



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS ESTUDIOS DE VALORES AGREGADOS DE
DISTRIBUCIÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

MATÍAS PÉREZ RODRÍGUEZ

SANTIAGO DE CHILE

ABRIL 2011



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS ESTUDIOS DE VALORES AGREGADOS DE
DISTRIBUCIÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

MATÍAS PÉREZ RODRÍGUEZ

PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO PÉREZ DEL RÍO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO
GUILLERMO JIMÉNEZ

SANTIAGO DE CHILE

ABRIL 2011

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: MATÍAS PEREZ RODRÍGUEZ
FECHA: 25 de MAYO 2011
PROF. GUÍA: Sr. GUILLERMO PEREZ DEL RIO

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS ESTUDIOS DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN”

En el presente trabajo de título se comparan los diferentes estudios de costos mediante los cuales la autoridad competente determina los Valores Agregados de Distribución (VAD), según establece el Artículo 182° del DFL N°4 de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos.

Los estudios del VAD, deben determinar costos estándares de inversión, operación, mantención y administración para definir el dimensionamiento de una empresa modelo con políticas de eficiencia en la gestión de costos y que opere en el país. La entidad modelo resultante, deberá abastecer a todos los suministros de la zona de concesión de la empresa de referencia y debe cumplir con los estándares de calidad establecidos por la normativa vigente. La Ley establece que la CNE debe contratar un estudio por área típica, y que las empresas también pueden hacerlo. Si estas optan por hacerlo, el VAD definitivo se determinará ponderando por 2/3 los valores del estudio encargados por la Comisión y por 1/3 los resultados encargados por las empresas.

Los resultados históricos de los procesos de fijación que se han realizado hasta la fecha, muestran la existencia de diferencias de los VAD entre los estudio encargados por la Comisión y por las empresas, discrepancias tanto a nivel global como a nivel de componentes.

El objetivo principal del trabajo consiste en lograr establecer los orígenes de las diferencias que presentaron los estudios de Valores Agregados de Distribución realizados en el último proceso de tarificación (2008), para las 6 áreas de distribución típicas.

Se realizó un análisis crítico de las diferencias entre los resultados de los estudios elaborados por los consultores de la CNE y los obtenidos por los consultores contratados por las empresas distribuidoras. Se analizaron tanto los VADs globales como sus componentes, y también las metodologías con que estas fueron determinadas; además, se fue verificando si es que los consultores seguían adecuadamente el cumplimiento de las Bases que la CNE publicó previamente a la realización de los estudios, las cuales normaron la forma como los consultores debieron diseñar la empresa modelo. Además se analizó críticamente las Bases, concluyéndose que ellas también contribuyen a generar diferencias de VAD.

A partir de los análisis de datos, se constató que a nivel de ingresos totales que se obtienen utilizando las componentes del VAD, es decir, considerando la anualidad de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento y las pérdidas, las diferencias que se advierten son distintas y varían según el área típica. En efecto, la diferencia mínima es de 27%, para el área 1 y de 125% para el área 3.

Finalmente, se resalta, como una conclusión global que, en general, no es posible establecer con certeza el origen de todas las diferencias, ya que el contenido de los informes de los consultores de las empresas y CNE, tienen distintas formas de presentación, de formato y de detalles y se constató que en algunos casos no se siguió con rigurosidad lo establecido en las Bases Técnicas.

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a mis queridos padres, Mané y Wágner quienes constantemente han confiado en mí, y me han apoyado siempre. Con su esfuerzo, me han entregado todo lo que he necesitado para poder desarrollarme como profesional y crecer como persona. Pero principalmente, quiero darles las gracias por el amor que me han entregado, por sus palabras de aliento en cada momento difícil, y por darme su amistad, han sido mi principal apoyo en todas las etapas de mi vida.

A mis hermanos Maximiliano e Ignacio por ser grandes amigos, incondicionales. Gracias por ser grandes personas, darme excelentes consejos y siempre estar a mi lado. Me han demostrado invariablemente que quieren lo mejor para mí. Los quiero mucho.

A María José Brevis, mi inseparable compañera en casi toda mi vida como alumno de la universidad, con su amor siempre me incentivo a seguir adelante y a dar lo mejor de mí. No solamente ha sido uno de mis principales pilares en el desarrollo de este trabajo, también en mi vida personal. Ha sido mi brazo derecho, mi mejor amiga, por eso y mucho más te agradezco.

A todos mis amigos que de una u otra forma han influido en mi formación profesional y personal. En especial, quisiera destacar a Nicolás Hernández, un gran amigo que la Universidad me permitió conocer y con quienes dimos los primeros pasos de lucha para seguir adelante. También quiero agradecer a Camilo Viciani, puesto que juntos logramos vencer todos los obstáculos que la especialidad nos puso en frente, y que en innumerables ocasiones esta logró hacernos caer, pero que finalmente gracias a nuestro esfuerzo apoyada en la gran amistad que desarrollamos, pudimos levantarnos mutuamente.

Cómo no agradecer a todos mis amigos de Chillán, Gustavo, Ismael, Nicolás, Carmen, Tomás, David, Juan Jesús, quienes han sido fundamentales en mi desarrollo como persona, y con quienes he vivido grandes momentos que espero recordar por siempre. También a los amigos que he conocido en Santiago quienes también me han dado muchas alegrías y apoyo cuando ha sido necesario, gracias Chi Wui, Christian, Moncho, Fernanda, Felipe Y Pamela. Muchas gracias a todos mis queridos amigos.

A cada uno de las personas de la gerencia de regulación de Chilectra en especial a Cristina, Pablo, Tomás, por soportar mis innumerables preguntas y acogerme de tan buena manera. Pero especialmente quisiera agradecer a Daniel Gómez quien fue un gran apoyo en el desarrollo de la memoria, puesto que en reiteradas ocasiones reviso mi trabajo, me orientó y corrigió mis errores, siempre aconsejándome nuevas directrices de desarrollo. Muchas gracias Daniel.

Finalmente a mi profesor guía, don Guillermo Pérez del Río, quien hizo posible que yo realizaré este trabajo de memoria. Adquirió un gran nivel de compromiso, pues revisó mi trabajo en reiteradas ocasiones y me oriento para el correcto desarrollo. Muchas gracias por compartir su gran experiencia conmigo, sus consejos y conocimientos fueron los que finalmente le dieron forma a este trabajo.

ÍNDICE.

<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	7
ÍNDICE DE TABLAS	8
1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	11
1.1 <i>Introducción</i>	11
1.2 <i>Objetivo General</i>	12
1.3 <i>Objetivos Específicos</i>	12
1.4 <i>Alcances</i>	13
2 CAPÍTULO II: ANTECEDENTES	14
2.1 <i>Mercado Eléctrico Chileno</i>	14
2.1.1 <i>Introducción</i>	14
2.1.2 <i>Generación</i>	14
2.1.3 <i>Transmisión</i>	15
2.1.4 <i>Distribución</i>	16
2.1.5 <i>Institucionalidad</i>	18
2.1.5.1 <i>Ministerio de Energía</i>	18
2.1.5.2 <i>Comisión Nacional de Energía, CNE</i>	19
2.1.5.3 <i>Superintendencia de Electricidad y Combustibles</i>	19
2.1.5.4 <i>Centro de Despacho Económico de Carga</i>	19
2.1.5.5 <i>Panel de Expertos</i>	20
2.1.6 <i>Normativas del sector</i>	21
2.1.6.1 <i>Ley General de Servicios Eléctricos</i>	21
2.1.6.2 <i>Ley 18.410</i>	21
2.1.6.3 <i>Decreto Supremo °327</i>	21
2.1.6.4 <i>Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio</i>	21
2.1.6.5 <i>Decreto de fijación de los Valores Agregados de Distribución</i>	21
2.1.6.6 <i>Decreto de peajes de distribución</i>	22
2.1.6.7 <i>Decreto de precios de nudo y precios promedio</i>	22
2.2 <i>Regulación de la distribución</i>	23
2.2.1 <i>Resumen del Proceso</i>	24
2.2.2 <i>Valor Agregado de Distribución</i>	24
2.2.3 <i>Descripción y bases del VAD</i>	27
2.2.4 <i>Empresa modelo</i>	29
2.2.5 <i>Áreas de distribución típicas</i>	30
2.2.5.1 <i>Criterios de tipificación de Áreas Típicas de Distribución</i>	30
2.2.6 <i>Componentes del VAD</i>	33
2.2.6.1 <i>Costos fijos</i>	33
2.2.6.2 <i>Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en P y E</i>	34
2.2.6.3 <i>Costos de operación y mantención</i>	35
2.2.6.4 <i>Costos de las instalaciones</i>	35
2.2.6.5 <i>Costos estándares de inversión, mantención y operación</i>	36
2.2.7 <i>Tarifas de distribución</i>	37

2.3	<i>Proceso de tarificación 2008-2012.</i>	38
2.3.1	Cronograma del proceso de tarificación.	39
3	CAPÍTULO III. ANÁLISIS.	40
3.1	<i>Metodología.</i>	40
3.2	<i>Resultados de estudios, proceso tarifario 2008-2012.</i>	42
3.2.1	Costos fijos.	42
3.2.2	Costos por distribución.	43
3.2.3	Resultados de los balances de energía y potencia.	45
3.3	<i>Valores Absolutos de empresas modelo.</i>	46
3.3.1	Comparación de costos absolutos.	47
3.3.1.1	Comparación de los Cargos Fijos.	47
3.3.1.2	Comparación de resultados de balances de energía y potencias.	48
3.3.1	Comparación de los COyM.	49
3.3.2	Comparación del aVNR.	53
3.4	<i>Comparación de los costos unitarios componentes del VAD.</i>	56
3.4.1	Diferencias totales del VAD.	56
3.4.2	Comparación de Cargos Fijos.	58
3.4.3	Comparación de resultados de balances de energía y potencias.	60
3.4.4	Comparación de los costos unitarios de Operación y Mantenimiento.	64
3.4.5	Comparación de costos unitarios de los VNR.	69
3.4.6	Comparación del VAD.	72
3.4.7	Diferencias por actividad SEC y agrupación de costos.	75
3.4.7.1	Diferencias de los Costos de Explotación.	75
3.4.7.2	Diferencias de los VNR.	79
3.5	<i>Análisis de los Costos de explotación, área 1.</i>	83
3.5.1	Comparación de las estructura organizativa.	84
3.5.1.1	Metodologías de diseño.	85
3.5.1.2	Comparación de procesos, actividades y funciones de las E.M.	85
3.5.1.3	Estructuras Organizacionales definidas.	86
3.5.1.4	Comparación de las remuneraciones.	89
3.5.2	Servicios contratados a terceros.	95
3.5.2.1	Metodologías utilizadas.	95
3.5.2.2	Servicios encargados a terceros.	97
3.5.2.3	Comparación de costos.	100
3.5.3	Comparación del dimensionamiento de COYMA de las Redes.	102
3.5.3.1	Metodologías de diseño.	102
3.5.3.2	Dimensionamientos de actividades, cuadrillas y equipamiento.	103
3.5.3.3	Dimensionamiento de costos de vehículos.	107
3.5.4	Comparación de otros gastos.	109
3.5.5	Resumen de costos de Explotación.	111
3.6	<i>Análisis del VNR, área 3.</i>	112
3.6.1	Introducción.	113
3.6.2	Metodología de diseño.	113
3.6.2.1	Metodología consultor GTD.	113
3.6.2.2	Metodología consultor Synex.	114
3.6.2.3	Modelo PECO.	115
3.6.3	Comparación de nivel de tensión.	116
3.6.4	Comparación de las instalaciones.	117
3.6.4.1	Comparación de instalaciones AT.	118

3.6.4.2	Comparación de instalaciones de subestaciones de distribución.	120
3.6.4.3	Comparación instalaciones BT.....	121
3.6.4.4	Comparación Bl.	122
3.6.5	Comparación de los balances de energía y potencia.	123
4	CAPITULO IV: CONCLUSIONES.	126
4.1	<i>Diferencias globales.....</i>	<i>126</i>
4.2	<i>Observaciones del proceso 2008-2012.....</i>	<i>128</i>
4.3	<i>Propuestas y futuros análisis.</i>	<i>130</i>
5	CAPITULO V: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	132
A.	ANEXOS.....	133
A.1.1	<i>Fórmulas tarifas, explicación y determinación de sus parámetros.....</i>	<i>133</i>
A1.1	Opciones Tarifarias.	143
A.1.2	<i>Cargos tarifarios.....</i>	<i>145</i>
A2.	<i>Análisis de influencias del VAD.</i>	<i>149</i>
A2.1	Influencia del VAD sobre las tarifas.	149
A2.2	Influencia del VAD según nivel de tensión en la tarifa.	153

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 3.1:	Comparación del COyMAT de las 6 áreas típicas.	50
Figura 3.2:	Comparación del COyMBT de las 6 áreas típicas.	51
Figura 3.3:	Comparación del COyM de las 6 áreas típicas.	52
Figura 3.4:	Comparación del aVNR AT de las 6 áreas típicas.	53
Figura 3.5:	Comparación del aVNR BT de las 6 áreas típicas.	54
Figura 3.6:	Comparación del aVNR de las 6 áreas típicas.	55
Figura 3.7:	Diferencias de ingresos de estudios.	57
Figura 3.8:	Comparación del CFE de las 6 áreas típicas.	59
Figura 3.9:	Comparación del CFD de las 6 áreas típicas.	59
Figura 3.10:	Comparación del CFH de las 6 áreas típicas.	59
Figura 3.11:	Diferencia porcentual del kWAT para las 6 áreas típicas.	61
Figura 3.12:	Diferencia porcentual del kWBT para las 6 áreas típicas.	62
Figura 3.13:	Diferencias porcentuales de las pérdidas para las 6 áreas.	63
Figura 3.14:	Comparación de los koymbt para las 6 áreas.	65
Figura 3.15:	Comparación de los koymat para las 6 áreas.	67
Figura 3.16:	Comparación de koymsd para las 6 áreas.	67
Figura 3.17:	Comparación de costos unitarios de OyM por cliente para las 6 áreas.	68
Figura 3.18:	Comparación de los costos unitarios VNRAT para las 6 áreas típicas.	69
Figura 3.19:	Comparación de los costos unitarios VNRBT para las 6 áreas típicas.	70
Figura 3.20:	Comparación de los costos unitarios VNR para las 6 áreas típicas.	72
Figura 3.21:	Comparación del VADBT de las 6 áreas típicas.	73
Figura 3.22:	Comparación del VADAT de las 6 áreas típicas.	74
Figura 3.23:	Porcentajes de diferencias de los ítems de costos de explotación de los estudios.	77
Figura 3.24:	Diferencias Costos de Explotación para las 6 áreas según actividades SEC.	78
Figura 3.25:	Porcentajes de diferencias de los ítems del VNR de los estudios.	80
Figura 3.26:	Diferencias porcentuales de actividades SEC del VNR en las 6 áreas.	83
Figura 3.27:	Organigrama de EM diseñado por consultor CNE.	88

Figura 3.28: Organigrama de EM diseñado por consultor Chilectra.	88
Figura 3.29: Gráficos comparativo de remuneraciones anuales totales.	90
Figura 3.30: Gráfico comparativo de los costos unitarios anuales.	91
Figura 3.31: Gráfico de remuneraciones promedio mensual por nivel.	93
Figura 3.32: Comparación de Costos de Personal Propio.	94
Figura 3.33: Comparación de costos de S.C.T. según actividad SEC.	101
Figura 3.34: Gráfico de tiempos de traslado.	109
Figura 3.35: Comparación de Otros Costos de OYM según actividades SEC.	110
Figura 3.36: Comparación de Otros Costos de Clientes según actividades SEC.	111
Figura 3.37: Comparación de Costos de Explotación.	112

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 2.1. Empresas de referencia por Área Típica de Distribución, proceso de fijación 2008.	32
Tabla 2.2: Listados de las consultoras de las empresas para cada área.	38
Tabla 3.1: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 1.	42
Tabla 3.2: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 2.	42
Tabla 3.3: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 3.	43
Tabla 3.4: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 4.	43
Tabla 3.5: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 5.	43
Tabla 3.6: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 6.	43
Tabla 3.7: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 1.	44
Tabla 3.8: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 2.	44
Tabla 3.9: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 3.	44
Tabla 3.10: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 4.	44
Tabla 3.11: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 5.	44
Tabla 3.12: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 6.	44
Tabla 3.13: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 1.	45
Tabla 3.14: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 2.	45
Tabla 3.15: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 3.	45
Tabla 3.16: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 4.	46
Tabla 3.17: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 5.	46
Tabla 3.18: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 6.	46
Tabla 3.19: Comparación de CEXAC.	48
Tabla 3.20: Comparación de los COyMAT para las 6 áreas.	50
Tabla 3.21: Comparación de los COyMBT para las 6 áreas.	52
Tabla 3.22: Comparación de los COyM para las 6 áreas.	53
Tabla 3.23: Comparación del aVNR AT para las 6 áreas.	54
Tabla 3.24: Comparación de aVNR BT para las 6 áreas.	55
Tabla 3.25: Comparación de aVNR total para las 6 áreas.	55
Tabla 3.26: Comparación de ingresos totales anuales de cada estudio.	57
Tabla 3.27: Comparación de los costos fijos.	60
Tabla 3.28: Influencia de los KWAT sobre los CDAT.	62
Tabla 3.29: Influencia de los KWBT sobre los CDBT.	62
Tabla 3.30: Diferencias porcentuales de las pérdidas entre estudios para las 6 áreas.	63
Tabla 3.31: Valores absolutos de las pérdidas de ambos estudios para las 6 áreas.	64
Tabla 3.32: Comparación de los koymbt (COyMBT/kWBT) para las 6 áreas.	65
Tabla 3.33: Comparación de los koymat (COyMAT/kWAT) para las 6 áreas.	67
Tabla 3.34: Comparación de los koymd (COyM/kWSD) para las 6 áreas.	68
Tabla 3.35: Comparación de los COyM/Cliente para las 6 áreas.	69
Tabla 3.36: Comparación de los kiatt para las 6 áreas.	70
Tabla 3.37: Comparación de los kibt para las 6 áreas.	71
Tabla 3.38: Comparación de los kisd para las 6 áreas.	72
Tabla 3.39: Comparación de VADBT.	73
Tabla 3.40: Diferencias porcentuales del VAD para las 6 áreas típicas.	75

Tabla 3.41: Listado de actividades SEC	79
Tabla 3.42: Desglose de costos de explotación.	84
Tabla 3.43: Criterios de homologación de cargos.....	89
Tabla 3.44: Dotación de Personal Propio.	90
Tabla 3.45: Remuneraciones de Personal Propio Anual.....	90
Tabla 3.46: Comparación de remuneraciones unitarias	91
Tabla 3.47: Sueldos Promedios Mensuales.	92
Tabla 3.48: Comparación de Costos de Personal Propio según actividades SEC.	93
Tabla 3.49: Actividades externalizadas por el consultor de Chilectra.....	98
Tabla 3.50: Costos asociados a contrato de Mantenimiento de Red	98
Tabla 3.51: Criterios de asignación a actividades SEC de SYSTEP.	99
Tabla 3.52: Comparación de costos de S.C.T. según actividad SEC.....	101
Tabla 3.53: Diferencias porcentuales de los S.C.T. según actividades SEC.....	101
Tabla 3.54: Dotación de Personal Externo en actividades relacionadas con redes subterráneas.	102
Tabla 3.55: Actividades de OyM de la Red.	103
Tabla 3.56: Costos unitarios finales anuales de equipamiento de cuadrillas SYSTEP.	106
Tabla 3.57: Costos unitario de equipamiento de cuadrillas SYNEX.....	106
Tabla 3.58: Costos Anuales de Vehículos.	108
Tabla 3.59: Tiempos de traslado de vehículos.....	108
Tabla 3.60: Otros Gastos propuestos por SYSTEP.....	109
Tabla 3.61: Comparación de Otros Costos según Actividades SEC	110
Tabla 3.62: Costos de explotación determinados por Consultores.	111
Tabla 3.63: Comparaciones de instalaciones AT, áreas 3.....	118
Tabla 3.64: Resultados y diferencias de las subestaciones.	120
Tabla 3.65: Resultados y diferencias de las instalaciones BT.	122
Tabla 3.66: Precios promedio unitario.	122
Tabla 3.67: Resultados y diferencias de los Bienes Muebles e Inmuebles.....	123
Tabla 3.68: Comparación de balances de energía y potencia área 3.....	124
Tabla 3.69: Comparación de las diferencias globales de energía, potencia y pérdidas.	125
Tabla A.1: Cargos de tarifa BT1a.....	133
Tabla A.2: Cargos de tarifa BT1b.....	133
Tabla A.3: Cargos de tarifa BT2.....	134
Tabla A.4: Cargos de tarifa BT2.....	134
Tabla A.5: Cargos tarifa BT4.1.....	134
Tabla A.6: Cargos tarifa BT4.2.....	134
Tabla A.7: Cargos tarifa BT4.3.....	135
Tabla A.8: Cargos tarifa AT2.	135
Tabla A.9: Cargos tarifa AT3.	135
Tabla A.10: Cargos tarifa AT4.1.....	136
Tabla A.11: Cargos tarifa AT4.2.....	136
Tabla A.12: Cargos tarifa AT4.3.....	136
Tabla A.13: Costos de Distribución Base.	139
Tabla A.14: Parámetros de indexación de AT.....	139
Tabla A.15: Parámetros de indexación de BT.....	139
Tabla A.16: Factor de correlación por aporte de terceros.....	139
Tabla A.17: Índices económicos aplicados.	139
Tabla A.18: Factores de asignación de VAD y Cargos Fijos sectorizados.	140
Tabla A.19: Factor de reasignación y de corrección por reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.....	140
Tabla A.20: Cargos fijos base según medidores.	141
Tabla A.21: Parámetros de indexación de los cargos fijos bases.....	141
Tabla A.22: Números de horas de uso.	142
Tabla A.23: Factores de coincidencia en baja y alta tensión.	143
Tabla A.24: Factores de expansión de pérdidas.	143
Tabla A.25: VAD sobre tarifa BT1.	150

<i>Tabla A.26: VAD sobre tarifa BT3 P.P.</i>	<i>151</i>
<i>Tabla A.27: VAD sobre tarifa AT4.3.</i>	<i>153</i>

1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.

