo	80	43	53	3,852	15	275	218	171	9,960
El Carmen	175	19	19	1,709	25		46	125	4,275
Ninhue	103	6	7	642	30			116	3,480
Ñiquen	1			10	45			113	5,085
Pemuco	96	12	10	922	50			45	2,250
Pinto	275	116	48	4,439	75			86	6,450
Portezuelo	185	45	29	2,329	100			23	2,300
Quillón	154	148	63	4,701	150			37	5,550
Quirihue	2	1	2	75	200			6	1,200
Ranquil	98	69	36	2,959	250			2	500
San Carlos	459	85	90	6,465	300			17	5,100
San Fabián	79	16	2	569	400			6	2,400
San Ignacio	195	75	26	2,608	500			6	3,000
San Nicolás	231	116	51	4,049	750			2	1,500
Trehuaco	97	26	8	884					
Florida	122	55	28	1,980					
Tomé	2	20		76					
	3,283	1,424	931	74,112		3,283	1,424	930	74,112

La empresa de referencia efectuó compras de energía por 89,1 GWH, demanda máxima por 19,4 MW ocurrida en febrero del 2003, ventas de energía por 73,6 GWH y pérdidas eléctricas por 15,6 GWH (17,5%).

Tabla 2.5 Compras de Energía y Potencia Kwh

	Consumo por proveedor (Kwh)			Total Energía Kwh	potencia HP KW	potencia FP KW
	ENDESA	EMELECTRIC	AGESA			
Ene-03	7,992,997	670,355		8,663,352	14,481	4,126
Feb-03	7,497,334	647,150		8,144,484	14,481	4,198
Mar-03	7,554,798	681,704		8,236,502	14,481	4,276
Abr-03	6,443,895	571,660		7,015,555	14,481	4,153
May-03	6,366,206	636,706		7,002,912	14,718	4,175
Jun-03	6,353,937	625,879		6,979,816	14,874	4,031
Jul-03	6,660,544	640,101		7,300,645	15,153	3,692
Ago-03	6,411,054	639,473		7,050,527	15,165	3,692
Sep-03	6,014,337	602,786		6,617,123	15,152	3,576
Oct-03	6,102,510	695,327	66,833	6,864,670	15,152	3,760
Nov-03	6,380,737	555,371	73,709	7,009,817	15,152	3,784
Dic-03	7,510,487	658,772	79,766	8,249,025	15,152	3,806
	81,288,836	7,625,284	220,308	89,134,428		

Tabla 2.6 Histograma consumos Empresa de Referencia

Histograma Consumos:

Kwh/mes	Clientes
>500	1029
500-250	1246
250-100	5234
100-80	2470
60 - 80	3704
40 - 60	4998
20 - 40	7828
< 20	<u>4234</u>
	30743

3. Proyección de demanda

3.1 Análisis de la demanda

El objetivo de este capítulo es determinar el comportamiento futuro de la demanda por electricidad en la zona de concesión, demanda que es medida a través de las siguientes variables:

- Clientes BT
- Clientes AT
- Ventas BT y,
- Ventas AT

Determinar el comportamiento futuro de una variable, requiere hacerla dependiente de otras variables, que a su vez son representativas del contexto en que está inmersa la variable dependiente. Esta idea es representativa de los fenómenos que ocurren en la naturaleza. Un cierto fenómeno físico o químico, puede ser explicado estudiando su entorno y registrando los datos que se han generado en el sistema.

En este caso, el comportamiento de las variables dependientes, antes enunciadas, será explicado a través de diferentes series de datos, representativas del desarrollo económico y social del país, como son:

- Producto Interno Bruto (PIB)
- Construcción de viviendas
- Evolución del crecimiento poblacional
- Índice de precios al consumidor (IPC)
- Índice de precios al por mayor (IPM)
- Índice de remuneraciones

La teoría y la práctica económica, establece que el consumo de energía eléctrica está directamente relacionado con el crecimiento o decrecimiento económico.

El modelo de análisis estadístico a usar es el de regresión lineal simple y múltiple, ya que permite explicar una variable dependiente en función de una o más variables independientes. Para esto es fundamental contar con una base de datos histórica amplia de la(s) variable(s) independiente(s) y de la dependiente, que permita establecer una relación segura y confiable.

En este caso, el número de observaciones con que se disponía (10) obligó a trabajar con muchas limitaciones, del punto de vista de los análisis estadísticos, por lo que la bondad de éstos no fue la esperada. Ver cuadro 3.1, en la siguiente página.

CUADRO 3.1: Ventas Históricas de COPELEC: 1994-2003

Año	Clientes		Ventas KWH/Cliente Año		Venta KWH/año			PIB MM\$ 1996
	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT + AT	
1994	16,997	56	1,728	286,640	29,372,276	16,027,724	45,400,000	26,287,606
1995	19,094	63	1,731	287,189	33,059,985	18,040,015	51,100,000	29,081,342
1996	21,230	70	1,694	281,038	35,971,334	19,628,666	55,600,000	31,237,289
1997	21,771	78	1,523	304,005	33,154,550	23,737,743	56,892,293	33,300,693
1998	23,663	71	1,725	277,805	40,814,678	19,608,411	60,423,089	34,376,598
1999	24,934	83	1,701	243,322	42,402,720	20,155,136	62,557,856	34,115,042
2000	26,233	83	1,756	253,407	46,078,499	21,011,647	67,090,146	35,646,492
2001	27,656	55	1,857	370,585	51,370,768	20,413,058	71,783,826	36,854,918
2002	28,914	58	1,750	321,053	50,591,297	18,621,070	69,212,367	37,670,155
2003 *	30,069	62	1,796	315,601	54,008,683	19,540,937	73,549,620	38,900,435
Tasa Crec.								
1994-2003	6.54%	1.14%	0.43%	1.08%	7.00%	2.23%	5.51%	4.45%

Nota: (*) Clientes promedios año 2003.-

La variable independiente más usada, por su poder explicativo, es el producto interno bruto (PIB), porque mide el nivel de producción real de un país en un período de tiempo. Es un claro indicador de actividad y desarrollo económico.

Por otra parte se buscaron otras series de datos (indicadas anteriormente), que pudieran apoyar, combinadamente, a las dependientes.

Del análisis de los datos del cuadro anterior, se concluye que las ventas de electricidad crecieron a una tasa promedio anual de 5,5% en el período 1994-2003. En este período el PIB creció a una tasa de 4,45%, por lo que la relación entre la tasa de crecimiento de las ventas y del PIB es 1,2.

El crecimiento en las ventas se puede desagregar en dos componentes. El primero es el aumento en el número de clientes que alcanza a 6,5% y 1,14% para los clientes BT y AT respectivamente. El segundo componente corresponde al consumo por cliente, el que para los clientes BT se incrementó en un 0,43% anual y para los clientes AT en un 1,08% anual.

La mayor parte de los clientes BT son residenciales, por lo que una tasa de crecimiento en el número de clientes muy superior a la tasa de crecimiento vegetativo de la población (0,844% para la provincia de Ñuble, Chillán) requiere de una atención especial. Existen distintas explicaciones para este fenómeno:

- Primero, la construcción de viviendas sociales dotadas de servicios básicos.
- Segundo, el desplazamiento de población rural a localidades de mayor tamaño.
- Tercero, el programa de electrificación rural, que permitió aumentar la cobertura de electricidad en áreas rurales de 53% en 1992 a 86% en el 2002.

3.2 Proyecciones de demanda.

En cada uno de los casos, variables dependientes, se realizaron diversas regresiones econométricas, basadas en combinaciones de variables independientes. Esto con el objetivo de generar distintos escenarios o modelos que fueran entregando parámetros de solución cada vez mejores. Los resultados se muestran en siguiente cuadro (Cuadro 3.2.)

CUADRO 3.2: PROYECCIONES DE VENTA COPELEC: 2004-2018

Año	Clientes		Ventas Energía/Cliente		Venta KWH/año			PIB MM\$ 1996
	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT + AT	
2004	30,988	62	1,810	321,808	56,091,244	20,053,893	76,145,137	40,767,656
2005	32,000	63	1,826	328,855	58,426,822	20,642,285	79,069,106	42,887,574
2006	32,928	63	1,840	335,271	60,595,819	21,183,509	81,779,328	44,817,515
2007	33,884	64	1,855	341,975	62,863,091	21,754,753	84,617,844	46,834,303
2008	34,780	64	1,869	348,203	65,010,001	22,290,561	87,300,562	48,707,675
2009	35,699	64	1,884	354,679	67,246,133	22,853,100	90,099,233	50,655,982
2010	36,642	65	1,899	361,415	69,576,041	23,443,872	93,019,913	52,682,221
2011	37,610	65	1,914	368,420	72,004,550	24,064,473	96,069,023	54,789,510
2012	38,604	66	1,931	375,706	74,536,768	24,716,602	99,253,371	56,981,091
2013	39,624	66	1,948	383,282	77,178,108	25,402,069	102,580,176	59,260,334
2014	40,670	67	1,965	391,162	79,934,304	26,122,797	106,057,101	61,630,748
2015	41,744	67	1,984	399,357	82,811,437	26,880,837	109,692,274	64,095,978
2016	42,846	68	2,003	407,880	85,815,953	27,678,374	113,494,327	66,659,817
2017	43,977	68	2,023	416,744	88,954,686	28,517,737	117,472,423	69,326,209
2018	45,138	69	2,043	425,962	92,234,886	29,401,409	121,636,295	72,099,258
Tasa Crec 2004-2018	2.75%	0.73%	0.86%	2.02%	3.63%	2.76%	3.41%	4.20%

En Anexo N° 3 se muestran los mejores resultados estadísticos del moledo de regresión lineal aplicado, para cada variable dependiente.

Para el caso de los Clientes BT, se pudo establecer una correlación, en función del PIB.

Para los casos de Los Clientes AT, las Ventas AT y Ventas BT, ninguna combinación de variables explicativas pudo diseñar el comportamiento de éstas variables dependientes, por lo que se utilizó el comportamiento del período anterior 1994-2003.

Para proyectar el PIB se supuso que a partir del 2004 la economía crece a una tasa anual de 4,5% los primeros 4 años y posteriormente al 4%.

Las tasas de crecimiento se establecieron usando como año base el año 2003, para los próximos 5 y 15 años.

Como se observa, la tasa de crecimiento proyectada para el número de clientes BT (2,75%) es bastante menor que la de la década de los 90 (6,5%). Esta situación se explica, por un lado, porque se supone una tasa de crecimiento menor del PIB para los próximos años y por otro lado, efectos de situaciones coyunturales, como por ejemplo, el número de viviendas electrificadas, a través del programa de electrificación rural, debería disminuir a futuro en la medida que disminuya la población rural sin electrificación y que los costos aumenten al electrificar poblados más distantes. La cobertura actual supera al noventa por ciento. Por esta razón, parece prudente trabajar con la tasa de 2,75%.

Las tasas de crecimiento para el resto de las variables dependientes se mantienen como en el período 1993-2004, dado el supuesto de que los crecimientos no experimentarán mayor variación.

Juntando el crecimiento de los clientes AT y BT se observa la caída en la tasa de crecimiento de las ventas con respecto a la década anterior de un 5,5% a un 3,41% lo que se explica principalmente porque se supuso una menor tasa de crecimiento del PIB para el período 2004-2018 que la que se observó en la década del 90.

4 Dimensionamiento de las Instalaciones del Sistema Eléctrico

4.1. Modelo General

4.1.1 Planteamiento del problema

Un sistema de distribución de energía eléctrica debe ser capaz de atender el consumo energético de manera económica y confiable. La creciente complejidad de estos sistemas ha tornado cada vez más difícil las tareas de operación y planificación, planteando el desafío de proponer nuevos modelos y técnicas matemáticas que faciliten la toma de decisiones.

En el contexto, el rápido aumento en el consumo de energía eléctrica ha hecho de la planificación de los sistemas de distribución uno de los problemas más importantes para las empresas del sector. El problema consiste en mantener el sistema adaptado por varios años, evitando la aparición de capacidades ociosas. Esto se logra minimizando el costo de las decisiones de construcción en el período de años considerado, bajo las restricciones de suministro de demanda, de la capacidad máxima de líneas y de subestaciones.

Constantemente las empresas de distribución deben actualizar las bases de datos referentes a sus instalaciones eléctricas, por lo que se vuelve imprescindible una herramienta de consulta para realizar chequeos de validación y estudios que permitan adaptar las instalaciones a diversos objetivos, como por ejemplo minimizar las pérdidas, y disminuir los tiempos de atención y de interrupción a clientes.

Planificar la expansión a largo plazo de un sistema de distribución es una tarea ardua y compleja, en la cual se decide la realización de elevadas inversiones, así como también, la implantación de políticas tendientes a optimizar el uso de recursos.

El sistema de distribución es el sistema más cercano al consumidor y su función es la de prestar servicio con la mayor calidad y eficiencia.

Cada decisión está sujeta a factores como: densidad de carga, limitaciones geográficas, consideraciones ambientales, derecho a servidumbre, acceso al sistema de transmisión, consideraciones de tipo económico, etc.

El problema del diseño de redes de distribución consiste en determinar el tamaño necesario de la red en orden a satisfacer la demanda en un cierto período de tiempo a mínimo costo. De acuerdo a las bases, para el área típica estudiada se deberá dimensionar una empresa de distribución modelo que presta el servicio de distribución, en ella, en el período comprendido entre el 1º de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2003.

A continuación se plantea la función objetivo a considerar para la solución al problema planteado.

Función objetivo a minimizar

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=0}^{T_{h-1}} \sum_{j \in N_{SF}} \sum_{\lambda' \in N_{\lambda'}} [(CF_{Sjt})_{\lambda'} (Y_{jt})_{\lambda'} + (CV_{Sjt})'_{\lambda'} (X_{jt})_{\lambda'}] \\
& + \sum_{t=0}^{T_{h-1}} \sum_{j \in N_{SE}} [(CF_{Sjt})_E (Y_{jt})_E + (CV_{Sjt})'_E (X_{jt})_E] \\
& + \sum_{t=0}^{T_{h-1}} \sum_{(i,k) \in N_{TF}} \sum_{\lambda \in N_{\lambda}} \{(CF_{Tijt})_{\lambda} (Y_{ijt})_{\lambda} + (CV_{Tijt})'_{\lambda} [(X_{ijt})_{\lambda} + (X_{jit})_{\lambda}]\} \\
& + \sum_{t=0}^{T_{h-1}} \sum_{(i,k) \in N_{TE}} \{(CF_{Tijt})_E (Y_{ijt})_E + (CV_{Tijt})'_E [(X_{ijt})_E + (X_{jit})_E]\} \\
& + \sum_{t=0}^{T_{h-1}} \sum_{(i,k) \in N_{TF}} \sum_{\lambda \in N_{\lambda}} C_b (Y_{ijt})_{\lambda}
\end{aligned}$$

Restricciones del sistema

El problema de planificación debe ser resuelto cumpliendo ciertas restricciones que indican por un lado la factibilidad de la solución al asegurar el abastecimiento de la demanda y por otro lado operar los equipos dentro de sus límites de capacidad. Estas restricciones son.

Balance de potencia: El balance de potencia en cada nodo de la red debe asegurarse para cada año del período de planificación. Por tanto en el nodo j , con una demanda para el año t de S_{jt} , se debe cumplir.

$$\sum_{i \in N_j} \sum_{\lambda \in N_{\lambda}} [(X_{ijt})_{\lambda} - (X_{jit})_{\lambda}] = S_{jt} - (X_{jt})_{\lambda'} - (X_{jt})_E$$

donde N_j es el conjunto de nodos conectados al nodo j .

$(X_{ijt})_{\lambda}$: flujo que entra en el nodo j

$(X_{jit})_{\lambda}$: flujo que sale del nodo j

Restricción de capacidad: se debe cumplir para las subestaciones y tramos.

a) Para una subestación futura

$$0 \leq (X_{jt})_{\lambda'} \leq (U_j)_{\lambda'} \left[\sum_{\tau=0}^t (Y_{j\tau})_{\lambda'} \right] \text{ para todo } j \in N_{SF} \text{ y para todo } \lambda' \in N_{\lambda'}$$

b) Para una subestación existente

$$0 \leq (X_{jt})_E \leq (U_j)_E \text{ para todo } j \in N_{SE}$$

c) Para un tramo futuro

$$0 \leq (X_{ijt})_{\lambda} \leq (U_{ij})_{\lambda} \left[\sum_{\tau=0}^t (Y_{ij\tau})_{\lambda} \right]$$

y

$$0 \leq (X_{jit})_{\lambda} \leq (U_{ji})_{\lambda} \left[\sum_{\tau=0}^t (Y_{ji\tau})_{\lambda} \right]$$

para todo $(i, j) \in N_{TF}$ y para todo $\lambda \in N_{\lambda}$

d) Para un tramo existente

$$0 \leq (X_{ijt})_E \leq (U_{ij})_E \text{ para todo } (i, j) \in N_{TE}$$

y

$$0 \leq (X_{jit})_E \leq (U_{ji})_E \text{ para todo } (i, j) \in N_{TE}$$

para todo $(i, j) \in N_{TE}$

Restricciones lógicas: Hay un grupo de restricciones que relacionan las decisiones de construcción. Para garantizar que una subestación o alimentador sólo se construya una vez durante el período de planificación, las variables de decisión deben satisfacer:

$$\sum_{\tau=0}^{T_{h-1}} \sum_{\lambda' \in N_{\lambda'}} (Y_{j\tau})_{\lambda'} \leq 1 \text{ para todo } j \in N_{SF}$$

$$\sum_{\tau=0}^{T_{h-1}} \sum_{j \in N_{SF}} \sum_{\lambda' \in N_{\lambda'}} (Y_{j\tau})_{\lambda'} \leq n_{SF}$$

$$\sum_{\tau=0}^{T_{h-1}} \sum_{\lambda \in N_{\lambda}} (Y_{ij\tau})_{\lambda} \leq 1 \text{ para todo } (i, j) \in N_{TF}$$

$$\sum_{\tau=0}^{T_{h-1}} \sum_{(i,k) \in N_{FF}} \sum_{\lambda \in N_{\lambda}} (Y_{ij\tau})_{\lambda} \leq n_{TF}$$

Restricciones de radialidad: Las restricciones de radialidad no se consideran en forma explícita en el modelo, la naturaleza del problema lleva por sí sola a soluciones de este tipo.

Restricciones de caída de voltaje: Se incluyen restricciones de voltaje, sin embargo, la restricción de caída de voltaje está implícitamente considerada en el proceso de optimización con la inclusión en el funcional de los costos por pérdidas de energía y potencia, los cuales hacen las veces de un costo de penalización para las caídas excesivas de voltaje, incrementándose los calibres a medida que aumenta el costo de pérdida de energía y potencia.

Existen metodologías para la solución de este problema que difieren en su alcance o grado de simplificación realizada; algo típico por ejemplo, es dividir el sistema de distribución para propósito de la planificación en dos subsistemas, el sistema de subestaciones y el de alimentadores. En otros casos, algunos modelos no consideran los costos fijos en los alimentadores en la formulación total del costo, la omisión de estos costos fijos afecta considerablemente la validez de la solución. Algunos modelos consideran el problema de manera estática, pero la aplicación de algunos de estos modelos a una problemática que considera un largo período de planificación podría no alcanzar una solución óptima, a continuación presentamos algunos modelos de solución:

- Métodos de optimización exacta, que usan técnicas de descomposición matemática (Benders, branch and bound, etc.),
- Algoritmos combinatoriales, como annealing simulado y algoritmos genéticos,
- Modelos heurísticos.

Al considerar los costos fijos la problemática de planificación se transforma en un problema de programación entera mixta. La aplicación directa de una metodología de esta naturaleza presenta limitaciones por la gran utilización de memoria y tiempo computacional.

Los métodos exactos y combinatoriales, a pesar de tener una formulación matemática más rigurosa, tienen problemas de convergencia, de esfuerzo computacional y de tiempo.

Para el desarrollo de la solución se consideró finalmente por separado el problema en redes de Media y Baja Tensión. Se optimizan ambas separadamente y luego se integran para obtener un óptimo global.

Conociendo la particularidad de las redes rurales de la zona en que se encuentra la empresa de referencia Copelec, es que se decidió finalmente respetar los trazados existentes de las líneas debido a la imposibilidad de contar con un estudio acabado de las alternativas de caminos existentes en la zona.

En función a lo anteriormente expuesto se determinó trabajar con un Software utilizado en la planificación de redes de distribución llamado Cymdist con el cual se analizó en detalle casi la totalidad de las redes en MT, el estudio se centro principalmente en las variable de calidad de suministro, pérdidas y confiabilidad del suministro.

En las redes de baja tensión se trabajó con un desarrollo propio que analiza mediante el método de NEWTON-RAPHSON las variables de calidad de suministro y pérdidas, con lo cuál se logró determinar el calibre óptimo para cada subestación de distribución.

4.1.2 Modelo de Optimización Global

La optimización global corresponde a un proceso en el cual se minimizan los costos de Inversión, operación y mantenimiento para la red que abastece la demanda sujeto a las condiciones de calidad de servicio permitidas. En términos matemáticos esta formulación es la siguiente:

$$\text{Min } VPC \{f = VNR + COYM + \text{Pérdidas}\}$$

s.a.

- Voltajes dentro de la tolerancia aceptada por reglamento,
- Límites de flujo máximo de potencia por las líneas,
- Demanda satisfecha en 100% de los clientes para el período considerado,
- Ubicación geográfica de clientes fija,
- Respetando trazado de redes actual y redes trifásicas existentes.

Donde *VPC* es el valor presente de los costos.

La estrategia a seguir consiste en separar este problema en dos subproblemas, para Baja y Media Tensión.

Subproblema _1 BT:

Baja Tensión: Con la demanda de diseño de baja tensión y utilizando la ubicación de los consumos sobre los trazados existentes (esto ya que prácticamente los trazados de las redes BT son en su totalidad unilineales), se diseña el número de fases de líneas y transformadores, calibre de la red de baja tensión y la capacidad de los transformadores, de modo que se optimiza el *VPC* de las redes BT incluidas las pérdidas de distribución.

En general se mantuvo la cantidad de fases (99% monofásicas) de la totalidad de las redes de BT ya que los consumos de estas redes en promedio eran demasiado bajos y no contábamos con información de la incorporación futura de clientes trifásicos.

Subproblema _2 MT:

Media Tensión: Con la demanda de diseño a nivel de cliente, se determinan los valores de las potencias de retiro a nivel de transformador de distribución considerándose como puntos de retiro en las redes de media tensión. Sobre la base de la ubicación de los transformadores de la empresa modelo y de los transformadores particulares se determina el calibre óptimo de la red de media tensión de modo de asegurar la calidad, la confiabilidad y la optimización de las pérdidas.

4.1.3 Principales opciones técnicas.

4.1.3.1 Tipos de postes

Se consideró la posibilidad de utilizar poste de madera y de concreto. Al comparar el Valor Presente de los Costos de ambas soluciones, se concluye que el uso de postes de madera es más económico sólo si su vida media útil es superior a los 26 y 33 años para los postes de 8,7 y 10 metros respectivamente.

La ocurrencia de esta vida útil media se da sólo en un escenario muy favorable y sin considerar las diferencias de esfuerzo admisible entre los materiales (el poste de concreto resiste más del doble que uno de madera). Asimismo, en postes de mayor tamaño, las diferencias de precio disminuyen mejorando la conveniencia de usar concreto armado. Además el poste de concreto presenta una 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. Hay que tomar en cuenta que por ejemplo para esta empresa de referencia en particular se están considerando vanos de casi 100 metros los cuales deberían verse reducidos notablemente de llegar a considerarse postes de madera.

Finalmente, sobre la base de la experiencia práctica, que muestra la mayor tasa de falla de los postes de madera, lo que afecta la continuidad de suministro en extremo ya que los tiempos de desplazamiento en zonas extensas con personal y maquinaria especializada son variables significativas, se concluye entonces que es más conveniente usar sólo postes de concreto armado.

4.1.3.2 Conductores

En este caso existen, básicamente, las opciones de conductores de cobre y de aluminio de distintos calibres. En todos los casos se consideraron sólo conductores desnudos, por cuanto las líneas aéreas, especialmente en zonas rurales, no requieren aislación.

Para conductores de cobre se analizaron alambres #6 a #4 AWG y cables de #3 a #2/0 AWG.

Para el caso de Copelec, son muy pocos los conductores gruesos debido al diseño en 23 KV, lográndose así ahorros poco significativos, en la consideración de utilizar conductores de aluminio. Este ahorro se pierde al considerar una capacitación especial para su mantención y operación, y contar con un stock de repuestos y herramientas sólo para unos pocos tramos.

4.1.3.3 Fases

En el diseño de las redes MT y BT están las opciones de usar 1, 2 o 3 fases. Como criterio general, en las optimizaciones se analizan las 3 posibilidades y se busca la solución de menor valor presente de las pérdidas y diferencial de inversiones. El único caso que escapa a esta regla es el de las líneas que en la actualidad son trifásicas, donde se mantiene el mismo número de fases.

4.1.3.4 Tensión MT

Se realizó una comparación entre el valor presente de los costos de instalar líneas de MT en 13.2 kV, versus la alternativa de 23 kV de línea trifásica para un horizonte de tiempo de 30 años.

Las variables que inciden en la elección son la demanda máxima de potencia, la tasa de crecimiento del consumo y el factor de carga de la demanda. En el caso bajo estudio, se analizaron ambos casos determinándose que para mantener la opción existente de 13.2 kV se debía reconfigurar la red existente incrementándose el calibre en una cantidad considerable de tramos incluso considerando equipos como reguladores y bancos de condensadores, el detalle de la comparación de ambos casos se muestra en el Anexo N° 4.3.1

Si se compara la opción de tener toda la red MT en 23 kV versus completa en 13.2 KV, aparece más conveniente la primera, aún considerando el costo de cambio de transformadores de terceros y elevadores de tensión de 13.2 a 23 kV.

La opción de una red mixta aparece más conveniente sólo desde el punto de vista de la inversión y las pérdidas, ya que los costos operacionales aumentan al igual que el riesgo de falla debido a la existencia de un mayor número de equipos en la red (autotransformadores). De manera adicional, en esta última opción, los traspasos de carga ante contingencias simples o dobles, son más limitados y de mayor complejidad.

4.1.3.5 Enmalle de redes MT para continuidad de suministro

En el diseño de la red MT se trabajó con el criterio de asegurar la continuidad de suministro a los clientes en la forma más económica posible. Para este fin, se estudió la posibilidad de aumentar las alternativas de suministro posible, y operar donde sea viable técnica y económicamente con un criterio de operación n-1. Alternativamente, se estudió la conveniencia de respaldar las líneas de media tensión que no pueden enmallarse con nuevas líneas.

Para el caso de Copelec se analizó la mejor alternativa de respaldo para todos los arranques no enmallados. Completándose principalmente redes bifásicas a trifásicas y construyendo un mínimo de redes de conexión.

En esta evaluación no se consideró la opción de generadores móviles porque la dispersión de la red y la longitud de los arranques hace que, en promedio, sea más rápida la reparación de la red actual que la llegada del grupo generador.

El detalle de los principales cambios por alimentador se encuentran en el Anexo N° 4.3.2.

4.2 Determinación de las Demandas de Diseño

Para definir las características óptimas de diseño de redes y subestaciones de distribución se requiere conocer las demandas reales de potencia de los clientes individuales o las potencias agregadas al nivel de subestaciones de la empresa de referencia. Alternativamente, se requiere conocer las ventas de energía y los factores de carga de los clientes o de las subestaciones de la empresa. Con estos antecedentes, con las tasas estimadas de crecimiento del consumo y de las pérdidas y con los costos de las redes y transformadores, puede buscarse el diseño más económico que cumpla con la condición de satisfacer las demandas de los clientes con la calidad exigida.

Como ocurre en otras empresas de distribución, los factores de carga y potencias no están disponibles en forma completa y sistemática para los clientes BT de la empresa de referencia. Menos aún para los clientes BT1, que son la mayoría, de los cuales se tiene solamente el registro del consumo mensual.

Una alternativa para enfrentar la situación es suponer valores de los factores de carga o de las potencias recurriendo al juicio de los técnicos que diseñan y construyen redes en empresas distribuidoras y aplicárselos uniformemente a todas las subestaciones que tengan igual número de clientes con clientes de características homogéneas. Esto tiene, por un lado, el problema de la autoreferencia. En particular, si los estándares que se usan en la industria no han sido revisados recientemente. Por otra parte, debido a la no-linealidad de los costos de distribución (ya sea por las economías de escala o por las pérdidas), es incorrecto aplicar factores homogéneos a subestaciones y redes con diferentes características de la demanda de potencia, energía y distribución geográfica.

Otra opción es planear una campaña sistemática de medición de los parámetros requeridos para el diseño. Esta opción es muy lenta y cara para como para ser realizada en los plazos que se requieren para el presente estudio.

Es importante destacar que, en cualquier caso, las demandas de potencia de los clientes individuales, y la hora en que se produce su demanda máxima, son variables esencialmente aleatorias. Es bien conocido en la industria eléctrica que las demandas de potencia de los clientes están variando permanentemente. De igual modo, las demandas agregadas al nivel de un transformador de distribución también son variables. Lo mismo ocurre al nivel de las subestaciones primarias. Lo que se sabe, que es plenamente coincidente con la teoría estadística, es que la varianza de la demanda máxima de potencia va disminuyendo a medida que se van reuniendo las demandas de más y más clientes. Este caso se conoce como el efecto de la diversificación. Al mismo tiempo, la experiencia indica que, en cualquier zona geográfica que se observe, a medida que se agrupan más y más clientes el factor de carga medio va aumentando. Esta observación es perfectamente explicable. Si se agrupa a dos consumidores con igual demanda de energía e igual factor de carga individual, el factor de carga de ambos será menor

o igual al de cada uno de ellos sólo si sus demandas máximas se producen a la misma hora del día. Si las demandas máximas se producen a diferentes horas, lo que es lo más probable, el factor de carga del conjunto será mayor al de los clientes individuales. En el sector eléctrico este fenómeno es bien conocido y da origen a los factores de coincidencia y de diversidad.

En este estudio, las demandas de potencia al nivel de las subestaciones y redes de distribución se estimaron por medio de un modelo de simulación que se hace cargo del carácter aleatorio de las demandas individuales y del efecto de la agrupación de clientes. Para calibrar el modelo se usa como punto de referencia la única información que es conocida: los factores de carga de las subestaciones primarias. Esta información es conocida porque en ese punto se mide la energía y la potencia que la distribuidora está recibiendo de parte del suministrador.

A continuación se presenta el diseño conceptual del modelo de simulación que se utilizó en este estudio.

Primer paso: El factor de carga de un cliente individual se representa como una variable aleatoria que sigue una distribución de probabilidades triangular. Se diferencié en tres tamaños de clientes: menos de 150 kWh/mes (clientes chicos), entre 150 y 500 kWh/mes (clientes medianos) y más de 500 kWh/mes (clientes grandes). Los rangos de variación de los factores de carga que se usaron en las iteraciones finales fueron acordes al tamaño de cada cliente.