1.1 Introducción.

La distribución de electricidad en Chile, es realizada por diversas empresas concesionarias de servicio público. Si bien la Ley permite la superposición de concesiones, en la práctica la gran mayoría de ellas posee una zona de concesión específica, que constituye una zona geográfica en la cual prestan el servicio de distribución de electricidad a clientes finales de forma exclusiva, formando un monopolio natural. Dada esta característica, la Ley establece que el precio que deben cobrar a sus clientes debe ser regulado de forma tal que se simule un mercado de tarifas de distribución competitivas. El ente encargado de regular el sector es la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE o Comisión, y el ente fiscalizador es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante SEC.

El artículo 147° de la Ley, establece qué suministros están sujetos a regulación de precios. Dentro de este grupo de suministros, se encuentran los clientes finales de distribución con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW. El artículo 182° de la Ley, establece qué componentes definen el valor agregado de distribución y el artículo 183° define el mecanismo en que se determinarán dichas componentes.

Para determinar las componentes del Valor Agregado de Distribución, las empresas concesionarias de distribución son agrupadas por la CNE en áreas típicas, utilizando como criterios de agrupación la conformación de diversos índices, construidos a partir de los costos de explotación y de Valor Nuevo de Reemplazo fijados por la SEC y además, de los datos físicos de demanda y de las redes de las diferentes empresas. Éstos corresponden a inversión, operación y mantenimiento, administración, ventas y pérdidas de energía y potencia. Durante los últimos periodos de fijación, fueron establecidas 6 áreas típicas.

La regulación de tarifas establece que para cada una de las áreas típicas, se efectúan dos estudios, uno por parte de la CNE, de carácter obligatorio, y otro por parte de las empresas, de carácter optativo. Para el desarrollo de ambos estudios, la CNE debe previamente emitir los términos de referencia a los que se deben ceñir los consultores. Son las denominadas Bases Técnicas.

Las Bases Técnicas establecen los principales criterios económicos y técnicos, además de las consideraciones necesarias para el dimensionamiento de una empresa modelo que cumpla

óptimamente con la relación costo-eficiencia, ateniéndose a la normativa vigente y asegurando la calidad de servicio, suministro y atención al cliente.

El estudio, que se basa en una empresa de referencia¹ de cada área típica, consiste en determinar costos estándares de inversión, operación, mantenimiento y administración para una empresa con políticas de eficiencia en la gestión de costos que opera en el país. La empresa resultante deberá abastecer a todos los suministros de la zona de concesión de la empresa de referencia, cumpliendo los estándares de calidad establecidos en la normativa vigente.

El resultado de los estudios corresponde a costos fijos por conceptos de administración, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión operación y mantenimiento. El final del proceso de cálculo del valor agregado de distribución consiste en ponderar el resultado de los estudios, siendo 2/3 el ponderador de la CNE y 1/3 el de la empresa. La diferencia que históricamente se ha verificado en los resultados de estos estudios es donde se centra y se motiva el desarrollo de esta memoria.

Con posterioridad al cálculo de los Valores Agregado de Distribución, la CNE entrega las formulas tarifarias al Ministerio de Energía y es este último quien las fija publicándolas en el Diario Oficial.

1.2 Objetivo General.

El objetivo general del trabajo consiste en identificar los orígenes de las diferencias que presentaron los estudios de Valores Agregados de Distribución realizados en el último proceso de tarificación (2008) para las 6 áreas de distribución típicas.

1.3 Objetivos Específicos.

Analizar los diferentes criterios utilizados y fundamentalmente centrarse en los resultados que se obtuvieron de los estudios efectuados por las empresas consultoras.

Específicamente comparar los diseños de las empresas modelos enfocando el análisis en:

- Comparación de los Costos de explotación comercial y técnica, específicamente en los diseños de esquemas y modelos de mantención y operación del sistema.
- Comparación de los dimensionamiento de las instalaciones.

¹ Como empresa de referencia se considera a una de las empresas que se incluyen en el área típica correspondiente.

- Comparación general y específica del diseño organizacional y outsourcing.
- Determinación de los diferentes costos (pérdidas medias en energía y potencia, precios unitarios, atención al cliente, inversiones, servidumbres, etc....)
- Evaluación de los resultados finales de valores agregados de distribución.

1.4 Alcances.

Este estudio de memoria se contextualiza sobre el proceso de fijación tarifario 2008-2012, efectuado precisamente el año 2008 para las diferentes áreas típicas en las cuales se agrupan las diferentes distribuidoras eléctricas de Chile.

2 CAPÍTULO II: ANTECEDENTES

2.1 Mercado Eléctrico Chileno.

2.1.1 Introducción.

El mercado eléctrico chileno hoy en día está compuesto por tres negocios de activos, los que se identifican como Generación, Transmisión y Distribución.

Este trabajo se centrará en el negocio de distribución. Sin embargo para poder contextualizarnos, se desarrollarán en lo que sigue reseñas descriptivas del mercado en general, donde principalmente se describirán los 3 negocios mencionados, las normativas correspondientes abarcando la Ley General de Servicios Eléctricos, y otros cuerpos normativos relacionados.

Además se describirán los organismos que conforman la institucionalidad del sector, principalmente el Ministerio de Energía, la CNE, la SEC y los Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs).

Posteriormente de haber realizado las descripciones señaladas, donde se pretendió explicar genéricamente el mercado eléctrico, se enfocarán los tópicos de la contextualización en el negocio de distribución, específicamente en la forma en que éste es regulado.

2.1.2 Generación.

Corresponde al sector del mercado eléctrico encargado de la producción de la electricidad, el cual está compuesto en su totalidad por entidades privadas, quienes se encargan de realizar esta función a través de diferentes centrales construidas acorde con las características geográficas y recursos naturales disponibles, también a partir de los factores económicos y tecnologías que se presenten en el país.

En Chile esta actividad es realizada principalmente mediante centrales hidráulicas y térmicas. En respuesta a los cambios normativos recientes y a las crecientes exigencias en materia de responsabilidad ambiental, las empresas se han visto en la necesidad de introducir generación a partir de energías renovables no convencionales, principalmente la Eólica.

La actividad de generación se realiza a través de una coordinación de la operación de las diversas centrales, buscando asegurar el abastecimiento a mínimo costo, para lo cual existen

entidades encargadas de realizar esta función, denominadas Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs).

En este segmento, se identifican 3 mercados propios del sector, los cuales se presentan a continuación:

- a) Mercado de clientes libres: Mercado de abastecimiento hacia clientes específicos que puedan optar a establecer un contrato directo con las generadoras, donde el precio fijado es a través de un acuerdo entre ellos. Como cliente libres se considera a quienes poseen una demanda superior a 2000 kW. También pueden optar a ser clientes libres aquellos cuyas demandas están entre 500 y 2000 kW.
- b) Mercado de empresas distribuidoras: Hasta diciembre de 2009, el mercado entre estas dos partes era uno en que el precio de compra-venta correspondía al precio de nudo que la autoridad fijaba cada 6 meses. A partir de año 2010, y en virtud de la denominada Ley Corta II, los precios son el resultado de licitaciones. Estas licitaciones deben cumplir con ser públicas, abiertas, no discriminatorias, transparentes y las ofertas deben ser de conocimiento público, tal como lo presenta el Artículo N° 131 de la Ley.
- c) Mercado Spot: Mercado en el cual la empresas generadoras pueden comercializar sus excedentes de energía, al precio Spot correspondiente al costo marginal horario y los de potencia al precio de nudo de la potencia.

2.1.3 Transmisión.

Corresponde al sector del mercado eléctrico encargado del transporte de la electricidad desde el punto de generación hacia los puntos de consumo o distribución. Su composición queda determinada por las líneas y subestaciones utilizadas para realizar aquella función que cumplan con voltaje o tensión superior a 23 kV.

Motivo de sus grandes economías de escala, la transmisión se considera un monopolio natural encargado de realizar un servicio público concesionado, que debe aceptar la imposición de servidumbres de parte de las generadoras, por lo que se dice que es de libre acceso. Dada su característica de servicio público monopólico, las instalaciones de los sistemas de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, debiendo los usuarios efectuar un pago que es regulado por el Estado.

Dentro de su mercado se distinguen 3 sectores:

Sistema de transmisión troncal: Correspondiente al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas principales, de tensiones nominales igual o superiores a 220 kV, en los cuales sus flujos según sus tramos pueden ser bidireccionales y no son atribuidos a clientes específicos, o a grupos de centrales, sino que a la totalidad de la demanda.

Sistemas de subtransmisión: Constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que, dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Sistemas adicionales: Constituidos por las instalaciones de transmisión destinadas esencialmente al suministro de usuarios no sometidos a regulación de precios, y además por instalaciones cuyo objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

En las tarifas a clientes finales se incorporan recargos por el uso de las redes troncales y de subtransmisión. El primero se traduce en un cargo único por el uso del sistema troncal y para subtransmisión como un peaje.

2.1.4 Distribución.

Por definición legal, se entiende como Distribución a toda línea eléctrica que transmite a 23 kV o menos, donde sus sistemas están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos destinados a prestar el servicio público de distribuir la electricidad hasta consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada, a la que se denomina área de concesión.

Dentro de las obligaciones de las empresas distribuidoras se encuentra la de proporcionar suministro a sus clientes a un precio regulado, y cumpliendo con las exigencias de calidad de servicio y suministro. Por otro lado, las empresas concesionarias tienen el derecho de hacer uso de la vía pública para construir, operar y mantener las instalaciones necesarias y a cobrar una tarifa regulada fijada por la autoridad.

Actualmente existen 28 empresas de distribución y 8 cooperativas, por lo cual hay 36 concesiones de Distribución dispersas a lo largo y ancho del país.

El negocio de la distribución tiene como objetivo la venta de Energía y Potencia según el tipo de cliente que corresponde, quienes, a modo general, pueden ser clasificados en dos tipos;

clientes libres y clientes regulados, como lo establece el artículo 147 de la Ley, el que se reproduce a continuación:

“Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican:

1.- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2000 kilowatts, ubicados en la zona de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria,

2.- Los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas concesionarias de servicio público que, mediante resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, dictada a solicitud de la Superintendencia o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.

Los suministros que se refieren al punto 1 podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- Cuando se trate de un servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio, enmarcados por el inciso segundo del artículo 130 que establece que en los sistemas cuyo tamaño es inferior o igual a 1500 kilowatts en capacidad instalada de generación, la calidad de servicio será establecida de común acuerdo entre el concesionario y la municipalidad respectiva.
- Cuando el momento de carga ² del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro
- Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.”

Los clientes regulados poseen una serie de opciones tarifarias a las cuales pueden optar libremente aceptando las condiciones y limitaciones que éstas establezcan dentro del nivel de

²Momento de carga corresponde al producto de la potencia conectada del usuario y de la distancia entre el punto de empalme y la subestación de distribución.

tensión que les correspondan. Las empresas distribuidoras están obligadas a aceptar la opción tarifaria escogida por el cliente. El documento vigente que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, para el período noviembre de 2008 a octubre de 2012, es el Decreto N° 385 (E) de 2009.

2.1.5 Institucionalidad.

Dentro del mercado eléctrico existen una serie de organismos encargados de regular, fiscalizar, coordinar y entregar las normativas y leyes con las cuales deben desempeñarse los integrantes del mercado.

2.1.5.1 Ministerio de Energía.

El Ministerio de Energía es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.

Su objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Dentro de sus funciones se destacan:

a) Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía.

b) Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector.

c) Elaborar, coordinar, proponer y dictar según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sea necesario dictar para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general.

d) Velar por el efectivo cumplimiento de las normas sectoriales, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los organismos en ella mencionados, a los que deberá impartir instrucciones, pudiendo delegar las atribuciones y celebrar con ellos los convenios que sean necesarios.

f) Cumplir las demás funciones y tareas que las leyes o el Gobierno le encomienden concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector energía.

2.1.5.2 Comisión Nacional de Energía, CNE.

La CNE es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía.

El objetivo principal es analizar tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

La CNE es quien dictamina las Bases Técnicas de los estudios de los Valores Agregados de Distribución y realiza la tipificación de las áreas típicas, y responde a las observaciones efectuadas por las empresas. También es quien establece el listado de consultoras que pueden realizar los estudios y contratar a uno de ellos para encargárselo. Además, en caso que las empresas contraten un estudio, es quien recibe sus resultados y pondera sus valores con los de su estudio para la obtención final de las componentes de los Valores Agregados de Distribución. Finalmente es quien presenta una propuesta de fijación de tarifas al Ministerio de Energía.

2.1.5.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

Para ello fiscaliza y supervigila el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias, y de normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones, y que las operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o sus cosas.

Con respecto a los estudios de componentes del Valor Agregado de Distribución, la SEC es quien fija los valores nuevos de reemplazo y los costos de explotación, a partir de los informes auditados que sobre estos ítems entregan las empresas.

2.1.5.4 Centro de Despacho Económico de Carga.

El Centro de Despacho Económico de Carga es un ente creado para la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Los CDECs están integrados por todas aquellas empresas de generación, transmisión y consumidores de precio no regulado (clientes libres) que cumplen con los requisitos establecidos por la Ley. Y se diferencian entre ellos según el sistema al cual corresponden. A lo largo de Chile existen 4 sistemas eléctricos aislados entre sí, correspondientes a:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental.
- Sistema Interconecto Central el cual comprende el área ubicada desde la rada de Paposo por el norte (en la II Región) y la localidad de Quellón por el sur, en la isla de Chiloé (X Región), cubriendo cerca del 93% de la población de la República de Chile.
- Sistema Aysén
- Sistema Magallanes

Solo los 2 primeros poseen CDEC. Los dos últimos son sistemas medianas y que están verticalmente integrados.

2.1.5.5 Panel de Expertos.

Órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la Ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas sometan a su conocimiento.

Se considera adecuado destacar que la fijación de tarifas de distribución no es de las discrepancias que son sometidas a este panel.

2.1.6 Normativas del sector.

2.1.6.1 Ley General de Servicios Eléctricos.

Ley General de Servicios Eléctricos correspondiente al Decreto con Fuerza de Ley N° 4, denominado D.F.L N° 4, Ley o LGSE y corresponde al D.F.L. N° 1 (1982) refundido con las leyes Cortas I y II. Su fecha de publicación corresponde al 12 de mayo de 2006, y tal como dictamina el artículo 1°, su ámbito de acción es: la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias.

2.1.6.2 Ley 18.410.

Ley que dictamina la creación Superintendencia de Electricidad y Combustibles y define todas las facultades, funciones, características y objetivos que esta institución posee.

2.1.6.3 Decreto Supremo °327.

Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado por el Ministerio de Minería en el año 1997.

2.1.6.4 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

El objetivo general de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio es de establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados.

En esta norma técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Centro de Despacho Económico de Carga de cada sistema interconectado.

2.1.6.5 Decreto de fijación de los Valores Agregados de Distribución.

Cada proceso de fijación de tarifas de distribución queda plasmado en un decreto. En aquel documento se definen las tarifas para cada tipo de cliente regulado, y poseerá una vigencia de cuatro años. Además, en el decreto se presentan los resultados obtenidos a partir de las ponderaciones de los estudios de los Valores Agregados de Distribución, las fórmulas de indexación además de otros factores y parámetros necesarios para poder calcular cualquiera de las tarifas presentadas.

El documento vigente, Decreto N° 385, fue publicado en abril de 2009, con aplicación retroactiva a noviembre de 2008. Este decreto se mantendrá vigente hasta octubre del 2012.

2.1.6.6 Decreto de peajes de distribución.

Cada vez que se fijan las tarifas de distribución se fijan también los peajes de distribución mediante un decreto. Estos peajes corresponden al pago mensual que debe efectuar un usuario o cliente no sometido a regulación de precios por concepto del servicio de transporte de electricidad al hacer uso de las instalaciones de la concesión de distribución. El decreto vigente corresponde al N° 79 y fue publicado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el año 2009, con aplicación retroactiva a noviembre de 2008.

2.1.6.7 Decreto de precios de nudo y precios promedio.

a) Precio de Nudo de Corto Plazo.

Corresponden a los precios determinados semestralmente por la CNE, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), y sus valores son determinados a partir de lo siguiente.

- Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio;
- Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima

anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

b) Precios de Nudo Promedio.

Aplicados desde el 1 de enero de 2010, corresponde al promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.
- Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP) y potencia de punta (PNPCP): son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año en virtud del Artículo 160° de la Ley.

Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:

1. Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
2. Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
3. Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

2.2 Regulación de la distribución.

Dado el carácter monopólico que poseen las empresas concesionarias que cumplen con el rol de distribución, la Ley establece que la tarifa percibida por el cliente final debe ser fijada a través de un proceso regulado. Según lo dictaminado en el artículo 155 inciso segundo de la Ley, la tarifa a nivel de distribución debe ser calculada sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, además el cargo único por concepto de uso del sistema troncal y finalmente de un valor agregado por concepto de costos de distribución, en adelante VAD, que es precisamente en donde se focaliza el alcance y objetivo de esta memoria.