Segundo paso: La hora de la demanda máxima de un cliente individual se representa como una variable aleatoria que se comporta como una función de distribución normal de media T_0 y varianza $2,5^2$. Lo cual se traduce en 5 horas coincidentes con la cantidad de horas definida como punta.

Tercer paso: La curva de carga de un cliente individual se representa como una función normal con media T_j , que se generó en el segundo paso, y desviación estándar obtenido a partir del factor de carga que se generó en el primer paso. El rol de la función normal es sólo asegurar que en el entorno de la hora de demanda máxima de un cliente la demanda de potencia no se reduce a cero. En todo caso, la caída de la demanda de potencia en el entorno de la hora de la demanda máxima está directamente relacionada con el factor de carga del cliente.

Cuarto paso: Se generan las curvas de carga para todos y cada uno de los clientes de una subestación. Como los procesos anteriores son aleatorios, las curvas resultantes son, casi siempre diferentes. Enseguida, las curvas de carga de los diferentes consumidores de una subestación se superponen. Esto se hace sumando, en cada uno de los intervalos de tiempo en que se dividió un día (96 intervalos de 15 minutos cada uno), las demandas de potencia de todos los clientes de la subestación. Con ello se obtiene una curva de carga para la subestación. El factor de carga resultante es el aplicado a la energía de la subestación para obtener la demanda máxima de cada subestación.

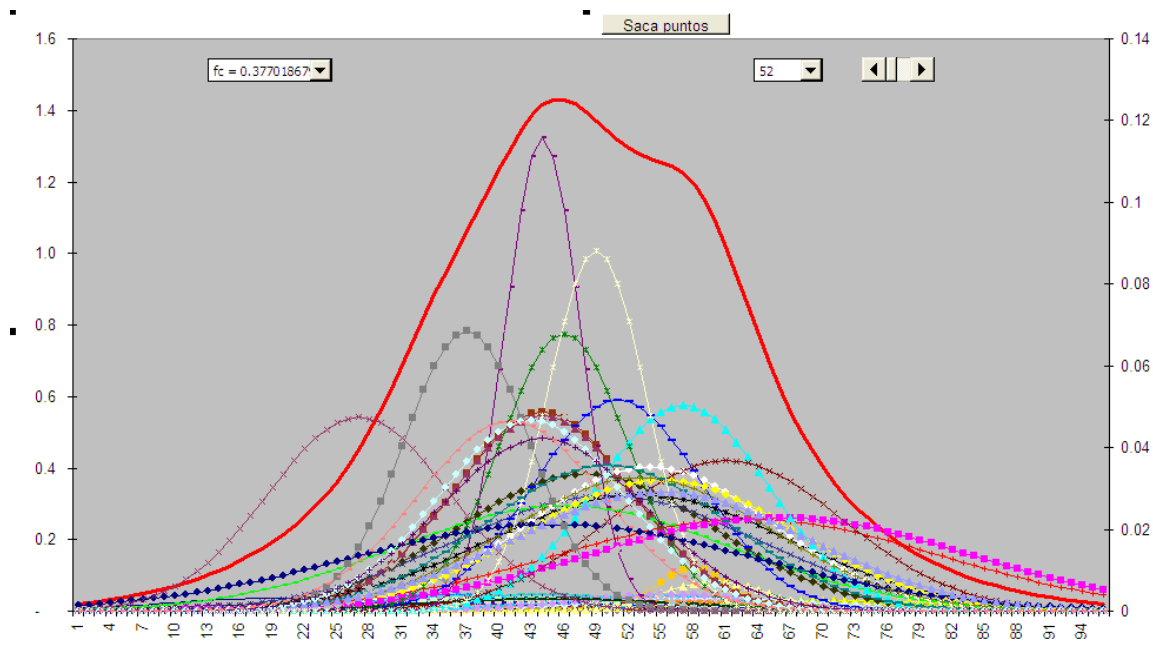


Figura 4.2.1 Muestra de resultado, de simulación de la demanda máxima mediante la asignación de curvas normales por cliente.

Quinto paso: Se repiten los pasos uno a cuatro para cada una de las subestaciones que son abastecidas por la empresa de referencia. Enseguida, se agregan las demandas de potencia de las subestaciones servidas desde un cierto alimentador, para cada sub-intervalo del día, y se obtiene una curva de carga para la demanda de BT de la subestación primaria que lo abastece.

Sexto paso: Se repiten los pasos uno a cinco hasta llegar a tener una función de probabilidades con características estables de los parámetros de la curva de carga de los alimentadores. En este caso, eso se logra con cien iteraciones.

Séptimo paso: Se repiten los seis pasos anteriores hasta lograr que los factores de carga medios y las demandas máximas medias de los alimentadores se acerquen a los promedios observados. En este estudio se modelaron la totalidad de los alimentadores de la empresa. Los parámetros de ajuste para la calibración fueron los límites de la definición de clientes chicos, medianos y grandes, la amplitud del rango de factores de carga de los clientes individuales y la varianza de la hora de la demanda máxima.

Octavo paso: Las potencias de diseño de las redes de distribución de BT son tales que deben permitir abastecer las demandas de los clientes con una probabilidad superior al 95%. Para asegurar ese resultado se definió como potencia de diseño la que responde a un factor de carga equivalente a la media menos dos veces la desviación estándar. De esa forma, se tendrán redes que

permitan abastecer la demanda de potencia de cada subestación con una probabilidad del 97,7%. Al nivel del alimentador, se aplica el mismo principio. Esto es, la capacidad de diseño de los conductores debe ser tal que pueda transmitirse por ellos la demanda coincidente de las redes BT, incluidas las pérdidas de las redes BT, más la demanda coincidente de los clientes AT con una probabilidad del 97,7%.

Cabe destacar que, con el método descrito, se obtienen distribuciones de probabilidades de todos los parámetros necesarios para describir las demandas de energía y potencia tanto al nivel de las redes de distribución como al nivel de los alimentadores. Esto es, se dispone de estimaciones para las potencias máximas coincidentes y no coincidentes y para los factores de carga, de coincidencia y de diversidad, tanto al nivel de las subestaciones de distribución como al de los alimentadores.

Los factores de carga resultantes para la empresa de referencia al nivel de los alimentadores se aprecian en la tabla 4.2.1

id_alimentador	nombre_alimentador	Nº Clientes	Demanda Máxima Coincidente [kW]	Factor de carga
A	Coelemu	3,018	1,332	42.79%
B	Bulnes	2,342	2,968	48.48%
C	San Carlos(chillan)	2,588	2,202	50.61%
D	San Carlos	3,237	1,355	43.23%
E	Mutupín	254	72	43.37%
G	Cantarana	2,732	1,143	48.54%
H	Los Barones	1,035	738	48.54%
I	Las Brisas	3,718	3,415	48.54%
J	Ranguelmo	857	352	43.79%
K	Quinchamali	822	319	41.60%
L	Ninquihue	566	271	46.62%
M	San Nicolas	1,814	1,078	46.62%
N	Cato	2,122	1,434	46.62%
O	Hualte	994	228	39.75%
P	Quilmo	47	156	49.37%
Q	Recinto	1,626	482	40.04%
R	Invernada	804	1,284	45.28%
S	Confluencia	426	439	45.23%
T	Quirihue	139	55	45.20%
U	Nipas	19	165	47.07%
W	Quillón	1,583	1,271	44.30%
Total		30,743	20,759	

Tabla 4.2.1 Demanda coincidente por alimentador

En el Anexo N° 4.2.1 se presentan los factores de carga y las correspondientes desviaciones estándares que entregó el modelo para las subestaciones individuales y de los alimentadores agregados. En el Gráfico siguiente se presenta el histograma de los factores de carga medios obtenidos.

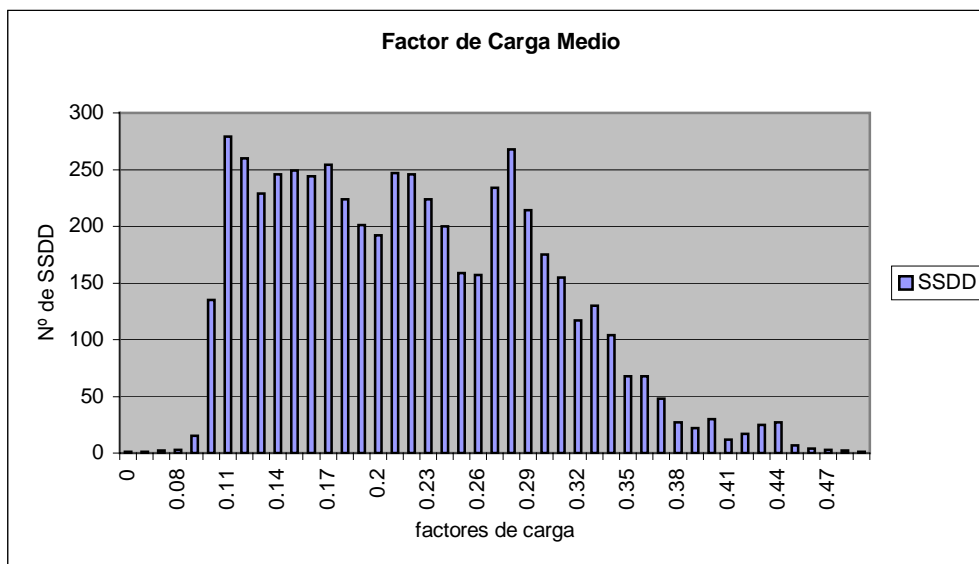


Figura 4.2.1 Factores de carga por subestación de distribución

4.3 Red de Media Tensión

4.3.1 Descripción de la red de media tensión actual.

La red de media tensión actual de la empresa está conformada por 22 alimentadores cuyas características principales son las siguientes:

Id. interno de Alimentador	Nombre Alimentador	Tensión de Servicio (KV)	S/E Primaria	Longitud Total en Líneas (km)	KVA Totales Instalados
A	COELEMU	13.2	COELEMU	481.2	4,723.5
B	BULNES	13.2	CHILLAN	344.7	10,383.5
C	SAN CARLOS S/CHILLAN	13.2	CHILLAN	299.0	9,265.5
D	SAN CARLOS S/SAN CARLOS	13.2	SAN CARLOS	523.0	5,177.0
E	MUTUPIN	13.2	SAN CARLOS	38.3	765.5
F	YUNGAY	13.2	CHOLGUAN	0.0	10.0
G	CANTARANA	13.2	TRES ESQUINAS BULNES	437.1	4,779.5
H	LOS BARONES	13.2	TRES ESQUINAS BULNES	184.8	2,994.0
I	LAS BRISAS - TRES ESQ.BULNES	13.2	TRES ESQUINAS BULNES	397.5	12,447.0
J	RANGUELMO	23	TOME	116.7	1,008.0
K	QUINCHAMALI	13.2	CONFLUENCIA	88.7	1,177.0
L	NINQUEHUE	13.2	COCHARCAS	64.3	1,188.0
M	SAN NICOLAS	13.2	COCHARCAS	254.3	5,123.5
N	CATO	13.2	COCHARCAS	261.0	4,780.0
O	HUALTE	13.2	HUALTE	277.6	1,367.5
P	QUILMO	33	QUILMO	0.0	895.0
Q	RECINTO	13.2	RECINTO	239.0	2,030.0
R	INVERNADA	23	RECINTO	39.9	2,699.0
S	CONFLUENCIA	23	SANTA ELISA	40.2	6,414.5
T	QUIRIHUE	23	QUIRIHUE	94.6	383.0
U	NIPAS	13.2	CONFLUENCIA	46.5	1,812.5
W	QUILLON	13.2	CONFLUENCIA	235.6	5,368.5
Total				4,464.1	84,792.0

Tabla 4.3.1 Resumen de información actual de Copelec

En particular cabe destacar que como el alimentador Quilmo (P) está en un nivel de tensión superior a 23 kV no se ha considerado en el estudio de VAD realizado, y por eso aparece con cero km de red en MT, el alimentador Yungay en cambio aparece con cero km de red ya que sólo consiste en una subestación de distribución alimentada de redes de distribución de otra empresa.

Para identificar la configuración de alimentación, de los puntos de inyección al sistema de distribución, se presenta un diagrama unilineal que señala la ubicación de cada uno de los alimentadores de la empresa, con la identificación de las respectivas subestaciones de poder que los alimentan.

Este archivo además se adjunta en copia de respaldo de CD adjunto.



Se estudio además la información de la existencia de reguladores de tensión y bancos de condensador. La información existente de estos equipos es la siguiente:

Tabla 4.2 Resumen de Equipos

Para mostrar la distribución geográfica de las características de la red actual y de la red modelada, se acompañan planos de fases y conductores en todas las áreas de concesión en anexo N° 4.3.3.

Dentro de las consideraciones generales cabe destacar que en principio para recopilar la información relativa a estas instalaciones se analizó el proceso despachado a la superintendencia de electricidad y combustible relacionado a VNR 2002 más las adiciones y retiros 2003, como conclusión del estado de la información aquí presentada se concluyó, que esta presentaba problemas de conectividad eléctrica entre las redes, tramos que tenían dimensiones fuera del rango aceptable y problemas de georeferenciación entre el punto inicial y final de varios tramos.

Una vez analizada la base antes señalada se solicitó a la empresa modelo pusiera a nuestra disposición información confiable de las redes existentes. La empresa contaba con la información de las redes depurada y actualizada en formato Autocad con conexión a base de datos, en donde estaban los atributos de red de los diferentes conductores, esto es, calibre y número de fases. Se adjunta información base en CD.

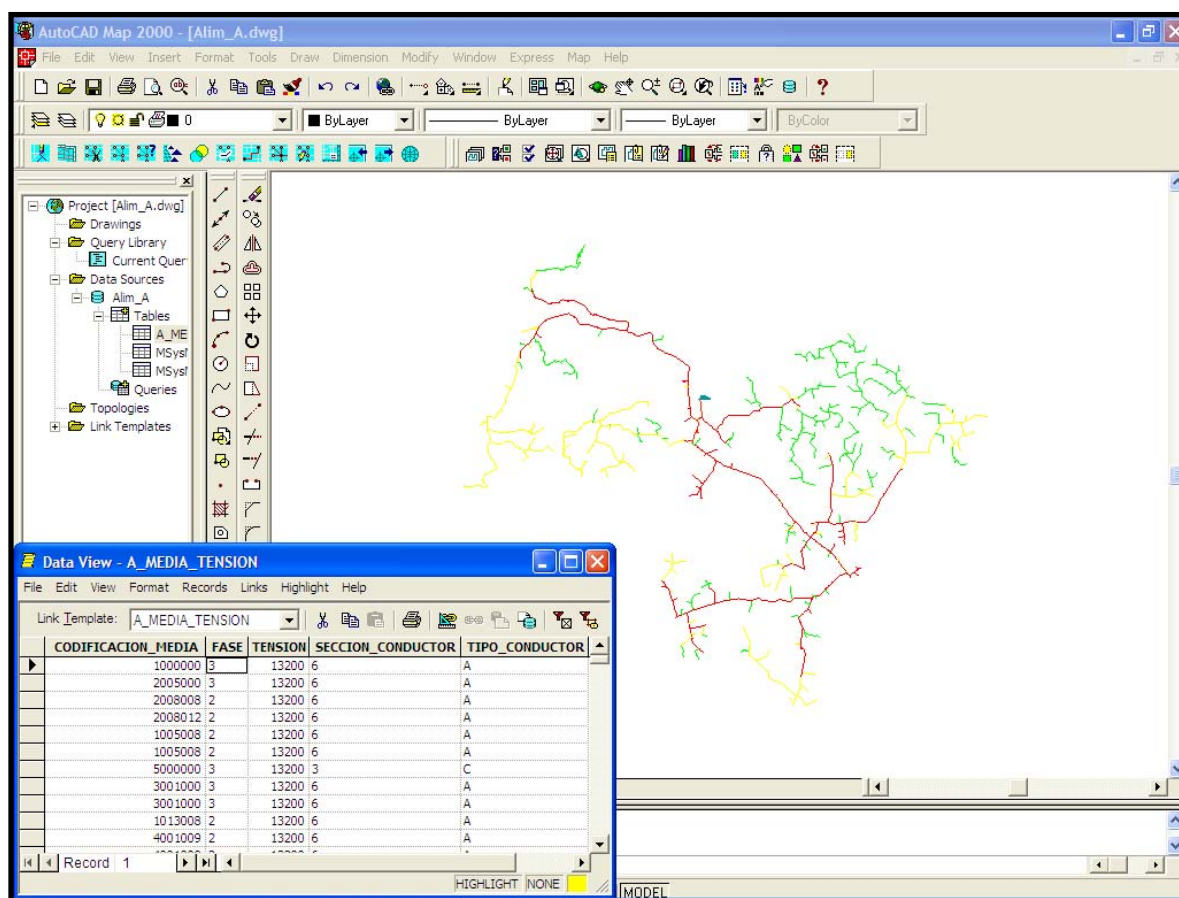


Figura 4.3.2 Ejemplo. Alimentador A en formato Autocad en donde se muestra la base de información contenida en el dibujo para este nivel de tensión.

Ante la imposibilidad de contar con un dato certero de los senderos y huellas de calle existentes para la totalidad de la zona de concesión de la empresa, se decidió respetar los trazados existentes considerándose que cualquier otra solución podría incorporar redes ficticias por cruces de terrenos particulares imposibles de llevar a la realidad.

Una vez analizada la información en Autocad se exportó a una plataforma adecuada a nuestros recursos analíticos (GIS Arcview), en esta plataforma se comprobó la coherencia de fases de las redes existentes y de los calibres que tenía la empresa real, además de esta plataforma se pudo extraer la información con sus respectivos atributos en forma georeferenciada, algo que con los recursos disponibles no podíamos realizar directamente de Autocad.

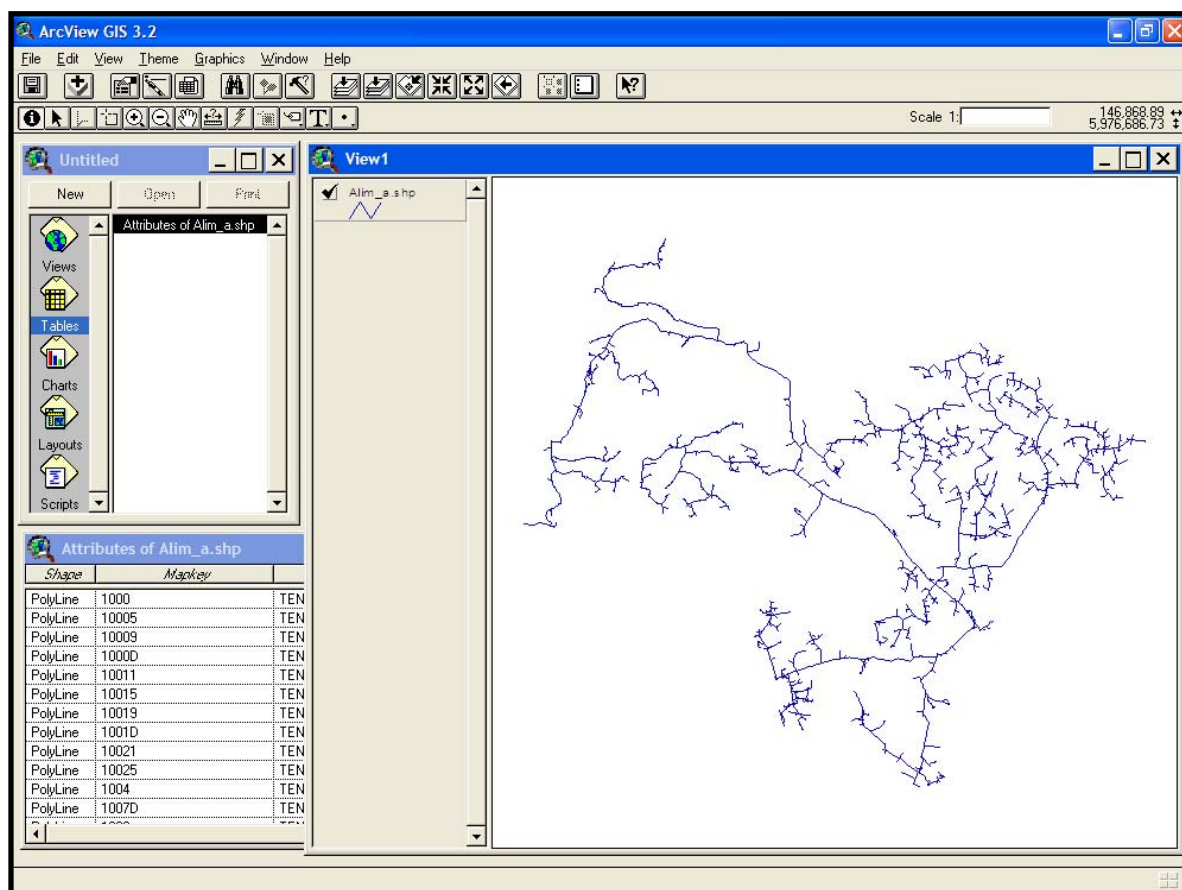


Figura 4.3.3 Alimentador A en formato ArcView, plataforma de análisis de consistencia.

Una vez exportada la información en forma de base de datos georeferenciada, se cargó la información en un desarrollo propio que nos permitió validar la conectividad de las instalaciones, requisito para cargar la data a un software de análisis de redes, en esta plataforma además se modelaron las cargas según la

cantidad de fases de la red en la cual se conectaba el transformador de distribución y la capacidad de este.

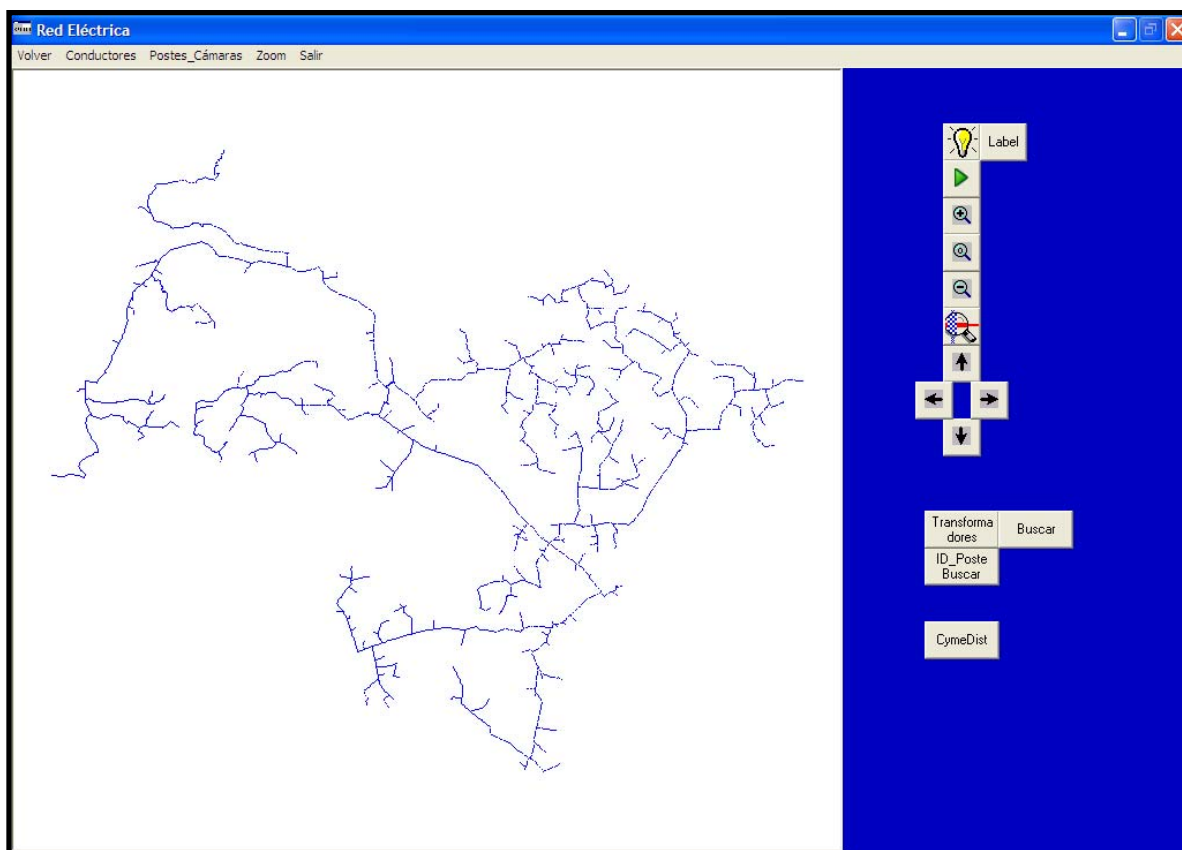


Figura 4.3.4 Desarrollo propio en Visual Basic para modelar datos en formato validado de atributos eléctricos para carga en Cymdist

Como ya habíamos mencionado, si bien se trabajó en base a una empresa modelo optimizada, al respetar los trazados existentes para suplir la demanda en los nodos de retiro reales (transformadores de distribución), se hacía imprescindible contar con los datos validados para analizarlos mediante un software especializado en la planificación y estudio de redes eléctricas, el software utilizado para esta tarea fue Cymdist.

Mediante esta herramienta se trabajó sobre la optimización de las redes considerando los rangos de variación de tensión establecidos en el reglamento, la continuidad de suministro y las pérdidas de cada alimentador de la empresa. Como ya se había mencionado se efectuó además el análisis para los niveles de tensión de 13.2 Kv y 23 Kv con lo que se verificó la ventaja de trabajar la totalidad de la empresa en 23 Kv.

4.3.2 Modelación de la red.

La red de media tensión fue modelada considerando los criterios de diseño indicados en 4.1.2, para lo cual se realizó un levantamiento completo de las instalaciones existentes sobre una base geográfica de la zona, a partir de los planos reales de la empresa disponibles en Autocad.

Como cargas para el modelo de media tensión fueron utilizados los resultados obtenidos de la optimización de la red de baja tensión y sus transformadores de distribución, distribuidos geográficamente de acuerdo a la ubicación actual de los mismos.

La empresa modelo estudiada para el área típica 6 Copelec, en general presentaba alimentadores radiales con mínimas posibilidades de interconexión entre ellos, por lo que se mantuvo en general su configuración actual.

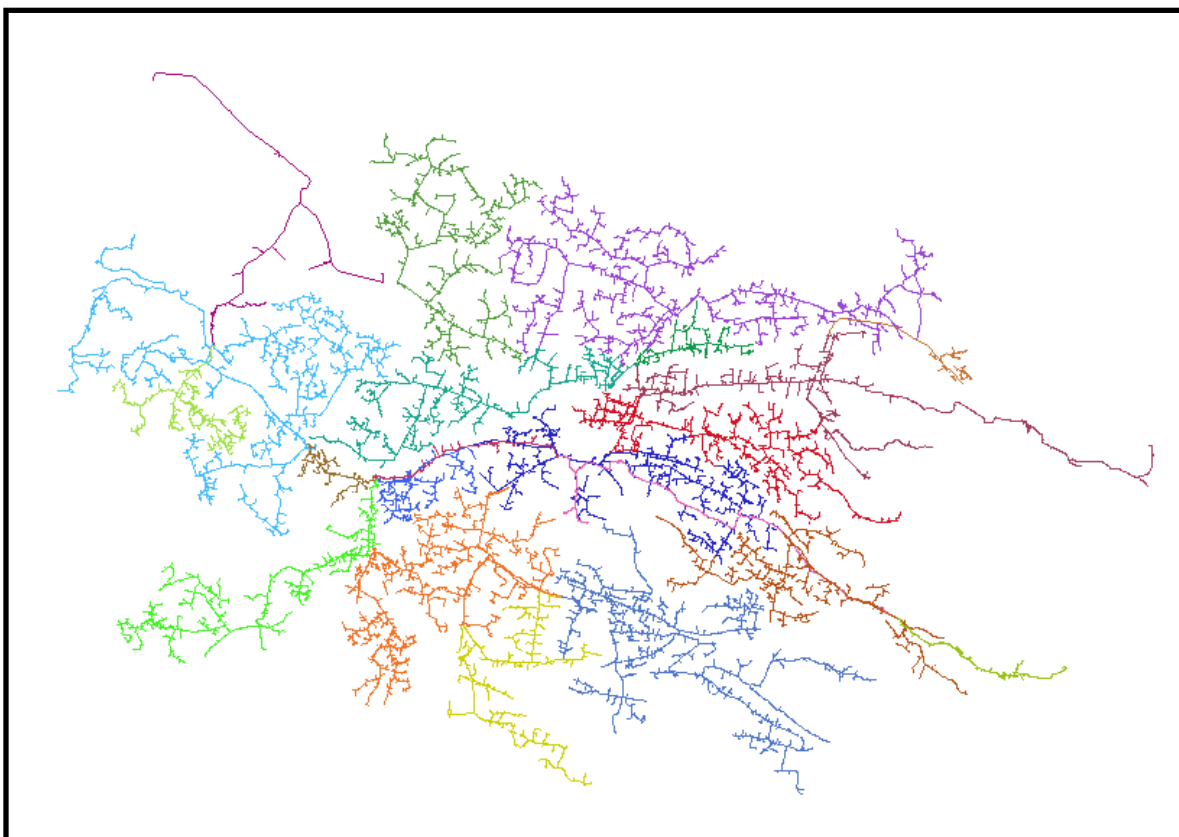


Figura 4.3.5 Configuración de los alimentadores de Copelec

Las configuraciones definitivas fueron simuladas para las demandas esperadas en el año cero, cinco, diez y quince, mediante el software de flujo de carga antes mencionado sujeto a restricciones de capacidad de corriente para definir los conductores y restricciones de voltaje mínimo (Art. 243 del D.S. N° 327), anexo a lo anterior se analizaron los equipos reguladores reubicándolos en su posición óptima dentro de la red e incorporando nuevos reguladores en el caso de ser requerido, lo mismo se hizo para los bancos de condensadores.

4.3.3 Optimización

A continuación se describe la metodología utilizada.

1. Se revisó la configuración actual de la red con la demanda de diseño para el año base.
2. Se determina la pérdida inicial y los niveles de calidad de suministro entregada a los clientes, para lo anterior se muestra para cada alimentador el análisis de las curvas de tensión en el anexo N° 4.3.4.
3. Una vez revisado el punto anterior se identifican los sectores con peor calidad de suministro y se analizan los troncales y alternativas de conexión para alimentar estos sectores.
4. Se analizan las posibilidades de anillos para mejorar la continuidad de suministro y las pérdidas.
5. Se analiza la existencia de los equipos de regulación de voltaje y bancos de condensador dándoles la ubicación óptima si es que corresponde.
6. Se incorporan nuevos equipos de ser necesario.
7. Se analiza finalmente la red en un nivel de tensión de 23 kV repitiéndose todos los pasos anteriores.
8. Por último se analizan para ambos niveles de tensión los escenarios de incremento de demanda para el período de análisis, en este caso 15 años, determinándose si conviene realizar las inversiones en el año inicial o a través de los años. En general conviene tener las redes adaptadas y no estar realizando refuerzos en forma consecutiva, principalmente debido al bajo crecimiento de la demanda y el nivel definido de 23 kV lo que permite trabajar con calibres mucho más delgados que para la solución en 13.2 kV

A continuación se muestra un ejemplo de cómo se visualizó los sectores con problemas de regulación en el año cero, uno de los factores críticos en la determinación de los calibres para la empresa óptima. El color rojo es el sector con peor calidad de suministro.

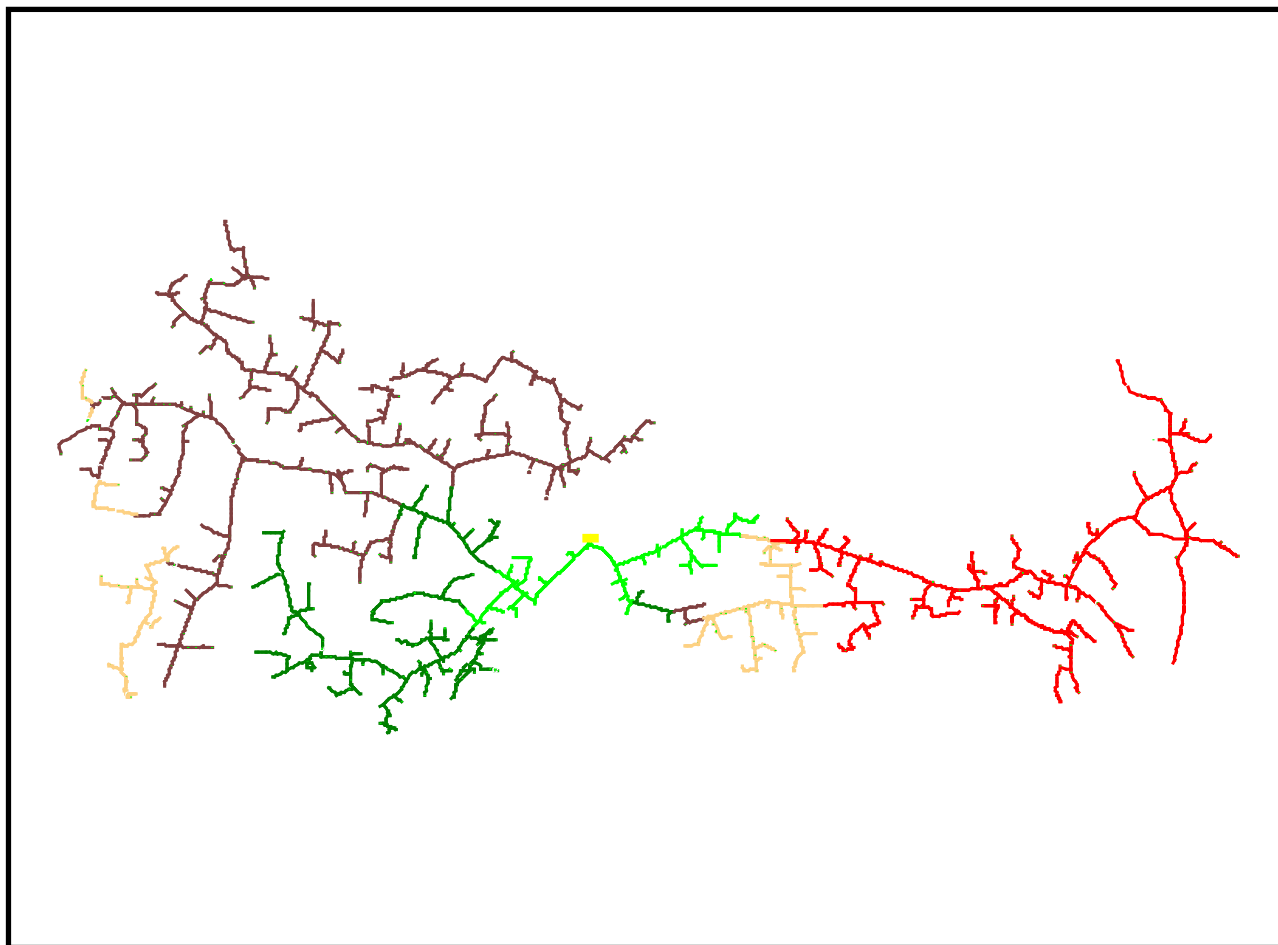


Figura 4.3.6 Gradiente de Tensión en el alimentador B

Capa de análisis

Seleccionar:
 Por nivel de tensión (%)

Propiedades de las capas:

	Más que (%)	Menos que (%)	Color	Anchura de línea	Tipo de línea
<input checked="" type="checkbox"/>	90	94	Red	2	
<input checked="" type="checkbox"/>	94	96	Orange	2	
<input checked="" type="checkbox"/>	96	97	Brown	2	
<input checked="" type="checkbox"/>	97	98	Green	2	
<input checked="" type="checkbox"/>	98	100	Light Green	2	

Figura 4.3.7 Descripción de colores por rango de tensión

4.3.4 Resultados de la optimización

Los resultados de la configuración óptima para el período de análisis son los siguientes:

Red de 23 kV compuesta por las siguientes cantidades de fases por alimentador:

Alimentador	Tipo	Total [km]	Alimentador	Tipo	Total [km]
A	Trifásico	208.6	L	Trifásico	37.2
	Bifásico	112.9		Bifásico	2.8
	Monofásico	161.7		Monofásico	24.3
B	Trifásico	215.1	M	Trifásico	133.4
	Bifásico	19.6		Bifásico	25.1
	Monofásico	116.4		Monofásico	95.8
C	Trifásico	160.7	N	Trifásico	131.5
	Bifásico	12.6		Bifásico	65.8
	Monofásico	125.7		Monofásico	63.6
D	Trifásico	164.9	O	Trifásico	63.2
	Bifásico	28.8		Bifásico	23.4
	Monofásico	334.9		Monofásico	191.0
E	Trifásico	23.3	Q	Trifásico	45.5
	Bifásico	0.7		Bifásico	6.8
	Monofásico	14.4		Monofásico	186.7
G	Trifásico	119.1	R	Trifásico	32.0
	Bifásico	35.4		Bifásico	6.3
	Monofásico	282.7	S	Trifásico	37.6
H	Trifásico	83.4		Bifásico	2.6
	Bifásico	8.9		Monofásico	0.0
	Monofásico	92.5	T	Trifásico	76.5
I	Trifásico	200.5		Bifásico	6.6
	Bifásico	46.0		Monofásico	11.5
	Monofásico	151.0	U	Trifásico	28.1
J	Trifásico	23.1		Bifásico	3.7
	Bifásico	93.0		Monofásico	14.7
	Monofásico	0.5	W	Trifásico	115.8
K	Trifásico	35.5		Bifásico	21.2
	Bifásico	27.9		Monofásico	98.6
	Monofásico	25.3			

Total Empresa [km]

4,477

Tabla 4.3.3 Resumen por cantidad de fases de la red óptima.

El detalle de los resultados por calibre para cada alimentador se presenta en el anexo N° 4.3.5.

4.3.5 Equipos de protección y operación

Para diseñar el sistema de protección y operación se han tenido en cuenta las exigencias de calidad y continuidad de servicio definidas en el D.S N° 327, la experiencia de empresas de distribución similares a la de referencia y recomendaciones internacionales especialmente en cuanto al tipo y durabilidad de las fallas mas recurrentes.

A partir de lo anterior se estableció la siguiente metodología para la selección y ubicación de los elementos de operación y protección:

- a) Se utilizarán desconectadores fusibles tipo bastón en todas las S/D como protección del transformador y en todos los arranques con mas de dos SS/DD.
- b) Se utilizarán desconectador automáticos en troncales, cabeceras de alimentador y sectores con mas de 30 km de líneas para minimizar la posibilidad de que fallas de tipo transitoria (que son de mas alta ocurrencia en los sistemas de distribución) generen una desconexión permanente o afecten a sectores muy amplios de la red y para acortar los sectores de búsqueda cuando se trate de fallas permanentes.
- c) Se utilizarán desconectadores bajo carga en los puntos de interconexión entre alimentadores para realizar traspasos de carga y realimentaciones en el caso de fallas para minimizar los sectores afectados.

Con esos criterios se determinaron las siguientes cantidades y tipo de equipos principales:

desconectador automáticos	50
desconectadores bajo carga	56

4.3.6 Comparación con la red actual

Los principales aspectos comparativos del sistema existente y el proyectado se resumen en la siguiente tabla:

Id. interno de Alimentador	Nombre Alimentador	Tensión de Servicio (KV)	S/E Primaria	Longitud Total en Líneas Inicial (km)	Longitud Total en Líneas Final (km)
A	COELEMU	23	COELEMU	481.2	483.3
B	BULNES	23	CHILLAN	344.7	351.1
C	SAN CARLOS S/CHILLAN	23	CHILLAN	299.0	299.0
D	SAN CARLOS S/SAN CARLOS	23	SAN CARLOS	523.0	528.6
E	MUTUPIN	23	SAN CARLOS	38.3	38.3
F	YUNGAY	23	CHOLGUAN	0.0	0.0
G	CANTARANA	23	TRES ESQUINAS BULNES	437.1	437.1
H	LOS BARONES	23	TRES ESQUINAS BULNES	184.8	184.8
I	LAS BRISAS - TRES ESQ.BULNES	23	TRES ESQUINAS BULNES	397.5	397.5
J	RANGUELMO	23	TOME	116.7	116.7
K	QUINCHAMALI	23	CONFLUENCIA	88.7	88.7
L	NINQUEHUE	23	COCHARCAS	64.3	64.3
M	SAN NICOLAS	23	COCHARCAS	254.3	254.3
N	CATO	23	COCHARCAS	261.0	261.0
O	HUALTE	23	HUALTE	277.6	277.6
Q	RECINTO	23	RECINTO	239.0	239.0
R	INVERNADA	23	RECINTO	39.9	38.3
S	CONFLUENCIA	23	SANTA ELISA	40.2	40.2
T	QUIRIHUE	23	QUIRIHUE	94.6	94.6
U	ÑIPAS	23	CONFLUENCIA	46.5	46.5
W	QUILLÓN	23	CONFLUENCIA	235.6	235.6
Total				4,464.1	4,476.6

Tabla 4.3.4 Comparativo de km por alimentador.

Claramente se puede apreciar que la cantidad de kilómetros de red casi se mantuvo constante respecto a lo entregado por la empresa, lo que cambio fue el nivel de tensión de operación para los alimentadores que originalmente estaban en 13.2 kV y la cantidad de fases para algunos tramos de red.

Fases	Longitud Total en Líneas Inicial (km)	Longitud Total en Líneas Final (km)	Diferencia
Trifásico	1,825.1	1,935.1	109.9
Bifásico	616.0	550.2	-65.8
Monofásico	2,021.3	1,991.3	-30.0
Total	4,462.5	4,476.6	14.2

Tabla 4.3.5 Comparativo de km por cantidad de fases.

Calibre	Longitud Total en Líneas Inicial (km)	Longitud Total en Líneas Final (km)	Diferencia
3 AWG 1 Fase	125.2	125.2	0.0
6 AWG 1 Fase	1,896.1	1,866.1	-30.0
3 AWG 2 Fases	12.4	12.4	0.0
6 AWG 2 Fases	603.7	537.9	-65.8
2 AWG 3 Fases	20.9	61.5	40.6
3 AWG 3 Fases	556.5	614.6	58.1
5 AWG 3 Fases	26.9	6.2	-20.7
6 AWG 3 Fases	1,189.2	1,199.5	10.2
1/0 AWG 3 Fases	29.5	50.9	21.4
2/0 AWG 3 Fases	2.1	2.4	0.3
Total	4,462.5	4,476.6	14.2

Tabla 4.3.6 Comparativo de km por calibre y cantidad de fases.

Si bien el resultado final de la red optimizada no varia mucho respecto de la configuración original, al realizar el análisis manteniendo la red en el nivel de tensión actual la red cambiaba considerablemente su configuración. El resumen de las configuraciones obtenidas en 13.2 kV se encuentran en el anexo N° 4.3.1.

4.4 Red de Baja Tensión

4.4.1 Metodología de selección de una muestra de redes de distribución.

Para determinar las características del total de redes de distribución en baja tensión de la empresa modelo del Área 6, el equipo consultor ha elegido el método de rediseñar, aplicando criterios de optimización técnica y económica, una muestra representativa de las redes de baja tensión existentes en la firma de referencia y proyectar los valores que se obtengan al conjunto de la empresa. La proyección se hará considerando el peso relativo de las muestras en el universo.

Para este análisis, se entiende que una red de distribución de baja tensión está formada, fundamentalmente, por un transformador de distribución y una línea que permite suministrar energía en forma continua y permanente a un conjunto determinado de clientes.

La empresa de referencia tiene más de 3805 redes activas de baja tensión, atendidas con transformadores y líneas propias. Debido al carácter rural de la zona servida por Copelec, las redes de baja son, en general, aisladas y distribuidas en forma radial.

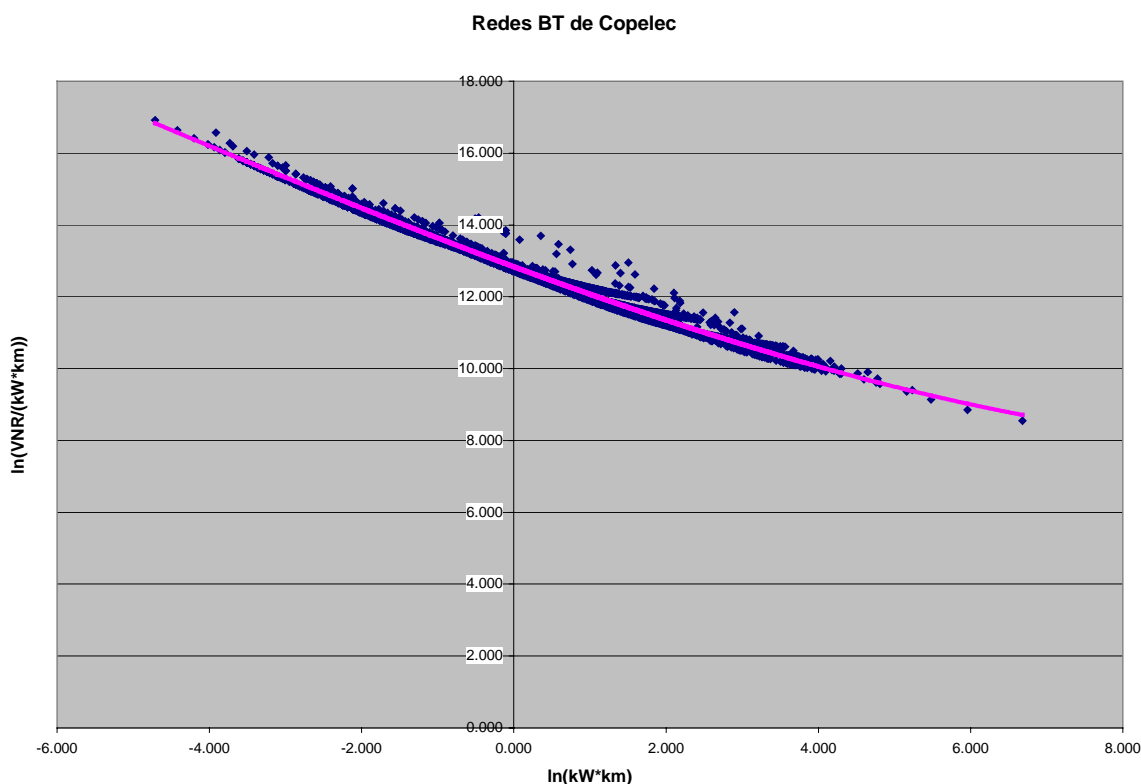
Por otra parte, se ha logrado establecer una relación muy significativa entre parámetros físicos de servicio y el costo de las instalaciones. En efecto, la relación entre el VNR unitario (VNR/kW*km) y el factor kW*km de líneas de baja tensión, estimado para las 3805 redes de baja de Copelec, tiene un coeficiente de correlación (R^2) igual a 0,994. En el Gráfico 4.4.1 se representa la nube de puntos correspondiente a las subestaciones de la empresa de referencia y la ecuación que mejor representa la relación entre ambas variables. Analíticamente, dicha ecuación es:

$$\ln(\text{VNR/kW*km}) = -0.7834\ln(\text{kW*km}) + 0.0183\ln(\text{kW*km})^2 + 0.0010\ln(\text{kW*km})^3 + 12.8353$$

Para representar el conjunto de las 3805 redes, se ha elegido una muestra de casos que sigue estrechamente la trayectoria de la relación entre costo y parámetros físicos antes mencionada. El conjunto de redes seleccionadas para modelar está en el rango que va entre más 5% y menos 5% del valor explicado por la relación descrita. Se seleccionó una muestra inicial de 190 redes. La nómina de redes de la muestra inicial y sus características principales se presenta en el Anexo N° 4.4.1. Adicionalmente, en el Gráfico 4.4.2 se representa la relación entre directa (no logarítmica) entre el VNR unitario (VNR/kW*km) y el factor kW*km de líneas de baja tensión. En este gráfico se muestra la zona más importante de la relación que es donde se produce el cambio de pendiente debido a la economía de escala presente en este aspecto de la distribución de electricidad.

La base de datos de redes de baja tensión corresponde a la información proporcionada por la empresa en el formato Autocad, ya que la información entregada a SEC en VNR2002 y A&R2003 no se ajustaba a la realidad y no estaba georeferenciada. La planilla con las cifras de base para la selección se adjunta y contiene lo siguiente: a) un gráfico de los transformadores con red de baja de la empresa por kVA b) un gráfico de la muestra por kVA; los datos básicos para ambos gráficos y el criterio de selección de muestras; y, d) la lista de redes seleccionadas como muestra; e) la información base obtenida de los archivos en autocad y el maestro de transformadores de diciembre 2003 obtenido del proceso de interrupciones. La información se encuentra en Anexo N° 4.4.1.

Figura 4.4.1 Redes de baja tensión con su curva representativa



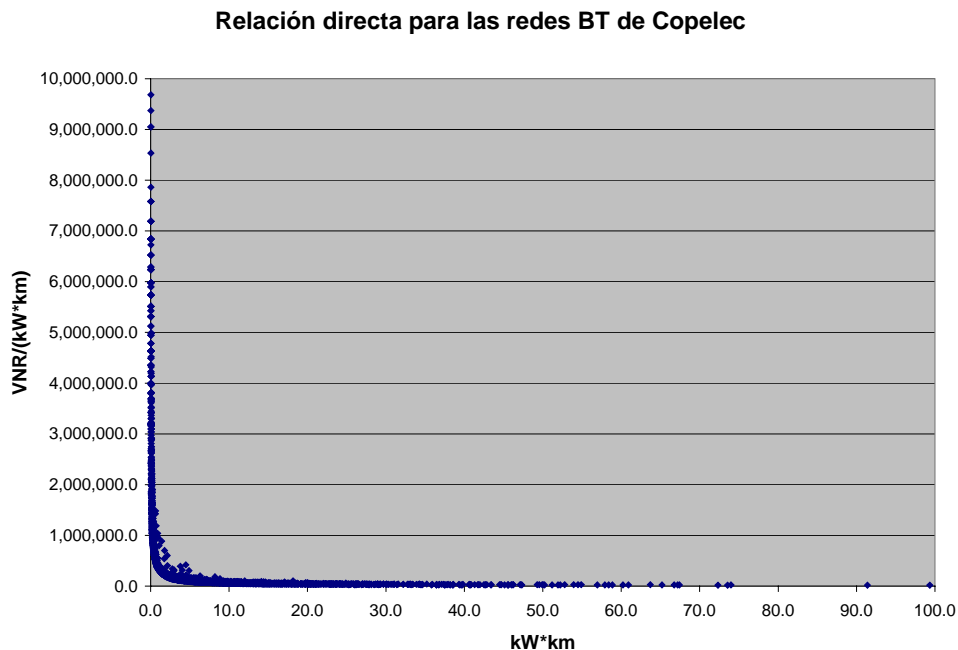


Figura 4.4.2 Redes de baja tensión visualizadas según la relación directa entre VNR y $KW \cdot km$.

El universo analizado era de 3805 subestaciones de distribución y las capacidades en kVA se muestran a continuación.

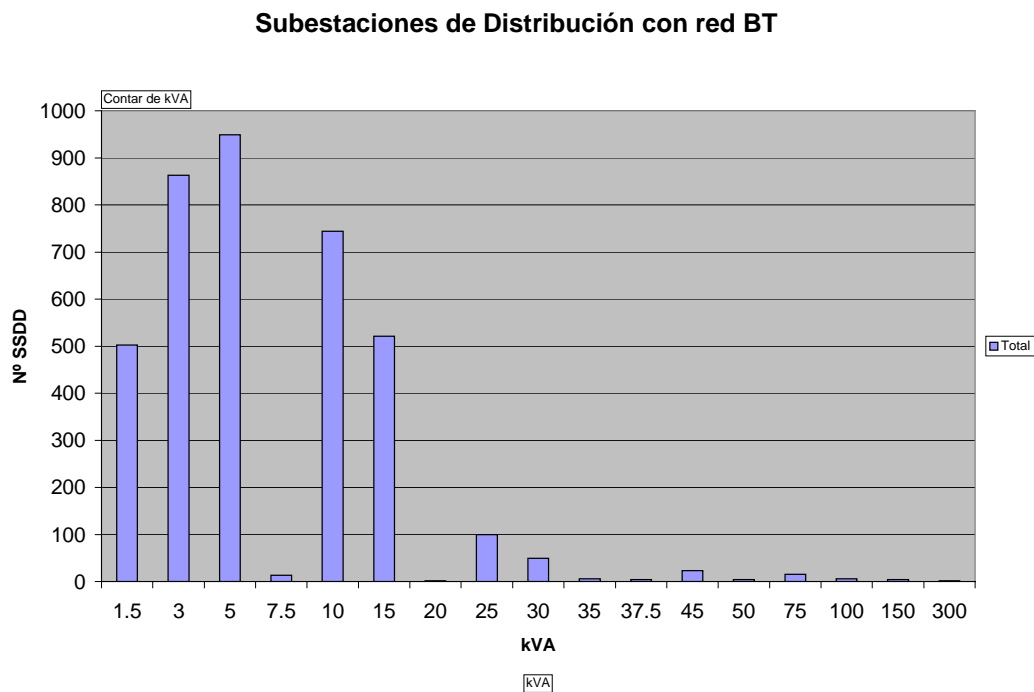


Figura 4.4.3 Universo de SSDD con red BT de Copelec

La metodología para seleccionar la muestra fue ordenar la totalidad del universo por el campo $\ln(kW \cdot km)$, una vez ordenada la tabla se generaron 190 bloques iguales con 20 transformadores en cada bloque y se tomó la subestación con un menor error con respecto a la curva determinada.

La muestra que se obtuvo se aprecia en la figura 4.4.4 y se aprecia que tienen la misma desagregación que el universo que se muestra en la figura 4.4.3 lo que nos indica además que representativa del global.

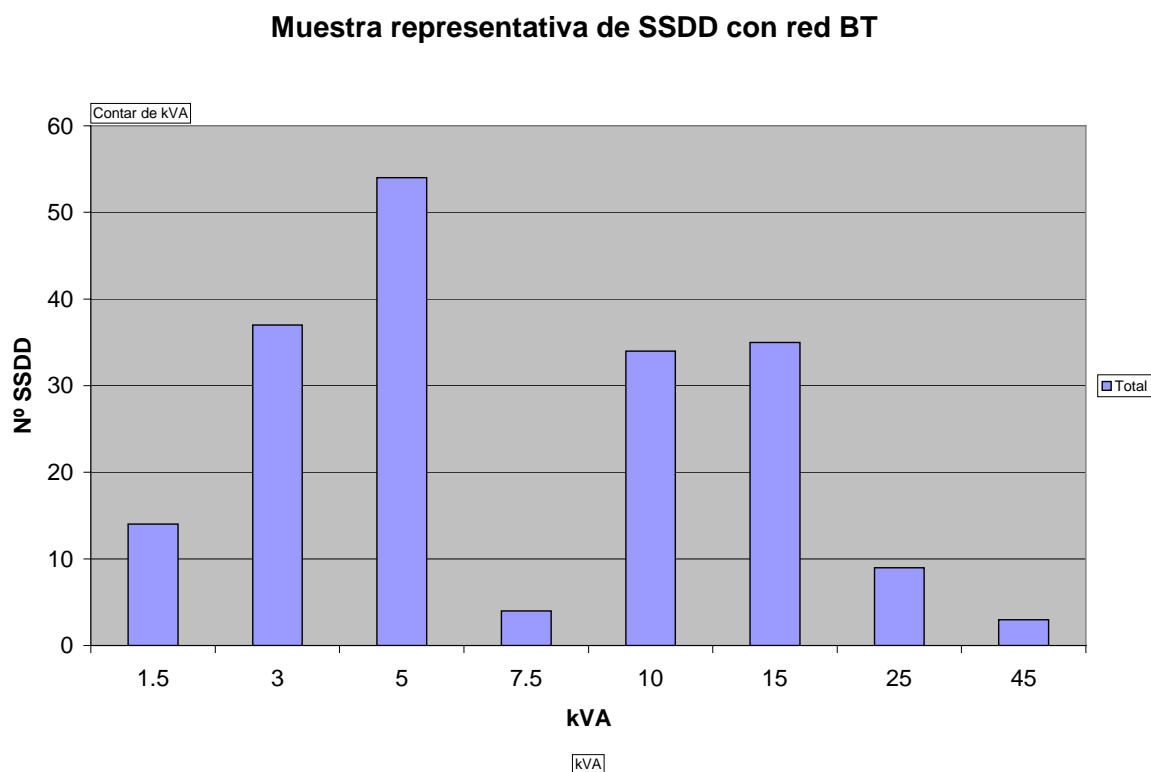


Figura 4.4.4 Muestra seleccionada de SSDD con red BT

Cabe destacar que en las redes de Copelec casi no existe dispersión en las características de las redes ya que un 99.4% son monofásicas de calibre 6 AWG.

Por lo tanto el estudio de las muestras se concentró principalmente en el estudio de la calidad de suministro y las pérdidas.

4.4.2 Modelo de optimización de las redes de baja tensión.

Las posibilidades de diseño (capacidad del transformador y calibre del conductor) se evaluaron en un horizonte de 15 años y se buscó los diseños de redes que tengan el menor Valor Presente de los Costos (VPC) de inversión y pérdidas.

Situación base

- La optimización se realiza para una muestra de 175 redes BT.
- Una red se caracteriza por su demanda de diseño, el tipo de red (1 o 3), el largo neutro, la topología real de la red, y sus pérdidas calculadas por medio de un flujo de potencia para un conductor #6 AWG de cobre y una configuración que depende del tipo de red.
- Existe un conjunto inicial de transformadores con sus potencias máximas y sus precios.
- Existe un conjunto de conductores caracterizados por su capacidad térmica, su límite de regulación (kVA*km) y su precio.
- La optimización consiste en obtener en el tiempo la asignación de tipo de conductores, y capacidad de transformadores, que satisfaga la demanda de diseño al mínimo valor presente de los costos (VPC) de inversión y pérdidas.
- La información base fue la disponible en Autocad, tanto para la topología de las redes existentes como para la asociación de sus respectivos clientes a la red.
- Los identificadores de las subestaciones de distribución se tomaron de acuerdo a la nomenclatura interna de la empresa modelo, ya que como habíamos mencionado anteriormente la base de VNR no era confiable, además la información de consumos de energía por cliente presentaba mayor consistencia con la referencia antes mencionada. El número de cada subestación se compone del número de área, sub-área y el n° transf. asignado, se trabajó finalmente con el número de area y N°transf. conforme a lo presentado en el maestro de subestaciones como número interno del proceso de interrupciones que se entrega mensualmente a SEC. Por ejemplo en el campo 7 de la tabla "TRAFO122003033" correspondiente al maestro de transformadores de diciembre 2003 el identificador "02300000003300**27006**" está correlacionado con el transformador con número de área 27 y N°transf. 006 que en el dibujo de Autocad esta en el alimentador Hualte (O) con la siguiente identificación:

AREA	SUB/AREA	N° TRAFO
27	5	006

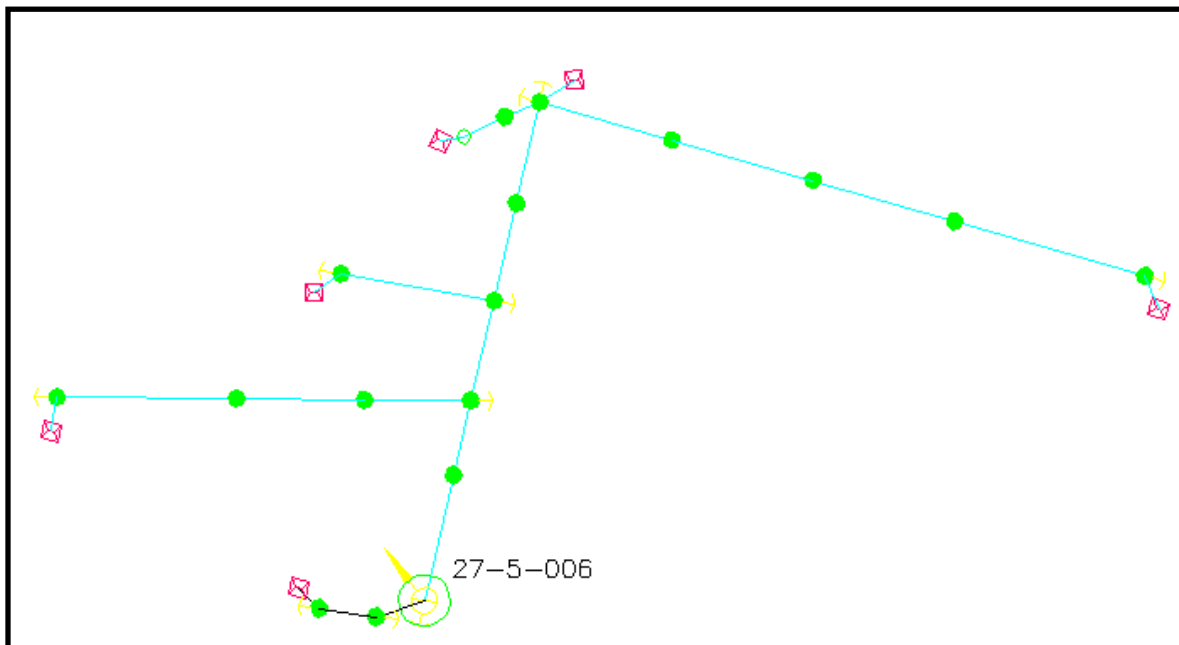


Figura 4.4.5 Red ejemplo del transformador 27006.