2.2.1 Resumen del Proceso.

Una de las primeras instancias del proceso de fijación de tarifas, consiste en la creación de áreas típicas de distribución, las cuales agrupan según determinados parámetros a la totalidad de empresas de distribución que componen la industria. Estas áreas son fijadas por la Comisión, oyendo previamente a las empresas.

La CNE para cada área típica contrata un estudio que dimensione una empresa modelo óptima en servicio, tecnología y costos, sobre el área de concesión de una empresa de referencia determinada para cada área. Por su parte, las empresas concesionarias reales también pueden contratar otros estudios que dimensionen empresas modelos, utilizando las mismas Bases y los mismos datos de las empresas de referencias que la CNE previamente haya definido.

Finalmente, a partir de los dimensionamientos de empresas modelos contratados por las empresas y por la CNE, se determinan las componentes del VAD. Estas componentes, corresponden a los costos fijos, pérdidas medias de distribución de potencias y energía y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Donde los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y a una tasa de actualización igual al 10% anual.

Una vez finalizados aquellos cálculos en cada área, la CNE ponderará las componentes del VAD de ambos estudios, donde la valorización será 2/3 para los resultados del estudio encargado por la CNE y 1/3 para los resultados del estudio encargado por la o las empresas. En caso de que las empresas contrataran más de un estudio, sus valores finales se promediarán y el resultado será valorado como 1/3.

Finalmente, a partir de las ponderaciones, la CNE fijará las tarifas y presentará los resultados al Ministerio de Energía, quien publicará los resultados definitivos en el Diario Oficial (esta labor era antes realizada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción).

2.2.2 Valor Agregado de Distribución.

El VAD se basará en una empresa modelo y considera:

- 1.- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- 2.- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- 3.- Costos estándares de inversión, mantención, y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión, se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Los conceptos recién explicados fueron extraídos del D.F.L N°4, y para poder comprenderlos de mejor manera, se describirán las componentes del VAD buscando explicar la forma en que estos se determinan.

En primer lugar los cargos fijos unitarios, por cliente, corresponden básicamente a los costos por atención al cliente divididos por la cantidad de clientes de la empresa respectiva. Sin embargo, esto no es tan directo, puesto que se realiza una diferenciación entre los distintos tipos de medidores que poseen los clientes, ya sea de energía simple, con medición horaria o de demanda.

Continuando con la explicación de la determinación de los otros costos unitarios, es necesario articularlos en torno a tres balances físicos que se explican a continuación.

Para este ejercicio se presenta la figura 2-1, la cual colaborará en la determinación de los costos unitarios por unidad de potencia suministrada, para lo cual se requiere de un balance de potencia a la hora de la máxima de distribución.

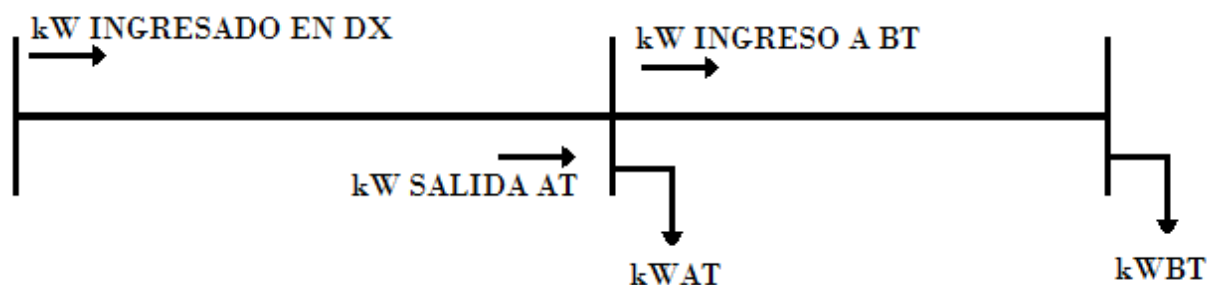


Figura 2.1: Sistema simplificado de redes de distribución.

Se tiene que:

$kWAT = \text{Demanda de los clientes AT.}$

$kWBT = \text{Demanda de los clientes BT.}$

Además,

$$kW \text{ Salida AT} = kWAT + KW \text{ Ingreso a BT}$$

$$kW \text{ Ingreso a BT} = kWBT + \text{Pérdidas en BT}$$

$$kW \text{ Ingreso a Dx} = kW \text{ Salida AT} + \text{Pérdidas en AT}$$

Este balance se realiza a la hora de la mayor demanda ingresada a distribución, que se ha denominado “kW Ingreso a Dx”.

En definitiva, lo que indican las fórmulas anteriores, es que los kW de ingreso a distribución deben considerar las demandas de los clientes AT y de los clientes BT, y además las pérdidas asociadas tanto en redes AT y BT.

Siguiendo con la explicación de las componentes, se tiene que a partir del balance anual de energía y de potencia de punta de generación se pueden determinar las pérdidas que se originan en el sistema. Entonces a partir del balance de energía, se realiza lo siguiente:

Consideremos:

$$kWh/año = \text{Energía anual suministrada}$$

Entonces,

$$\frac{kWh/año \text{ ingresado en BT}}{kWh/año \text{ demanda BT}} = \text{factor de expansión de pérdidas de energía en BT.} \quad (2.1)$$

$$\frac{kWh/año \text{ ingresado en AT}}{kWh/año \text{ salida AT}} = \text{factor de expansión de pérdidas de energía en AT.} \quad (2.2)$$

De aquella forma es como se determinan los factores de expansión de pérdidas de energía que se describirán con mayor detalle en el capítulo de componentes del VAD.

Además, también existen los factores de expansión de pérdidas de potencia en horas de punta de máxima generación y en hora de máxima utilización del sistema de distribución, los cuales se determinan a partir del mismo ejercicio realizado anteriormente, sólo que con las potencias de los momentos mencionados.

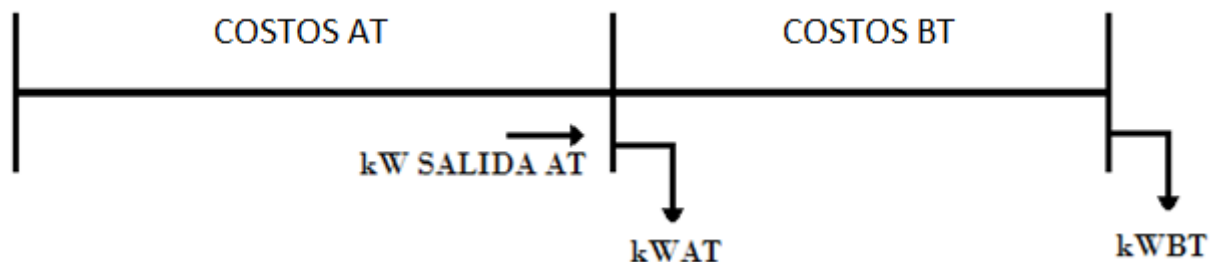


Figura 2.2: Sistema simplificado de redes de distribución.

Finalmente, la componente asociada a los costos unitarios por distribuir en alta y baja tensión. Lo que consideran estos costos se analizará en el capítulo 2.2.6.

En primer lugar se determina el valor agregado por distribuir en baja tensión de la siguiente manera:

$$VADBT = \frac{COSTOS\ BT}{kWBT}$$

$$CDAT = \frac{COSTOS\ AT}{kW\ Salida\ AT}$$

$$CDBT = VADBT \cdot PPBT + CDAT$$

Donde,

VADBT = Valor agregado de distribución BT.

CDAT = Costos de distribución en alta tensión

CDBT = Costos de distribución en baja tensión.

PPBT = Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máx. uso de los sistemas de distribución en baja tensión.

Costos AT: anualidad del VNR de instalaciones AT + Costos de Operación y Mantenimiento AT

Costos BT: anualidad del VNR de instalaciones BT + Costos de Operación y Mantenimiento BT

Lo que estas fórmulas indican, es que los costos unitarios de distribuir se calculan, para el caso en alta tensión, considerando los costos relativos a sus redes por unidad de kW de salida AT. Mientras que los costos unitarios por distribuir en baja tensión, consideran el valor agregado de distribución BT incluyendo las pérdidas asociadas a aquel nivel, más los costos por distribuir en alta tensión.

2.2.3 Descripción y bases del VAD.

En términos resumidos, las Bases Técnicas que rigieron los estudios de VAD del proceso de fijación de tarifas 2008-2012, establecieron lo siguiente:

- La empresa consultora que realice el estudio deberá dimensionar una empresa modelo que preste el servicio de distribución, en el periodo entre el 1° de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2007 para las respectivas áreas típicas anteriormente presentadas y debe determinar su costo de distribución sobre la base del cálculo de las siguientes componentes:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, expresadas respectivamente como multiplicadores de la potencia y energía suministrada en el año 2007.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y a una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Para poder desarrollar esos puntos el consultor debe analizar la empresa de referencia, la que debe proporcionarle toda la información necesaria requerida, tales como planos geográficos, límites de zona de concesión, estadísticas de clientes y consumos, estadísticas de redes y transformadores, proyección de demanda y además derechos municipales, tal como se establece en el Anexo 1 de aquellas Bases.

A partir de estos datos, la consultora deberá construir una empresa modelo, valorizando tanto los costos de inversión como de operación y mantenimiento.

Entre los aspectos que debe dimensionar se encuentran:

1. Clientes y ventas. Debe considerar a todos los clientes conectados a las instalaciones de distribución sean estos libres, regulados u otras distribuidoras, considerando todas las excepciones que establecen las Bases.
2. Instalaciones del sistema eléctrico. Debe realizar el trazado de líneas de Alta y Baja tensión, considerando secciones óptimas y materiales adecuados. Además debe evaluar las subestaciones, equipos de protecciones, alimentadores, transformadores, diferentes opciones de postación y todo equipo necesario para el eficiente funcionamiento del sistema a mínimo costo.
3. Mantención y operación para todas las instalaciones anteriormente dimensionadas incluyendo las funciones permanentes asociadas a equipos de medida y empalmes, determinando características, requerimientos de recursos humanos, instalaciones, materiales y repuestos, siguiendo las exigencias señaladas en el Anexo 3 de las Bases.
4. Organización, la que considera estructura de unidades de trabajo, cantidades de personal y calificación, identificando procesos, actividades y funciones que estos deben realizar. Además de las remuneraciones para cada una de las actividades que en la empresa se realicen.

5. Instalaciones muebles e inmuebles que la empresa modelo requiera para su gestión comercial de clientes y además para la mantención y operación de las instalaciones del sistema eléctrico.
6. Pagos de derechos municipales donde existieran ordenanzas vigentes a la fecha del 31 de diciembre de 2007, las cuales debe estimar y valorizar según estén establecidas.

Con todo esto se determina el valor agregado por concepto de costos de distribución. Además la empresa consultora deberá proponer fórmulas que expresen los costos en función de índices de variación de los principales componentes, con el fin de mantener su valor real durante el periodo de vigencia de las tarifas.

Finalmente, la Comisión formulará las diferentes tarifas definidas en el punto 2.1.4. y comunicará al Ministerio de Energía estas fórmulas tarifarias, siendo este quien las fijará publicándolas en el Diario Oficial.

2.2.4 Empresa modelo.

La idea que contempla el término de empresa modelo, es diseñar una empresa óptima, capaz de entregar el servicio de distribución en una determinada área de concesión real chilena. Para estos efectos, el consultor debe diseñar las redes de distribución a partir de cero, considerando como datos base sólo la ubicación y demanda de los clientes, el trazado de las calles y caminos y la ubicación de las subestaciones primarias de distribución.

El diseño de la empresa modelo, debe considerar los siguientes aspectos:

- La empresa debe cumplir con todos los niveles de calidad y seguridad exigidos por las normas establecidas vigentes, disponiendo de toda la organización e instrumentación mínima que permita verificar los estándares de calidad y continuidad de servicio.
- Todas sus instalaciones deben estar adaptadas económicamente a la demanda del momento de estudio y deben considerar una trayectoria óptima de crecimiento que le permita mantener el servicio de forma eficiente a mínimo costo por un horizonte de 15 años.
- La empresa modelo debe utilizar tecnología moderna, siempre buscando optimizar la relación costo – beneficio de las instalaciones en su política de inversión, mantenimiento y reemplazo de ellas. Debe ser eficiente en su política de inversiones y gestión.

- Debe considerar los mismos clientes y consumos que la empresa que actúa en la concesión definida (empresa de referencia), respetando sus condiciones de clientes regulados, de otras distribuidoras, libres propios o de terceros que hacen uso de las instalaciones de distribución a través de la imposición de servidumbres de paso en dichas instalaciones.
- Debe poseer una organización eficientemente dimensionada para la prestación de servicios a los clientes.
- Debe incurrir en costos óptimos acordes con una gestión eficiente del servicio y de la infraestructura determinada bajo el criterio de mínimo costo total presente.

El diseño de la empresa modelo en cada área, pretende simular un mercado competitivo sobre las zonas de concesión establecidas, que al instalarse desde cero, a partir de un diseño eficientes con gestión óptima, a las tecnologías utilizadas y a las economías de escala que tendrían por instalarse de una sola vez con eficiencia ex ante, se determinan los costos óptimos que han de servir para establecer las tarifas de distribución, tanto para las empresas de referencia como de aquellas empresas que comparten el área típica de ellas.

2.2.5 Áreas de distribución típicas.

La Comisión Nacional de Energía, tal como lo estipula el artículo 188° del D.F.L. N°4, debe poner en conocimiento de las empresas concesionarias las Bases sobre las cuales se efectuará el estudio de componentes de costos del valor agregado de distribución, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución. Por lo cual, con fin de cumplir lo establecido, la CNE remite a las empresas distribuidoras un documento, antes de 6 meses del término del periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, donde establece la metodología y definiciones de las áreas típicas de distribución.

La metodología empleada viene en interpretar la definición que entrega la Ley sobre áreas típicas: “áreas en las cuales queden agrupadas las empresas o sectores de ellas, cuyos valores agregados de distribución sean parecidos entre sí” (art. 225, letra m).

2.2.5.1 Criterios de tipificación de Áreas Típicas de Distribución.

Para cada proceso de tarificación, los criterios utilizados por la CNE han ido variando, dado que la ley no establece de forma precisa que metodología utilizar. En todo caso, tales

criterios pretenden interpretar lo que ha de entenderse por “parecidos entre sí”. En lo siguiente se puede apreciar, los criterios utilizados en anteriores procesos tarifarios [8].

- Año 1992: Se utilizaron 3 parámetros principales con lo cual identificar las áreas típicas, estos fueron: energía anual comprada por número de habitantes, capacidad instalada de transformadores de distribución por km de línea y km de líneas BT por número de clientes.
- Año 1996: Se utilizaron como criterios la población comunal, número de clientes, densidad de clientes BT por km de línea BT, densidad de consumo regulado, cociente entre potencia total vendida y km de líneas de AT, relación entre energía vendida y total de clientes y finalmente la relación entre energía total vendida y km de líneas de AT.
- Año 2000: En este caso se consideró principalmente los km de red de baja tensión y alta tensión, kW consumidos en BT y AT.
- Año 2004: Para este proceso se consideró la longitud de redes BT y AT, potencia instalada en subestaciones de distribución, demanda máxima de distribución y energía total transitada en redes de distribución
- Año 2008: La metodología con la cual se establecieron las áreas, se basó en los costos de distribución y consideró lo siguiente:
 - Gastos de administración y ventas
 - Costos de inversión.
 - Costos de operación y mantenimiento.
 - Costos de pérdidas.

Para determinar estos factores, la Comisión realizó las siguientes actividades:

- a) Consideró como costos reales de las empresas distribuidoras los costos de inversión y de operación y mantenimiento fijados por la autoridad. Las pérdidas de energía y potencia correspondieron a aquellas informadas por las empresas. Son precisamente estos costos los que componen el valor agregado de distribución de las empresas distribuidoras.
- b) Posteriormente, aplicó modelos econométricos a los costos reales obtenidos, lo que le permitió obtener costos teóricos para calcular los valores agregados teóricos de la industria de distribución.
- c) Determinó un valor agregado teórico unitario de cada empresa distribuidora, obtenido como el cociente entre la sumatoria de todos los costos (inversión, operación,

mantenimiento, administración, ventas y pérdidas) asociados al servicio público de distribución y la potencia vendida de cada empresa.

- d) Finalmente segmentó las empresas distribuidoras en áreas típicas, considerando para ello un criterio de similitud de valores agregados de distribución resultantes.

A partir de aquella metodología la CNE estableció 6 áreas típicas de distribución, en las cuales agrupó a todas las concesionarias de distribución chilenas. Éstas son las que se indican a continuación.

Área 1: CHILECTRA.

Área 2: PUENTE ALTO, CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE B³, ELECDA, EMELAT.

Área 3: COOP. CURICO, ELIQSA, CHILQUINTA, LUZANDES, EMELECTRIC, CONAFE A⁴, EMELARI, EDELMAG, COLINA.

Área 4: ENELSA, E. CASABLANCA, SAESA, LITORAL, TILTIL.

Área 5: EMETAL, EDELAYSÉN, LUZLINARES, FRONTEL, COOPREL, LUZOSORNO, EMELCA, SOCOEPA, CRELL, COPELEC, COPELAN, LUZPARRAL.

Área 6: CODINER, COELCHA, COOPERSOL.

Las empresas de referencia definidas por la CNE fueron las que se muestran en la Tabla 2.1 siguiente:

Área Típica	Empresa de referencia
1	CHILECTRA
2	CGE DISTRIBUCIÓN
3	CHILQUINTA
4	SAESA
5	FRONTEL
6	CODINER

Tabla 2.1. Empresas de referencia por Área Típica de Distribución, proceso de fijación 2008.

³ CONAFE B: Comprende las comunas de Valparaíso, Quilpué y Viña del Mar.

⁴ CONAFE A: Comprende las comunas de Freirina, La Serena, Coquimbo, Andacollo, La Higuera, Paiguano, Vicuña, Ilapel, Canela, Los Vilos, Salamanca, Ovalle, Combarbalá, Monte Patria, Punitagui, Río Hurtado, Puchuncaví, La Ligua, Cabildo, Papudo, Pitroca y Zapalla.

2.2.6 Componentes del VAD.

Las componentes del VAD se obtienen a partir de estudios realizados por consultores especializados, que buscan determinar los costos eficientes para desarrollar una empresa modelo, económicamente adaptada que cumpla con lo visto en 2.2.3 y que otorgue el servicio de distribución dentro de los estándares de calidad y continuidad establecidos en la normativa. Para poder realizar un adecuado análisis comparativo de los estudios realizados, que es la esencia de esta memoria, es necesario comprender en detalle los diferentes parámetros que se determinan a través de ellos. Esto debiera haber quedado ya explicado con los tres balances anteriores.

Para ello, en lo que sigue, describiremos en detalle estos costos, según la nomenclatura empleadas en las Bases.

2.2.6.1 Costos fijos.

Estos valores se determinan a través de costos unitarios o medios obtenidos de los costos de explotación de atención al cliente (CEXAC) que a su vez se desglosa en costos varios de atención a clientes, costos de lectura de medidores según tipo de medidor y costos de facturación y cobranza:

$$CEXAC = CEXAV + CEXLM + CEXFC \quad (2.3)$$

En que,

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

CEXLM : Costo de lectura de medidor.

CEXFC : Costo de facturación y cobranza.