Criterios

- Una red que atiende a clientes trifásicos, conservará el mismo número de fases en el modelo optimizado.
- El conductor no debe sobrepasar, en ningún período, su capacidad térmica y debe cumplir con la restricción de regulación de voltaje.
- Dada una potencia de diseño inicial, evalúa todas las alternativas de conductores, y transformadores que satisfagan la demanda en un horizonte de 15 años, dada una tasa de crecimiento en el consumo de la red BT. En estas condiciones se ordenan las alternativas de menor a mayor valor presente de los costos.
- A partir de las alternativas evaluadas, se calculan las pérdidas usando flujos de potencia y se elige la opción de menor costo que cumple con las regulaciones de voltaje.
- Se analiza para todos los conductores posibles pero no se considera el cambio de calibre de conductores para una misma red en el período. La razón de esto es que el costo de cambio de conductores es una opción de muy alto costo. De todas maneras debido al bajo porcentaje de crecimiento las redes quedan bien adaptadas por un horizonte mayor al de análisis.

Software utilizado

1. Se cargan los datos de la red a evaluar para cada una de las subestaciones de distribución, en Anexo 4.4.2 se adjuntan redes utilizadas. Dada las características de las redes actuales se analiza el año base con un calibre de 6 AWG.
2. Se analizó la situación anterior para el año 5, 10 y 15, identificándose la peor regulación de cada subestación y las pérdidas asociadas.
3. Como no se realizó un análisis de expansión en la cantidad de fases de las redes BT, nos centramos en determinar la capacidad de los transformadores sólo con el dato de la demanda de diseño BT, realizando el análisis en conjunto con la red MT para evaluar el nivel de tensión en MT, es decir, 13.2 kV o 23 kV.
4. Finalmente se determino un criterio para establecer cuando era adecuado el incremento de calibres en las subestaciones de muestra para extrapolar al universo.

A modo de ejemplo revisamos en detalle el análisis para una red en particular:

Subestación de Distribución: 83045

- Definición de Postes

id_poste	id_alimentador	coordx	coordy
PH23	0230000000330000008	210714.4	5915720.8
PH24	0230000000330000008	210724.3	5915682.2
PH25	0230000000330000008	210735.8	5915637.5
PH26	0230000000330000008	210747.9	5915729.6
PH27	0230000000330000008	210834.1	5915685.8
PH28	0230000000330000008	210918.6	5915640.2
PH29	0230000000330000008	210928	5915659.3
PH30	0230000000330000008	210958.7	5915599.6
PH31	0230000000330000008	210998.7	5915596.9
PH32	0230000000330000008	211085.8	5915549.9
PH33	0230000000330000008	211165.2	5915503.4
PH34	0230000000330000008	211244.4	5915460.7
PH35	0230000000330000008	211315.6	5915422.2
PH36	0230000000330000008	211371.2	5915399.1
PH37	0230000000330000008	211419.3	5915379
PH38	0230000000330000008	211466.6	5915359.4
PH39	0230000000330000008	211519.4	5915337.4
PH40	0230000000330000008	211564.7	5915318.5

Tabla 4.4.1 Postes georeferenciados de subestación 83045

id_poste: identificador interno asignado por el consultor, es decir no coincide con las bases de VNR

id_alimentador: el campo alimentador corresponde a lo declarado en las bases de SEC para los procesos de VNR e Interrupciones

coordx – coordy: las coordenadas x-y corresponden a la información actual que dispone la empresa de sus redes georeferenciadas.

- Definición de Tramos

id_tramo	coordx	coordy	id_subestación	cod_sec_calibre	id_alimentador
TRBTH53	210724.3	5915682.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH53	210735.8	5915637.5	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH54	210714.4	5915720.8	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH54	210724.3	5915682.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH55	210747.9	5915729.6	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH55	210714.4	5915720.8	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH56	210918.6	5915640.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH56	210928	5915659.3	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH57	210834.1	5915685.8	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH57	210747.9	5915729.6	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH58	210918.6	5915640.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH58	210834.1	5915685.8	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH59	210998.7	5915596.9	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH59	210918.6	5915640.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH60	210998.7	5915596.9	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH60	210958.7	5915599.6	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH61	211085.8	5915549.9	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH61	210998.7	5915596.9	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH62	211315.6	5915422.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH62	211244.4	5915460.7	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH63	211165.2	5915503.4	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH63	211244.4	5915460.7	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH64	211085.8	5915549.9	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH64	211165.2	5915503.4	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH65	211519.4	5915337.4	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH65	211564.7	5915318.5	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH66	211466.6	5915359.4	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH66	211519.4	5915337.4	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH67	211419.3	5915379	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH67	211466.6	5915359.4	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH68	211371.2	5915399.1	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH68	211419.3	5915379	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH69	211315.6	5915422.2	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008
TRBTH69	211371.2	5915399.1	0230000000330083045	CDA4ACU4A006006	0230000000330000008

id_tramo: identificador interno asignado por el consultor, es decir no coincide con las bases de VNR.

coordx – coordy: las coordenadas x-y corresponden a la información actual que dispone la empresa de sus redes georeferenciadas, y definen el inicio y termino de cada tramo.

id_subestación: el campo alimentador corresponde a lo declarado en las bases de SEC para los procesos Interrupciones como identificador interno de la empresa.

cod_sec_calibre: corresponde al código sec del calibre utilizado en el análisis que corresponde en este caso a 6 awg monofásico.

id_alimentador: el campo alimentador corresponde a lo declarado en las bases de SEC para los procesos de VNR e Interrupciones.

- Definición de subestación

id_subestación	id_se	id_poste	coordx	coordy	propiedad	id_alimentador
0230000000330083045	83045	PH35	211315.6	5915422.2	E	0230000000330000008

id_subestación: el campo alimentador corresponde a lo declarado en las bases de SEC para los procesos Interrupciones como identificador interno de la empresa.

id_se: número resumido del identificador de la subestación.

id_poste: identificador del poste al que se conecta la subestación.

coordx – coordy: las coordenadas x-y corresponden a la información actual que dispone la empresa de sus redes georeferenciadas, y definen el inicio y termino de cada tramo.

propiedad: identifica la propiedad de la subestación (E: empresa, P: particular).

id_alimentador: el campo alimentador corresponde a lo declarado en las bases de SEC para los procesos de VNR e Interrupciones.

- Definición de cargas

Nis	id_poste	id_subestación	demanda [kW]	fase
16508	PH25	0230000000330083045	0.153	A
9827	PH23	0230000000330083045	1.646	A
98814	PH29	0230000000330083045	0.038	A
15043	PH30	0230000000330083045	0.213	A
8520	PH40	0230000000330083045	0.811	A
8518	PH27	0230000000330083045	0.702	A
8519	PH35	0230000000330083045	0.612	A
23971	PH28	0230000000330083045	0.153	A
16509	PH25	0230000000330083045	0.223	A
15314	PH28	0230000000330083045	0.153	A

Nis: identificador del cliente, corresponde al identificador interno utilizado por Copelec.

id_poste: identificador del poste al que se conecta el cliente.

id_subestación: el campo alimentador corresponde a lo declarado en las bases de SEC para los procesos Interrupciones como identificador interno de la empresa.

id_se: número resumido del identificador de la subestación.

demanda [kW]: potencia de cada cliente coincidente con la máxima de la subestación de distribución en análisis.

fase: fase de conexión del cliente.

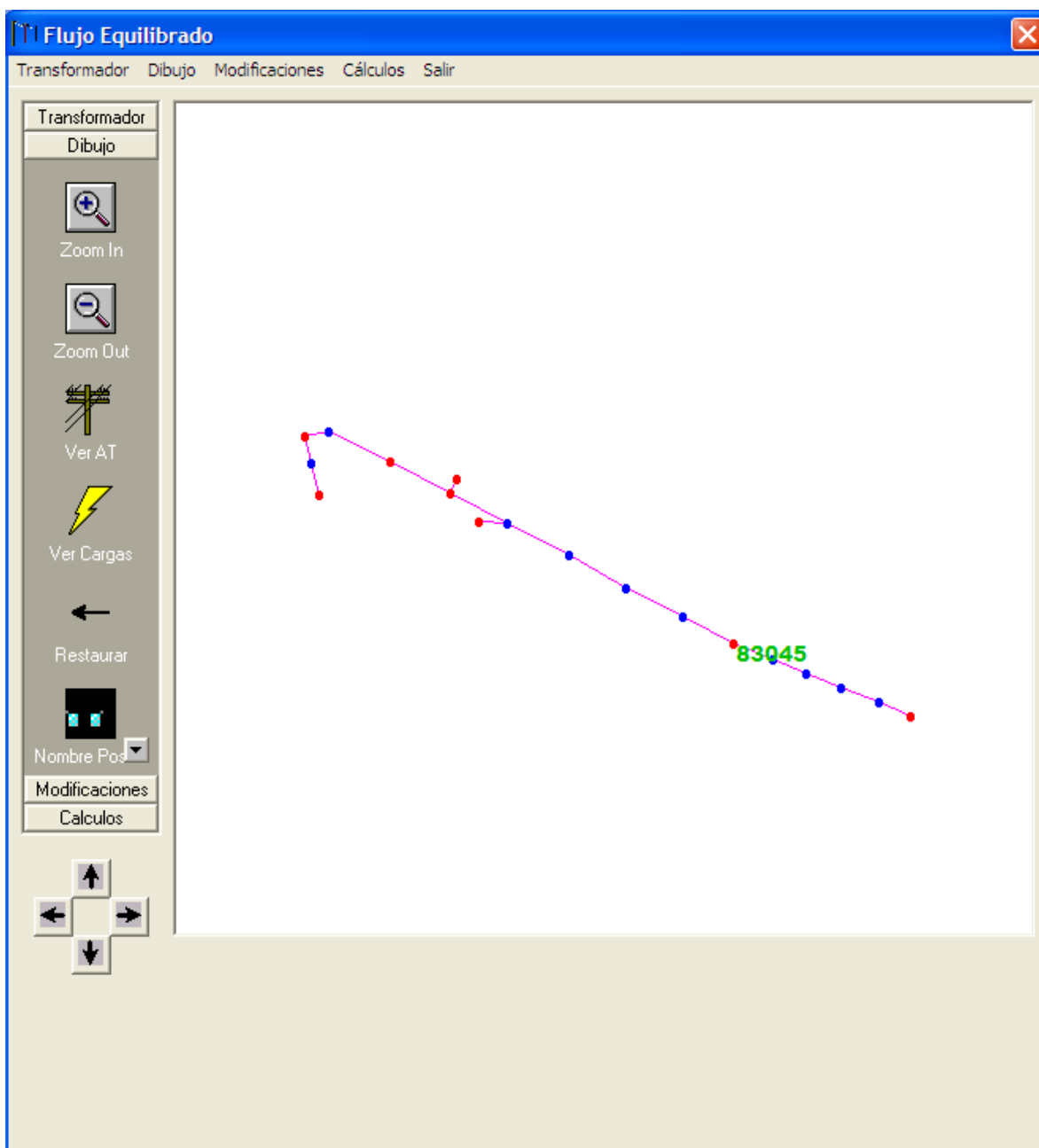
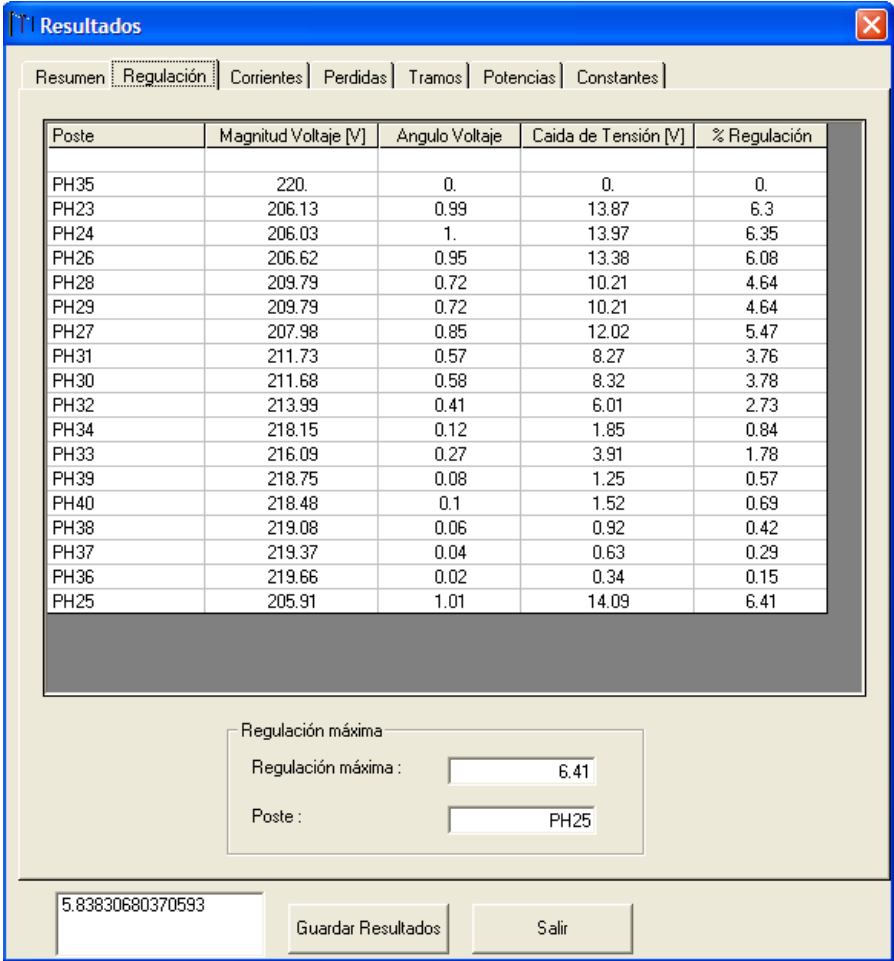


Figura 4.4.6 Software utilizado en la modelación de las redes BT que corresponde a un desarrollo interno en Visual Basic, en rojo se aprecian los postes que poseen carga para la red ejemplo.

El modelamiento antes presentado se replicó para un total de 175 redes de distribución, analizando el comportamiento de cada red en el horizonte de análisis de 15 años, comprobándose que casi la totalidad de las redes funcionan con estándares permitidos de regulación y de niveles de pérdidas razonables.



Poste	Magnitud Voltaje [V]	Angulo Voltaje	Caída de Tensión [V]	% Regulación
PH35	220.	0.	0.	0.
PH23	206.13	0.99	13.87	6.3
PH24	206.03	1.	13.97	6.35
PH26	206.62	0.95	13.38	6.08
PH28	209.79	0.72	10.21	4.64
PH29	209.79	0.72	10.21	4.64
PH27	207.98	0.85	12.02	5.47
PH31	211.73	0.57	8.27	3.76
PH30	211.68	0.58	8.32	3.78
PH32	213.99	0.41	6.01	2.73
PH34	218.15	0.12	1.85	0.84
PH33	216.09	0.27	3.91	1.78
PH39	218.75	0.08	1.25	0.57
PH40	218.48	0.1	1.52	0.69
PH38	219.08	0.06	0.92	0.42
PH37	219.37	0.04	0.63	0.29
PH36	219.66	0.02	0.34	0.15
PH25	205.91	1.01	14.09	6.41

Regulación máxima :

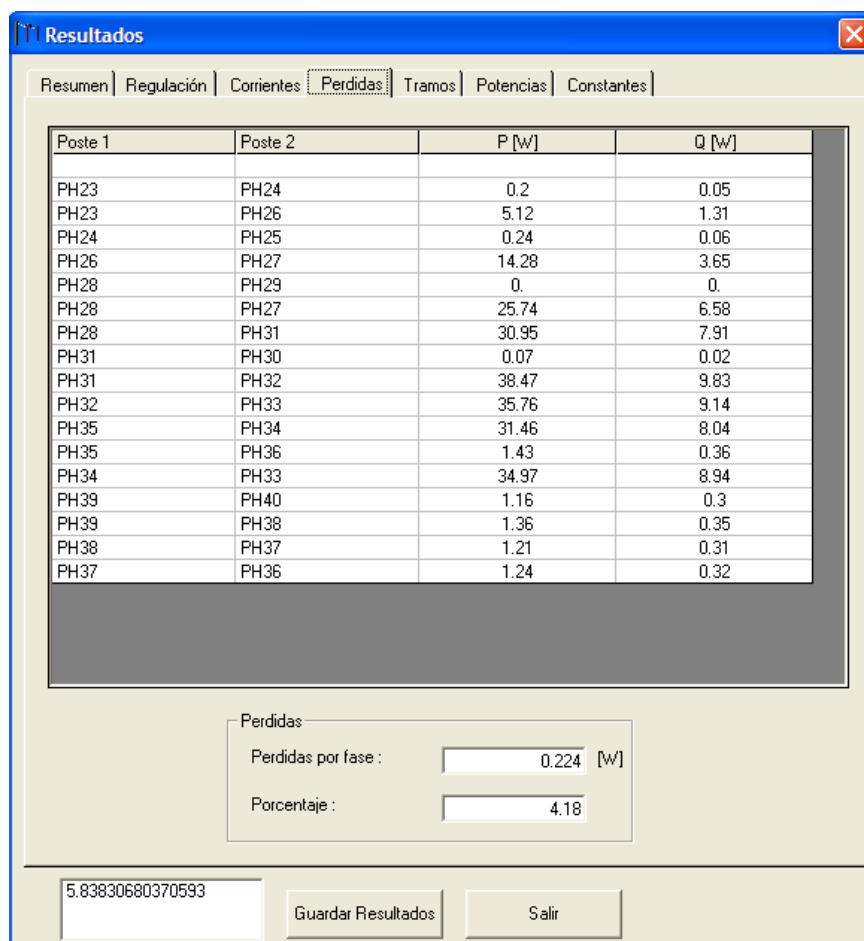
Poste :

5.83830680370593

Guardar Resultados Salir

Figura 4.4.7 Ejemplo de cómo se visualiza la regulación por cada poste de la red (s/e 83045), se muestra el resultado del año 15 con una reg.máx de 6.41%.

Tal como se aprecia en la figura 4.4.7 el resultado de la aplicación utilizada nos entrega un detalle de la regulación de tensión en cada poste de la red indicando además la peor regulación de la red de análisis y la ubicación de la misma, otro de los datos que nos proporcionaba en detalle era la información de pérdidas en cada tramo de red, a modo de ejemplo en la figura 4.4.8 se visualiza la información de pérdida de la red de ejemplo.



Poste 1	Poste 2	P [W]	Q [W]
PH23	PH24	0.2	0.05
PH23	PH26	5.12	1.31
PH24	PH25	0.24	0.06
PH26	PH27	14.28	3.65
PH28	PH29	0.	0.
PH28	PH27	25.74	6.58
PH28	PH31	30.95	7.91
PH31	PH30	0.07	0.02
PH31	PH32	38.47	9.83
PH32	PH33	35.76	9.14
PH35	PH34	31.46	8.04
PH35	PH36	1.43	0.36
PH34	PH33	34.97	8.94
PH39	PH40	1.16	0.3
PH39	PH38	1.36	0.35
PH38	PH37	1.21	0.31
PH37	PH36	1.24	0.32

Perdidas:

Perdidas por fase : 0.224 [W]

Porcentaje : 4.18

5.83830680370593

Guardar Resultados Salir

Figura 4.4.8 Ejemplo de cómo se visualizan las pérdidas de cada tramo de la red (s/e 83045), se muestra el resultado del año 15 con una pérdida del 4.18%.

Resultados.

Los resultados del análisis se encuentran en el anexo N° 4.4.3

Finalmente para extrapolar los resultados de las redes seleccionadas como muestra al universo se comprobó que para las redes con un $\ln(\text{kW} \cdot \text{km})$ mayor o igual a 2.59 era preferible utilizar en lugar de 6 AWG un conductor de 4 AWG, de las 3085 redes sólo se consideraron en esta categoría a 196 subestaciones que representa un 5% del universo.

Cabe destacar que entre la información existente había algunos problemas de asignación del atributo de la subestación de distribución al tramo de red BT, sin embargo estas redes en efecto existían por lo que se consideraron en la contabilización de km de red BT.

5. Dimensionamiento de la Organización y Costos de Explotación Empresa Modelo

5.1 Diseño de la Estructura Organizacional

Entendemos por estructura organizacional al sistema “formal” de las relaciones dentro de una organización, que señala las relaciones de subordinación y/o relación entre diferentes funciones e instancias de éstas dentro de la administración. Por lo general se representa a través de un organigrama.

Si bien no existen guías de acción absolutas para elegir una u otra estructura organizacional, al diseñar la estructura se debe dar respuesta a las siguientes preguntas (Peter Drucker):

- ✓ ¿En que áreas se requiere excelencia en orden a alcanzar los objetivos de organización?
- ✓ ¿En que áreas la ausencia de acción podría poner en peligro los resultados, incluso, tal vez, la supervivencia de la misma?
- ✓ ¿Qué valores son realmente importantes para la compañía?
 - ¿Calidad de producto?
 - ¿Seguridad de producto?
 - ¿Servicio a los consumidores?

La respuesta a estas interrogantes identifica las funciones claves y las actividades esenciales para alcanzar los objetivos de la organización. Estas serán una clave para el diseño de la estructura organizacional. Las actividades claves siempre deberán estar representadas en la estructura y nunca debieran subordinarse a aquellas que no son claves.

Se establecen como objetivos permanentes del diseño de la estructura organizacional, los siguientes:

- ✓ Incrementar la apertura de la comunicaciones,
- ✓ Procurar dar soluciones sinérgicas a los problemas que se presentan con mayor frecuencia,
- ✓ Incrementar la responsabilidad individual y grupal.
- ✓ Incrementar el nivel de entusiasmo y satisfacción en la organización.

Sobre la base de estas guías y objetivos acerca de la estructura organizacional, la empresa encontrará una fuente de cambio, para enfrentar el cambio en estos tiempos.

Partiendo de las necesidades de los clientes, se identifican los procesos clave y se dirigen los esfuerzos de la organización hacia una integración interfuncional. El resultado de este proceso, en la mayoría de las organizaciones, es el "aplanamiento" de la estructura organizacional. Esto mejora la capacidad de coordinación y reduce los niveles jerárquicos. Un enfoque de este tipo (procesos) presenta las siguientes ventajas:

- ✓ Mayor calidad en menor tiempo y al menor costo.
- ✓ Mejor capacidad de respuesta al cambio de las necesidades y expectativas del cliente.
- ✓ Mejor posicionamiento ante el constante cambio en las oportunidades y amenazas del mercado.
- ✓ Despliegue del conocimiento existente en la organización para resolver problemas y añadir valor.

Adquieren especial importancia los procesos de comunicación interna. Sean estos formales o informales.

Sobre la base de esta premisa de diseño se estudiaron las tareas, funciones y procesos de una empresa de distribución de energía eléctrica. Los procesos fundamentales del negocio se definieron como:

1. Compras y movimiento de energía y potencia.
2. Operación y mantención de las redes y equipos. Incluye mantención preventiva y correctiva.
3. Facturación. Incluye lectura de medidores, facturación, reparto de boletas, cobranzas, corte y reconexión de suministros por deuda.
4. Atención de Clientes. Incluye atención de reclamos, cambios de opciones de suministro y tarifas, modificación de antecedentes.
5. Procesos regulatorios.

Estos son los procesos o funciones primarias de la cadena de valor en la distribución de energía eléctrica. Luego están los procesos o funciones de apoyo como el abastecimiento de materiales de mantención, la obtención de recursos financieros y humanos, las tecnologías de la información, la planificación de mediano y largo plazo, entre otros.

En el diseño organizacional se ha previsto mantener en la empresa los procesos fundamentales del negocio, sin perjuicio que algunas tareas sean encargadas a

terceros. También se mantienen algunas funciones de apoyo tales como finanzas, marketing y la planificación, presupuestación y control de gestión.

Procesos considerados fundamentales del negocio, pero no considerados para efectos del costeo del Valor Agregado de Distribución son: Proyectos Eléctricos y Servicios Asociados al Suministro. Si bien la estructura organizacional es diseñada con ellos, al momento de efectuar el costeo para el Valor Agregado de Distribución son dejados de lado.

Para comenzar el diseño de la estructura organizacional de la empresa modelo, luego de haber fijado nuestras premisas básicas acerca de los procesos y objetivos en el diseño de la estructura organizacional, realizamos un análisis de tareas en la empresa de referencia y otras empresas de la industria a nivel nacional e internacional. Se efectuaron entrevistas con ejecutivos de la empresa de referencia en donde se visualizaron las principales actividades de distribución eléctrica, la estructura organizacional vigente y consideraciones existentes para definir niveles de dotación para funciones y actividades de la empresa. Se efectuaron visitas a terreno para observar la operación de la empresa.

Así se llegaron a identificar 534 tareas al interior de este tipo de organizaciones "Empresas de Distribución de Energía Eléctrica". Estas tareas fueron agregadas al nivel de funciones, 60 funciones las que se detallan en el Anexo N° 5.1. En donde una función esta compuesta por varias tareas. Una vez analizadas las tareas agrupadas por funciones se obtiene claridad acerca de la estructura funcional y de los perfiles de quienes deberán desarrollar las diferentes funciones y tareas. Lo anterior en conjunto con el análisis del área de influencia de la concesión y a la envergadura del sistema eléctrico modelado, estructurará una dotación de personal para la empresa modelo.

Aquí cabe el análisis de que tareas serán desarrolladas por personal propio y que tareas serán desarrolladas por terceros, es decir corresponde el análisis de externalización u outsourcing.

Outsourcing

El outsourcing, externalización o tercerización es un concepto que alude a un sistema mediante el cual las empresas contratan los servicios de otras organizaciones para que éstas, con mayor grado de especialización, satisfagan algún requerimiento específico con más efectividad.

El outsourcing permite que la empresa que contrata a la compañía externa, dirija su atención a lo que es su "razón de ser", su misión y no se distraiga tiempo valioso de sus ejecutivos en problemas o acciones que no están en la línea directa del negocio. En sus orígenes la externalización parte con las actividades de computación e informática; luego se agregan otras como: aseo, transporte, alimentación, jardinería, vigilancia, capacitación, manejo de nóminas,

reclutamiento y selección de personal, mensajería, cajeros y cobranzas, traslado de valores, entre otras.

La Decisión de Externalizar

El costo no es el factor más importante al momento de tomar la decisión de externalizar. Existen otras consideraciones fundamentales que hacen que el proceso de externalización sea exitoso, como:

- ✓ La mejora en los tiempos de respuesta en la prestación del servicio.
- ✓ El personal propio concentrado en las actividades del negocio.
- ✓ La disminución de activos fijos prescindibles.
- ✓ El nivel estratégico de la información requerida para desarrollar el servicio.
- ✓ La disminución de riesgos y niveles de accidentabilidad.

El éxito de la externalización tiene directa relación con la confianza que se tenga en el proveedor del servicio, ya que el objetivo es obtener ventajas comparativas y competitivas y esto involucra, mejorar la eficiencia, utilizar de mejor manera los recursos humanos, físicos y financieros y, por sobre todo, centrar los esfuerzos en aquellas actividades relacionadas con el negocio de la empresa.

Beneficios de la Externalización:

- ✓ Enfocarse en los procesos centrales de la empresa y actividades que generan valor.
- ✓ Calidad y oportunidad de la información que permite realizar análisis de los resultados y posición de la sociedad.
- ✓ Aumento del control y eficiencia interna basado en la correcta separación de tareas y supervisión de las mismas.
- ✓ Costos predecibles y controlables.
- ✓ Reducción de costos del personal, liberando contingente de supervisión para aquellas actividades que generan valor para la empresa.
- ✓ Implantación y soporte de nuevas tecnologías.
- ✓ Utilización de las mejores prácticas.
- ✓ Mejora el nivel de los servicios, capacitación permanente.
- ✓ Mayor flexibilidad para enfrentar ambientes económicos cíclicos.

- ✓ Mayor confiabilidad de información contable ante instituciones financieras y organismos externos.

5.2 Resultados del Modelo Organizacional

La empresa modelo originada como resultado de los análisis realizados está preparada para trabajar como unidad autónoma tomando un gran número de servicios desde el mercado. En primer lugar se dimensionó a la empresa en su operación normal. Es decir, como si ella fuese autosuficiente para todas las tareas a realizar, la empresa en su conjunto requiere del orden de 214 personas que trabajan directamente, ya sea en planillas o como contratistas u outsourcing, ver Anexo N° 5.2, lo anterior incluye al directorio o comité de administración. Del análisis de funciones y tareas que pueden ser provistas por el mercado se llega a concluir que es posible externalizar, ya sea como contratistas o servicios de terceros a 116 personas con las respectivas tareas y funciones asociadas. Este análisis se fundamenta en la externalización de funciones más tradicionales provistas por el mercado local. De un segundo análisis se concluye que es posible externalizar otras 28 personas con las tareas y funciones a ellas asociadas. En este segundo análisis están las tareas y funciones más profesionales y para las cuales no necesariamente existe un mercado en las localidades donde se deberá prestar el servicio, no obstante lo anterior, se optó por externalizar a objeto de obtener organizaciones más livianas y preocupadas del negocio principal como se destaca en el análisis de procesos. Las funciones externalizadas se presentan en el Anexo N° 5.2.

Dado lo anterior, una organización concebida como organización autónoma es capaz de pasar de 214 trabajadores (incluido directorio), a una organización de 65 trabajadores propios.

De estos 65 trabajadores al interior de la organización 5 corresponden a las funciones de Proyectos y Obras y 5 corresponden a la unidad de Servicios Asociados al Suministro. En ambos casos los trabajadores asociados no deben ser considerados para efectos de determinar el Valor Agregado de Distribución. Ello nos lleva a que la empresa modelo distribuidora de energía eléctrica, para efectos del Valor Agregado de Distribución, tenga asociados a 55 trabajadores propios. El organigrama con la estructura organizativa final se muestra en el Anexo N° 5.3.

Estructura Organizacional:

La empresa modelada tiene base de operaciones en la ciudad de Chillán y presencia en 8 pueblos de la zona de concesión, ello dado las características

geográficas de la zona de influencia: 7316 Km² de área servida, 4,2clientes/Km² y dificultades de acceso típicas de una zona rural.

Se considera una gerencia general y gerencias de áreas en operaciones, comercial y finanzas, así como áreas de proyectos y obras y servicios complementarios. Las definiciones de cargos y funciones asociadas se presentan en el Anexo N° 5.4

1. La Gerencia General se encarga de coordinar las diferentes funciones en la empresa, la planificación de mediano y largo plazo, los aspectos de la regulación, el control interno, de la políticas y acciones en prevención de riesgos y manejo ambiental, de las relaciones con entes externos a la organización y de informar acerca de la marcha de la empresa a los accionistas.
2. La Gerencia de Operaciones mantiene una estructura plana y se encarga de las compras de energía y potencia, del movimiento de energía a través de las redes, para lo cual se ha provisto un sistema SCADA para telemedida y telecontrol. Además se encarga de la operación y mantención en terreno de las instalaciones y equipos, en el caso de las guardias de operaciones, personal de operaciones en terreno y mantenciones de emergencia, se consideraron los criterios de mantener un 40% de la empresa y el restante 60% externalizado, además se consideró una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados de zona de influencia en dos turnos. El turno nocturno es mantenido sólo con la mitad de las guardias de los turnos diurnos.
3. La Gerencia Comercial mantiene una estructura plana y se encarga de los procesos de facturación que incluye la lectura, facturación, reparto, cobranzas, atención y mantención de clientes, el control de los saldos de clientes, el control de fraudes, además se encarga de las labores de marketing y coordina los requerimientos de informática dentro de la empresa.
4. La Gerencia de Finanzas se encarga de los procesos de registro de los hechos económicos acontecidos en la empresa, la centralización de los ingresos de caja y provisión de fondos para las necesidades de la empresa, la planificación tributaria, la administración de los seguros, la administración del personal, el pago de las planillas de remuneraciones, pago de tributos y retenciones, la emisión de reportes para SVS, SII y accionistas, centraliza las labores de presupuestación, control presupuestal y control de gestión, administra y provee los materiales y servicios a la empresa y se encarga de la coordinación de recursos humanos.
5. El área de Proyectos y Obras se encarga de las necesidades de crecimiento y refuerzo del sistema eléctrico de la empresa.

6. El área de Servicios Complementarios o Asociados al Suministro se encarga de la captación y prestación de servicios complementarios al suministro de energía eléctrica que presta la empresa

Externalización:

En cada área se trabaja con un mix de personal interno y externo:

En el caso de la alta administración se han externalizado las labores de control interno, seguridad, prevención de riesgos y manejo ambiental, empleando a personal en base a horas de trabajo.

En la Gerencia de Operaciones se han externalizado el 60% de las Guardias de Operaciones (personal de operaciones en terreno y mantenciones de emergencia), además se consideró una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados de zona de influencia en dos turnos, el turno nocturno es atendido con el 50% de las guardias diurnas. Cabe destacar que una guardia por cada 800 kilómetros cuadrados implica un tiempo de medio de arribo a la atención de 28 minutos con una velocidad de desplazamiento de 60 kilómetros por hora dentro de cada cuadrante, lo que puede considerarse un poco alto, pero disminuir este guarismo repercute en los costos de explotación y por ende en la determinación de los valores agregados de distribución. Las mantenciones mayores se realizan todas con personal externo así como las mediciones de calidad de producto. Por otra parte se ha externalizado el 100% del transporte en la empresa.

En la Gerencia Comercial se encuentran externalizadas las labores de lectura de registradores, reparto de boletas y facturas, cortes y reconexiones, retiro de acometidas por deuda, los operativos de control de fraude, las labores de cobranza y atención de clientes en mesón y operadoras telefónicas, así como todo el manejo informático. Cabe destacar que el manejo informático ha sido externalizado en su totalidad (hardware y software).

En la Gerencia de Finanzas se ha externalizado las labores de planificación tributaria, administración de seguros, compras de materiales y servicios, gestión de stocks y manejo de almacenes.

En el área de Proyectos y Obras se ha externalizado las labores de dibujo y construcción.

En el área de Servicios Complementarios o Asociados al Suministro se han externalizado todas las labores de construcción y mantención.

5.3 Costo de la Planilla

La estructura organizacional determinada tiene un grado de calificación medio-alto, ello dado las labores de coordinación y control asumidas producto de la externalización. El número de trabajadores asociado se costea a precios de mercado, en cargos homologados. Para ello se emplea la encuesta de remuneraciones de PriceWaterhouseCoopers a diciembre del 2003, para la muestra de empresas pequeñas; es decir, aquellas que facturan menos de diez mil millones de pesos al año. En caso de no encontrar el cargo homologado en dicha muestra, se va a buscar a la encuesta general al percentil 25%. La planilla de personal con cargos homologados se presenta en el Anexo N° 5.5.

El costo anual de la planilla así determinado alcanza a los M\$ 738.632, sin incluir el directorio o comité de administración.- A lo anterior se le deducen los costos de las áreas de Proyectos y Servicios Complementarios o Asociados al Suministro, con lo cual el costo de la planilla anual queda en M\$ 611.203.- Al resultado anterior se agregan M\$ 60.912 de honorarios del directorio, quedando un valor de M\$ 672.115. Luego a este costo se le deducen:

- Un 9,4% del valor de la planilla de áreas que podrían participar en el negocio de Servicios. Estas áreas corresponden a la estructura central, la gerencia comercial y de finanzas más la gerencia de operaciones sin incluir movimiento de energía y calidad de servicio,
- Un 3,2% por la participación en el negocio de Subtransmisión de las áreas de administración central, finanzas y operaciones.

Con ello el costo de la planilla anual, para efectos del valor agregado de distribución alcanza a los M\$ 597.679.- El criterio para determinar el guarismo de 9,4% fue el de determinar cuanto representaban los ingresos operacionales por servicios de los ingresos operacionales totales de la empresa de referencia, ese factor se empleo como representativo de la atención que el personal de la empresa pondría en este negocio. Los datos de Ingresos se obtuvieron de los informes enviados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles del año 2003 y se muestran en el Anexo N° 5.6. En el caso del guarismo de Subtransmisión, este se determino a partir de los gastos operativos informados por la empresa de referencia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para el año 2003

No corresponde deducir un costo por ingeniería y gastos generales como contribución al VNR, pues al deducir el 100% de área de Proyectos y Obras, se está cubriendo más de un 6% de las inversiones totales, no sólo las de distribución de energía eléctrica. Lo anterior representa más del 50% del guarismo de Ingeniería y gastos generales reconocidos en inversiones VNR, y se asume que al menos un 50% de la ingeniería de la inversiones es contratada a terceros.

A continuación se muestran los detalles de cálculo de remuneraciones:

Detalle de Compensaciones Anuales

		\$
Total	65	738,631,620
Servicios	5	66,372,924
Proyectos y Obras	5	61,055,760
Subtotal Distribución	55	611,202,936
Directorio	5	60,912,000
Total Distribución		672,114,936
Gastos Compartidos Serv.	9.4%	56,385,914
Gastos Compartidos ST.	3.2%	18,049,529
Total atribuible a tarificación Distribución		597,679,494

Estructura de Compensaciones Totales por Estamento

Planta Empresa		\$ / año
Directores	5	60,912,000
Ejecutivos	4	152,814,828
Profesionales	23	319,255,416
Técnicos	34	239,564,172
Administrativos	4	26,997,204
TOTAL	70	799,543,620

Estructura de Compensaciones de Distribución por Estamento

Planta Distribución		\$ / año
Directores	5	60,912,000
Ejecutivos	4	152,814,828
Profesionales	17	235,238,508
Técnicos	30	196,152,396
Administrativos	4	26,997,204
TOTAL	60	672,114,936
Asignación Serv. y Subtrans.		74,435,442
TOTAL VAD		597,679,494

5.4 Costos de Operación, Administración y Ventas

Ya el análisis de funciones y tareas, así como la externalización de ellas nos arrojan fuertes directrices de lo que serán los gastos de la empresa modelo. Se realiza un completo análisis de los gastos de operación y como se estructuran los trabajos a objeto de operar y mantener el sistema eléctrico, así como para atender las necesidades comerciales de la empresa. Cabe destacar que en todo momento se tuvo presente las leyes vigentes a objeto de determinar los costos relevantes. Dentro de este contexto es conveniente mencionar que a partir de enero del año 2005 la jornada laboral máxima se reduce desde 48 a 45 horas por semana, ello repercute en todo el personal que está con jornada por sobre 45 horas a la semana, el efecto de esta disposición es cuantificado en la proyección de gastos a cinco años realizada de acuerdo a las Bases Técnicas.

Los principales alcances en la determinación de costos fueron:

- Lectura: \$ 258 por evento. Este precio promedio considera las labores propias de lectura, reparto, estándar de relecturas de 1,799%. Fue tomado como una media de mercado para este tipo de empresa y es significativamente más bajo que el precio actualmente pagado por la empresa.
- Comunicaciones operaciones: se calcula el costo de los derechos por espectro de frecuencia (M\$ 155 por año) y canon por estaciones repetidoras (M\$ 402 por año), a ello se suma el valor de celular para operación remota (M\$ 250 por año).
- Contratistas de operaciones: se consideran 14 guardias externas equipadas, compuestas por 2 técnicos en un móvil a un costo día - turno de \$ 36.000.- Se adiciona un costo mensual de \$ 12.690 por concepto de equipos de radio en cada móvil.
- Atención de público y cajeras: se consideran 9 personas en atención de público y 9 en cajas receptoras a un costo mensual individual de \$ 335.632. El número de personas esta en función de las localidades atendidas. Considera que un 10% de los clientes paga en oficinas externas a un costo de 300 \$/talón.
- Vigilancia de locales y oficinas: se consideran 7 vigilantes a un costo mensual unitario de \$ 243.000.
- Aseo de edificios y dependencias: se considera un valor de \$ 80.500 mensuales por cada 100 metros o menos de oficinas y dependencias.

- Arriendo de camionetas: se consideran 14 vehículos diesel, doble cabina, de tracción a las 4 ruedas a un costo mensual de \$ 395.000 por vehículo. Se adiciona un costo mensual de \$ 25.380 por concepto de equipos de radio en cada móvil.
- Combustibles: se consideran un recorrido anual para la flota de 787.500 kilómetros con un rendimiento de 8 km/litro y un costo por litro de combustible de \$ 293.
- Peajes: se considera un costo medio de 1 US\$ por cada 100 kilómetros de vía.
- Arriendo de inmuebles: se considera alquiler por la totalidad de los inmuebles. Dadas las tasas de mercado en provincias, se consideran 600 m² de oficinas en Chillán, 25 m² de plataforma comercial, 300 m² de bodegas, 14 estacionamientos y 200 m² de atención en las oficinas periféricas a costos mensuales de UF 0,217; UF 0,26; UF 0,117; UF 2,0; UF 0,217 respectivamente.
- Mantenición de edificios e inmuebles: se consideran 3 horas hombre año por metro cuadrado de oficina y planta comercial, a un costo de \$ 1.800 la hora.
- Contratistas y materiales de mantención mayor: se consideran diferentes actividades típicas de mantenimiento para una empresa que recién se instala y por tanto sus instalaciones son nuevas. Los costos de mantención ascienden a M\$ 43.551, de los cuales M\$ 30.965 corresponden a mano de obra y M\$ 12.185 a materiales.
- Control de hurtos o fraude: considera la realización de 400 operativos de control en el año. La duración media asciende a 3 horas con una cuadrilla externa por operativo. El costo anual considerado alcanza a los M\$ 16.200. Cabe destacar que en esta zona tan amplia con 4,2 clientes por kilómetro cuadrado, no se justifica una mayor labor de vigilancia y por tanto es admisible la consideración de un hurto residual del 1% anual. Alrededor de 440 operativos contra el fraude equivalen al valor anual de un 1% de pérdidas eléctricas.
- Mediciones de calidad de producto: considera la obtención de 40 mediciones de calidad durante 7 días realizadas por una OMA (Organismo de Medición Autorizado) a un costo de M\$ 500 por medición e informe. El detalle de guarismo muestral se detalla en el Capítulo respectivo a calidad de servicio. Por otra parte se considera que la empresa preocupada de la calidad de producto y de las perturbaciones que puedan ser introducidas por los clientes realiza 60 mediciones anuales con equipos propios de las cuales envía un 20% a un organismo externo para la elaboración de un informe imparcial, para

sustentar casos ante clientes. El costo de éste procedimiento alcanza a los M\$ 8.615 anuales.

- Viáticos: se consideran \$ 2.500 por día, que afectan al 60% del personal por 200 días en el año.
- Ropa de seguridad, equipos y uniformes: se consideran \$ 100.000 por empleado año.
- Servicios básicos (agua, energía, climatización): se consideran \$ 8.000 mensuales por trabajador.
- Teléfonos y comunicaciones: se considera un valor de \$ 90 por minuto con un tráfico anual de 84.000 minutos, más 3 minutos por cliente, para el 25% de los clientes (de acuerdo a la experiencia internacional).
- Materiales de Oficina: se considera un gasto de \$ 8.400 año por trabajador, más 400 hojas para impresoras por trabajador mes, con su respectivo tonner de impresión.
- Formularios: se consideran \$ 8,33 por cliente mes.
- Papelería corporativa: se considera una base de US\$ 1.500 año, más US\$ 150 por empleado año (de acuerdo a la experiencia internacional).
- Fotocopias: considera 100 copias mes por trabajador, a un costo de \$15 la unidad.
- Boletas y facturas (papel y tonner): se considera \$ 20 pesos por boleta y \$ 100 por factura, donde un 7% de clientes requiere factura. Se considera una tasa de rechazo de 2% (mal impresas).
- Patentes municipales: considera un 5 por 1000 del valor del VNR modelado, equivalente al capital propio de la empresa.
- Otros impuestos y gastos notariales: considera la confección de 25.000 cheques por año y M\$ 2.000 en gastos notariales
- Seguros generales: considera el 0,2% del valor de VNR, instalaciones de la empresa, más UF 350 por los seguros comerciales y de responsabilidad civil.
- Asesorías regulatorias: se considera un costo anual de M\$ 12.000.
- Otras asesorías: considera un costo anual de M\$ 5.000 por planificación y administración tributaria.

- Atención accionistas: considera un costo anual de M\$ 7.000, por llevar registro de accionista, pago de dividendos y envío de información a los accionistas.
- Call Center: considera un costo de personal mensual de \$ 300.000 por cada 10.000 clientes.
- Auditoria interna: considera 600 horas año a un costo de 2 UF/hora.
- Prevención de riesgos (planes, informes y acciones): considera 160 horas año a un costo de 2,5 UF/hora.
- Administración de RR.HH.: considera 240 horas año a un costo de 2,5 UF/hora.
- Planillas de remuneraciones: considera un costo mensual de 0,42 UF por empleado.
- Bodegas y gestión de stock: Considera un cargo fijo de M\$ 8.000 por año, más una compra mínima que es alcanzada, de la cual se beneficia la distribuidora.
- Gestión informática: considera costo anual de arriendo de equipos periféricos (PCs y notebooks, impresoras públicas y simples, software, cableados, scanners, host y mantención de web, proyectores) de M\$ 20.477 y mantención anual de ellos de M\$ 12.982.- Además considera el costo de los desarrollos y mantención de software para la empresa (Sistemas de: administración de clientes, facturas varias, contabilidad – finanzas – presupuestos – control de gestión, liquidación de contratistas, mantención y análisis de la red, contabilidad regulatoria servidores, respaldos) por un costo anual de M\$ 95.914.-
- Auditoria Externa: considera costo anual de M\$ 40.000, ello debido a la exigencia de auditorias parciales y totales a los estados financieros de las empresas eléctricas.
- Aporte mutuales de seguridad: considera aporte de 0,91% base más adicional de 1,7% de riesgo de la industria sobre la planilla imponible de remuneraciones.
- Aportes seguro de cesantía: considera aporte del 2,4% de la planilla sobre un tope individual de 90 UF por empleado mes.
- Sobretiempo: considera un 2,5% de la planilla de la empresa.

- Provisión indemnizaciones empleados: considera una indemnización a todo evento de hasta 11 remuneraciones mensuales, con una antigüedad promedio de retiro de 20 años, con lo cual la tasa de provisión anual sobre la planilla alcanza al 1,6%.
- Acciones de prevención de riesgos: considera desembolso anual de M\$ 3.500.
- Capacitación: considera el 0,9% de la planilla anual.
- Directorio: considera un gobierno corporativo compuesto por cinco miembros titulares con un honorario de 60 UF por mes. Este gasto ha sido considerado en las partidas correspondientes a remuneraciones y excluido de las partidas correspondientes a gastos de operación.

El total de gastos de Explotación de Distribución (Operación, Administración y Ventas, sin Remuneraciones) alcanza la cifra de M\$ 1.396.436 por el año 2003. A este gasto corresponde una deducción del 9,4% por dedicación a las actividades de Servicios Complementarios y 3,2% por dedicación a las actividades de Subtransmisión, de aquellas partidas que participan de estas actividades. De esta forma el gasto anual asociado al Valor Agregado de Distribución de Energía Eléctrica alcanza a los M\$ 1.269.012.- El detalle de los cálculos realizados, así como la proyección de gastos a cinco años se muestra en el Anexo N° 5.7.-

Gastos de Explotación (no incluye remuneraciones)

	Total Gastos M\$	Asignación a Serv. Comp. M\$	Asignación Subtransmisión M\$	Total VAD M\$
Servicios de Terceros	949,602	72,763	12,573	864,266
Gastos Generales	446,834	34,809	7,279	404,746
TOTAL GASTOS	1,396,436	107,573	19,851	1,269,012

Gastos de Explotación (incluye remuneraciones)

	Total Gastos M\$	Asignación a Serv. Comp. M\$	Asignación Subtransmisión M\$	Total VAD M\$
Remuneraciones Distribución	672,115	56,386	18,050	597,679
Servicios de Terceros	949,602	72,763	12,573	864,266
Gastos Generales	446,834	34,809	7,279	404,746
TOTAL GASTOS	2,068,551	163,958	37,901	1,866,691

5.5. Gastos Proyectados a 5 años.

Del análisis de gastos realizados se determinó aquellas partidas que variables en función de indicadores como número de clientes y kilómetros de redes. Dentro del análisis se incluyó el efecto de la disminución de la jornada laboral de 48 a 45 horas por semana, este cambio afecta sólo al personal que laboral en regimenes de sobre 45 horas por semana como lo son todos los estamentos operativos y los contratistas de mantención. Los resultados del análisis se muestran a continuación y su detalle en el Anexo N° 5.8.

PROYECCIÓN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN / GASTOS FIJOS, SEMI FIJOS Y VARIABLES

PROYECCIÓN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN / GASTOS FIJOS, SEMI FIJOS Y VARIABLES

	2003 - M\$	2004 - M\$	2005 - M\$	2006 - M\$	2007 - M\$	2008 - M\$
Gastos Variables:						
Asociados a Explotación Tecnica	613,452	638,957	665,676	693,489	722,411	752,515
Asociados a Clientes (31,32,33)	186,580	192,277	198,541	204,295	210,215	215,764
Gastos Fijos:						
Incremento Rem. por Disminución Jornada laboral			33,278	33,278	33,278	33,278
Asociados a Explotación Tecnica	724,719	724,719	724,719	724,719	724,719	724,719
Semi fijos Clientes (31,32,33)	341,940	341,940	341,940	341,940	341,940	341,940
Total Gastos	1,866,691	1,897,893	1,964,156	1,997,721	2,032,564	2,068,217
		1.67%	3.49%	1.71%	1.74%	1.75%

Resultados del Modelamiento	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Clientes Medios	30,131	31,051	32,062	32,991	33,947	34,844
Km. Redes AT	4,438	4638	4848	5067	5295	5533
Km. Redes BT	2,672	2770	2872	2978	3088	3202
Total Km. Redes	7,110	7,408	7,720	8,045	8,383	8,735
Consumo MWH	73,550	76,145	79,069	81,779	84,618	87,301
Incremento costo de personal con jornada superior a 45 horas por semana			33,278	33,278	33,278	33,278

5.6 Cuadros de Salidas de Gastos Estructura VAD (CNE)

De acuerdo a lo solicitado en las Bases Técnicas, en Anexo 5.9 se presentan los cuadros de detalle para el diseño organizacional y los costos de explotación.

La numeración y título de los cuadros corresponde a los mismos señalados en las bases técnicas en: anexo 2, punto 3 “Resultados”, punto 3.2 “Relacionados con costos de explotación”.

Los resultados a niveles globales, de resumen y de detalle, para efecto de este estudio, se entregan a través de las siguientes descripciones de actividades:

Actividad	DESCRIPCIÓN
11	Distribución AT aérea
12	Distribución AT subterránea
21	Distribución BT aérea
22	Distribución BT subterránea
25	Subestaciones de distribución aéreas
26	Subestaciones de distribución subterráneas
27	Otras subestaciones distribución
31	Atención clientes AT por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad
32	Atención clientes BT por servicios incluidos en chequeo de rentabilidad
33	Atención clientes por peajes en distribución
34	Atención clientes por otros servicios incluidos en chequeo de rentabilidad
41	Ejecución y retiro de empalmes
42	Reposición de fusibles de empalmes
51	Desconexión y reconexión de servicios
61	Arriendo equipos de medida AT
62	Colocación y retiro de equipos de medida AT
63	Conservación de equipos de medida AT
64	Arriendo equipos de medida BT
65	Colocación y retiro de equipos de medida BT
66	Conservación de equipos de medida BT
71 GC	Gestión Comercial de la compra de E&P valorizada al ingreso de distribución

6. Bienes Muebles e Inmuebles

Los bienes muebles e inmuebles de la empresa modelada se muestran en el cuadro siguiente.

ÁREA TÍPICA 6

MUEBLES Y ENSERES (\$)		Empresa Total
Total Muebles y enseres	83	10,756,800
Base comunicaciones Radio	1	18,000,000
Planta Telefónica	1	11,890,140
Herramientas		13,965,634
Equipos Calidad Producto	4	25,175,640
Vehículo Gerencia	1	18,000,000
Otros (terrenos Trafos 13.2/23 kV)	3	4,500,000
Base Scada y Equipos de Medición	50	231,639,000
Kardex Transformadores	50	21,738,067
TOTAL		355,665,281

La empresa presenta bajos valores en este rubro debido a uno de los criterios básicos del modelamiento: “Externalización de servicios para no distraer al personal de las tareas propias de la distribuidora”.

Los muebles son los escritorios, mesas, sillas, kardex y otros utensilios propios de las labores. La base de comunicaciones incluye la antena, mástil, antenas repetidoras y estación de trabajo. La planta telefónica considera la planta misma y los aparatos de comunicaciones. Las herramientas son aquellas necesarias en las labores de mantención y operación normal y que deben equipar al vehículo de la guardia de operaciones como a su personal. Los equipos de calidad de producto consideran a los medidores de la misma. La base del Scada considera a los servidores, respaldos, antenas, mástil y equipos de medición remota. El kardex de transformadores considera un grupo mínimo de transformadores de distribución para realizar operaciones y mantenimientos del sistema eléctrico. También se consideran terrenos, con sus cercos y equipos de operación mínimos para la instalación de auto transformadores de 13,2/23 kV.

El valor determinado se incluyó en el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de la empresa modelada, el detalle se muestra en el Anexo N° 6.1

7. Calidad de Suministro

Objetivos

Este capítulo tiene como objeto proponer una infraestructura, así como la gestión de apoyo técnico y administrativo, para mantener programas de medición y control de la calidad de suministro, según se establece en las disposiciones reglamentarias vigentes.

Se incorpora en el modelamiento, tecnología, equipos y materiales para facilitar la medición y mejoramiento de la calidad de suministro.

Se dispone instalaciones y equipos para medir la calidad de suministro, en un conjunto de puntos de la red que permitan efectuar la operación, mantenimiento y/o las inversiones en las instalaciones de distribución, permitiendo que la calidad de suministro se encuentre en los rangos de exigencias de la normativa vigente.

Se considera el plan de mediciones anuales de la calidad de suministro, efectuadas a través de organismos habilitados, según el procedimiento, programa y metodología que en cada ocasión determine la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Marco Legal

Las normas técnicas y las resoluciones complementarias se establecen en la Ley General, DFL N° 1, de 1982, del ministerio de Minería, como en su reglamento, DS N° 327 de 1997 del mismo Ministerio.

Definiciones

La calidad de servicio está definida como el conjunto de propiedades y estándares normales, que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada y constituyen las condiciones bajo las cuales la actividad debe desarrollarse. Esta calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes:

- Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión,
- La seguridad de las instalaciones, de su operación y el mantenimiento de las mismas,
- La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en el DS N° 327,
- La correcta medición y facturación de los servicios prestados y el oportuno envío a los usuarios y clientes,
- El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro,

- La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos,
- La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes,
- La continuidad del servicio y
- Los estándares de calidad de suministro.

Cuantificación del Sistema de Control

De acuerdo al análisis de los objetivos planteados y al contexto regulatorio antes expuesto, corresponde dimensionar el sistema de control, de acuerdo a los requerimientos de información necesarios con que la empresa modelo debe contar con un plan anual de mediciones y registros. En el corresponde la obtención de los índices y magnitudes eléctricas que a continuación se indican:

- Índices de continuidad de servicio,
- Interrupciones y fluctuaciones de tensión de duración inferior o igual a 3 minutos,
- Magnitudes de la tensión nominal de 50 Hz,
- Valor del factor de potencia,
- Índices de severidad de parpadeo o flicker,
- Índices de contaminación por armónicas de corriente y voltaje (tensión),
- Valor efectivo máximo de la componente de secuencia negativa de la tensión.

Solicitudes específicas de la SEC

- Solicitudes específicas de medición, registro y monitoreo de la red,
- Encuesta anual de calidad de servicio.

Determinación del Tamaño de la Muestra para Calidad de Servicio

Para calcular el tamaño de una muestra hay que tomar en cuenta tres factores:

1. Un nivel de confianza de un 95%,
2. Un error relativo pre-especificado en el rango 0,25 a 0,50 ambos inclusive y
3. Un coeficiente de variación en el rango de 1 a 2 ambos inclusive.

Determinación de la Muestra de Calidad de Servicio

El Nodo elegido para hacer las mediciones debería ser el empalme del cliente, donde se tendrá la certeza de la calidad de suministro de cada cliente.

Considerando el modelo muestreo aleatorio simple, para la empresa de referencia con 30.747 clientes, el tamaño de la muestra es de 1.612 mediciones.

Las mediciones, que las realiza un OMA, cuestan M\$ 500 cada una, e implica la instalación de los equipos (de su propiedad), el registro, la desinstalación, el procesamiento y la emisión de los informes.

El dar cumplimiento a este requerimiento tiene un costo anual de M\$ 806.000.- esto significa que cada cliente debería pagar \$2.184 por mes, adicionales a lo que paga en consumo y cargo fijo.

Como una manera de disminuir el costo de las mediciones se puede elegir como Nodo a las cabezas de los alimentadores, estos son 20, se tendría un costo anual M\$ 10.000.- sin embargo las conclusiones que se obtendrían de estas mediciones serían gruesas, ya que suponer que todos los clientes de ese alimentador tiene la misma calidad de suministro, es una hipótesis difícilmente cierta.

La alternativa aconsejable es elegir el lado de baja tensión de los transformadores como el Nodo de medición. Se trata entonces de un número menor de 15.000 muestras, en cuyo caso la práctica recomienda utilizar la técnica de muestreo por aceptación por variables (MIL-STD-414) y no el muestreo aleatorio simple, ya que en este caso, la población no se comporta de acuerdo a una curva normal. El empleo de esta técnica, requiere definir un Nivel de Calidad Aceptable (NCA), que implicará aceptar el lote analizado, si la cantidad de piezas defectuosas no excede de un número de aceptación "c" dentro de la muestra.

Considerando un NCA de 0,065% para la población de 5.480 transformadores, es necesario efectuar 40 mediciones y el costo total anual de mediciones de calidad de servicio es M\$ 20.000.- Este valor ha sido considerado para efectos de este estudio.

El error de esta medición es asumir que todos los consumos de ese transformador tienen una misma calidad de suministro, el número de clientes promedio por transformador es 5,61.- resultando bastante menor que el de clientes por alimentador.

Para medir la frecuencia de la red, se recomienda que al menos una medición se efectúe en cada sistema de generación transporte no interconectado que abastezcan a la distribuidora.

En Anexo N° 7.1 se incluyen detalle respecto de la estimación del tamaño de la muestra.

En Anexo N° 7.2 se incluyen algunos comentarios respecto al costo de las mediciones efectuadas por el OMA.

Determinación de la Muestra de Continuidad de Suministro

El artículo 249° del DS N° 327 del 97 establece que:

- “En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión inferior a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas en ninguna ocasión.”
- “En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 8 horas en doce meses, ni de 6 horas continuas en ninguna ocasión.”

Para cumplir con esta norma se debería instalar un dispositivo especial en el empalme de cada cliente.

El dispositivo especial requiere registrar fecha y hora, de inicio y de término de las interrupciones en tres voltajes monofásico, poseer capacidad de almacenamiento de datos y asegurar la permanencia de los datos por un período superior a un año, un reloj de tiempo real, una puerta de comunicaciones o recolección de datos, una fuente de poder con su batería de respaldo para el funcionamiento de la memoria y el reloj, un software para la programación, lectura de los registros y su procesamiento, una caja para instalación a la intemperie y con cierre inviolable. Se estima en US\$ 300 el costo de un dispositivo de las características señaladas.

Para la empresa de referencia representaría una inversión de M\$ 5.529.110.- más los gastos de recolección de los datos.

El desarrollo de la electrónica de estado sólido, micro procesadores, memorias masivas entre otros, permite suponer que en el mediano plazo se dispondrá de elementos de control a un precio razonable. Podríamos esperar que estén incluidos como una parte constitutiva de los registradores normales de energía.

Es conveniente destacar, que por cada dólar de inversión de un equipo instalado en el empalme del cliente, sería necesario cobrar un cargo adicional al consumo de \$5,30.- Además el costo de la lectura del dispositivo debería ser de \$250,00 por lectura.

No obstante lo anterior, hoy los factores previstos por la normativa vigente respecto al registro de índices anuales representativos de la continuidad de servicio entregada a los usuarios (artículos N° 230 y N° 246 del DS N° 327 del 97) son:

FMIT : frecuencia media de interrupción por transformador.

FMIK : frecuencia media de interrupción por KVA.

TTIT : tiempo total de interrupción por transformador.

TTIK : tiempo total de interrupción por KVA.

Estos indicadores son llevados en las empresas mediante estadísticas de interrupciones, las que se informan periódicamente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Este sistema permite disponer de información útil para planificar el mantenimiento, nuevas inversiones en instalaciones para mejorar la continuidad de servicio y para el cálculo de compensaciones.

Además la Empresa Modelada cuenta con un sistema SCADA, el que provee en 50 puntos de la red los tiempos de inicio y término de las interrupciones, entre otras variables, validando el actual sistema de registro e información de interrupciones.

Lo anterior, nos permite concluir que no son necesarios mayores costos de operación e inversiones para la medición de la continuidad. Esto significa, que en este estudio, no han sido considerados costos adicionales para el registro y medición de Continuidad de Servicio.

Mediciones para Mejorar la Calidad del Consumo

Sin perjuicio de las mediciones que permitiesen a la autoridad (SEC) cerciorarse de la Calidad de Servicio en la Empresa, ésta por condiciones de operación debe estar constantemente monitoreando la calidad del producto en su red.