Además es necesario tener claro para la determinación de los costos unitarios que:

NCME : Número de clientes con medidor simple de energía.

NCMD : Número de clientes con medidor de energía y demanda máxima.

NCMH : Número de clientes con medidor de energía y demanda horaria.

NC : Número de clientes totales.

A partir de estos valores las consultoras deben determinar los costos unitarios tal como se indica a continuación.

- Costo unitario por concepto de costos varios de atención a clientes.

$$kav = \frac{CEXAV}{NC} \quad (\$/cliente / año) \quad (2.4)$$

- Costos medios de lectura de medidores.

$$ke = \frac{CEXME}{NCME}; \quad kd = \frac{CEXMD}{NCMD}; \quad kh = \frac{CEXMH}{NCMH} \quad (\$/cliente / año) \quad (2.5)$$

Donde se tiene que:

$$CEXLM = CEXME + CEXMD + CEXMH \quad (2.6)$$

En que:

CEXME : Costo de lectura medidor simple de energía.

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

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

- Costo por unidad de cliente por concepto de facturación y cobranza.

$$kfc = \frac{CEXFC}{NC} \quad (\$/cliente / año) \quad (2.7)$$

Finalmente, a partir de los costos unitarios determinados, el consultor deberá determinar los costos fijos, donde el tipo de medidor indicará la diferencia de costo según el cliente.

$$CFE = kav + ke + kfc \quad (\$/cliente / año) \quad (2.8)$$

$$CFD = kav + kd + kfc \quad (\$/cliente / año) \quad (2.9)$$

$$CFH = kav + kh + kfc \quad (\$/cliente / año) \quad (2.10)$$

2.2.6.2 Factores de expansión de pérdidas medias de distribución en P y E.

Estos valores, deberán ser determinados por los consultores a través de un balance de energía y potencia.

Los valores que se determinan a partir del balance son los que se enuncian a continuación:

- KWAT: Demanda máxima integrada, cobrable, de los usuarios en alta tensión, más las transferencias a baja tensión, en la hora de demanda máxima del sistema de distribución.
- KWBT: Demanda máxima integrada, coincidente con la demanda máxima del sistema de distribución, cobrable, de los usuarios en baja tensión.
- PMDBD: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.

- PMPBG: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
- PMEB: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.
- PMPAD: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.
- PMPAG: Factores de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.
- PMEAE: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.
- KWSD: Demanda máxima integrada, coincidente, ingresada al sistema de distribución, en horas de demanda máxima del sistema de distribución.

2.2.6.3 Costos de operación y mantención.

Los consultores deberán determinar los costos asociados a la mantención y operación de las instalaciones en Alta y Baja tensión, denominados COYMAT y COYMBT. Además estos valores deben considerar los costos asociados al dimensionamiento de la organización, relacionados con el pago de remuneraciones, ya sea de personal propio y de contratistas.

A partir de estos valores deben determinar los costos medios de Operación y Mantención para AT y BT, de la siguiente manera respectivamente:

$$koy_{mat} = \frac{COYMAT}{KWAT} \quad (\$/kW/año) \quad (2.11)$$

$$koy_{mbt} = \frac{COYMBT}{KWBT} \quad (\$/kW/año) \quad (2.12)$$

Y además el costo medio equivalente de todo el sistema de distribución

$$koy_{msd} = \frac{COYMAT + COYMBT}{KWSD} \quad (\$/kW/año) \quad (2.13)$$

2.2.6.4 Costos de las instalaciones.

Este valor se determina a través del VNR y considera los costos de renovar las obras, es decir todas las instalaciones de Alta y Baja tensión necesarias para realizar la distribución, valoradas a precios actuales, incluyendo además los costos relacionados a Bienes Muebles e Inmuebles, los Bienes Intangibles que según el artículo 193° de la LGSE corresponden al gasto de organización de la empresa el cual no debe superar el 2% del valor de los bienes físicos, es decir del costo de renovar las obras y finalmente, también considera el Capital de Explotación que según el artículo 193° debe ser considerado igual a 1/12 de las entradas de explotación.

A partir de las componentes del VNR se calculan los siguientes valores:

$$k_{iat} = \frac{C_{INSTAT} + C_{IMIAT}}{KWAT} \quad (\$/kW) \quad (2.14)$$

$$k_{ibt} = \frac{C_{INSTBT} + C_{IMIBT}}{KWBT} \quad (\$/kW) \quad (2.15)$$

$$k_{ist} = \frac{C_{INSTAT} + C_{INSTBT} + C_{IMIAT} + C_{IMIBT}}{KWSD} \quad (\$/kW) \quad (2.16)$$

Donde:

k_{iat} : Costo medio de instalaciones, bienes intangibles y capital de explotación en AT.

k_{ibt} : Costo medio de instalaciones, bienes intangibles y capital de explotación en BT.

k_{ist} : Costo medio equivalente del todo el sistema de distribución.

C_{INSTAT} : Costo de las instalaciones de distribución AT.

C_{INSTBT} : Costo de las instalaciones de distribución BT.

C_{IMIAT} : Costo de bienes muebles e inmuebles en AT.

C_{IMIBT} : Costo de bienes muebles e inmuebles en BT.

2.2.6.5 Costos estándares de inversión, mantención y operación.

Estos valores se determinan por unidad de potencia suministrada y se calculan a partir de los costos de operación y mantenimiento y de los costos anuales de inversión que consideran el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y a una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Traduciendo esto a las fórmulas vistas se determina de la siguiente manera:

$$VADAT = a \cdot kiat + koymat \quad (\$/kW/año) \quad (2.17)$$

$$VADBT = a \cdot kibt + koymbt \quad (\$/kW/año) \quad (2.18)$$

$$VADSD = a \cdot kisd + koymdsd \quad (\$/kW/año) \quad (2.19)$$

En que:

a : Factor derecuperación de capital para un periodo de 30 años y una tasa de actualización de 10% real (0,10608).

VADAT : Valor agregado por costos de distribución AT.

VADBT : Valor agregado por costos de distribución de BT.

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

Finalmente a partir de estos valores pueden construirse los Costos de Distribución en Baja y Alta Tensión. CDBT y CDAT respectivamente.

Éstos corresponde a:

$$CDAT = VADAT \quad (2.20)$$

$$CDBT = VADAT \cdot PPBT + VADBT \quad (2.21)$$

Se observa de la ecuación anterior y de la figura 2.1, que CDBT es una composición de los costos determinados de alta y baja tensión, dado que para poder entregar suministro en BT es necesario utilizar las redes de AT y además considerar las pérdidas asociadas que existen por el sistema BT, por lo cual se multiplica el VADAT por el factor de pérdidas de potencia en el sistema de baja tensión de distribución (PPBT).

2.2.7 Tarifas de distribución.

Las tarifas que se efectuarán a los diversos clientes regulados, consideran la agregación de los costos de generación, de transporte y del VAD, según lo establece el artículo 181 de la Ley.

“Artículo 181°.- La estructura de los precios a nivel de distribución considera los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 102° y el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el

precio resultante de suministro corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción-transporte y distribución empleados”

Lo que establece aquel artículo se describe en la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa} = \text{VAD} + \text{Costo Unitario de Transmisión Troncal} + \text{Precio de Nudo} \quad (2.22)$$

El precio de nudo de la fórmula es el de la entrada a la distribución. Corresponde a los precios de nudo en las subestaciones troncales más los recargos de subtransmisión.

En el Anexo 1 se reúne y se presenta, basándose de lo establecido en el decreto N°385, las opciones tarifarias, los cargos de facturación que cada una de ellas implica, las metodologías y explicación de todos los factores para determinarlas.

2.3 Proceso de tarificación 2008-2012.

La CNE encargó el estudio del VAD para cada área de distribución típica, al consorcio conformado por las consultoras Synex y Mercados Energéticos (ME). A la vez, las empresas también realizaron estos estudios, encargando esta tarea a diferentes consultoras.

La siguiente tabla presenta las consultoras que desarrollaron los estudios de las empresas para cada área típica.

Área	Consultor
1	Systep INECON
2	PA Consulting Group
3	GTD Ingenieros Consultores SETENERGY
4	GTD Ingenieros Consultores ALV & Asociados Eleconsult
5	GTD Ingenieros Consultores ALV & Asociados Eleconsult
6	RENENS Ltda.

Tabla 2.2: Listados de las consultoras de las empresas para cada área.

2.3.1 Cronograma del proceso de tarificación.

A continuación se presenta un cronograma donde se recalcan las principales fechas que determinaron el proceso de tarificación que fijó las tarifas para el período comprendido entre noviembre de 2008 a noviembre de 2012.

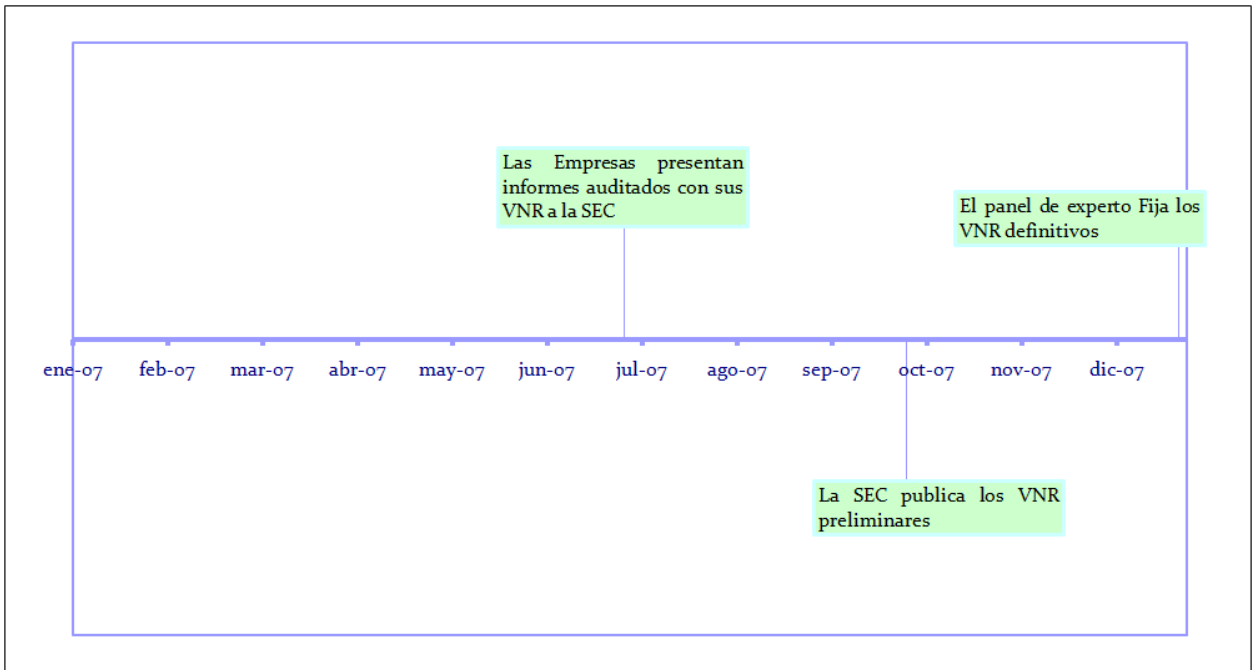


Figura 2.3: Línea de tiempo del proceso de tarificación.

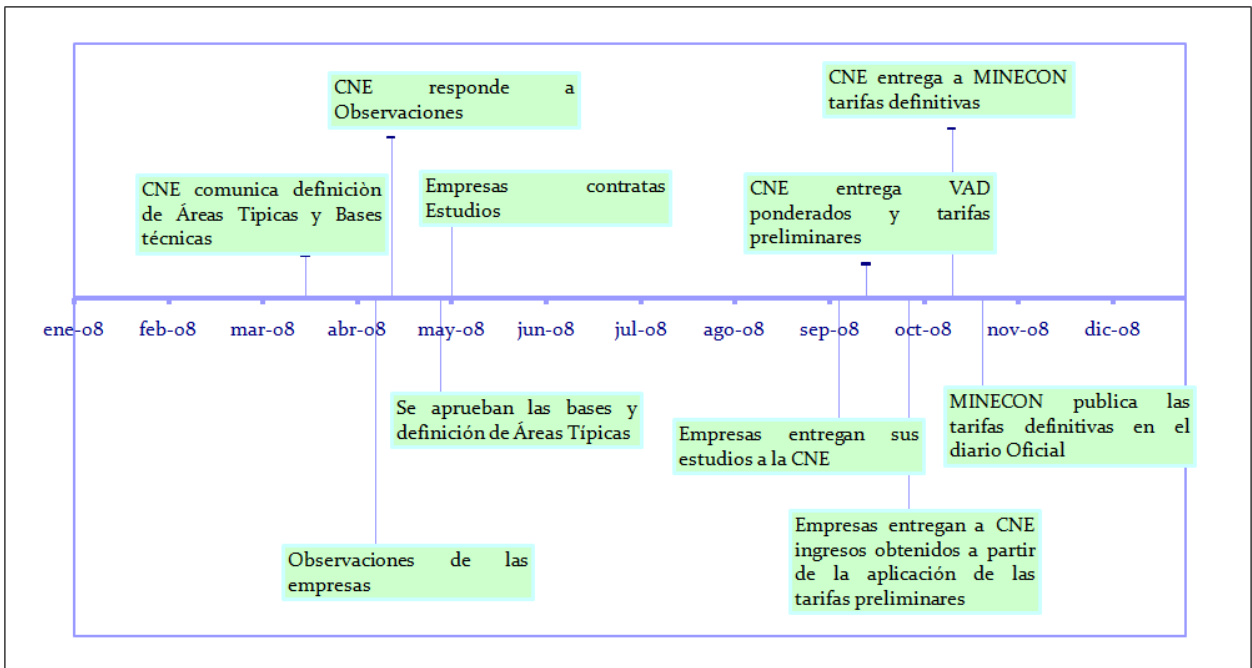


Figura 2.4: Línea de tiempo del proceso de tarificación (continuación).

3 CAPÍTULO III. ANÁLISIS.

3.1 Metodología.

En este capítulo se analizarán los resultados que los consultores obtuvieron de sus estudios para las 6 áreas de distribución.

En una primera instancia, se presentarán los valores de cada componente del VAD determinada por los diferentes consultores, y además, se calcularán las ponderaciones correspondientes a $1/3$ y $2/3$ para analizar los aportes que genera cada estudio en los resultados finales.

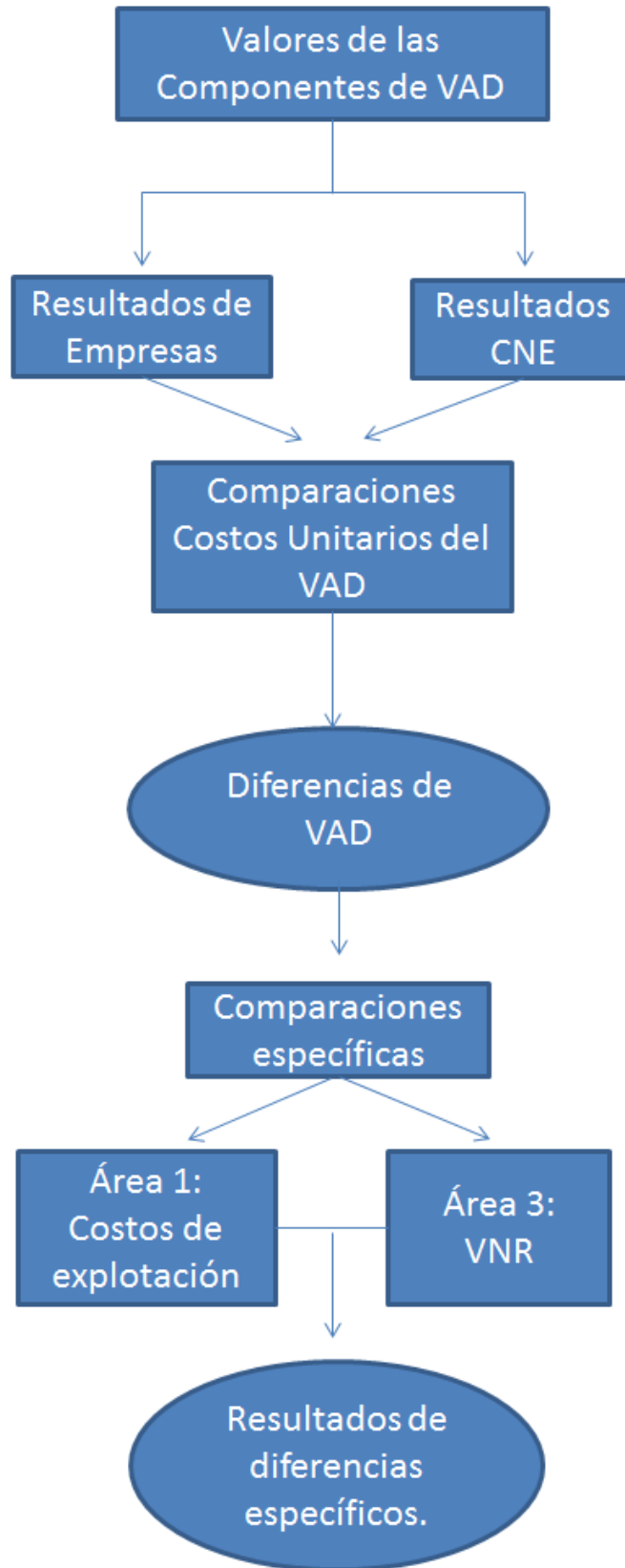
Posteriormente, para cada área se comparan todos los resultados de los consultores, contrastando los valores que obtuvo cada uno. A partir de esta comparación, se buscan patrones generales y específicos que describan las diferencias que los valores presentan. Por otro lado, se analizarán las diferencias que existen entre áreas, con el fin de evaluar la tipificación de las áreas típicas que se utilizó para el proceso estudiado.

Luego de analizar lo señalado en el párrafo anterior para cada área, se analizará con un mayor grado de profundidad las componentes del VAD determinada por cada consultor, principalmente contrastando aquellos valores según el desglose de costos definidos por la SEC y que en términos genéricos denominaremos “actividades SEC” que se presenta más adelante.

Una vez analizado los datos globales, se compararán en detalle partes de estudios que presentan particularidades o diferencias significativas, con el fin de determinar con mayor detalle cuales factores fueron los que incidieron con mayor porcentaje en las desigualdades finales. Específicamente se analizará en detalle la determinación de los costos de explotación del área 1 para los 2 estudios, que como se verá más adelante presentaron diferencias no despreciables, y características específicas que particularizan sus estudios por sobre los de los demás. Además, se analizarán en detalle los VNR que se obtuvieron para las empresas modelos del área 3, dado que las diferencias que se observan superan fuertemente a las de sus pares.

Finalmente, al haber comparado el VAD, se estudiará la influencia de las diferentes partes que conforman el VAD, con el fin de poder evidenciar cuales factores que lo determinan producen mayores incidencias en sus valores finales. Y a partir de este análisis, poder hacer un nexo con los resultados de los estudios para comprender sobre porque en ciertos valores las diferencias alcanzan las magnitudes que se presentan.

El siguiente diagrama representa la metodología a seguir:



3.2 Resultados de estudios, proceso tarifario 2008-2012.

A continuación se presentan los datos finales que los consultores obtuvieron del modelamiento de las empresas modelos para los estudios de las 6 áreas de distribución. Estos valores corresponden a las componentes del VAD, y se presentarán para cada área, diferenciando según quien lo determinó y además con el aporte que generaron en la ponderación, y el valor ponderado propiamente tal.

Estos datos dan la partida para realizar un análisis general, y con esto, iniciar las comparaciones y desarrollar los objetivos de esta memoria.

Se considera importante destacar, que en adelante, que para todas las comparaciones que se realicen en el transcurso de esta memoria se tomará como base el dato obtenido por la CNE, pero es de suma importancia poner énfasis que esto solamente se ha realizado de esta manera debido a que su valor pondera un mayor porcentaje en el resultado final, pero que no implica que éste es el valor correcto o más representativo. Se trata sólo de tener una referencia para efectos de análisis.

3.2.1 Costos fijos.

Se presentan los costos fijos CFE, CFD y CFH, componentes del VAD que obtuvieron cada uno de los consultores para las diferentes áreas.

Área 1	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CFE	648,013	500,85	432,01	166,95	598,96
CFD	983,141	551,7	655,43	183,90	839,33
CFH	1033,85	551,7	689,23	183,90	873,13

Tabla 3.1: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 1.

Área 2	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CFE	661,08	1044,71	440,72	348,24	788,96
CFD	1006,25	1824,69	670,83	608,23	1279,06
CFH	1053,25	1824,69	702,17	608,23	1310,40

Tabla 3.2: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 2.

Área 3	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CFE	736,75	1155,17	491,17	385,06	876,22
CFD	1087,50	1892,09	725,00	630,70	1355,70
CFH	1140,00	2254,25	760,00	751,42	1511,42

Tabla 3.3: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 3.

Área 4	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CFE	820,33	1315,33	546,89	438,44	985,33
CFD	1119,92	2008,58	746,61	669,53	1416,14
CFH	1146,83	2280,58	764,56	760,19	1524,75

Tabla 3.4: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 4.

Área 5	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CFE	916,42	1439,59	610,94	479,86	1090,81
CFD	1196,42	2169,21	797,61	723,07	1520,68
CFH	1239,00	2437,17	826,00	812,39	1638,39

Tabla 3.5: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 5.

Área 6	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CFE	1294,08	1404,58	862,72	468,19	1330,92
CFD	1579,08	2103,92	1052,72	701,31	1754,03
CFH	1585,08	2403,92	1056,72	801,31	1858,03

Tabla 3.6: Resultados y ponderaciones finales de costos fijos área 6.

3.2.2 Costos por distribución.

Los costos por distribución correspondientes al CDAT y CDBT se presentan de igual manera que los costos fijos. Además se adjunta el VADBT, que tal como se presentó en el Capítulo II de contextualización, se forma como una mezcla de los 2 costos de distribución.

Área 1	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CDAT	18.148,71	19.545,74	12.099,14	6.515,25	18.614,39

CDBT	61.817,10	94.579,50	41.211,40	31.526,50	70.813,89
VADBT	41.623,90	70.256,33	27.749,26	23.418,78	51.168,04

Tabla 3.7: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 1.

Área 2	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CDAT	22.171,82	29.977,49	14.781,21	9.992,50	24.773,71
CDBT	67.247,14	101.692,33	44.831,43	33.897,44	77.014,11
VADBT	42.765,96	66.618,53	28.510,64	22.206,18	50.716,82

Tabla 3.8: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 2.

Área 3	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CDAT	29.100,03	56.393,84	19.400,02	18.797,95	38.197,97
CDBT	87.445,82	172.646,35	58.297,21	57.548,78	113.216,86
VADBT	55.089,97	107.095,82	36.726,65	35.698,61	72.425,25

Tabla 3.9: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 3.

Área 4	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CDAT	34.723,10	63.421,19	23.148,73	21.140,40	44.289,13
CDBT	102.360,01	180.931,11	68.240,01	60.310,37	126.054,11
VADBT	64.600,68	108.055,10	43.067,12	36.018,37	79.085,49

Tabla 3.10: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 4.

Área 5	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CDAT	73.588,74	131.335,84	49.059,16	43.778,61	92.837,77
CDBT	203.643,84	333.514,50	135.762,56	111.171,50	242.755,00
VADBT	122.693,49	184.116,80	81.795,66	61.372,27	143.167,92

Tabla 3.11: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 5.

Área 6	CNE (\$/cliente/mes)	Empresa (\$/cliente/mes)	2/3 CNE (\$/cliente/mes)	1/3 Empresa (\$/cliente/mes)	Ponderación Final (\$/cliente/mes)
CDAT	184.714,95	229.024,26	123.143,30	76.341,42	199.484,72
CDBT	324.569,23	451.208,30	216.379,49	150.402,77	369.728,65
VADBT	130.949,70	205.364,67	87.299,80	68.454,89	155.754,69

Tabla 3.12: Resultados y ponderaciones finales de costos de distribución área 6.

3.2.3 Resultados de los balances de energía y potencia.

En las tablas siguientes se presentan las potencias máximas coincidentes y los factores de expansión de pérdidas que cada consultor determinó en las 6 áreas típicas.

Área 1	CNE	Empresa	CNE 2/3	Empresa 1/3	Ponderación
kWAT (kW)	1.881.915	1.896.815	1.254.610	632.272	1.886.881,54
kWBT (kW)	1.112.663	1.007.138	741.775	335.713	1.077.487,85
kWSD (kW)	1.891.127	1.913.959	1.260.751	637.986	1.898.737,58
PMPBD (°/1)	1,0491	1,0680	0,699	0,356	1,0554
PMPBG (°/1)	1,0550	1,0680	0,703	0,356	1,0593
PMEB (°/1)	1,0452	1,0553	0,697	0,352	1,0485
PMPAD (°/1)	1,0049	1,0090	0,670	0,336	1,0063
PMPAG (°/1)	1,0044	1,0052	0,670	0,335	1,0047
PMEA (°/1)	1,0045	1,0062	0,670	0,335	1,0051

Tabla 3.13: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 1.

Área 2	CNE	Empresa	CNE 2/3	Empresa 1/3	Ponderación
kWAT (kW)	1.136.630	1.151.167	757.753	383.722	1.141.475,67
kWBT (kW)	622.070	488.201	414.713	162.734	577.447,00
kWSD (kW)	1.150.970	1.192.662	767.313	397.554	1.164.867,33
PMPBD (°/1)	1,0540	1,0765	0,703	0,359	1,0615
PMPBG (°/1)	1,0610	1,0697	0,707	0,357	1,0639
PMEB (°/1)	1,0550	1,0807	0,703	0,360	1,0636
PMPAD (°/1)	1,0130	1,0361	0,675	0,345	1,0207
PMPAG (°/1)	1,0110	1,0330	0,674	0,344	1,0183
PMEA (°/1)	1,0100	1,0283	0,673	0,343	1,0161

Tabla 3.14: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 2.

Área 3	CNE	Empresa	CNE 2/3	Empresa 1/3	Ponderación
kWAT (kW)	344.838	353.857	229.892	117.952	347.844,33
kWBT (kW)	205.053	191.044	136.702	63.681	200.383,33
kWSD (kW)	347.972	359.766	231.981	119.922	351.903,33
PMPBD (°/1)	1,0591	1,0855	0,706	0,362	1,0679
PMPBG (°/1)	1,0523	1,0750	0,702	0,358	1,0599
PMEB (°/1)	1,0536	1,0877	0,702	0,363	1,0650
PMPAD (°/1)	1,0091	1,0316	0,673	0,344	1,0166
PMPAG (°/1)	1,0077	1,0325	0,672	0,344	1,0160
PMEA (°/1)	1,0070	1,0309	0,671	0,344	1,0150

Tabla 3.15: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 3.

Área 4	CNE	Empresa	CNE 2/3	Empresa 1/3	Ponderación
--------	-----	---------	---------	-------------	-------------

kWAT (kW)	277.941	263.970	185.294	87.990	273.284,00
kWBT (kW)	147.461	137.604	98.307	45.868	144.175,33
kWSD (kW)	280.148	274.504	186.765	91.501	278.266,67
PMPBD (°/1)	1,0470	1,0875	0,698	0,363	1,0605
PMPBG (°/1)	1,0560	1,0870	0,704	0,362	1,0663
PMEB (°/1)	1,0580	1,0932	0,705	0,364	1,0697
PMPAD (°/1)	1,0080	1,0399	0,672	0,347	1,0186
PMPAG (°/1)	1,0070	1,0378	0,671	0,346	1,0173
PMEA (°/1)	1,0060	1,0360	0,671	0,345	1,0160

Tabla 3.16: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 4.

Área 5	CNE	Empresa	CNE 2/3	Empresa 1/3	Ponderación
kWAT (kW)	122.085	116.442	81.390	38.814	120.204,00
kWBT (kW)	82.558	69.470	55.039	23.157	78.195,33
kWSD (kW)	126.508	123.523	84.339	41.174	125.513,00
PMPBD (°/1)	1,0600	1,0981	0,707	0,366	1,0727
PMPBG (°/1)	1,0650	1,0901	0,710	0,363	1,0734
PMEB (°/1)	1,0610	1,1016	0,707	0,367	1,0745
PMPAD (°/1)	1,0360	1,0608	0,691	0,354	1,0443
PMPAG (°/1)	1,0320	1,0578	0,688	0,353	1,0406
PMEA (°/1)	1,0120	1,0553	0,675	0,352	1,0264

Tabla 3.17: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 5.

Área 6	CNE	Empresa	CNE 2/3	Empresa 1/3	Ponderación
kWAT (kW)	8.452	8.445	5.635	2.815	8.449,67
kWBT (kW)	4.931	4.042	3.287	1.347	4.634,67
kWSD (kW)	8.833	8.971	5.889	2.990	8.879,00
PMPBD (°/1)	1,0680	1,0819	0,712	0,361	1,0726
PMPBG (°/1)	1,0690	1,0856	0,713	0,362	1,0745
PMEB (°/1)	1,0750	1,1025	0,717	0,368	1,0842
PMPAD (°/1)	1,0450	1,0623	0,697	0,354	1,0508
PMPAG (°/1)	1,0380	1,0586	0,692	0,353	1,0449
PMEA (°/1)	1,0250	1,0648	0,683	0,355	1,0383

Tabla 3.18: Resultados y ponderaciones de factores de expansión de pérdidas área 6.

3.3 Valores Absolutos de empresas modelo.

En lo que sigue se describirán los valores absolutos obtenidos para las empresas modelos, de manera tal que se pueda desarrollar una imagen de las empresas de referencia y además comprender de mejor manera los resultados que posteriormente se obtengan, buscando dejar

claro el contexto en el cual se desarrolla cada área típica y en lo que sea posible obtener diferencias globales.

Es decir, lo que se realizará en esta sección es fundamentalmente de carácter descriptivo y las comparaciones que se realicen simplemente serán introducir posteriormente las diferencias de las componentes de los valores agregados determinadas a partir de estos valores

3.3.1 Comparación de costos absolutos.

En primer lugar se presentarán y compararán los valores absolutos que los estudios entregaron de las empresas modelos basados en los datos de las empresas de referencia de las 6 áreas típicas. A partir de aquello, se podrá comprender con mayor facilidad las magnitudes de los datos obtenidos y dar luces del porqué de los costos unitarios que posteriormente se comparan.

3.3.1.1 Comparación de los Cargos Fijos.

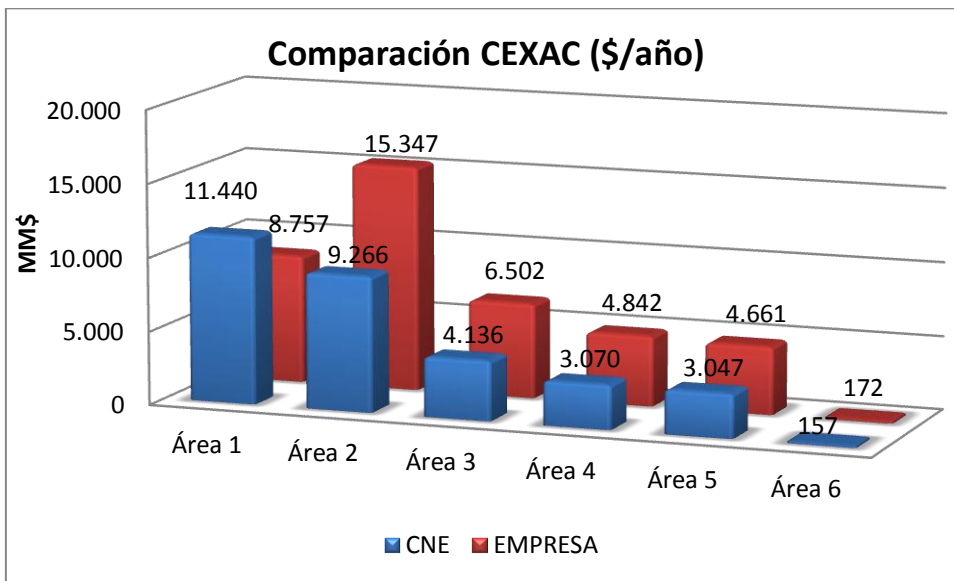


Figura 3.1: Comparación del CEXAC para las 6 áreas.

La figura 3.1, presenta la comparación de los costos anuales por concepto de atención al cliente, los cuales fueron determinados por los diferentes consultores para las 6 áreas típicas.

Principalmente se observa que para los estudios de la CNE, los costos siguen una tendencia decreciente. Situación que hace referencia al tamaño de las empresas dimensionadas, es decir, el área 1 es quien posee la empresa más grande en relación a atención al cliente (para

comprender los ítems que considera atención al cliente, ver capítulo II de Contextualización) y el área 6 la más pequeña.

Con respecto a los estudios efectuados por las empresas, la tendencia de curva de costos decreciente no se cumple, dado que el área 2 presenta los mayores, dejando en segundo lugar a los costos del área típica 1.

Por otro lado, analizando comparativamente los costos de las empresas con los de la CNE, se observa, que en excepción del área 1, los valores dimensionados por los consultores de la CNE presentan costos considerablemente menores.

En la siguiente tabla se observan las diferencias porcentuales de aquellos costos, para poder apreciar con mayor detalle las diferencias.

	CNE	EMPRESA	Diferencia %
Área 1	11.440,40	8.757,07	-23,45%
Área 2	9.266,67	15.347,30	65,62%
Área 3	4.136,01	6.502,52	57,22%
Área 4	3.070,69	4.842,43	57,70%
Área 5	3.047,92	4.661,08	52,93%
Área 6	157,73	172,64	9,45%

Tabla 3.19: Comparación de CEXAC.

Para el área 1, los costos difieren en menor porcentaje que para las otras áreas y además de manera inversa por lo que se considera un caso interesante a profundizar (posteriormente se realiza un análisis más detallado del área 1), y en el área 6, las diferencias no son elevadas comparadas con sus pares. Con respecto a las otras áreas, las diferencias presentadas entre los estudios se encuentran dentro un rango del 52 al 65%, lo que se considera como diferencias elevadas. De todas formas para poder concluir acerca de estos valores es necesario analizar los costos unitarios.

3.3.1.2 Comparación de resultados de balances de energía y potencias.

De los balances de energía y potencia que los consultores realizaron en los dimensionamientos de las empresas modelos, determinaron los parámetros kWAT, kWBT, kWSD y los factores de expansión de pérdidas. En lo que sigue se presentan los valores absolutos que dan origen a aquellos valores.

En los gráficos siguientes se puede apreciar la comparación de los estudios de las empresas versus a los de la CNE.

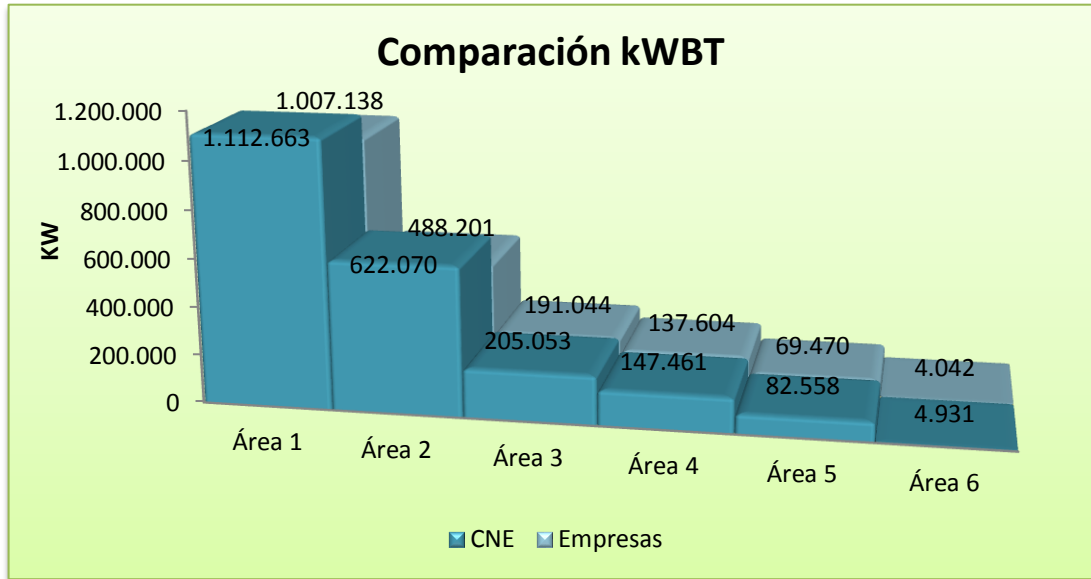


Figura 3.2: Comparación del kWBT para las 6 áreas.

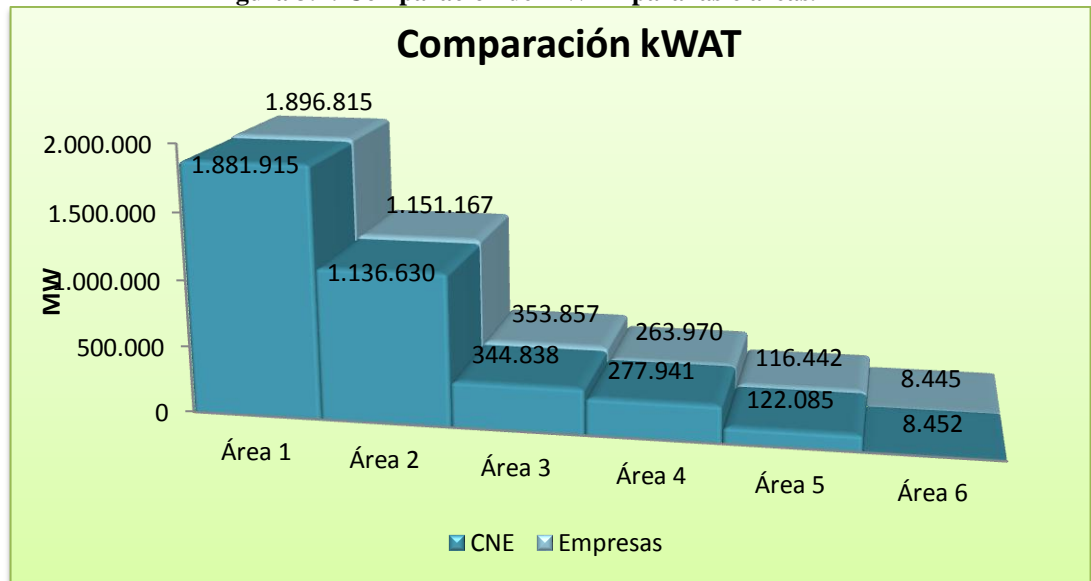


Figura 3.3: Comparación de kWAT para las 6 áreas.

Se observa que los resultados que tanto los consultores de la CNE como los de las empresas determinaron son bastante similares entre ellos, lo cual no es sorprendente, toda vez que estos balances se construyen sobre la base de información real de las empresas.