La empresa modelo debe velar permanentemente por la calidad del suministro, debiendo medir en forma regular los parámetros de calidad de suministro, para en el caso que se detecte algún problema, efectúe las acciones y/o procedimientos necesarios para su corrección.

En el mercado existe un equipo de medida orientado a la Calidad de Servicio Eléctrico, el cual mide para múltiples variables, entre las cuales está el voltaje mínimo, máximo, promedio, desviación estándar, factor de potencia promedio, armónicas (considera hasta la 50 de 50 ciclos), flicker, fluctuaciones, interrupciones, micro cortes, etc. El valor de este equipo es de 10.500 dólares.

La empresa modelo tendrá entre sus implementos de medición cuatro equipos, los cuales serán operados directamente por el personal de la empresa modelo, teniendo un rendimiento esperado anual de 15 períodos de medición por equipo.

Se considera necesario detectar a los clientes, que por las características de sus consumos producen distorsiones en los parámetros normales de las redes de suministro, contaminando con flicker, componentes armónicos etc. El 20% de las mediciones corresponderá a este tipo de clientes, razón por la cual los datos serán estudiados e informados por un agente externo e independiente de la distribuidora, trabajo que, demandaría ocho horas a un costo de tres unidades de fomento por hora. El gasto anual previsto para las campañas de mediciones de la calidad de servicio es de M\$ 8.615.-

En Anexo N° 7.3 se detallan los componentes de los costos.

Información Actual Sobre Calidad de Suministro

Se tuvo acceso a los informes mensuales con el detalle las interrupciones de suministro en la red de distribución, correspondiente al período enero-diciembre del 2003, preparado por la Empresa de Referencia a requerimiento de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Estos informes fueron resumidos y analizados, permitiendo a este consultor visualizar a grandes rasgos las causas más recurrentes en las faltas de suministro.

La suma de las interrupciones atribuidas a los actos vandálicos, árboles y condiciones atmosféricas, explican en la empresa de referencia Área 6 el 57,17% de los casos y el 72,35% del tiempo total de las interrupciones. Además, la calidad de suministro, también es afectada por los tiempos promedio de la atención de los clientes para la reposición del suministro interrumpido.

También la información permitió calcular la “Frecuencia media de interrupciones (FMIT)”, “Tiempo total de interrupción por transformadores (TTIT)”, “Frecuencia media de interrupciones por KVA (FMIK)”, y “Tiempo total interrupciones por KVA (TTIK)”.

Los resultados son:

Índice Anual	Área 6
Frecuencia media de interrupciones	6,39
Tiempo total de interrupción por transformadores (horas)	11:53
Frecuencia media de interrupciones por KVA	5,60
Tiempo total interrupciones por KVA (horas)	9:22

Para mejorar la calidad de suministro se incorporaron en la Empresa Modelo los siguientes elementos y prácticas:

- Sistema de Supervisión, Control y Mediciones de la Red de Distribución.
- Redes de Alta Tensión en Base a Conductores Protegidos.
- Guardias de Operación.

Sistema de Supervisión Control y Mediciones de la Red de Distribución

El diseño incluye en la empresa modelo la implementación de un sistema automático de adquisición de datos (SCADA), que entre otras funciones, permitirá disponer de dos puntos SCADA por alimentador, el primero en la cabecera y el otro en un punto por decidir. Junto al reconectador, se ubica un equipo compacto de medida para extraer información de parámetros eléctricos de cada punto.

La inclusión de los equipos compactos de medida permitirá efectuar de forma permanente o periódica, mediciones de la calidad de suministro en la red a nivel de alimentador, verificables en cualquier momento o instancia.

En Anexo N° 7.4 se detallan los componentes principales y sus costos.

Redes de Alta Tensión en Base a Conductores Protegidos

Con el objeto de disminuir las perturbaciones o interrupciones del suministro, producidas por contacto de la red de distribución con las ramas de los árboles vecinos a éstas u otros objetos, se incluyó la construcción de algunos sectores de la red de alta tensión con la tecnología de conductores protegidos Space Cab.

En Anexo N° 7.5 se detallan los componentes principales y sus costos.

Guardia de Operaciones

Las guardias de operación son de vital importancia en la atención rápida de los reclamos de los clientes, la reparación de fallas y reposición del suministro.

Las guardias están asignadas a razón de una por cada 800 kilómetros cuadrados aproximadamente, con el objeto de disminuir los tiempos de atención a las fallas, permitiendo que el tiempo esperado de arribo al lugar afectado, sea inferior a 30 minutos.

Para facilitar la oportuna atención a los clientes y mantener la calidad de servicio en valores razonables, el esquema de trabajo de las guardias de operación, considera la asignación inicial de cada cuadrilla de trabajo a una zona geográfica preestablecida.

La cuadrilla está compuesta por dos personas, sus herramientas, implementos de trabajo, dispositivos para la protección del personal y de terceros. Movilizados en una camioneta equipada con escalas, materiales, fungibles eléctricos de uso frecuente, y permanentemente comunicados con su base por medio de un equipo de radio transmisión.

Para la Empresa Modelo del Área 6, el área de influencia es de 7.316 kilómetros cuadrados y tomando en consideración la gran amplitud del área servida se consideró la implementación de 9 guardias de operación en el turno de la mañana, 9 guardias de operación en el turno de la tarde, con un territorio primario asignado de 800 kilómetros cuadrados. El turno de la noche es atendido por 5 guardias de operación elevando el territorio asignado a 1.460 kilómetros cuadrados. Todas las guardias toman una ubicación estratégica en el territorio asignado, para permitir la llegada al punto más lejano de la red en el menor tiempo posible, con una velocidad promedio de 56 kilómetros por hora. No obstante, en situaciones anormales de mayor carga de trabajo para la guardia de operación asignada en un área, el jefe de mantención asignará los recursos necesarios para absorber la puntual sobre-carga de trabajo.

8. Costo de las Instalaciones Eléctricas (VNR)

8.1 Definición de precios

Los precios utilizados para el cálculo del VNR de la empresa modelo fueron, obtenidos de un estudio de costos de materiales eléctricos realizados por Set Energy.

Se realizó un tratamiento especial a los elementos más relevantes del VNR que corresponden a conductores, transformadores y postes.

Costo de conductores

La diferencia fundamental de precios entre los cables de distinto calibre y un mismo material está dado por la cantidad de material que utilizan y en grado menor por el número de hebras presentes (1 en alambres y 7 en cables). A su vez, para un mismo material, el precio es muy sensible a los volúmenes de compra, por lo que cotizaciones puntuales de empresas provocan distorsiones importantes al costo real del conductor.

Los principales precios utilizados para los diferentes conductores se muestran en la tabla 7.1

Conductor	Unidad	valor \$
COND. COBRE DU. DESN. #1AWG; 7H	KG	2,049
COND. COBRE DU. DESN. #2AWG; 7H	KG	2,079
COND. COBRE DU. DESN. #3AWG; 7H	KG	2,030
COND. COBRE DU. DESN. #4AWG; 1H; 0.1881KG/MT	KG	2,057
COND. COBRE DU. DESN. #5AWG; 1H	KG	2,255
COND. COBRE DU. DESN. #6AWG 1H 0.1179KG/M	KG	2,107
COND. COBRE DU. DESN. 1/0AWG; 7H; 0.4850KG/M	KG	2,032
COND. COBRE DU. DESN. 2/0AWG; 7H	KG	2,137

Tabla 7.1 Precios utilizados en la valorización

Conveniencia relativa entre conductores

Una línea de aluminio, dado su bajo peso específico, requiere menos material, pero es más delicado, por lo que requiere mayores cuidados en su manipulación y en la capacitación de mano de obra que tradicionalmente ha trabajado con cobre. En cuanto a duración, no existe evidencia significativa para afirmar que una línea dura más que otra en un horizonte de tiempo relevante (30 años).

Con respecto al análisis del material del conductor a utilizar, aparecen una serie de consideraciones adicionales de difícil evaluación económica que deben ser tomadas en consideración para el análisis, como son:

Contaminación: en las zonas costeras la experiencia de la utilización del aluminio demuestra un importante ataque del ambiente salino, lo que plantea la necesidad de la utilización del cobre debido a una mayor vida útil y a la reducción de costos de operación y mantenimiento.

Confiabilidad de los conectores: la utilización generalizada de redes de cobre, y la utilización de empalmes de ese material, hace necesario la utilización de conectores de transición aluminio-cobre para la ejecución de los mismos en caso de optarse por el uso de conductores de aluminio. Estos conectores, aparte de su costo asociado, presentan problemas de confiabilidad. Esta situación se podría ir corrigiendo con la utilización más general de líneas de aluminio, tal como ha ocurrido en otros países, pero no es el caso actual en Chile.

Estructuras, aisladores, etc.: de la misma manera todos los elementos de sostén y aislación normalizados están diseñados para la utilización del cobre, por lo que su modificación implica un costo adicional a considerar.

En función de los motivos expuestos se ha considerado para el caso de las redes la utilización de conductores de cobre.

La conveniencia de usar aluminio es mayor en la medida que aumenta la sección del conductor, considerando que para Copelec se determinó que el 86.5% de las redes de baja tensión debe ser de 6AWG y que para las redes de media tensión se determinó que el 80% de las redes deben ser del mismo calibre, a este nivel la diferencia de inversión en aluminio es muy menor en comparación a los mayores costos de ferretería, operación, mantenimiento y capacitación en cambio de tecnología asociados.

Para líneas de baja tensión en particular, debido a su manipulación continua y los delgados conductores utilizados, se considera que no es conveniente en ningún caso el considerar aluminio.

Para los conductores se consideró el valor fijado según la Resolución Exenta 1839 para los valores de flecha en MT de 1.88% y para BT de 1.75%.

ii) Costo de transformadores

Como la fuente de precios elegida no cubre el espectro de transformadores de la empresa, se estimó un precio intermedio para los transformadores de los cuales no se disponía valorización. El nivel de tensión en media tensión de estos transformadores es de 23 kV

kVA	Número de fases	valor [\$]
3	1	320,130
3	2	384,156
5	1	354,963
5	2	425,955
10	1	465,727
10	2	557,904
10	3	697,381
15	1	522,659
15	2	618,450
15	3	773,063
25	1	510,000
25	2	755,200
25	3	944,000
37.5	3	1,655,625
45	3	1,104,452
75	3	1,381,820
150	3	2,163,677
300	3	3,357,497
500	3	3,597,600

Tabla 7.2 Precios de transformadores considerados para la valorización en 23 kV

iii) Precio de postes

Para la construcción de la red se consideraron sólo postes de concreto armado (CA). Los precios obtenidos son:

Descripción	unidad	valor \$
POSTE HORMIGON ARMADO 11,50MT 600KG RUPTURA	PZ	70,570
POSTE HORMIGON ARMADO 8,70MT 350KG RUPTURA	PZ	35,584

Tabla 7.3 Precios de postes utilizados.

iv) Precios de Estructuras

Los precios y cantidad de materiales considerados para cada una de estas estructuras se consideran en el anexo N° 8.1

ESTRUCTURA PASO 3F MADERA			
Cantidad	p.u.	total [\$]	Descripción Material
1	6,050	6,050	CRUCETA MADERA ROBLE/ULMO 3 1/2"X4 1/2"X2M
2	847	1,694	DIAGONAL PLETINA AC. GALV. 32X6X800MM
2	175	350	PERNO AC. GALV. CAB./TUER. HEXAG. 1/2X5"
3	56	167	GOLILLA REPART. AC. GALV. 40X40X5MM PERNO 1/2
1	256	256	PERNO AC. GALV. CAB./TUER. HEXAG. 1/2X8"
1	608	608	PERNO AC. GALV. CAB./TUER. HEXAG. 5/8X12"
2	55	111	GOLILLA REPART. AC. GALV. 40X40X5MM PERNO 5/8
3	1,235	3,706	ESPIGA CRUCETA MADERA P/AISLADOR 23KV
3	4,810	14,430	AISLADOR PORCELANA ESPIGA 23KV Z/NORMAL(1031)
6	145	868	ALAMBRE AMARRA CU.BL. SENCILLA 4MM2X800MM A.T
Total		28,239	

Tabla 7.4 Ejemplo de materiales considerados para estructura de paso trifásica

v) Recargos

Como criterio general para el cálculo de los recargos, se utilizaron los factores y criterios fijados por SEC para el VNR 2002 y los resultados de la comisión pericial para empresas de las regiones cercanas.

La empresa según los criterios determinados por SEC se clasifico dentro del grupo 4, para realizar el análisis de los recargos de flete a bodega, bodegaje, montaje y flete a obra, se determinó como empresa de referencia a EMELECTRIC para quien se aprobó la siguiente relación:

$$\frac{\text{Bodegaje} + \text{Montaje} + \text{Flete}_\text{Obra}}{\text{Material} + \text{Flete}_\text{Bodega}} = 54.5\%$$

Cabe destacar que dentro de los criterios considerados estaba el aceptar una variación respecto de este valor hasta de un +/- 20%, es decir, un límite superior de 66.2%.

Para nuestro caso en particular la relación antes mencionada nos dio un valor de 54.5%, lo que nos valida los criterios adoptados, los cuales se detallan a continuación:

Fletea _ Bodega = 1.9%

Bodega = 5.53%

Flete _ Obra = 2.1%

En el caso del montaje se analizó los costos asociados a una cuadrilla con los recursos necesarios para entregar el servicio de construcción de redes, en la tabla 7.4 se muestran los factores considerados.

Descripción Concepto de Costo	Cantidad	Sueldo Bruto PWC To50%	Total	Ropa Seguridad, abrigo, herramientas, capacitación 12%	Utilidad Contratista 15%	Costo Empresa Mensual
Electricista I	0.3	\$ 572,738	\$ 143,185	\$ 17,182	\$ 12,027	\$ 172,394
Electricista II	1.0	392,811	392,811	47,137	32,996	472,944
Electricista II	1.0	392,811	392,811	47,137	32,996	472,944
Trabajador semi calificado	2.0	339,326	678,652	81,438	57,007	817,097
Sub Total MO	4.3					1,935,380
Valor HH Puro						2,372
Tiempo Paro						0
Valor HH Puro Productivo						2,372
Vehículo Hidro Elevador, escalas	1			540,118		540,118
Combustibles y Peajes (Km/mes/cuadrilla)	1,600					132,827
Total Cuadrilla	4.3	1,697,686				4,548,448

	Costo HH Copelec \$
Promedio cuadrilla	3,196

Tabla 7.4 Análisis para determinar valor de HH para montaje.

Tal como se muestra en la tabla 7.4 el valor de HH para montaje se fijó en \$ 3,196.

Para el caso de los recargos de Ingeniería y Gastos Generales se adoptó el mismo criterio tomando como base lo establecido en la Resolución Exenta 1839 para los criterios establecidos en el proceso de VNR2002.

En este caso los valores fijados como máximo para la suma de estos recargos fue de 12.1%, según la experiencia de las comisiones periciales estos valores no se modificaron mucho y para este caso hemos determinado la siguiente asignación:

Ingeniería = 7.0%

Gastos Generales = 5.29%

Ing. + GG = 12.29%

Finalmente en el tema de los intereses intercalarios se adoptó un criterio según lo que fueron las negociaciones de la comisión pericial estableciéndose como valor para este recargo, lo siguiente:

Intereses _ Intercalarios = 2.0%

8.2 Cálculo del VNR de Distribución Secundaria.

Para el cálculo del VNR de distribución secundaria se utilizó la información de la empresa de referencia en los siguientes aspectos:

- Se consideró el vano medio de la empresa
- Trazado actual
- Cantidades de estructuras, tierras y tirantes.

Sobre la base de esas consideraciones y con los tipos de conductores y número de fases definidos en la etapa de diseño de la red de baja tensión, se determinaron los materiales necesarios para construir la red:

- a) Los postes considerados fueron de concreto armado
- b) Las estructuras consideradas fueron con soporte individual y la variedad de estos se determinó a partir de una revisión de las utilizadas en la empresa de referencia y otras empresas similares a ésta.

TABLA: RBTE-04

RESUMEN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA O LÍNEA BT POR EMPRESA

ITEM		SUBITEM			VNR	
Cód.	Nombre	Cód.	Nombre	Unidad	Cantidad	Valor \$
1	Líneas Aéreas	11	Km. de Red	km	2,676.0	2,814,374,460
		12	Postes	c/u	37,215	3,178,332,197
		13	Estructuras	c/u	57,044	563,672,667
		14	Equipos Eléctricos	c/u	0	0
		15	Toma a Tierra	c/u	8,241	293,390,855
		16	Otros	c/u	12,703	612,541,129
Total Red Aérea						7,462,311,308
2	Líneas Subterráneas	21	Km. de Red	km	0	0
		22	Cámaras	c/u	0	0
		23	Canalizaciones	km	0	0
		24	Equipos Eléctricos	c/u	0	0
		25	Toma a Tierra	c/u	0	0
		26	Otros	c/u	0	0
Total Red Subterránea						0
Total Empresa						7,462,311,308

8.3 Cálculo del VNR de Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de distribución fueron valorizadas de acuerdo a los siguientes criterios generales:

- Montadas en estructuras tipo mochila para potencia de hasta 45 KVA y con estructuras en dos postes para potencias mayores.
- En media tensión se consideraron como protección desconectadores fusibles del tipo bastón.

TABLA: RSDE-04

RESUMEN DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA O LÍNEA AT POR EMPRESA

ITEM		SUBITEM			VNR	
Cód.	Nombre	Cód.	Nombre	Unidad	Cantidad	Valor \$
1	Subestaciones	11	Transformadores Monofásicos	c/u	3,117	1,451,337,278
		12	Transformadores Bifásicos	c/u	1,719	1,014,278,083
		13	Transformadores Trifásicos	c/u	493	747,068,911
		14	Estructuras AT	c/u	5,329	547,310,090
		15	Estructuras BT	c/u	0	0
		16	Equipos Eléctricos	c/u	5,329	471,490,938
		17	Otros	c/u	0	0
Total Subestaciones Aéreas						4,231,485,300
2	Subestaciones	21	Transformadores	c/u	0	0
		22	Bóvedas	c/u	0	0
		23	Equipos Eléctricos	c/u	0	0
		24	Otras Disposiciones	c/u	0	0
Total Subestaciones Subterráneas						0
3	Otras	31	Transformadores	c/u	0	0
		32	Obras Civiles	c/u	0	0
		33	Caseta Obra Civil	c/u	0	0
		34	Equipos Eléctricos	c/u	0	0
		35	Otras Disposiciones	c/u	0	0
Total Otras Subestaciones						0
Total Empresa						4,231,485,300

8.4 Cálculo del VNR de Distribución Primaria.

Para el cálculo del VNR de distribución primaria se utilizó la información de la empresa de referencia en los siguientes aspectos:

- Se consideró el vano medio de la empresa.
- Trazado actual.
- Cantidades de estructuras, tierras y tirantes.

Sobre la base de esas dos consideraciones y con los tipos de conductores y número de fases definidos en la etapa de diseño, se determinó el resto de los materiales necesarios para construir la red:

- a) Los postes considerados fueron de concreto armado.
- b) La variedad de éstas se determinó a partir de una revisión de las utilizadas en la empresa de referencia y otras empresas similares a ella. Se consideraron los siguientes tipos de estructura:
 - Estructuras de paso, cruceta de madera.
 - Estructuras de derivación, cruceta de madera y aisladores de tensión poliméricos.
 - Estructuras de remate final, cruceta de madera y aisladores de tensión poliméricos.
 - Estructura de remate intermedio, cruceta de madera y aisladores de tensión poliméricos.

Estas consideraciones se utilizaron en redes trifásicas y bifásicas, en el caso de las redes monofásicas sólo se consideraron los aisladores y la ferretería correspondiente, es decir, sin considerar crucetas.

- c) Los equipos de protección y operación fueron incluidos en esta etapa con sus estructuras de montaje y tierras de protección.

Por otra parte, es necesario señalar que en la valorización del VNR de Copelec están incluidos los equipos necesarios para elevar el nivel de tensión actual de las SS/EE Primarias del sector, de 13.2 a 23 KV.

TABLA: RATE-04
RESUMEN DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA O LÍNEA AT POR EMPRESA

ITEM		SUBITEM			VNR	
Cód.	Nombre	Cód.	Nombre	Unidad	Cantidad	Valor \$
1	Líneas Aéreas	11	Km. de Red	km	4,476.6	5,474,813,993
		12	Postes	c/u	45,644	8,168,922,092
		13	Estructuras	c/u	62,671	3,050,079,236
		14	Equipos Eléctri	c/u	4,795	1,896,823,496
		15	Toma a Tierra	c/u	4,784	827,166,579
		16	Otros	c/u	13,459	806,549,265
Total Red Aérea						20,224,354,661
2	Líneas Subterráneas	21	Km. de Red	km	0	0
		22	Cámaras	c/u	0	0
		23	Canalizaciones	km	0	0
		24	Equipos Eléctri	c/u	0	0
		25	Toma a Tierra	c/u	0	0
		26	Otros	c/u	0	0
Total Red Subterránea						0
Total Empresa						20,224,354,661

8.5 Bienes Intangibles y Capital de Explotación

Los bienes intangibles se estimaron en MM\$ 645 que corresponden al 2% del VNR físico de la empresa modelo.

El Capital de Explotación fue estimado en MM\$ 388.

El resto de las tablas requeridas se encuentran en los Anexos N° 8.2 y 8.3. En el Anexo N° 8.4 se muestran los costos modulares. En el anexo 8.5 se muestran los detalles de precios de materiales.

9 Balance de Energía y Potencia y Caracterización del Consumo

9.1 Metodología para el balance de energía y potencia

Como lo establecen las bases en su punto 6.3, se realizó el balance de energía y potencia para empresa Referencia Área Típica 6, siguiendo la siguiente metodología:

- 1) Se determinó la energía ingresada a AT según la siguiente expresión:

$$EI_{AT} = PEE_{AT} + ER_{AT} + ER_{BT} + PEE_{BT}$$

Con:

EI_{AT} = Energía ingresada a AT

PEE_{AT} = Pérdidas eficientes de energía en AT

ER_{AT} = Energía retirada en AT (Regulados, Libres y Servidumbres)

ER_{BT} = Energía retirada en BT (Regulados, Libres y Servidumbres)

PEE_{BT} = Pérdidas eficientes de energía en BT

- 2) El ingreso real de energía durante el año 2003 fue E_{AT} :

	[kWh]
Compras a Endesa	81,288.836
Compras AGESA	220,308
Compras a Emelectric	7,625,284
E_{AT}	89,134,428

Las compras a Endesa corresponden a las Subestaciones Cocharcas, 3 Esquinas, San Carlos, Bulnes(Chillán), San Carlos(Chillán) y subestación Quilmo.

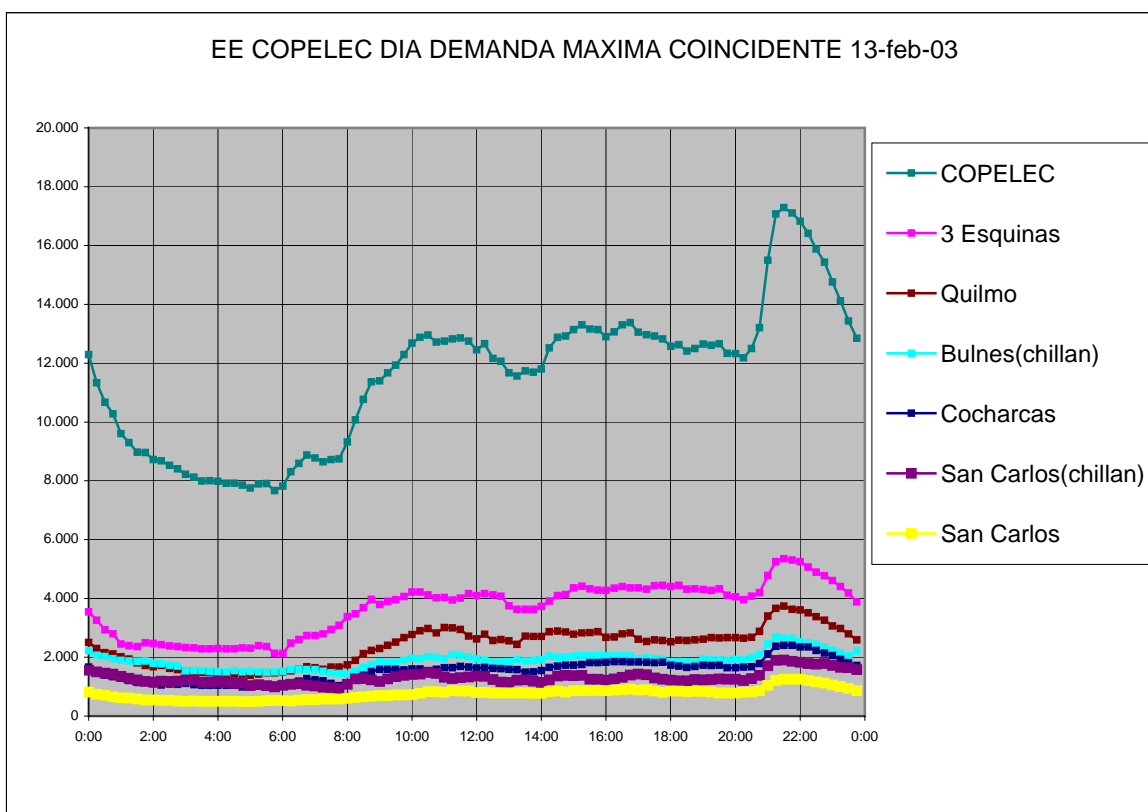
Las demandas máximas para el 2003 y la coincidente para estas subestaciones correspondieron a las siguientes:

Coincidente Individual 13-feb-03

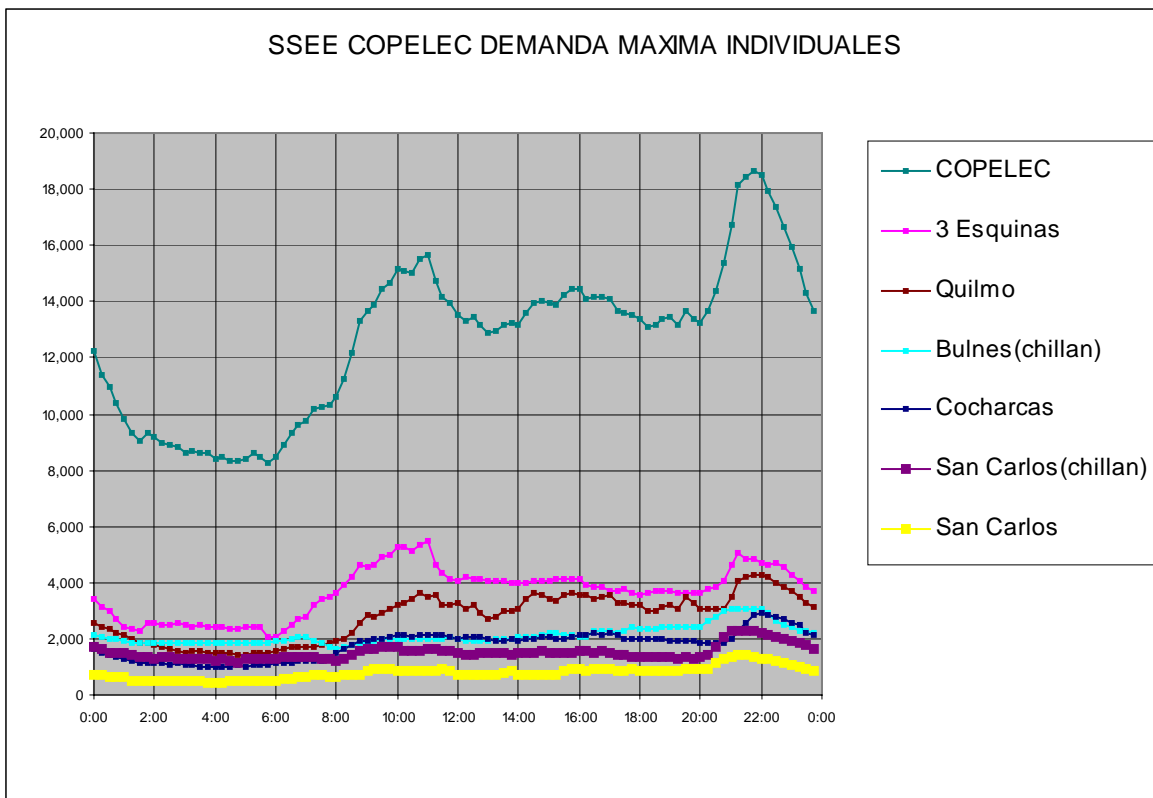
	<u>Día</u>	<u>Hora</u>	<u>Individual</u>	<u>Coincidente</u>
Cocharcas	28-ene-03	22:00	2,909	2,407
Tres Esquinas	15-feb-03	11:00	5,508	5,348
San Carlos	06-mar-03	21:30	1,412	1,256
Bulnes(Chillán)	04-mar-03	21:30	3,096	2,648
San Carlos(Chillán)	04-mar-03	21:15	2,301	1,902
Quilmo	07-feb-03	22:00	<u>4,296</u>	<u>3,736</u>
			19,522	17,297
COPELEC	13-feb-03	21:30	17,297 Kw	

La

demanda coincidente de Copelec ocurrió el 13 de febrero a las 21:30 horas, la curva diaria se presenta en gráfico:



Al considerar las demandas individuales de cada una de las subestaciones:



Las compras a Emelectric corresponden a diversos clientes de Copelec conectados en redes de Emelectric en las localidades de Ranguelmo, Hualte y San Carlos. En estos tres puntos de compra se facturó una demanda de 1.851 kW para el mes de febrero de 2003.

Considerando lo anterior, la potencia ingresada al sistema el 13 de febrero de 2003 a las 21:30 fue:

$$D_{DIS} = 17,297 + 1,851 = 19,148 \text{ Kw.}$$

Por otro lado la demanda máxima coincidente en el período de punta del SIC ocurrió en el mes de julio de 2003 y fue:

$$D_{SIC} = 14.529 \text{ Kw.}$$

Con estos valores se calcula un factor de carga fc_{SIC} y otro fc_{DIS} :

$$fc_{SIC} = \frac{E_{AT}}{D_{SIC} \cdot 8.760}$$

$$fc_{DIS} = \frac{E_{AT}}{D_{DIS} \cdot 8.760}$$

Así, se calculó la potencia ingresada a AT (PI_{AT}) para la Potencia coincidente generación:

$$PI_{AT-SIC} = \frac{EI_{AT}}{fc_{SIC} \cdot 8.760}$$

Y la potencia ingresada a AT (PI_{AT}) para la Potencia máxima coincidente Distribución.

$$PI_{AT-DIS} = \frac{EI_{AT}}{fc_{DIS} \cdot 8.760}$$

3) Las pérdidas de potencia en AT (PP_{AT}), se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$PP_{AT} = PP_{AT \text{ máx(diseño)}} \cdot \left(\frac{f_{ap} \cdot (Retiros_{AT} + Pérdidas_{BT} + Retiros_{BT})}{P_{diseño_AT}} \right)^2$$

en que

$PP_{\text{máx(diseño)}}$ = Pérdidas calculadas con flujos de potencia para la Demanda Máxima de Diseño.

f_{ap} = Factor de ajuste de la potencia retirada aplicado a las ventas compactadas, por los factores de coincidencia vigentes, necesario para equilibrar los ingresos y retiros de potencia. Este factor se obtuvo mediante un procedimiento iterativo.

$Retiros_{AT}$: corresponde a la venta compactada de potencia AT más los retiros por servidumbres AT compactados asimilados a una tarifa AT4.3.

$Retiros_{BT}$: corresponde a la venta compactada de potencia BT.

4) Para el cálculo de las pérdidas de potencia BT se aplica el siguiente factor corrector:

$$f_{corr_BT} = \left(\frac{f_{ap} \cdot Retiros_{BT}}{Potencia_{DiseñoBT}} \right)^2$$

Este factor fue aplicado sobre las pérdidas en empalmes, medidores, redes y además sobre las pérdidas por efecto Joule en los enrollados de los transformadores. Las pérdidas de potencia producidas en el núcleo del transformador se mantienen constantes.

9.2 Pérdidas de energía y potencia en medidores y empalmes

Pérdidas en medidores

Se distinguen dos tipos de pérdidas en medidores:

- Pérdidas propias:** Son aquellas pérdidas originadas por las bobinas de corriente y de potencial. Las pérdidas en la bobina de potencial son permanentes mientras el medidor se encuentra conectado.
- Pérdidas por consumo no detectado:** Son aquellas pérdidas originadas cuando el consumo no supera la corriente mínima de partida del medidor, que en general es de 50 a 75 mA.

Metodología de cálculo de pérdidas en medidores

Para estimar las pérdidas de energía y potencia en medidores y empalmes se adoptó la siguiente metodología de cálculo:

- De las especificaciones técnicas de medidores tipo, se obtuvieron valores representativos de pérdidas en las bobinas de voltaje y corriente para el parque de medidores monofásicos y trifásicos de la empresa de referencia. Las pérdidas totales de potencia y energía por este concepto se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$Ppb = (Pbv_3 + Pbc_3 \cdot \left(\frac{Pm_3}{380 \cdot In \cdot fp \cdot \sqrt{3}} \right)^2) Nm_3 + (Pbv_1 + Pbc_1 \cdot \left(\frac{Pm_1}{220 \cdot In \cdot fp} \right)^2) \cdot Nm_1 \text{ [kW]}$$

$$Peb = Ppb \cdot 8760 [\text{kWh} / \text{año}]$$

en que:

- Ppb = Pérdidas totales de potencia en bobinas de medidores
- Peb = Pérdidas totales de energía en bobinas de medidores
- Pbv₃ = Pérdidas en bobinas de voltaje de medidores trifásicos
- Pbc₃ = Pérdidas en bobinas de corriente de medidores trifásicos
- Pm₃ = Potencia media registrada por medidores trifásicos
- Pm₁ = Potencia media registrada por medidores monofásicos
- In = Corriente nominal medidores
- fp = Factor de potencia = 0,93
- Pbv₁ = Pérdidas en bobinas de voltaje de medidores monofásicos
- Pbc₁ = Pérdidas en bobinas de corriente de medidores monofásicos
- Nm₁ = Número de medidores monofásicos de la empresa de referencia
- Nm₃ = Número de medidores trifásicos de la empresa de referencia

- 2) Para efectos de estimar los consumos no registrados debido a demandas bajo el umbral de detección, se supuso que los medidores de clientes, cuyo consumo promedio mensual es menor que 80 kWh, la no detección de consumos se produce en promedio durante 4 horas al día (mitad de horas nocturnas). Las pérdidas por este concepto se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P_{cnr} = NC_{<80} \cdot Pu [kW]$$

En que:

P_{cnr} = Pérdidas por consumos no registrados
 $NC_{<80}$ = Número de clientes con consumos inferiores a 80 kWh/mes
 Pu = Potencia umbral de detección

Cálculo de pérdidas en empalmes

El cálculo de las pérdidas en empalmes se obtuvo aplicando la siguiente fórmula:

$$P_{pem_3} = r_3 \cdot L \cdot \left(\frac{Pm_3}{380 \cdot fp \cdot \sqrt{3}} \right)^2 [kW]$$

$$P_{pem_1} = r_1 \cdot L \cdot \left(\frac{Pm_1}{220 \cdot fp} \right)^2 [kW]$$

en que,

P_{pem_3} = Pérdidas de potencia en empalmes trifásicos
 P_{pem_1} = Pérdidas de potencia en empalmes monofásicos
 r_3 = Resistencia conductor empalmes trifásicos
 r_1 = Resistencia conductor empalmes monofásicos
 L = Longitud media de empalmes

Resultados

Los resultados detallados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 9.2 Pérdidas Medidores y Empalmes Área Típica 6

Parámetros generales	unidad	valor
Pérdidas internas bob. Potencial med. 1f	w	1.200
Pérdidas internas bob. Cte. med. 1f	w	<u>0.150</u>
Total pérdidas bobinas med. 1f	w	1.350
Pérdidas internas bob. Potencial med. 3f	w	1.000
Pérdidas internas bob. Cte. med. 3f	w	<u>0.010</u>
Total pérdidas bobinas med. 3f	w	1.010
Potencia no detectada por medidores	w	6
Horas del día de no detección en med.	hrs.	4
Resistencia empalmes 1f 2x4 mm ²	ohm	0.1344
Resistencia empalmes 3f 3x6 mm ²	ohm	0.14125
Largo medio de empalmes	m	15

	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Antecedentes							
Medidores monofásicos		29,993	30,288	31,275	32,181	33,114	33,988
Medidores trifásicos		<u>1,011</u>	<u>762</u>	<u>787</u>	<u>810</u>	<u>834</u>	<u>856</u>
Total Medidores		31,004	31,051	32,062	32,991	33,947	34,844
Clientes monofásicos		29,992	30,288	31,275	32,181	33,114	33,988
Clientes trifásicos		<u>755</u>	<u>762</u>	<u>787</u>	<u>810</u>	<u>834</u>	<u>856</u>
Total clientes		30,747	31,051	32,062	32,991	33,947	34,844
Venta Energía monofásica	kwh	32,597,935	33,854,903	35,264,584	36,573,722	37,942,176	39,237,983
Venta Energía trifásica	kwh	<u>40,951,685</u>	<u>42,290,234</u>	<u>43,804,523</u>	<u>45,205,606</u>	<u>46,675,668</u>	<u>48,062,579</u>
Total venta Energía	kwh	73,549,620	76,145,137	79,069,106	81,779,328	84,617,844	87,300,562
Venta media x cl. 1f	kwh/cl 1f	1087	1118	1128	1136	1146	1154
Venta media x cl. 3f	kwh/cl 3f	54,241	55,466	55,639	55,802	55,994	56,175
Dem. media por cliente 1f	kwh/cl 1f	0.124	0.128	0.129	0.130	0.131	0.132
Dem. media por cliente 3f	kwh/cl 3f	6.192	6.332	6.351	6.370	6.392	6.413

Medidores							
Pérdida Pot. Med. 1f	kw	40.49	40.89	42.22	43.44	44.70	45.88
Pérdida Pot. Med. 3f	kw	<u>1.02111</u>	<u>0.77008</u>	<u>0.79517</u>	<u>0.81821</u>	<u>0.84192</u>	<u>0.86415</u>
Total Pérdida Pot. Interna	kw	41.51	41.66	43.02	44.26	45.55	46.75
Pérd. Pot. media x Med.	kw / Med	0.00134	0.00134	0.00134	0.00134	0.00134	0.00134
Pérdida E. Med. 1f	kwh	313,771	316,858	327,182	336,663	346,419	355,563
Pérdida E. Med. 3f	kwh	8,945	6,746	6,966	7,168	7,375	7,570
Total Pérdida Energía Med.	kwh	322,716	323,604	334,148	343,831	353,794	363,133

Consumos no detectados en medidores	unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Clientes Consumo < 80 kwh/mes		20,764	20,969	21,652	22,280	22,925	23,530
Tot. Pot. no detectada kw	kW	124.58	125.81	129.91	133.68	137.55	141.18
Tot. Energía no detectada kwh	kWh	181,893	183,689	189,674	195,171	200,826	206,127

Histograma Consumos:

kWh/mes	Clientes
otros	1033
500-250	1246
250-100	5234
100-80	2470
60 - 80	3704
40 - 60	4998
20 - 40	7828
< 20	4234
	30747

Empalmes							
Dem. media x empalme 1f kw	kW	0.124	0.128	0.129	0.130	0.131	0.132
Dem. media x empalme 3f kw	kW	6.192	6.332	6.351	6.370	6.392	6.413
I x empalme 1f A	A	0.606	0.624	0.629	0.634	0.639	0.644
I x empalme 3f A	A	10.116	10.344	10.376	10.407	10.443	10.476
Pérd. pot. empalmes 1f kw	kW	1.482	1.568	1.595	1.621	1.647	1.672
Pérd. pot. empalmes 3f kw	kW	14.613	11.524	11.974	12.393	12.840	13.264
Tot. Pérd. Pot. Empalmes kw	kW	16.09	13.09	13.57	14.01	14.49	14.94
Tot. Pérd. Energía Empalmes kwh	kWh	140,992	114,682	118,865	122,758	126,908	130,843

Resumen pérdidas Medidores y Empalmes							
Pérdida total de energía	kWh	645,601	621,974	642,686	661,759	681,528	700,103
Pérdidas total potencia	kW	182.19	180.56	186.50	191.95	197.58	202.87

9.3 INCOBRABLES

Se efectuó un análisis de los incobrables de la empresa de referencia. Los datos recogidos no muestran un comportamiento estable, el cargo a resultados durante el año 2003 ascendió a M\$ 427.600 lo que representó un 9,4% de las ventas de valoradas de energía y potencia. El guarismo calculado no es sostenible, por lo que se propone tomar una cifra estabilizada calculada a partir de otras áreas típicas, el valor determinado como representativo para la empresa modelo en las áreas rurales de la Octava Región ascendió a M\$ 33.060, lo que representa un 0,72% de las ventas valoradas de energía y potencia.

La cifra monetaria de incobrables se convierte en unidades de potencia con los precios de nudo al 31 de diciembre del año 2003 para ser empleada en el balance de energía y potencia. El valor resultante se distribuye entre alta y baja tensión de acuerdo a las ventas físicas de potencia de la empresa de referencia.

9.4 Resultados del Balance de Potencia y Energía

Los resultados que se obtienen para el Balance de Potencia y Energía al 31/12/03, aplicando la metodología señalada en el punto anterior se indican en la siguiente tabla:

Tabla 9.4: Balance de Potencia y Energía Área Típica 6 (al 31/12/03)

	ENERGÍA KWh(1)	POT.MAXIMA COINCIDENTE DISTRIBUCIÓN KW(2)	POTENCIA COINCIDENTE GENERACIÓN	FACTOR DE CARGA % (4)	CODIGO
Total ingresado a distribución AT	79,794,500	17,141.2	13,678.6	53.1%	O
Pérdidas eficientes en distribución AT	1,248,733	393	250	36.3%	P
Ventas Reguladas en AT (pto. 5.1 bases)	19,540,937	2,718	2,388	82.1%	
Ventas a Clientes no regulados en AT (pto. 5.1)	0	0	0		
Retiros por servidumbre de paso AT (pto. 5.1)	0	0	0		
Total Retiros AT	19,540,937	2,718	2,388	82.1%	
Incobrables AT		99	99	82.1%	
Cobrables AT	19,540,937	2,619	2,289	85.2%	Q

Total ingresado a distribución BT	59,004,830	14,031	11,040	48.0%	R
Pérdidas en transformadores AT/BT	3,137,692	811	618	44.2%	
Pérdidas en líneas distribución BT	672,768	313	196	24.5%	
Pérdidas en empalmes	140,992	20	12	81.7%	
Pérdidas en Medidores	504,609	203	156	28.3%	
Total pérdidas en BT	4,456,061	1,347	983	37.8%	S
Ventas Reguladas en BT (pto. 5.1)	54,008,683	12,566	9,943	49.1%	
Ventas a Clientes no regulados (pto. 5.1)	0	0	0		
Retiros por servidumbres de paso BT (pto. 5.1)	0	0	0		
Hurto Residual BT	540,087	117	114	52.7%	
Total Retiros BT	54,548,770	12,683	10,057	49.1%	
Incobrables BT		366	366	49.1%	
Cobrables BT	54,548,770	12,318	9,691	50.6%	T

Parámetros para la empresa modelo Área Típica 6

a) kWAT	Demanda máxima integrada coincidente usuarios AT del sistema de Distribución	16,649.6	Q + R
b) kWBT	Demanda máxima integrada coincidente usuarios BT del sistema de Distribución	12,317.6	T
c) PMPBD	Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución de BT	1.1391	R / T
d) PMPBG	Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución de BT en horas de punta de generación	1.1392	R / T
e) PMEB	Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en BT	1.0817	R / T
f) PMPAD	Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización en los sistemas de distribución de AT	1.0295	O / (Q + R)
g) PMPAG	Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en AT en horas de punta de generación	1.0262	O / (Q + R)
h) PMEAE	Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en AT	1.0159	O / (Q + R)
i) kWSD	Demanda máxima integrada, coincidente, ingresada al sistema de distribución	17,141.2	O

9.5 Caracterización del Consumo

Los resultados obtenidos, demandas de diseño y factores de pérdidas eléctricas, se aplicaron a las ventas reales de potencia de la Empresa de Referencia Área Típica 6 para todos los meses del año 2003. El objetivo de este procedimiento fue comparar las demandas de potencia e instalaciones “compradas” con las ventas de potencia e instalaciones, y así tener un mecanismo para corregir los factores de coincidencia por nivel de tensión, y de esta manera obtener el equilibrio entre las compras y las ventas en un modelamiento eficiente de las redes.

En Tabla 9.5.1 se muestran los valores calculados para la potencia coincidente de generación al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso vigentes y los factores de expansión de pérdidas determinados. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de (8.496) KW (subventa).

En Tabla 9.5.2 se muestran los valores calculados para la potencia máxima coincidente distribución al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso vigentes y los factores de expansión de pérdidas determinados. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de 21.839 KW.

Considerando lo anterior se modelaron y determinaron factores de coincidencia y horas de uso para los BT-1 que permitieran obtener un equilibrio entre la compra y venta de potencia al considerar un modelamiento eficiente de las redes. Los valores determinados y propuestos son los siguientes:

Horas de uso Factores de Coincidencia Área Típica 6

	<u>VIGENTE</u>		<u>PROPUESTO</u>
NHUIB	361	NHUIB	380
NHUNB	420	NHUNB	400
NHUII	361	NHUII	380
NHUNI	420	NHUNI	400
FNDPB	50%	FNDPB	52%
FDDPB	58%	FDDPB	49%
FNPPB	75%	FNPPB	79%
FDPPB	87%	FDPPB	74%
FDFPB	47%	FDFPB	40%
FNDPA	60%	FNDPA	63%
FDDPA	93%	FDDPA	79%
FNPPA	85%	FNPPA	89%
FDPPA	93%	FDPPA	79%
FDFPA	70%	FDFPA	59%
PMPBT	1.0746	PMPBD	1.1391
PPBT	1.0597	PMPBG	1.1392
		PMPAD	1.0295
PPAT	1.0619	PMPAG	1.0262
PEBT	1.0609	PEBT	1.0817
PEAT	1.0381	PEAT	1.0159

En Tabla 9.5.3 se muestran los valores calculados para la potencia coincidente de generación al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso propuestos y los factores de expansión de pérdidas determinados. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de (497) KW (subventa).

En Tabla 9.5.2 se muestran los valores calculados para la potencia máxima coincidente distribución al aplicar los factores de coincidencia y horas de uso propuestos y los factores de expansión de pérdidas determinados. En esta tabla el resultado muestra una sobreventa de (184) KW (subventa).

Tabla 9.5.1 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 6

Factores de Coincidencia, Horas de Uso
Factores de Expansión de Pérdidas

Los Vigentes
Calculados en VAD 2004

Demanda HP KW
a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
compra KW HP	14,481	14,481	14,481	14,481	14,718	14,874	15,153	15,165	15,152	15,152	15,152	15,152	178,442
compra corregida	13,797	13,797	13,797	13,797	14,023	14,171	14,437	14,448	14,436	14,436	14,436	14,436	170,011
Pérdida eficiente	1,738	1,748	1,624	1,589	1,778	1,706	2,068	1,571	1,641	1,503	1,469	1,563	19,998
Disponible Venta	12,059	12,049	12,172	12,208	12,245	12,465	12,369	12,877	12,795	12,933	12,967	12,873	150,012

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW HP	12,366	12,432	11,701	11,648	12,377	11,938	14,019	11,080	11,471	10,748	10,593	11,142	141,516
Ventas AT	2,466	2,472	2,472	2,659	2,200	2,178	2,112	2,109	2,083	2,191	2,248	2,239	27,429
Ventas BT	9,900	9,960	9,229	8,990	10,177	9,760	11,907	8,971	9,388	8,557	8,345	8,904	114,087

Sobreventa	-378	-301	-1,156	-1,244	-563	-1,229	934	-2,513	-2,040	-2,901	-3,090	-2,446	-8,496
------------	------	------	--------	--------	------	--------	-----	--------	--------	--------	--------	--------	--------

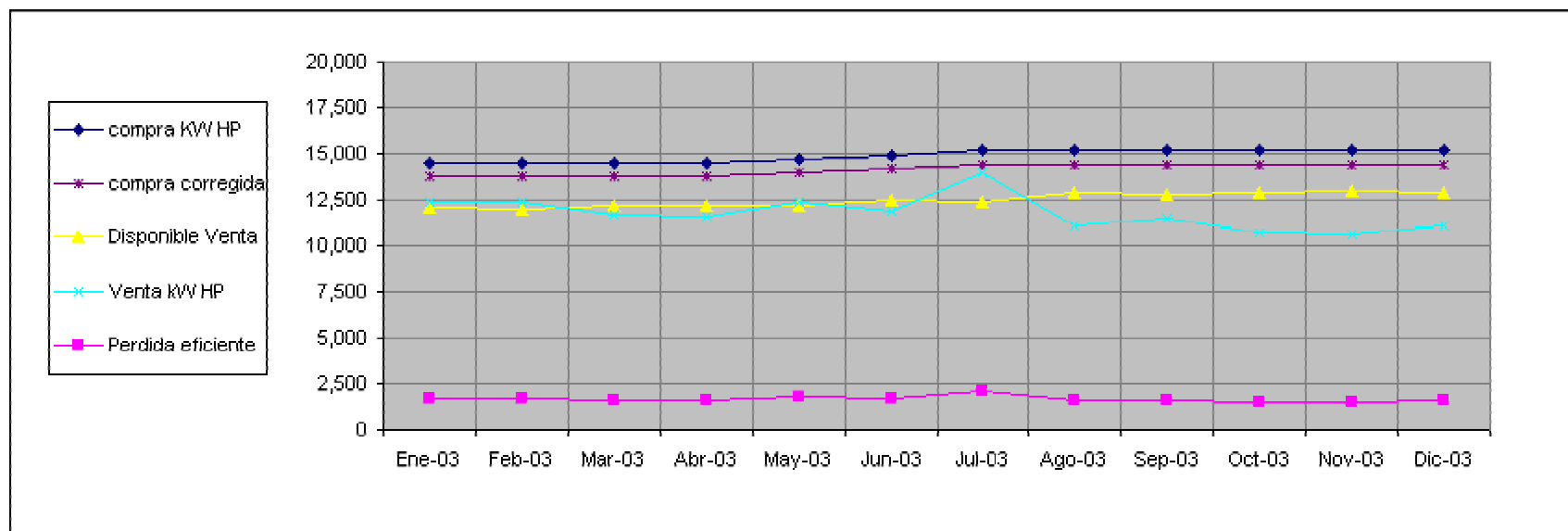


Tabla 9.5.2 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 6

Factores de Coincidencia, Horas de Uso
Factores de Expansión de Pérdidas

Los Vigentes
Calculados en VAD 2004

Demanda FP KW (instalaciones de Distribución)
a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Compra kW FP (instalaciones)	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	225,444
compra corregida	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	17,221.4	206,657
Pérdida eficiente	2,560	2,595	2,444	2,394	2,392	2,333	2,750	2,165	2,250	2,332	2,354	2,488	29,056
Disponible Venta	14,661	14,627	14,777	14,827	14,829	14,889	14,471	15,057	14,972	14,890	14,867	14,733	177,600

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW FP (Instalaciones)	17,146	17,223	16,382	16,345	17,458	16,956	19,453	15,947	16,442	15,219	15,117	15,752	199,439
Ventas AT	2,800	2,652	2,687	2,995	4,352	4,162	4,257	4,117	4,121	2,073	1,793	1,622	37,630
Ventas BT	14,346	14,571	13,695	13,350	13,106	12,795	15,196	11,829	12,321	13,146	13,324	14,129	161,810

Sobreventa

919 1,031 40 -48 1,063 502 3,416 -676 -96 -1,237 -1,316 -547 21,839

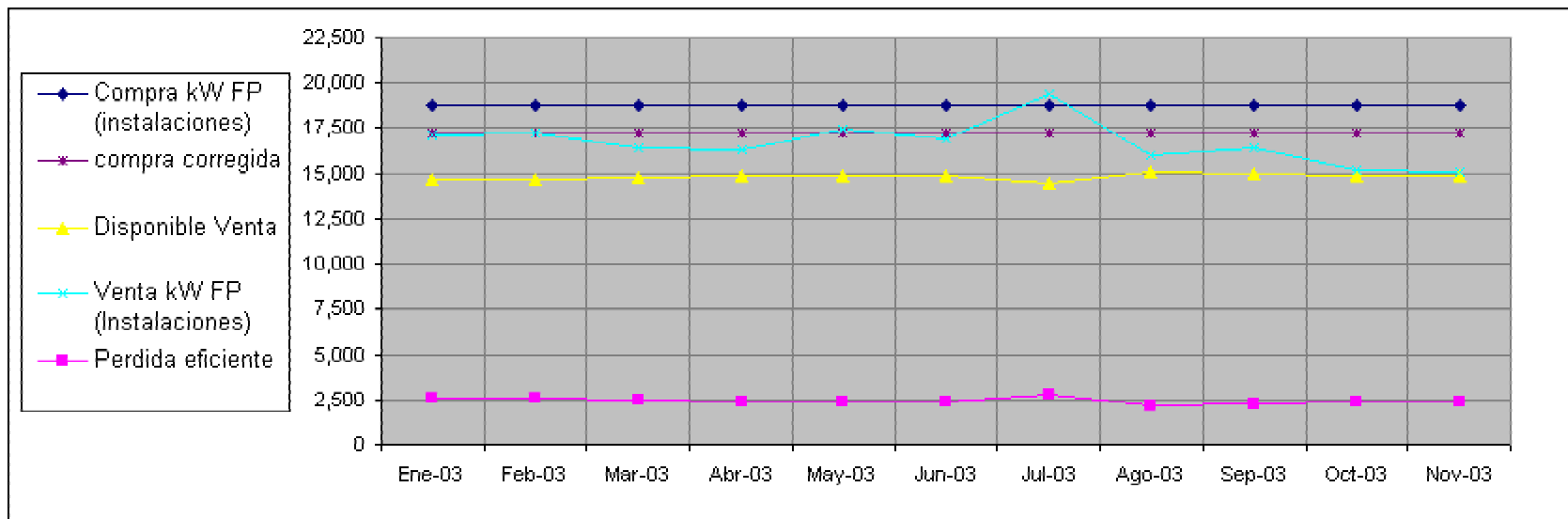


Tabla 9.5.3 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 6

Factores de Expansión de Pérdidas
Factores de Coincidencia, Horas de Uso Propuestos en VAD 2004

Demanda HP KW
a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
compra KW HP	14,481	14,481	14,481	14,481	14,718	14,874	15,153	15,165	15,152	15,152	15,152	15,152	178,442
compra corregida	13,797	13,797	13,797	13,797	14,023	14,171	14,437	14,448	14,436	14,436	14,436	14,436	170,011
Pérdida eficiente	1,824	1,835	1,705	1,668	1,866	1,791	2,170	1,649	1,723	1,578	1,542	1,641	20,992
Disponible Venta	11,973	11,962	12,092	12,129	12,157	12,380	12,267	12,799	12,713	12,858	12,894	12,795	149,019

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW HP	12,978	13,047	12,280	12,224	12,990	12,530	14,715	11,629	12,039	11,280	11,117	11,694	148,522
Ventas AT	2,586	2,592	2,593	2,788	2,307	2,284	2,215	2,212	2,185	2,298	2,358	2,348	28,764
Ventas BT	10,392	10,455	9,687	9,436	10,683	10,245	12,500	9,417	9,855	8,982	8,759	9,346	119,757

Sobreventa

	321	401	-496	-589	138	-553	1,732	-1,887	-1,390	-2,294	-2,493	-1,817	-497
--	-----	-----	------	------	-----	------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	------

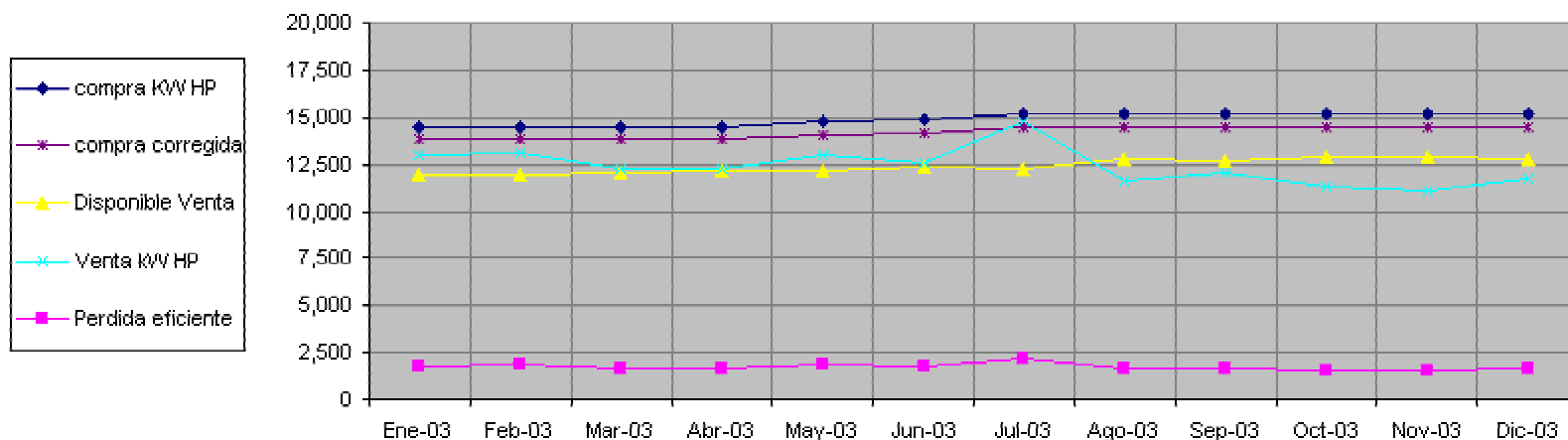


Tabla 9.5.4 Ventas de Potencia 2003 – Área Típica 6

Factores de Expansión de Pérdidas Calculados en VAD 2004
Factores de Coincidencia, Horas de Uso Propuestos en VAD 2004

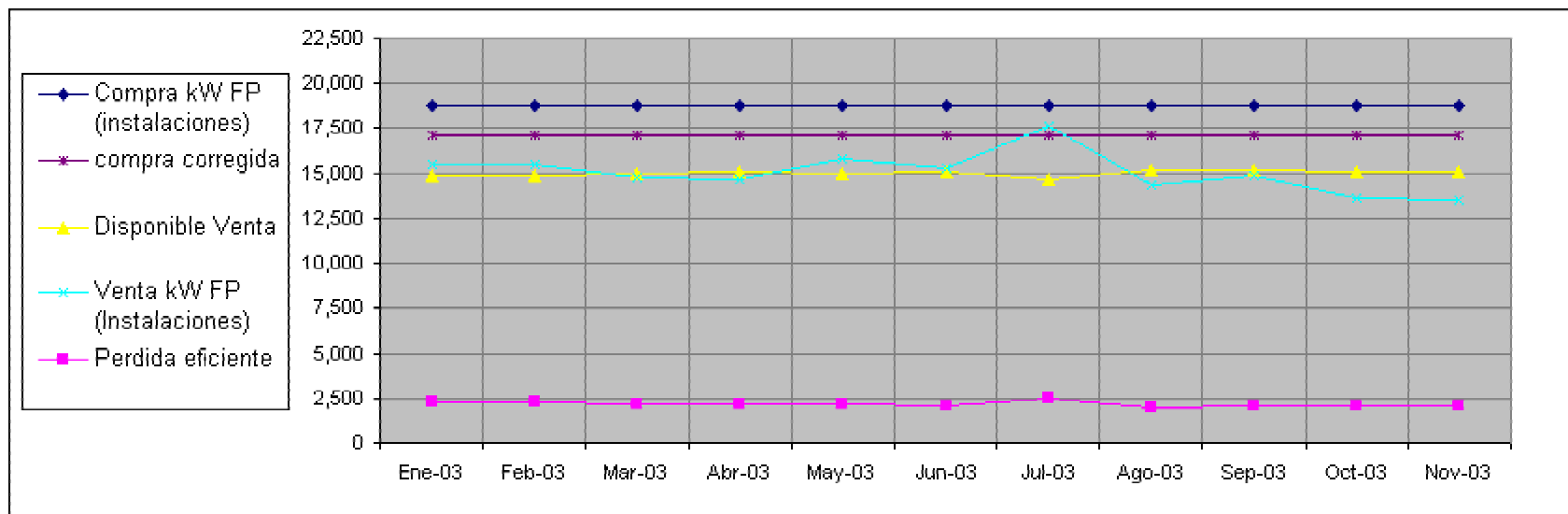
Demanda FP KW (instalaciones de Distribución)
a) Compras

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Compra kW FP (instalaciones)	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	18,787	225,444
compra corregida	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	17,141.2	205,694
Pérdida eficiente	2,272	2,299	2,164	2,118	2,143	2,089	2,478	1,936	2,013	2,060	2,076	2,199	25,848
Disponible Venta	14,869	14,843	14,977	15,023	14,998	15,052	14,663	15,206	15,128	15,081	15,065	14,942	179,846

b) Ventas

	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Total general
Venta kW FP (Instalaciones)	15,438	15,491	14,718	14,662	15,757	15,305	17,681	14,364	14,825	13,671	13,572	14,178	179,663
Ventas AT	2,377	2,252	2,281	2,543	3,695	3,533	3,614	3,496	3,499	1,760	1,522	1,377	31,948
Ventas BT	13,061	13,239	12,437	12,120	12,063	11,772	14,067	10,869	11,327	11,911	12,049	12,801	147,715

Sobreventa	-1,076	-998	-1,905	-2,006	-887	-1,393	1,372	-2,487	-1,949	-3,056	-3,139	-2,410	-184
------------	--------	------	--------	--------	------	--------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	------



9. 6 Pérdidas Residuales

En el balance de energía y potencia se consideró un 1% de hurto residual. Un uno por ciento de pérdidas, valorizadas a precios de compra al ingreso del sistema, asciende a M\$ 17.830 por año, lo que en una proyección a 30 años alcanzarían un valor presente de M\$ 168.080.