3.3.1 Comparación de los COyM.

A continuación se presentan los gráficos de valores absolutos de Costos de Operación y Mantenimiento que los consultores determinaron para las empresas modelos.

El siguiente gráfico presenta los Costos de Operación y Mantenimiento de alta tensión para las 6 áreas típicas.

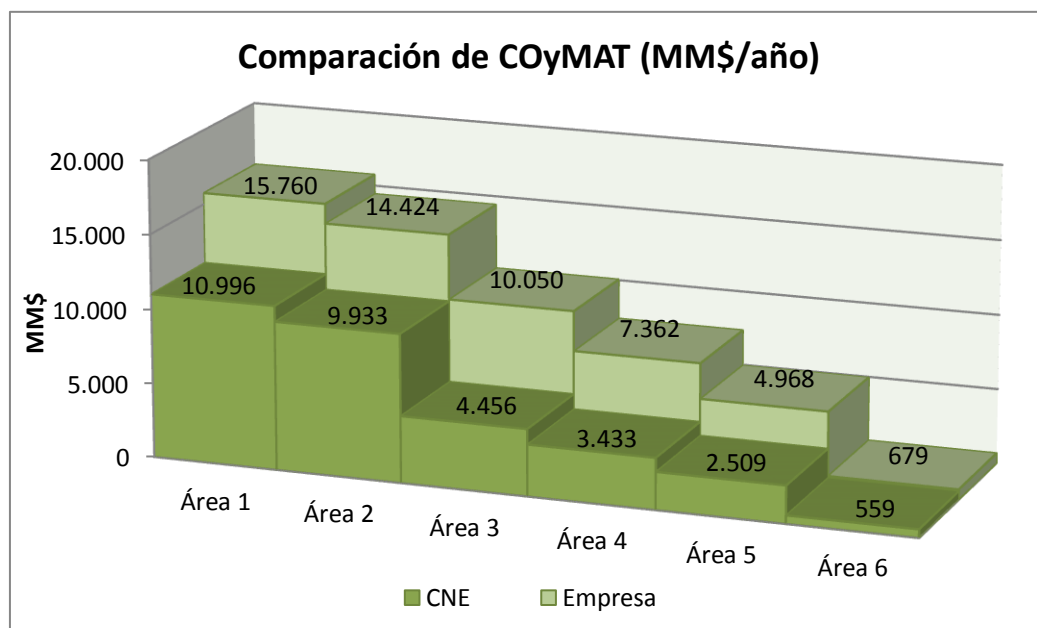


Figura 3.1: Comparación del COyMAT de las 6 áreas típicas.

Del gráfico se observan grandes diferencias entre los estudios para cada área, y se destaca las magnitudes que alcanzan sus diferencias. Para verificar con precisión los valores se presenta la siguiente tabla.

	CNE (MM\$/año)	Empresa (MM\$/año)	Diferencia Porcentual
Área 1	10.996	15.760	43%
Área 2	9.933	14.424	45%
Área 3	4.456	10.050	126%
Área 4	3.433	7.362	114%
Área 5	2.509	4.968	98%
Área 6	559	679	21%

Tabla 3.20: Comparación de los COyMAT para las 6 áreas.

Se puede evidenciar que las diferencias en costos absolutos son bastante elevadas, sobre todo para las áreas 3 y 4, donde los valores de los consultores de las empresas resultaron superiores en cada caso sobre los propuestos por el consultor CNE. Para las otras áreas, las diferencias siguen siendo grandes, sin embargo en magnitudes considerablemente menores.

En la siguiente Figura se presenta la comparación de los Costos de Operación y Mantenimiento en baja tensión realizados por los consultores para las 6 áreas típicas.

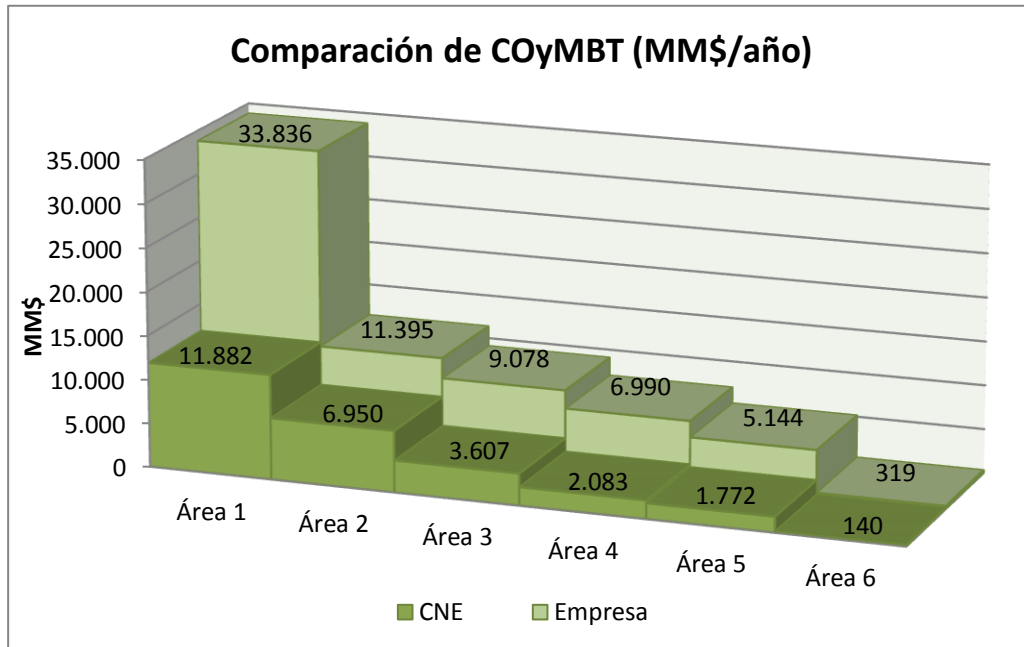


Figura 3.2: Comparación del COyMBT de las 6 áreas típicas.

En este caso, la tendencia de grandes diferencias entre estudios por área es similar a la ocurrida para gráfico de alta tensión, sin embargo, para el área 1 las diferencias con respecto a cantidad, exceden a las otras áreas, alcanzando 21.954MM\$ (valor que supera al costo total de cualquiera de las áreas restantes), pero visto porcentualmente, sus diferencias se encuentran dentro de los rangos de las otras áreas, donde el área típica 4 con un 236% de diferencia porcentual, lidera las desigualdades en baja tensión, esto se puede verificar en la tabla 3.21. Sin embargo, dada las grandes magnitudes de las diferencias de costos alcanzadas para el área 1, se considera relevante analizar en profundidad los factores que generan aquellos resultados, por lo cual en capítulos siguientes se procederá a identificar con mayor detalle la procedencia de las desigualdades de los estudios efectuados para el área 1. Además, para poder normalizar los datos presentados se compararán los costos unitarios los que finalmente definirán los rangos de diferencias.

De todas formas la tabla siguiente cuantifica lo presentado en la Figura 3.5.

	CNE (MM\$/año)	Empresa (MM\$/año)	Diferencia Porcentual
Área 1	11.882	33.836	185%
Área 2	6.950	11.395	64%

Área 3	3.607	9.078	152%
Área 4	2.083	6.990	236%
Área 5	1.772	5.144	190%
Área 6	140	319	127%

Tabla 3.21: Comparación de los COyMBT para las 6 áreas.

Se observa en la tabla 3.21, que las diferencias son notoriamente superiores que para el caso AT, en un rango del 64 al 236%.

En la tabla 3.22 se presentan los COyM, los que corresponden a una suma de los costos obtenidos AT y BT, con esto se compararán los resultados finales obtenidos.

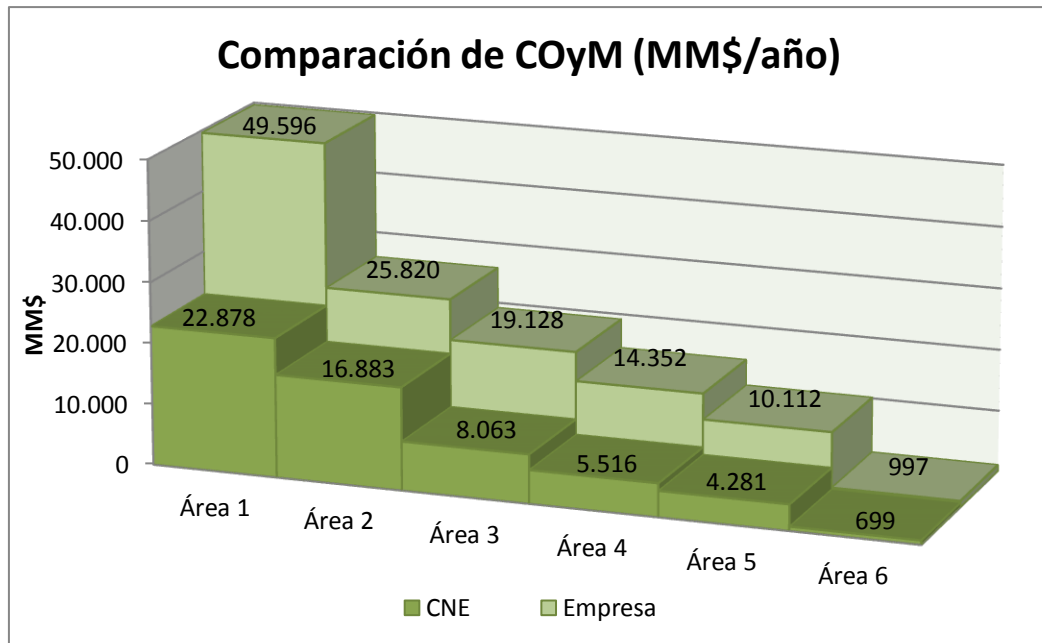


Figura 3.3: Comparación del COyM de las 6 áreas típicas.

El gráfico de la Figura 9, correspondiente a la suma de los dos anteriores, y establece en definitiva que las diferencias alcanzadas en el área 1, son las mayores con respecto a cantidad, donde la desigualdad es de 26.719MM\$. Pero analizado las diferencias porcentuales, el área 4 continua liderando con un valor de 160%.

La tabla 3.22 presenta los valores de la Figura anterior con mayor detalle.

	CNE (MM\$/año)	Empresa (MM\$/año)	Diferencia Porcentual
Área 1	22.878	49.596	117%
Área 2	16.883	25.820	53%
Área 3	8.063	19.128	137%
Área 4	5.516	14.352	160%
Área 5	4.281	10.112	136%

Área 6	699	997	43%
--------	-----	-----	-----

Tabla 3.22: Comparación de los COyM para las 6 áreas.

Es necesario recalcar que este valor corresponde a uno de los componentes fundamentales en la determinación final del VAD, por lo cual, sus diferencias impactan fuertemente en los resultados.

3.3.2 Comparación del aVNR.

El análisis de los aVNR de las áreas, se subdividirán en aVNRAT y aVNRBT los cuales considerarán los costos anuales de renovación de las instalaciones, los costos de bienes muebles e inmuebles, el capital de explotación y los bienes intangibles absolutos, cada uno de esos tópicos según su nivel de tensión.

Se comenzará presentando los datos obtenidos del aVNR en alta tensión, para lo cual la Figura 9 compara los costos de las diferentes áreas determinados por cada consultor.

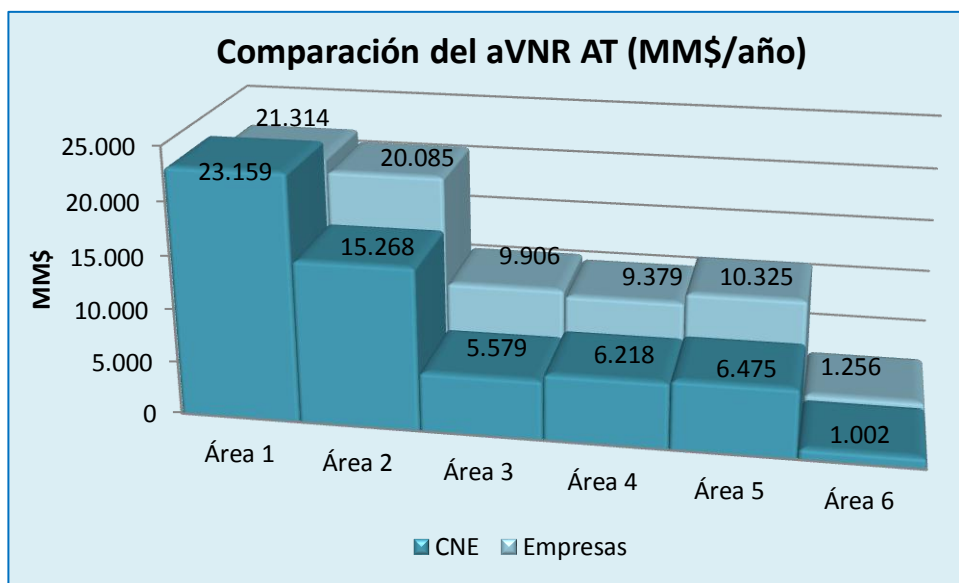


Figura 3.4: Comparación del aVNR AT de las 6 áreas típicas.

Se observa de la Figura anterior, que las diferencias que alcanzan estos valores son significativas para las áreas 2, 3, 4 y 5, y para las otras dos no se aprecian desigualdades elevadas. Además, se observa que los estudios de las empresas, con excepción del área 1, poseen valores superiores a los del consultor de la CNE, tendencia evidenciada en la mayoría de los casos anteriores.

Las diferencias porcentuales de estos valores se observan en la tabla 3.23, donde se aprecia que la mayor diferencia la posee el área 3 con un 44%. Comparando estos datos con las obtenidas en los costos de operación, se evidencia que los rangos son considerablemente inferiores.

La siguiente tabla muestra el detalle de los datos de la Figura 3.7.

	CNE (MM\$/año)	Empresas (MM\$/año)	Dif %
Área 1	23.159	21.314	-8,65%
Área 2	15.268	20.085	23,98%
Área 3	5.579	9.906	43,68%
Área 4	6.218	9.379	33,70%
Área 5	6.475	10.325	37,29%
Área 6	1.002	1.256	20,16%

Tabla 3.23: Comparación del aVNR AT para las 6 áreas.

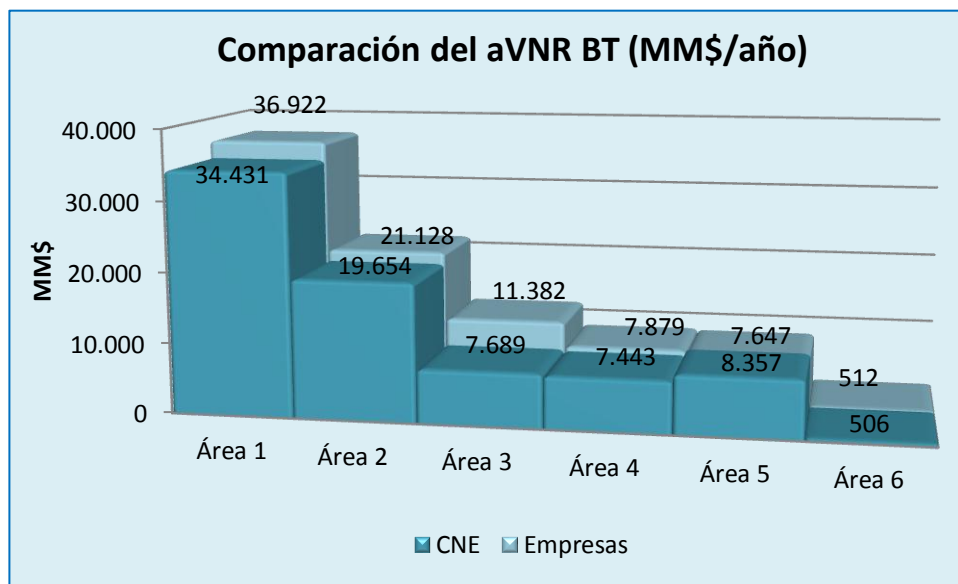


Figura 3.5: Comparación del aVNR BT de las 6 áreas típicas.

Para el caso del aVNR BT que se presenta en la Figura 3.8, se presenta nuevamente la tendencia de costos superiores por parte de los consultores de las empresas, sin embargo se observa que estos valores no difieren fuertemente en comparación a lo anterior, es más, los valores son bastante cercanos entre sí, donde el área 3 es la única que presenta mayores diferencias, alcanzando un 32%.

La tabla 3.24 precisa las diferencias que se describen en el párrafo anterior.

CNE	Empresas	Dif %
-----	----------	-------

	(MM\$/año)	(MM\$/año)	
Área 1	34.431	36.922	6,75%
Área 2	19.654	21.128	6,98%
Área 3	7.689	11.382	32,44%
Área 4	7.443	7.879	5,53%
Área 5	8.357	7.647	-9,30%
Área 6	506	512	1,17%

Tabla 3.24: Comparación de aVNR BT para las 6 áreas.

En la siguiente figura se presenta el aVNR el cual corresponde a la suma de los dos casos anteriormente analizados.

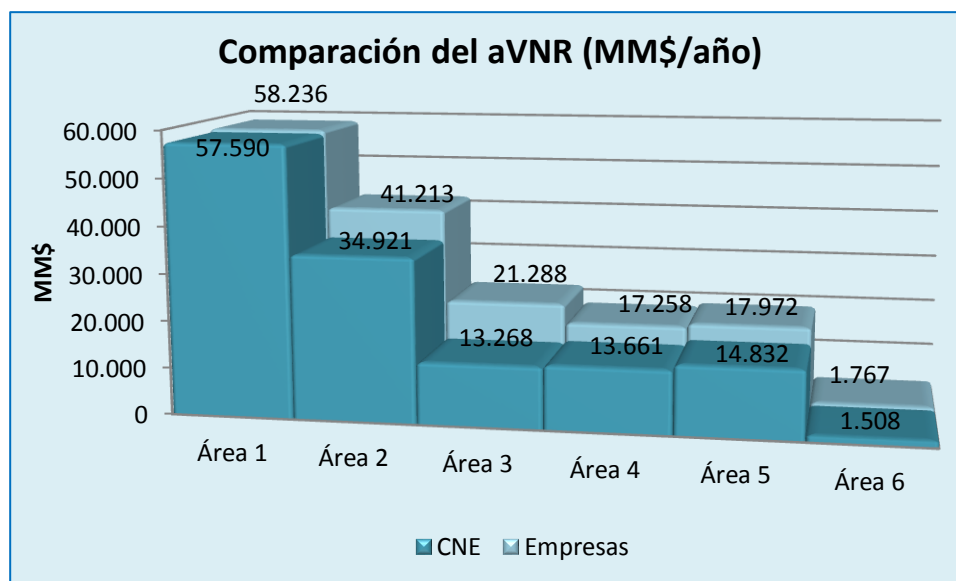


Figura 3.6: Comparación del aVNR de las 6 áreas típicas.

Para los aVNR presentados en la figura 3.9, se observa que el área 1 posee mínimas diferencias, alcanzado solamente un 1%. En contraste, el área 3 es quien en este ítem presentó mayores desigualdades, bordeando el 38% de diferencia. La tabla siguiente presenta con detalle aquellas diferencias para todas las áreas.

	CNE (MM\$/año)	Empresas (MM\$/año)	Dif %
Área 1	57.590	58.236	1,11%
Área 2	34.921	41.213	15,27%
Área 3	13.268	21.288	37,67%
Área 4	13.661	17.258	20,84%
Área 5	14.832	17.972	17,47%
Área 6	1.508	1.767	14,66%

Tabla 3.25: Comparación de aVNR total para las 6 áreas.

3.4 Comparación de los costos unitarios componentes del VAD.

3.4.1 Diferencias totales del VAD.

El VAD, como se explicó anteriormente, está compuesto por varias componentes, por lo cual se considera necesario antes de comparar cada una de ellas, analizar las diferencias que las componentes generan en conjunto. Por lo cual, en lo que sigue se presentan el cálculo obtenido de determinar los ingresos que se obtienen aplicando las componentes que cada consultor determinó. A partir de aquel resultado se podrá comparar de las diferencias globales.

Por lo cual, la siguiente formula resume los ingresos que se obtienen utilizando aquellas componentes.

$$\text{Ingresos Totales} = \text{Ingresos por Distribuir} + \text{Ingresos por pérdidas} + \text{Ingresos por clientes}$$

Donde cada uno de los ingresos se calcula de la siguiente forma,

$$\text{Ingresos por Distribuir} = CDAT \cdot kWAT + CDBT \cdot kWBT$$

$$\text{Ingresos por Pérdidas Potencia} = [(kWAT \cdot PPAT + kWBT \cdot PPBT) - (kWAT + kWBT)] \cdot Pp$$

$$\text{Ingresos por Pérdidas Energía} = [(kWhAT \cdot PEAT + kWhBT \cdot PEBT) - (kWhAT + kWhBT)] \cdot Pe$$

$$\text{Ingresos por clientes} = NCME \cdot CFE + NCMD \cdot CFD + NCMH \cdot CFH$$

Donde,

CDAT y CDBT= Costos por distribuir en alta y baja tensión.

kWBT y kWAT= Potencia ingresada a distribución AT y BT.

kWhBT y kWhAT= Energía ingresada a distribución AT y BT.

Pp y Pe= Precio de la potencia y precio de energía, referencia mayo 2010.

CFE, CFD y CFH= Costos fijos de clientes según medidor.

NCME, NCMD y NCMH= Números de clientes según medidor.

A partir de los ingresos que genera cada componen se realizó la tabla 3.26 la cual permite compararlos y analizar sus diferencias. Es importante destacar que se consideraron algunos datos como fijos para ambos consultores, con el fin de poder normalizar las comparaciones, específicamente se consideraron comunes los números de clientes, se ponderaron los valores de potencias y energía ingresados a distribución y también los precios de ellas.

	CNE (\$ millones)	EMPRESA	Dif %
Área 1	115.099	146.228	27,05%
Área 2	77.399	137.442	77,58%
Área 3	31.089	70.023	125,23%
Área 4	26.213	55.398	111,33%
Área 5	25.562	49.770	94,70%
Área 6	5.503	8.875	61,27%

Tabla 3.26: Comparación de ingresos totales anuales de cada estudio.

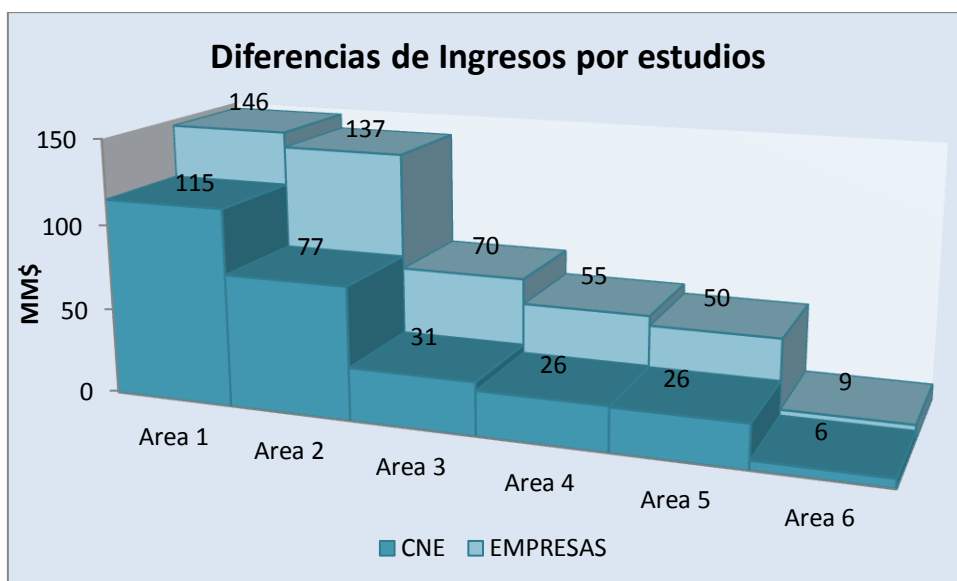


Figura 3.7: Diferencias de ingresos de estudios.

De la tabla 3.26 se observa que las diferencias de los ingresos obtenidos a partir de las componentes de ambos estudios, presentan valores bastante diferentes para en cada caso, donde el área 1 fue la que finalmente presentó menores diferencias, alcanzando solamente un 27%, mientras que el área 3 fue quien presentó la mayor desigualdad porcentual, con un 125%.

Se considera que esta información es fundamental, puesto que representa las diferencias generales que se obtiene de los diferentes estudios realizados para cada área y permitiendo analizar el impacto final que generan las componentes en conjunto. Puesto que, los resultados que se muestran en el cuadro anterior dan cuenta de la totalidad de los costos considerados en cada caso por los consultores, incluyendo inversión, costos de operación y mantenimiento y la valorización de las pérdidas, tanto de energía como de potencia.

Una vez presentado las diferencias finales en los ingresos, se considera necesario analizar individualmente cada componente que lo conforma, por lo cual, en lo que sigue se analizarán comparativamente los costos unitarios de los diferentes componentes del VAD. A partir de estas

comparaciones, se buscará identificar tendencias de contrastes en los estudios, y además, observaciones y análisis de los datos, para poder generar conclusiones y posibles consideraciones que busquen aportar en los próximos procesos de tarificación.

Además, para cada componente del VAD, se presentan gráficos comparativos, con esto se espera clarificar las diferencias, y facilitar la búsqueda de patrones generales entre ellos, los cuales permitan orientar la identificación de los criterios específicos que generaron las diferencias.

Por otro lado, se analizará la metodología con la cual se tipificaron las áreas típicas, la que se basa en el precepto legal de agrupar empresas o sectores de ellas según posean valores agregados de distribución similares entre sí. Por lo cual, se analizará tal criterio contrastado con los resultados que se presenten, y se analizará críticamente si es que el criterio de tipificación es el adecuado, y de ser posible se propondrá una nueva forma de agrupar en áreas típicas.

3.4.2 Comparación de Cargos Fijos.

En los siguientes gráficos se comparan los costos unitarios que los consultores determinaron para los cargos fijos, analizados por anualidad que paga cada tipo de cliente. Estos costos fueron comparados según las agrupaciones que las Bases establecen, es decir por:

CFE: Cargo fijo para medidor de energía.

CFD: Cargo fijo para medidor de energía y medidor de demanda.

CFH: Cargo fijo para medidor de energía y medidor horario.

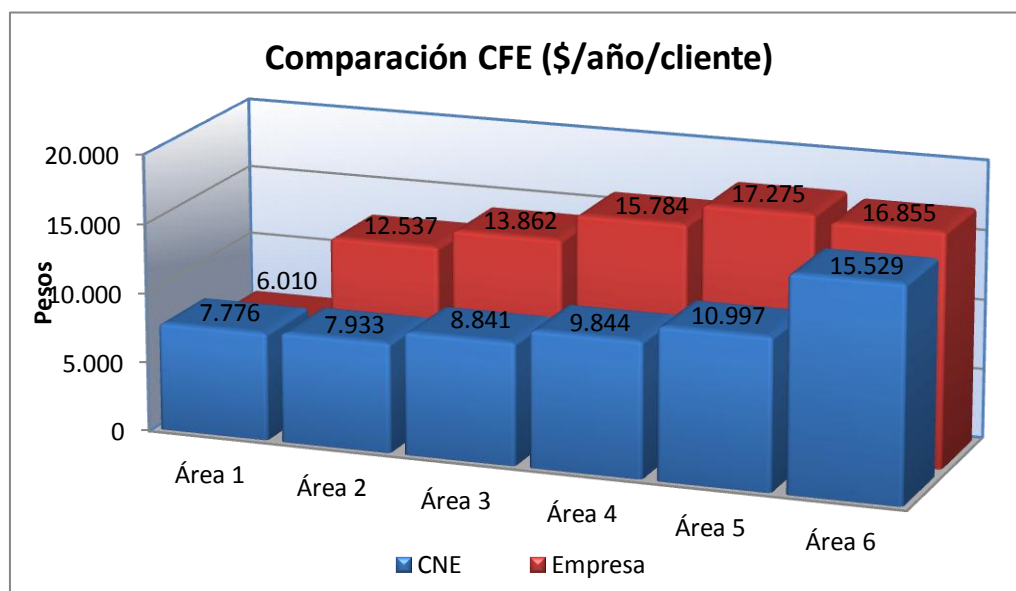


Figura 3.8: Comparación del CFE de las 6 áreas típicas.

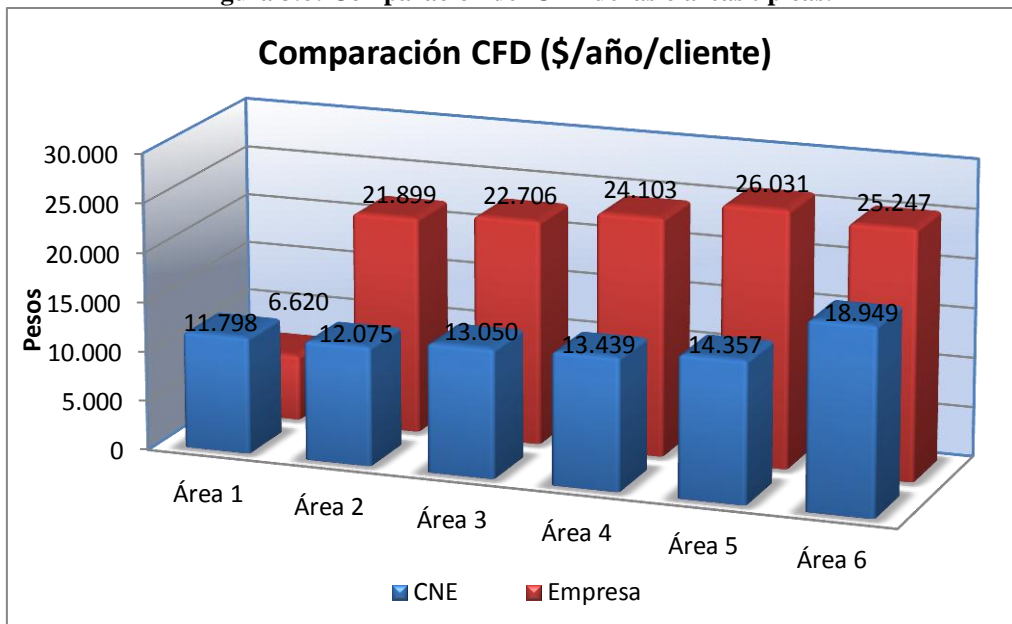


Figura 3.9: Comparación del CFH de las 6 áreas típicas.

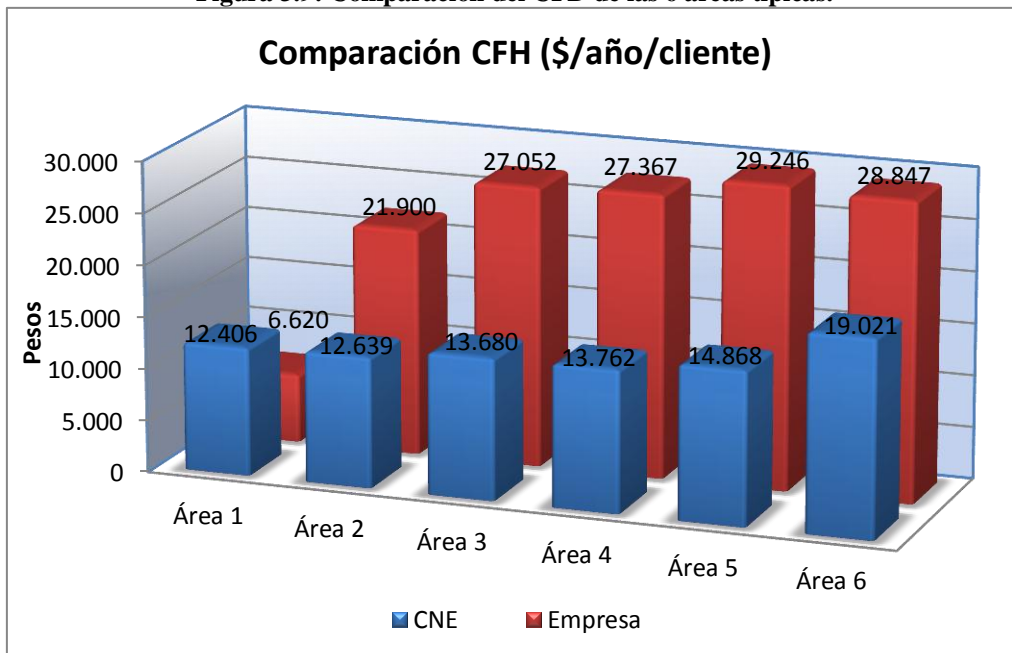


Figura 3.10: Comparación del CFH de las 6 áreas típicas.

De los gráficos se observa en ambos estudios una tendencia de costos unitarios crecientes en la medida que el número de área típica aumenta. El mayor valor obtenido en el estudio del consultor de la empresa del área 5 respecto del área 6, no invalida esta conclusión.

Las diferencias porcentuales de cada área, entre los estudios de consultores de la CNE y de empresas, se muestra en la Tabla 3.27. Como ya se ha señalado, la base de la referencia porcentual se ha considerado el valor determinado por el consultor de la CNE.

Contrastando los valores de los consultores para cada área, se observa que las diferencias son elevadas, tal como se puede ver en la tabla 29 de diferencias porcentuales.

	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4	Área 5	Área 6
CFE	-22,71%	58,03%	56,79%	60,34%	57,09%	8,54%
CFD	-43,88%	81,36%	74,00%	79,35%	81,31%	33,24%
CFH	-46,64%	73,28%	97,75%	98,85%	96,70%	51,66%

Tabla 3.27: Comparación de los costos fijos.

Se observa que las diferencias más elevadas se generan en los CFH, donde estas alcanzan el 98,85% de diferencia en el área 4, y las menores diferencias se presentan en los CFE. Es del caso destacar que en el caso del área 1, los valores más bajos son los determinados por los consultores de la empresa.

Sin embargo, en la generalidad las diferencias son elevadas y los consultores de las empresas presentan costos mayores.

Por otro lado, se observa que en los estudios de la CNE, los costos unitarios desde el área 1 a la 5 son similares entre sí, y se podrían encasillar dentro de un mismo grupo, puesto que no difieren fuertemente, mientras que para el área 6 los costos aumentan en mayor proporción, por lo que no se podrían considerar dentro de aquella agrupación. Visto de otra manera, en un análisis más riguroso con respecto a las diferencias de los costos entre áreas, estas se podrían agrupar como áreas 1-2, áreas 3-4 y las otras 2 quedando de forma independiente, pues cada una de esas agrupaciones posee costos bastante similares. Es importante recalcar que estas agrupaciones son solo considerando los costos unitarios de clientes, por lo que aquellos valores no representan a la totalidad del VAD solo a una parte.

Con respecto a los estudios de las empresas, se observa que el área 1, presentó costos significativamente menores, y representa una particularidad en los resultados. Y con respecto a las otras áreas, se observa que estas nuevamente se pueden agrupar, esta vez como área 2 por sí sola, luego 3-4 y finalmente 5-6.

3.4.3 Comparación de resultados de balances de energía y potencias.

Anteriormente se presentaron los balances de energía que los consultores realizaron, en esta parte se comprarán aquellos valores entre resultados de mismas áreas.

En el siguiente gráfico, se observa que las diferencias entre estudios de las mismas áreas no difieren en grandes cantidades, y para analizar aquello se presentarán las diferencias porcentuales que poseen, tomando como base los datos de la CNE.

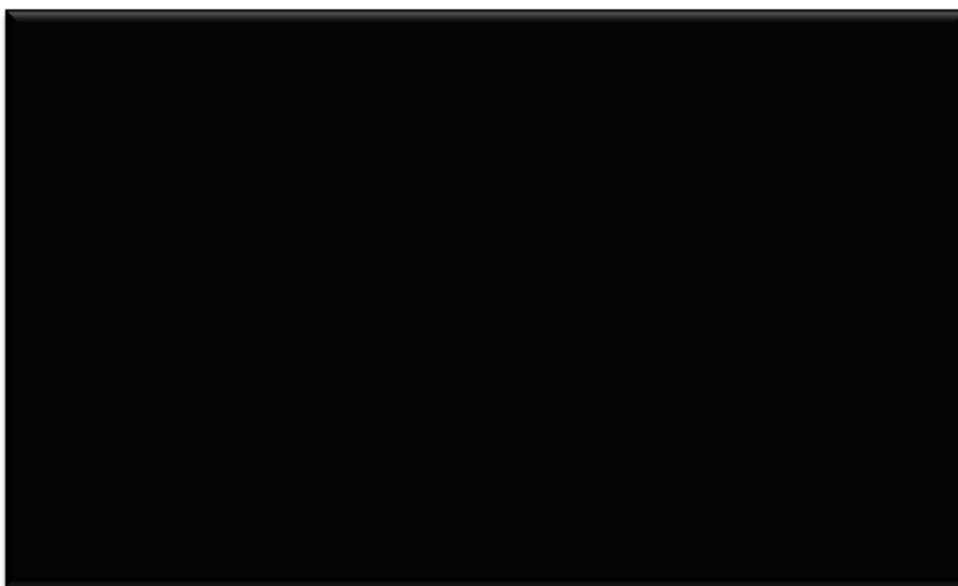


Figura 3.11: Diferencia porcentual del kWAT para las 6 áreas típicas.

Es importante mencionar, que las diferencias en los balances de energía y potencia implican diferencias hacia los costos de distribución CDAT y CDBT. Específicamente los parámetros $koym$ (at y bt) y ki (at y bt) son determinados dividiendo los costos de operación y mantenimiento y los costos de las instalaciones respectivamente por los kW, por lo cual, mientras la magnitud de este último sea menor, los costos unitarios correspondientes (CDAT y CDBT).

Para poder determinar específicamente esta influencia en los resultados finales se realiza el siguiente ejercicio: Se considerarán los mismos costos (de instalaciones, operación y mantenimiento) para ambos consultores y los kilowatts de la CNE como base, con la finalidad de evaluar la influencia de las diferencias de los kilowatts en los costos por distribuir.

Entonces se tiene lo siguiente:

Área	CNE (KWAT)	Empresas (KWAT)	Equivalente CNE	Equivalente Empresas	Ponderación (2/3 +1/3)	% de influencia
1	1.881.915	1.896.815	100	100,79	0,9974	-0,26%
2	1.136.630	1.151.167	100	101,28	0,9958	-0,42%
3	344.838	353.857	100	102,62	0,9915	-0,85%
4	277.941	263.970	100	94,97	1,0176	1,76%

5	122.085	116.442	100	95,38	1,0162	1,62%
6	8.452	8.445	100	99,92	1,0003	0,03%

Tabla 3.28: Influencia de los KWAT sobre los CDAT.