El valor presente de las pérdidas es relevante para la comparación de inversiones en sistemas anti - hurto, pero en esta ocasión se trata de comparar los costos de explotación de realizar operativos anti - hurto con el valor económico de las pérdidas. El operativo anti - hurto es de realización anual por lo que la comparación razonable es con el valor de ese 1% de pérdidas anual.

Bajo el las premisas anteriores y al costo medio de los operativos, el valor de un 1% de pérdidas alcanzaría para efectuar 440 operativos adicionales por año, lo que no impactaría en la reducción de pérdidas por la vía de operativos anti - hurtos. Lo anterior nos motiva a realizar una cantidad de operativos para mostrar presencia de vigilancia en las diferentes comunas y localidades de la zona de influencia y por otra parte reconocer ese 1% de pérdida residual.

10. Costos de distribución de la empresa modelo y cálculo de valor agregado

Los costos de la empresa modelo diseñada para dar suministro eficiente a los usuarios del Área Típica 6, se separan en:

- Costos de Atención de Clientes
- Costos de las Instalaciones
- Costos de Operación y Mantenimiento

Los valores unitarios de los costos anteriores se calculan de acuerdo a las fórmulas que establecen las bases y se presentan a continuación.

10.1 Costos de atención de clientes

Los costos de Atención de Clientes dimensionados para la empresa modelo se desglosan según los siguientes tipos de actividad:

- Costos de atención de clientes
- Costos de lectura de medidores según tipo de medidor y
- Costos de facturación y cobranza

De acuerdo a las bases, el costo de explotación de atención de clientes se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

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

donde:

CEXAC = Suma de los valores codificados como 31, 32 y 33 del cuadro “Resultados Actividades SEC a Nivel Global”

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 = Costos de facturación y cobranza

Los valores de CEXAV, CEXLM y CEXFC resultan de la asignación de las actividades diseñadas para la empresa modelo vinculadas con la Atención de Clientes. Los montos que resultan para cada uno de estos conceptos son los siguientes:

$$\text{CEXAV} = 354.557.593 \text{ [$/año]}$$

$$\text{CEXLM} = 95.156.295 \text{ [$/año]}$$

$$\text{CEXFC} = 78.806.191 \text{ [$/año]}$$

10.1.1 Costos de atención a clientes por cliente

El costo unitario de atención de clientes por este concepto se calcula como:

$$kav = \frac{CEXAV}{NC} [\$/cliente/año]$$

donde

NC = 30.747 (número total de clientes del año base al 31/12/2003).

Luego,

$$kav = 11.531,45 \text{ } [\$ / cliente/año]$$

10.1.2 Costos de lectura de medidor por cliente

El costo de atención de clientes por lectura de medidores, se calcula como:

$$CEXLM = CEXME + CEXMD + CEXMH \text{ } [\$ / año]$$

donde:

CEXME = Costo de lectura medidor simple de energía [\$/año]

CEXMD = Costo de lectura medidor de energía con medidor de demanda máxima [\$/año].

CEXMH = Costo de lectura de medidor de energía con medidor de demanda horaria. [\$/año]

Los valores de estos parámetros se obtuvieron de los costos obtenidos para la empresa modelo y que fueron asignados a la actividad Lectura de Medidores.

Los valores resultantes para los parámetros anteriores son los siguientes:

$$CEXME = 88.035.372 \text{ } [\$ / año]$$

$$CEXMD = 1.680.000 \text{ } [\$ / año]$$

$$CEXMH = 5.440.923 \text{ } [\$ / año]$$

Los costos medios asociados a los valores anteriores se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$k_e = \frac{CEXME}{NCME} [\$/cliente/año] \quad k_d = \frac{CEXME}{NCME} [\$/cliente/año] \quad k_h = \frac{CEXME}{NCME} [\$/cliente/año]$$

donde,

NCME = 30.441

(número de clientes con medidor simple de energía al 31/12/2003)

NCMD = 80

(número de clientes con medidor de energía y demanda máxima al 31/12/2003)

NCMH = 226

(número de clientes con medidor de energía y demanda horaria al 31/12/2003)

La cantidad de clientes por tipo de medidor se obtuvo de la información de ventas por tipo de tarifa de la empresa de referencia, obteniéndose:

$$k_e = 2.892,00 [\$/cliente/año]$$

$$k_d = 21.000,00 [\$/cliente/año]$$

$$k_h = 24.074,88 [\$/cliente/año]$$

10.1.3 Costos de facturación y cobranza por cliente

El costo por cliente por concepto de facturación y cobranza se obtiene de la siguiente expresión:

$$k_{fc} = \frac{CEXFC}{NC} [\$/cliente/año]$$

Por lo que:

$$k_{fc} = 2.563,05 [\$/cliente/año]$$

10.2 Costo de las instalaciones

El costo de las instalaciones muebles e inmuebles, será denominado como CIMI y se desglosa en una parte asignada a distribución AT (CIMIAT) y otra a distribución BT (CIMIBT), con lo que:

$$CIMI = CIMIAT + CIMIBT = 747.472.638 \text{ [\$]}$$

donde,

$$CIMIAT = 418.584.677 \text{ [\$]}$$

$$CIMIBT = 328.887.961 \text{ [\$]}$$

Valores que fueron obtenidos del prorratio en partes iguales de los bienes muebles, como costos compartidos.

Por otra parte los costos medios de AT y BT se calculan de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$k_{iat} = \frac{C_{INSTAT} + CIMIAT}{kWAT}$$

$$k_{ibt} = \frac{C_{INSTBT} + CIMIBT}{kWBT}$$

Donde,

$C_{INSTAT} = 20.628.841.754 \text{ [\$]}$ (costo de las instalaciones de distribución AT)

$C_{INSTBT} = 11.927.672.540 \text{ [\$]}$ (costo de las instalaciones de distribución BT)

$kWAT = 16.650 \text{ [kW]}$ (valor obtenido del Balance de Potencia y Energía)

$kWBT = 12.318 \text{ [kW]}$ (valor obtenido del Balance de Potencia y Energía)

$kWSD = 17.141 \text{ [kW]}$ (valor obtenido del Balance de Potencia y Energía)

Los valores resultantes son los siguientes:

$$k_{iat} = 1.264.109,70 \text{ [$/kW]}$$

$$k_{ibt} = 995.012,22 \text{ [$/kW]}$$

Del mismo modo, se determinará el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$k_{isd} = \frac{C_{INSTAT} + C_{INSTBT} + CIMIAT + CIMIBT}{kWSD} \text{ [$/kW]}$$

Resultando:

$$k_{isd} = 1.942.943,06 \text{ [$/kW]}$$

10.3 Costos de Mantenimiento y Operación

Los costos medios de Mantenimiento y Operación se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$koymat = \frac{COYMAT}{kWAT}$$

$$koymbt = \frac{COYMBT}{kWBT}$$

donde,

COYMAT = 611.397.553 [\$] (suma de los valores codificados como 11 y 12, en el Capítulo 2, Anexo 2, de las Bases para el Cálculo del VAD)

COYMBT = 726.773.622 [\$] (suma de los valores codificados como 21, 22, 25, 26 y 27 en el Capítulo 2, Anexo 2, de las Bases para el Cálculo del VAD)

Los costos medios resultantes son los siguientes:

$$koymat = 36.720,57 \text{ [$/kW/año]}$$

$$koymbt = 59.000,94 \text{ [$/kW/año]}$$

Del mismo modo, se determinará el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución, con la siguiente expresión:

$$koymsd = \frac{COYMAT+COYMBT}{kWSD} \quad [\text{$/kW}]$$

Resultando:

$$koymsd = 78.068,44 \text{ [$/kW/año]}$$

10.4 Valor agregado por concepto de costos de distribución

El Valor Agregado por concepto de costos de distribución se compone de los siguientes costos:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del Área Típica.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

10.4.1 Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención de usuarios del Área Típica.

Según el tipo de medidor que disponga el usuario, los costos fijos por este concepto se calculan como:

$$CFE = k_{av} + k_e + k_{fc}$$

$$CFD = k_{av} + k_d + k_{fc}$$

$$CFH = k_{av} + k_h + k_{fc}$$

donde:

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.

Los valores obtenidos son:

$$CFE = 16.986,51 \text{ [$/cliente/año]}$$

$$CFD = 35.094,51 \text{ [$/cliente/año]}$$

$$CFH = 38.169,39 \text{ [$/cliente/año]}$$

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

Estos costos se calculan por unidad de potencia suministrada de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$VADAT = a \cdot kiat + koymat [\$ / kW / año]$$

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

donde:

a = Factor de recuperación del capital para un período de 30 años y a una tasa de actualización de 10% real = 0,10607925
VADAT = Valor agregado por costos de distribución de AT
VADBT = Valor agregado por costos de distribución de BT

$$VADAT = 170.816,38 \quad [\$ / kW / año]$$

$$VADBT = 164.551,09 \quad [\$ / kW / año]$$

$$VADSD = 284.174,38 \quad [\$ / kW / año]$$

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

Estos factores representan los costos por mayores compras de energía y potencia al sistema de generación y se obtienen del Balance de Potencia y Energía de la empresa modelo.

Los valores resultantes son los siguientes:

	AT		BT	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Factor de expansión de pérdidas	PMPAG	PMEA	PMPBG	PMEB
Valor [°/1]	1,0262	1,0159	1,1392	1,0817

10.6 Indexación de los valores agregados.

Objetivo

El objetivo de este capítulo es entregar la tabla de ajustes de los valores agregados de distribución, según se solicita en las bases.

Metodología:

En atención a que los valores agregados se fijarán para un lapso de cuatro años, el Consultor ha examinado los costos de inversión y de explotación, con el fin de determinar los indicadores de público conocimiento que pueden ser utilizados para indexar los costos y asegurar una adecuada representatividad de los costos futuros, una vez que las tarifas se encuentren determinadas.

El Consultor ha considerado, independientemente, los costos de valor agregado proveniente de las inversiones y los costos de valor agregado proveniente de la explotación, así como también el cargo fijo de clientes. Por lo anterior, son cinco las variables a indexar:

- Valor Agregado de inversiones del VADAT
- Valor Agregado de costos de explotación del VADAT
- Valor Agregado de inversiones del VADBT
- Valor Agregado de costos de explotación del VADBT.
- Cargo Fijo Clientes

Revisando las alternativas de indexación disponibles en la economía, se ha decidido emplear los siguientes índices según se explica a continuación:

- **I.P.C.** Índice de precios al consumidor, aplicable a todas las compras nacionales.
- **I.P.M.** Índice de Precios al por Mayor, a aplicar sobre la componente nacional de los costos de los servicios, materiales u otros, en:
 - Costos por Terceros cuando, a juicio del Consultor, las actividades estén pactados como servicios integrales afectos a una variación de precios inespecífica, sin consideración particular de ítems de mano de obra.
 - Gastos Generales con el mismo criterio explicado precedentemente.

- **I.G.Rem.H.** Índice General de Remuneraciones por hora, a aplicar en:
 - Remuneraciones de la Empresa Modelo con un impacto del 100%.
 - Costos por Terceros, en todas aquellas actividades con un componente de mano de obra, con un impacto porcentual equivalente a la incidencia del costo de la mano de obra en el total del costo del servicio.
 - Gastos Generales, en el rubro Indemnizaciones, que sigue porcentualmente al ítem Remuneraciones.

- **I.P.Cu.** Índice de Precios del Cobre informado por la Comisión Nacional de Energía, a aplicar a los conductores.

- **D** Índice combinado de Precios del Dólar Americano y la Tasa de Arancel vigente, entregado por el Banco Central de Chile, siguiendo la siguiente fórmula:
 $D = TC * (1 + Ta)$, donde TC es el valor del “Dólar Acuerdo” y Ta es la tasa arancelaria vigente para la importación de equipos electromecánicos.
 Este índice se aplicará sobre la componente importada de los costos de los servicios, materiales u otros, en:
 - Costos por Terceros cuando las actividades tengan una componente de costos de materiales importados.
 - Gastos Generales con el mismo criterio explicado precedentemente.

RESULTADOS

La tabla de indexación de los costos de explotación y de inversión es la siguiente:

Indicadores de Indexación	Valor Agregado de Inversiones AT	Valor Agregado de Costos de Explotación AT	Valor Agregado de Inversiones BT	Valor Agregado de Costos de Explotación BT	Cientes Cargo Fijo
I.P.C.	0.1783	0.2747	0.1806	0.2759	0.3070
I.P.M.	0.2981	0.3620	0.3252	0.4796	0.3173
I.G. Rem. H.	0.2723	0.3633	0.2516	0.2445	0.3757
I.P.Cu	0.1659	0.0000	0.2156	0.0000	0.0000
D	0.0854	0.0000	0.0270	0.0000	0.0000

11. Conclusiones y Comentarios

De acuerdo a lo previsto por el Documento Técnico “Bases para Estudio de las Componentes del Costo del Valor Agregado de Distribución Cuadrienio noviembre 2004 – noviembre 2008”, se cumplió con examinar, detalladamente, y valorar las inversiones y costos de explotación para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de influencia de la empresa de referencia COPELEC.

Se determinó la proyección de la demanda para 15 años. Con ello se establecieron las demandas de diseño para abastecer a los clientes en cada nivel de tensión cumpliendo con los requerimientos de calidad de servicios previstos en las normas vigentes y determinando unas pérdidas eléctricas eficientes. De la demanda de diseño se determinaron las instalaciones y equipos necesarios de la empresa modelo.

Las instalaciones y equipos, así como los requerimientos de bienes muebles e inmuebles fueron valorizados para determinar el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones y con ello la componente de inversiones de las tarifas de distribución en cada nivel de tensión.

Se analizó un modelo organizacional que fuera capaz de soportar el servicio para la empresa modelo, basado en las competencias individuales y grupales, en la externalización de las funciones y tareas de acuerdo a lo que el mercado era capaz de ofrecer. En los cálculos realizados se contempló una empresa modelo autónoma y autosuficiente para prestar el servicio requerido, libre de las rigideces e ineficiencias de las empresas reales. El diseño organizacional consideró empresas que se constituyeron como sociedades anónimas o de responsabilidad limitada para efectuar el servicio público de distribución de energía eléctrica.

En este sentido se trataba de empresas nuevas con instalaciones nuevas y adaptadas a la demanda, por lo que las labores de mantenimiento son menores que en las empresas reales, en las cuales las instalaciones sufren de otros desperfectos por antigüedad o sobre utilización. No obstante lo anterior, tampoco se puede concluir que las instalaciones de las empresas reales requieran de mucha mayor mantención, ello motivado en que los análisis periódicos de las redes, las inversiones en refuerzos y reemplazos puntuales llevan a que las instalaciones de distribución reales siempre estén cerca del 80% de su vida útil y adaptada a la demanda. En este sentido podemos decir que la empresa real es una sumatoria de óptimos de corto plazo, en cambio la empresa modelo es un óptimo de largo plazo.

En función del diseño organizacional, se estructuró la base de actividades que quedarían al interior de la organización modelada y por ende se determinó una dotación y calificación del personal, así como la provisión y calificación de los servicios prestados por terceros y contratistas de mantención y operación. Estas diversas necesidades de recursos fueron valoradas a precios de mercado, en el caso de las remuneraciones se empleó la encuesta de remuneraciones de PriceWaterhouseCoopers a diciembre del año 2003. Una vez diseñada la estructura y valorados los recursos se procedió a la revisión de las leyes que afectan a la actividad empresarial a objeto de tener su justa valoración, entre ellos están: patentes municipales, seguros de desempleo, accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, impuesto a los cheques, disminución de la jornada laboral, entre otros. Con todo lo anterior se determinó el costo de explotación de la empresa modelo.

Sobre la base de lo anterior y los balances de potencia determinados para el momento de demanda máxima del sistema de distribución se determinó los valores del VAD en alta tensión y del VAD de baja tensión, así como los cargos fijos asociados a diversas unidades de medición.

Para esta área típica se reconoció un 1% de pérdidas residuales, este concepto dice relación con que para ese valor económico, no es relevante seguir realizando operativos en terreno para el control de hurto. En estas áreas rurales, donde las distancias son largas y los clientes por transformador de distribución son pocos, los costos de los operativos necesarios para controlar las pérdidas exceden el valor económico del recupero de esas pérdidas. Dado lo anterior, sólo se mantiene una cantidad de operativos en terreno para mantener labor de vigilancia a ojos de los clientes, pero junto a ello se reconocen pérdidas residuales en los balances de potencia.

También, y a objeto de caracterizar a la empresa de referencia, se determinó el equilibrio anual entre la venta de potencia a clientes y la compra de potencia a generadores, con ello se ajustaron los valores de los factores de coincidencia por nivel de tensión para evitar la sobre o sub venta de potencia de generación. El mismo procedimiento se siguió con la venta de instalaciones y la demanda de las mismas de parte de los clientes, ello llevó al ajuste de los factores de coincidencia de distribución para la estructura de ventas de la empresa de referencia. Cabe destacar que el ajuste de factores de coincidencia y horas de uso sólo alcanza a la empresa de referencia, ello dado que cada empresa del área típica tendrá una estructura particular de ventas que esta basada en el tipo de clientes de cada una y no en las instalaciones para proveerles el servicio, como lo es el VAD en cada nivel de tensión.

En esta área típica se da que existe aproximadamente 1 cliente por cada 134 metros de red de alta tensión y 87 metros de red de baja tensión. Así mismo se presentan aproximadamente 6 clientes por cada transformador de distribución y 4 clientes por kilómetro cuadrado de zona de influencia.

Con relación a las mediciones de la calidad de servicio, en lo que dice relación con la calidad de producto se consideró 40 muestras a nivel de transformador de distribución, para la continuidad de servicio no fueron considerados equipos y se supone que la medición de continuidad se sigue realizando con la metodología actual (empresas reales) apoyada en el sistema de telemedida.



Parral, 24 de septiembre de 2004
LP-1395/2004

Señor
Luis Sánchez Castellón
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía
Teatinos 120
Santiago

REF.: Observaciones formuladas a estudio de VAD del Área 6.

De nuestra consideración:

En respuesta a lo solicitado en su carta de fecha 23 de septiembre de 2004, en la que se formula un conjunto de observaciones al estudio de valores agregados que hemos presentado para el Área 6, informamos a usted que existe conformidad de las empresas contratantes de este estudio respecto de las correcciones efectuadas.

Adjuntamos anexo con informe de detalle.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Héctor Bustos C.
Gerente General
LuzParral S.A.

3507/20.

27 SEP 2004

10148

Estudio de Costos de los
Componentes del VAD 2004 – 2008,
Revisión 1
Área Típica 6

Empresa de Referencia: COPELEC

SET ENERGY S.A.

24 septiembre 2004

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo	4
2.1 Costos de Atención a Clientes	4
2.2 Costos de Operación y Mantenimiento	4
2.3 Efectos de los ajustes efectuados	4
3. Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo	5
4. Resultados de los ajustes efectuados	7
4.1 Cargos resultantes	7

1. INTRODUCCIÓN

Se nos ha solicitado, de parte de las empresas contratantes, la elaboración de una revisión del cálculo de costos componentes 2004-2008, en base a las observaciones realizadas a por la Comisión Nacional de Energía, al "Estudio de las Componentes del Costo del Valor Agregado de Distribución, correspondiente al Área Típica 6".

Dado lo antes expuesto hemos efectuado los ajustes necesarios en el Estudio de Cálculo de Componentes del VAD con la finalidad de considerar, de mejor forma la realidad de la empresa de referencia. No es merito de este escenario alternativo el calificar las políticas y prácticas de las actuales empresas de referencia.

Los ajustes se efectuaron fundamentalmente a los costos de explotación y en menor medida a los costos de inversión.

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 relacionados con clientes (CEXAC) como en los costos relacionados con la operación y mantención del sistema eléctrico (COyM).

En ambos casos se revisaron costos unitarios de contratistas y servicios de terceros, así como cantidades de ellos y la dotación del personal propio.

2.1 COSTOS DE ATENCIÓN A CLIENTES

En lo referente a los costos de Atención a Clientes se efectuaron ajustes en los servicios de terceros, en el costo de los sistemas informáticos, los costos de contratistas de lectura y un ajuste indirecto a través de la disminución de la dotación del personal de la empresa modelo.

La reducción de costos en este ítem asciende a M\$ 97.649 por año.

2.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En lo referente a los costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de distribución los ajustes fueron efectuados en el mantenimiento de las redes y equipos de alta y baja tensión, en la frecuencia de los operativos antihurto o fraude de energía, en las mediciones de calidad de servicio, en las primas de seguros de las instalaciones, en los honorarios del directorio, patentes municipales, servicios prestados por terceros, contratistas, en la cantidad y kilometraje recorrido por vehículos, en el costo de los sistemas informáticos y un ajuste indirecto a través de la disminución de la dotación del personal de la empresa modelo incluyendo todas aquellas partidas de gasto que se encuentran asociadas al personal.

La reducción de costos por los conceptos mencionados asciende a M\$ 697.643 por año.

2.3 EFECTOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

Como resultado de todos los ajustes efectuados sobre la Empresa Modelo del área típica 6, se produjeron los siguientes efectos sobre los resultados de los Costos de Explotación:

Ajuste de los Costos de Explotación de la Empresa Modelo

		Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Total Empleados	Nº	65	52
Costo Total de Personal VAD	M\$	597.680	472.377
Costo Total de Explotación	M\$	1.396.436	654.109
Costo Total de Explotación VAD	M\$	1.269.012	598.479
Costos de Atención de Clientes	M\$	528.520	430.871
CEXAV	M\$	354.558	229.554
CEXME	M\$	88.035	88.035
CEXMD	M\$	1.680	1.680
CEXMH	M\$	5.441	5.441
CEXFC	M\$	78.806	106.161
Costos de Operación y Mantención	M\$	1.338.171	640.528
COYMAT	M\$	611.398	170.713
COYMBT	M\$	726.774	469.815

Lo anterior implica una reducción total de los Costos de Explotación a transferir al VAD del 42,6%, siendo la reducción de los Costos de Explotación de Atención de Clientes del 18,5% y la de los Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de 52,1%.

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 los recargos de flete a obra, bodegaje, flete a obra, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios. También se ajustaron los servidumbres y derechos y los precios de conductores, postes y equipos de alta tensión.

No se realizó ajustes físicos a las instalaciones, por lo que la esencia del modelamiento y flujos de carga eléctricos se mantuvo.

Donde si hubo efectos en cantidades fue en los sistemas de telecomando y teledirigida, estos fueron reducidos en un 50%, además de los bienes muebles.

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

VNR por tipo de instalación	Unidad	Estudio Presentado	Estudio Ajustado
Red AT y Equipos	MM\$	20.224,4	9.958,0
SED AT/BT	MM\$	4.231,5	2.095,9
Red BT	MM\$	7.462,3	4.008,7
Bienes Muebles e Inmueble	MM\$	351,2	177,8
Bienes Intangibles	MM\$	645,3	324,8
Capital Explotación	MM\$	389,3	389,3
TOTAL	MM\$	33.304,0	16.954,5

Esto implica que el ajuste produjo una reducción del 49,1% en el VNR de la Empresa Modelo.

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

Ajuste de las Instalaciones de la Empresa Modelo

VNR para cálculo de VAD	Unidad	Estudio Presentado	Estudio Ajustado
VNR AT	MM\$	20.628,8	10.157,2
VNR BT	MM\$	11.927,7	6.226,6
Bienes Muebles e Inm. AT	MM\$	418,6	319,6
Bienes Muebles e Inm. BT	MM\$	328,9	251,1
TOTAL	MM\$	33.304,0	16.954,5

Según puede observarse los impactos en el VNR de alta y baja tensión, son un 50,2% en alta tensión y un 47,1% en baja tensión respecto de los valores presentados en el Estudio.

4. RESULTADOS DE LOS AJUSTES EFECTUADOS

El resultado de los ajustes efectuados a los Costos de Explotación y el VNR de la Empresa Modelo, se registra una reducción del ingreso teórico global de la misma calculado como la anualidad del VNR total (a x VNR) más los costos totales de explotación de la misma (COyM), la que se muestra en el siguiente cuadro:

	Unidad	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Diferencia
a x VNR	MM\$	3.532,9	1.798,5	1.734,4
COyM	MM\$	1.338,2	640,5	697,6
a x VNR + COyM	MM\$	4.871,1	2.439,0	2.422,1

Como se observa los ajustes efectuados producen una reducción sobre el ingreso teórico de la Empresa Modelo del 49,7%, respecto 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 de clientes del área típica.

Cargo	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Unidad
CFE	16.986,51	13.810,62	\$ / cliente-año
CFD	35.094,51	31.918,62	\$ / cliente-año
CFH	38.169,39	34.993,50	\$ / cliente-año

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

Resultados de los ajustes efectuados

	Estudio Presentado	Estudio Ajustado	Unidad
VADAT	170.816,38	77.001,64	\$ / kW-año
VADBT	164.551,09	103.006,34	\$ / kW-año
VADSD	284.174,38	142.293,02	\$ / kW-año



LP-142/2005

PARRAL, enero 25 de 2005

Señor
RODRIGO IGLESIAS A.
Jefe Área Eléctrica
Comisión Nacional de Energía
Teatinos N°120 Piso 7
SANTIAGO

REF: Carta LP 1395/2004.

De nuestra consideración:

En respuesta a su solicitud de aclaraciones respecto del cálculo del Valor Agregado de Baja Tensión – VADBT, que está incorporado en documento que enviamos a esa Comisión mediante carta de la referencia, informamos a usted que el valor que ahí aparece, esto es 103.006,34 \$/KW-Año, está correctamente calculado.

El valor de VADBT señalado considera como potencia ingresada en baja tensión (kWBT), el valor que se indica en el cuadro adjunto, el cual se obtiene como resultado de un ajuste al balance de potencia respecto del valor originalmente presentado en el informe enviado a esa Comisión, producto de un chequeo de las horas de uso y de factores de coincidencia. El ajuste que se señala fue involuntariamente omitido en la comunicación de nuestra carta de referencia.

Adjuntamos en anexo carta que nos ha enviado Set Energy S.A. con los parámetros que resultaron producto del mencionado ajuste para el Área Típica N° 6, junto a los cuadros que muestran el detalle de cálculo para el VADBT.

Sin otro particular saluda muy cordialmente,

HÉCTOR BUSTOS CERDA
Gerente General
Luzparral S.A.

Viña del mar, 20 de enero del 2005
GO- 0012/2005

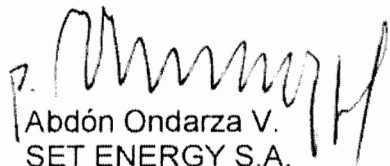
Señores
LuzParral S.A.
Aníbal Pinto 1145 - Parral
Presente

Atención: Sr. Héctor Bustos C.
Gerente General

De nuestra consideración:

En relación con nuestro informe "Estudio de Costos de los Componentes del VAD 2004 – 2008, Revisión 1, Área Típica 6", de fecha 24 de septiembre de 2004, hacemos presente a usted que para los efectos de construir la tabla de resultados que se señalan en la página final de dicho informe, es necesario el empleo de las cifras que se indican en anexo adjunto. Estas cifras guardan la debida consistencia con los parámetros de pérdidas así como con los valores agregados que se han determinado.

Sin otro particular saluda atentamente a usted,



Abdón Ondarza V.
SET ENERGY S.A.

cc: Mario Chávez, Subgerente de Regulación Chilquinta Energía
Archivo
Adj.: Lo indicado.

ANEXO A CARTA GO- 0012/2005

Tabla 9.4: Balance de Potencia y Energía Área Típica 6 (al 31/12/03)

	ENERGÍA KWh (1)	POT. MAXIMA COINCIDENTE DISTRIBUCIÓN KW(2)	POTENCIA COINCIDENTE GENERACIÓN	FACTOR DE CARGA % (4)	CODIGO
Total ingresado a distribución AT	79,794,500	17,141.2	13,678.6	53.1%	O
Pérdidas eficientes en distribución AT	1,248,733	454	333	31.4%	P
Ventas Reguladas en AT (punto 5.1)	19,540,937	3,893	2,388	57.3%	
Ventas a Clientes no regulados en AT (punto 5.1)	0	0	0		
Retiros por servidumbre de paso AT (punto 5.1)	0	0	0		
Total Retiros AT	19,540,937	3,893	2,388	57.3%	
Incobrables AT	0	38	16	0.0%	
Cobrables AT	19,540,937	3,855	2,372	57.9%	Q

Total ingresado a distribución BT	59,004,830	12,794	10,957	52.6%	R
Pérdidas en transformadores AT/BT	3,137,692	686	555	52.2%	
Pérdidas en líneas distribución BT	672,768	249	176	30.9%	
Pérdidas en empalmes	140,992	17	12	96.6%	
Pérdidas en Medidores	504,609	172	156	33.5%	
Total pérdidas en BT	4,456,061	1,123	900	45.3%	S
Ventas Reguladas en BT (punto 5.1)	54,008,683	11,554	9,943	53.4%	
Ventas a Clientes no regulados (punto 5.1)	0	0	0		
Retiros por servidumbres de paso BT (punto 5.1)	0	0	0		
Hurto Residual BT	540,087	117	114	52.7%	
Total Retiros BT	54,548,770	11,671	10,057	53.4%	
Incobrables BT	0	439	439	0.0%	
Cobrables BT	54,548,770	11,232	9,618	55.4%	T

Parámetros para la empresa modelo Área Típica 6

a) kWAT	Demanda máxima integrada coincidente usuarios AT del sistema de Distribución	16,650	Q + R
b) kWBT	Demanda máxima integrada coincidente usuarios BT del sistema de Distribución	11,232	T
c) PMPBD	Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución de BT	1.1391	R / T
d) PMPBG	Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución de BT en horas de punta de generación	1.1392	R / T
e) PMEB	Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en BT	1.0817	R / T
f) PMPAD	Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización en los sistemas de distribución de AT	1.0295	O / (Q + R)
g) PMPAG	Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en AT en horas de punta de generación	1.0262	O / (Q + R)
h) PMEA	Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en AT	1.0159	O / (Q + R)
i) kWSD	Demanda máxima integrada, coincidente, ingresada al sistema de distribución	17,141	O