En la figura 3.14, se observa que los valores que determinaron los consultores en cada área, no difieren en grandes márgenes, siendo el área 4 quien mostró mayores contrastes alcanzando un 5% de diferencia porcentual. Lo que complementado con la tabla 30, indica que la consecuencia de aquellas diferencias efectivamente influye sobre el CDAT, y específicamente, la mayor influencia porcentual se identifica también en el área 4, donde esta logra incidir en un 1,76% en las diferencias en el CDAT

La siguiente figura y tabla repiten el ejercicio recién realizado, sólo que esta vez enfocado a la baja tensión.

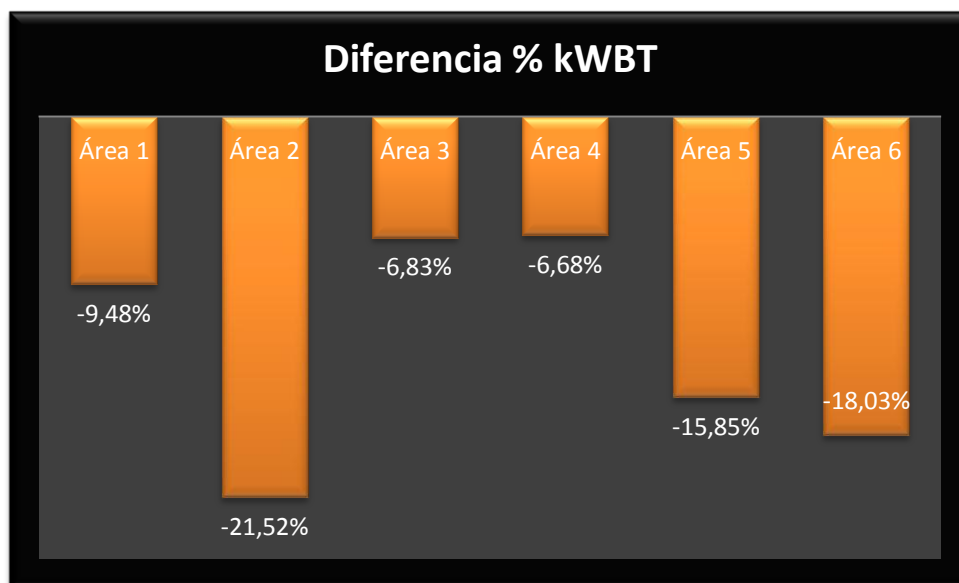


Figura 3.12: Diferencia porcentual del kWBT para las 6 áreas típicas.

Área	CNE (KWAT)	Empresas (KWAT)	Equivalente CNE	Equivalente Empresas	Ponderación (2/3+1/3)	% de influencia
1	1.112.663	1.007.138	100	90,52	1,0349	3,49%
2	622.070	488.201	100	78,48	1,0914	9,14%
3	205.053	191.044	100	93,17	1,0244	2,44%
4	147.461	137.604	100	93,32	1,0239	2,39%
5	82.558	69.470	100	84,15	1,0628	6,28%
6	4.931	4.042	100	81,97	1,0733	7,33%

Tabla 3.29: Influencia de los KWBT sobre los CDBT.

Para baja tensión las diferencias alcanzaron rangos mayores, donde el área 2 logró un 21,52% con respecto del consultor CNE, siendo quien presentara mayores desigualdades. Además, se considera que las diferencias del área 2, 5 y 6 fueron bastante elevadas.

Finalmente, se verifica la considerable influencia estas diferencias tuvieron en los CDBT, específicamente en el área 2 donde representó el 9,14% de diferencia de esta componente.

Por otro lado, dentro de los factores de expansión de pérdidas, es importante analizar los valores decimales de cada factor, dado que ellos son los que representan los porcentajes de pérdidas dimensionados por cada consultor.

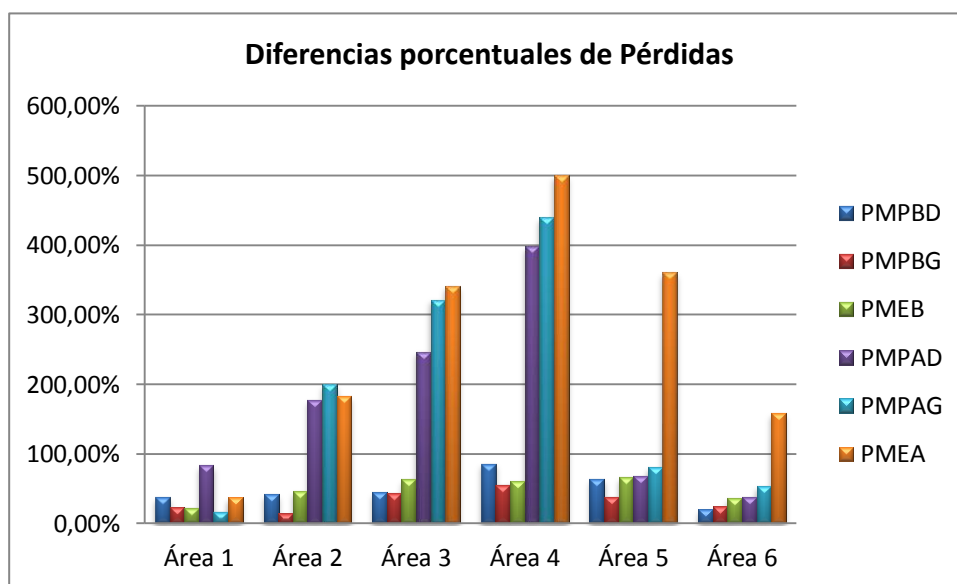


Figura 3.13: Diferencias porcentuales de las pérdidas para las 6 áreas.

Del gráfico se observa que las mayores diferencias se encuentran en las pérdidas AT, lo que se cumple prácticamente para todas las áreas, con excepción de la 1. Se puede evidenciar además, que las mayores diferencias se presentan en el área 4, donde estas alcanzan en pérdidas de energía hasta 500% de diferencia con respecto a los valores de la CNE. En tanto a las pérdidas BT, las diferencias son relativamente similares para todas las áreas, estas alcanzan valores entre el 20 y el 60%. La siguiente tabla muestra en detalle las diferencias porcentuales calculadas.

	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4	Área 5	Área 6
PMPBD	38,44%	41,67%	44,67%	86,17%	63,50%	20,44%
PMPBG	23,64%	14,26%	43,40%	55,36%	38,62%	24,06%
PMEB	22,48%	46,73%	63,62%	60,69%	66,56%	36,67%
PMPAD	83,86%	177,69%	247,25%	398,75%	68,89%	38,44%
PMPAG	17,39%	200,00%	322,08%	440,00%	80,63%	54,21%
PMEA	36,83%	183,00%	341,43%	500,00%	360,83%	159,20%

Tabla 3.30: Diferencias porcentuales de las pérdidas entre estudios para las 6 áreas.

En términos absolutos se pueden observar los siguientes valores, donde se puede comparar las pérdidas directamente. En el cuadro, para cada área, se presentan dos columnas. En la primera, se incluyen los valores determinados por el consultor de la CNE en tanto que en el segundo el de las empresas.

	Área 1		Área 2		Área 3		Área 4		Área 5		Área 6	
PMPBD	0,0491	0,068	0,0540	0,0765	0,0591	0,0855	0,0470	0,0875	0,0600	0,0981	0,0680	0,0819
PMPBG	0,0550	0,068	0,0610	0,0697	0,0523	0,0750	0,0560	0,0870	0,0650	0,0901	0,0690	0,0856
PMEB	0,0452	0,0553	0,0550	0,0807	0,0536	0,0877	0,0580	0,0932	0,0610	0,1016	0,0750	0,1025
PMPAD	0,0049	0,009	0,0130	0,0361	0,0091	0,0316	0,0080	0,0399	0,0360	0,0608	0,0450	0,0623
PMPAG	0,0044	0,0052	0,0110	0,0330	0,0077	0,0325	0,0070	0,0378	0,0320	0,0578	0,0380	0,0586
PMEA	0,0045	0,0062	0,0100	0,0283	0,0070	0,0309	0,0060	0,0360	0,0120	0,0553	0,0250	0,0648

Tabla 3.31: Valores absolutos de las pérdidas de ambos estudios para las 6 áreas.

Finalmente, se destaca que para la totalidad de los casos, los dimensionamientos realizados por los consultores de las empresas, presentaron mayores pérdidas que los consultores de la CNE. Por otro lado, se desea destacar que las pérdidas pueden llegar a representar entre el 10 y el 15% del VAD, el análisis que determina estas cifras puede encontrarse en el anexo A.2. Esto quiere decir que una diferencia de 10% incide en una diferencia total de entre 1 a 1,5%.

3.4.4 Comparación de los costos unitarios de Operación y Mantenimiento.

Dado que las diferencias absolutas presentaron grandes valores, en lo que sigue se compararán los costos unitarios, valores que permitirán normalizar los datos y poder realizar comparaciones entre consultores de mismas áreas típicas como también entre áreas, por lo cual a continuación se presentan tablas y gráficos que otorgan la posibilidad de análisis

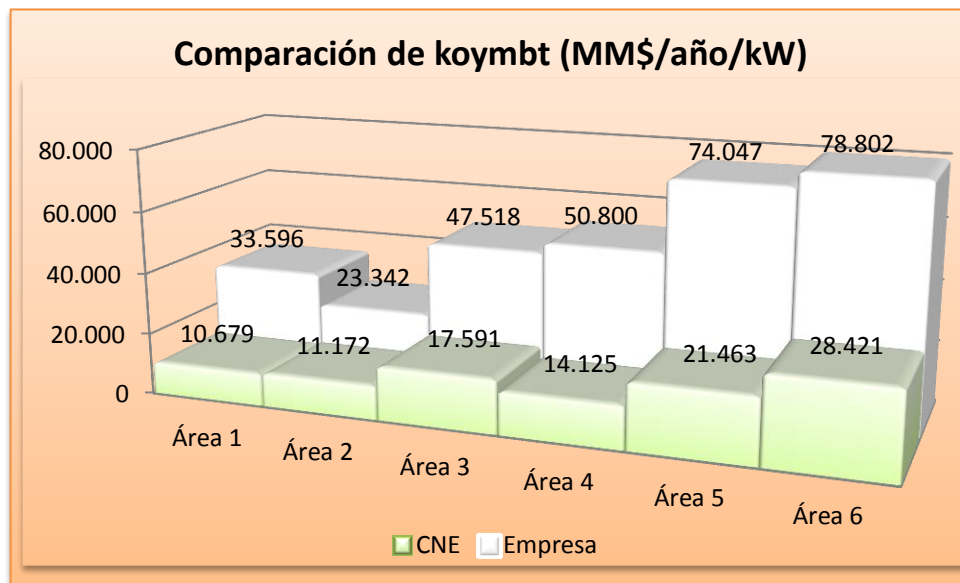


Figura 3.14: Comparación de los koymbt para las 6 áreas.

El gráfico de la figura 3.17, correspondiente a costos unitarios medios de operación y mantenimiento en baja tensión de las 6 áreas, presenta varias particularidades. En primer lugar, analizando comparativamente los estudios de mismas áreas, se observa grandes diferencias para cada uno de los casos, donde los consultores de las empresas dimensionaron costos considerablemente superiores. Esto es producto de que lo analizado anteriormente, donde los costos absolutos OyM establecidos por el consultor CNE fueron inferiores a los de su contraparte y adicionando lo visto sobre potencia máxima coincidente, donde este mismo consultor dimensionó valores superiores en la mayor cantidad de los casos, puesto la forma en la cual los costos medios se calculan (costos absolutos/kW) se acentúan las diferencias entre consultores. En la tabla 3.32 se pueden observar las diferencias porcentuales para poder evidenciar con claridad las diferencias.

	CNE (MM\$/kW)	EMPRESA (MM\$/kW)	DIF %
Área 1	10.679,11	33.596,11	214,60%
Área 2	11.172,01	23.341,61	108,93%
Área 3	17.591,49	47.517,63	170,12%
Área 4	14.125,27	50.800,04	259,64%
Área 5	21.462,57	74.047,27	245,01%
Área 6	28.421,01	78.801,62	177,27%

Tabla 3.32: Comparación de los koymbt (COyMBT/kWBT) para las 6 áreas.

Se observan que las diferencias son elevadas, superando el 100% en el mejor caso. El mayor valor de diferencia se obtiene en el área 4, esta alcanza 260%,

Por otro lado, examinando la evolución de los costos unitarios medios entre áreas típicas, se observa que el consultor CNE presenta costos finales similares entre ellas, específicamente el área 1 y 2, además el área 3 posee valores que superan al área 4 y similares a los del área 5. Por lo cual, analizado lo obtenido, desde el punto de vista de la definición de áreas típicas, las que buscan agrupar empresas que posean valores agregados de distribución similares entre sí, se presenta una gran incongruencia, dado que los costos de las empresas de modelos de áreas diferentes poseen valores agregados de distribución similares unas con otras, por lo cual nuevamente se pone en juicio la forma de realizar la tipificación de las áreas típicas, lo que se seguirá analizando en los costos de inversión para comprobar que este fenómeno sea generalizado. Al igual de cómo se dijo con los costos unitarios de clientes, esta conclusión es parcial, pues no representa a la totalidad del VAD. Si bien la Ley se refiere al VAD completo, se considera relevante analizarlo por partes, sin embargo se deben considerar los vasos comunicantes que en definitiva pueden nivelar aquellas diferencias.

Para los estudios de las empresas, se observa que las áreas 3-4 y 5-6 poseen valores similares entre sí, cumpliéndose nuevamente el situación anteriormente analizado, y además, los costos del área 2 son inferiores al área 1, situación que es contraria a lo que se espera, en atención a que el área 1 tiene mayor densidad que el área 2.

A continuación se presenta la figura de los costos unitarios de operación y mantenimiento de alta tensión.

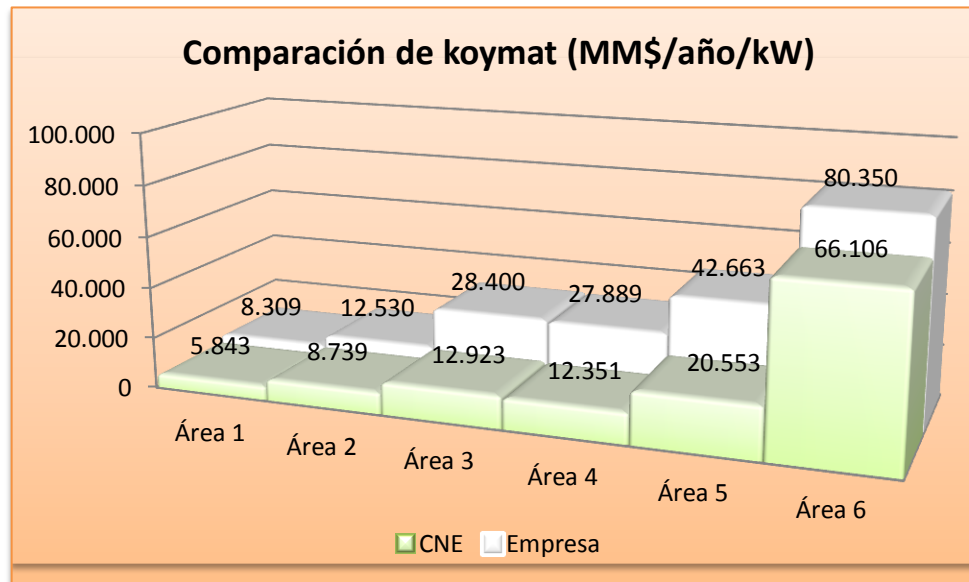


Figura 3.15: Comparación de los koymat para las 6 áreas.

En la figura 3.18 se observa que las igualdades entre áreas no son tan marcadas como para el caso BT, sin embargo la tendencia de agrupar las áreas 3-4 se sigue manteniendo, mientras que para las otras áreas sus costos no son tan cercanos en relación a su magnitud. Recordar que estas comparaciones son por solo la componente de costos de operación y mantenimiento, y no representan a la totalidad del VAD.

Realizando un análisis comparativo entre estudios para cada área en AT, se observa que las diferencias también son menores que para el caso anterior, sin embargo siguen siendo en algunas áreas elevadas, alcanzando en su mayor caso, el área 4 nuevamente, 126% de diferencia.

	CNE (MM\$/kW)	EMPRESA (MM\$/kW)	DIF %
Área 1	5.842,78	8.308,93	42,21%
Área 2	8.739,43	12.529,99	43,37%
Área 3	12.922,84	28.400,21	119,77%
Área 4	12.350,58	27.888,90	125,81%
Área 5	20.553,38	42.663,19	107,57%
Área 6	66.106,45	80.349,73	21,55%

Tabla 3.33: Comparación de los koymat (COyMAT/kWAT) para las 6 áreas.

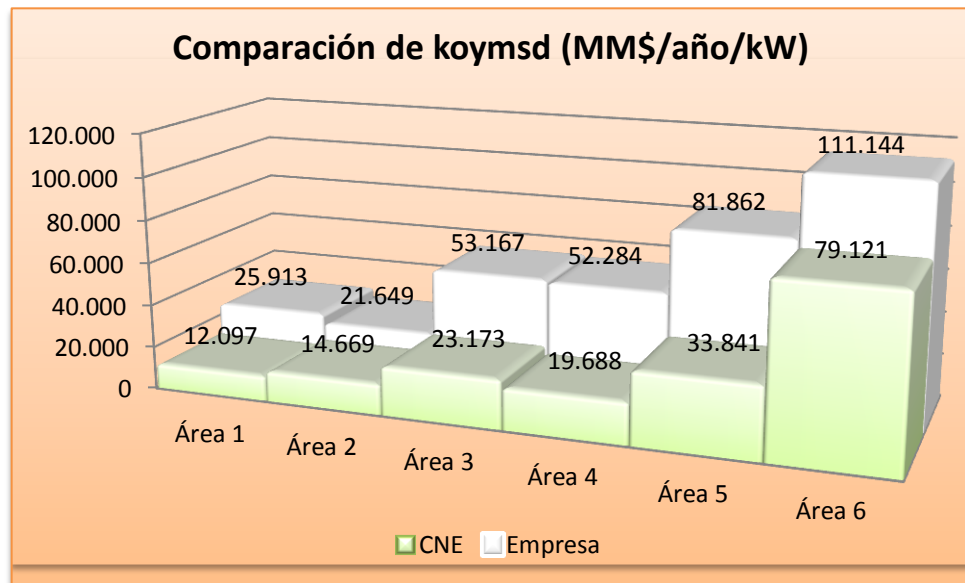


Figura 3.16: Comparación de koymat para las 6 áreas.

En los costos medios de operaciones y mantenimiento del sistema de distribución, se puede observar la tendencia de agrupación clara entre diferentes áreas típicas

Con respecto a las diferencias por área se tiene la siguiente tabla que mezcla los resultados de los dos casos anteriormente analizados, donde las diferencias porcentuales se encuentran

entre el 40 y el 165%, que lógicamente es una mezcla de lo obtenido para los koymat y koymbt. En que los costos unitarios de la CNE son bajos comparativamente con los de las empresas.

	CNE (MM\$/kW)	EMPRESA (MM\$/kW)	DIF %
Área 1	12.097,48	25.912,99	114,20%
Área 2	14.668,73	21.648,64	47,58%
Área 3	23.172,77	53.166,70	129,44%
Área 4	19.688,37	52.283,83	165,56%
Área 5	33.841,07	81.862,09	141,90%
Área 6	79.120,99	111.143,64	40,47%

Tabla 3.34: Comparación de los koymat (COyM/kWSD) para las 6 áreas.

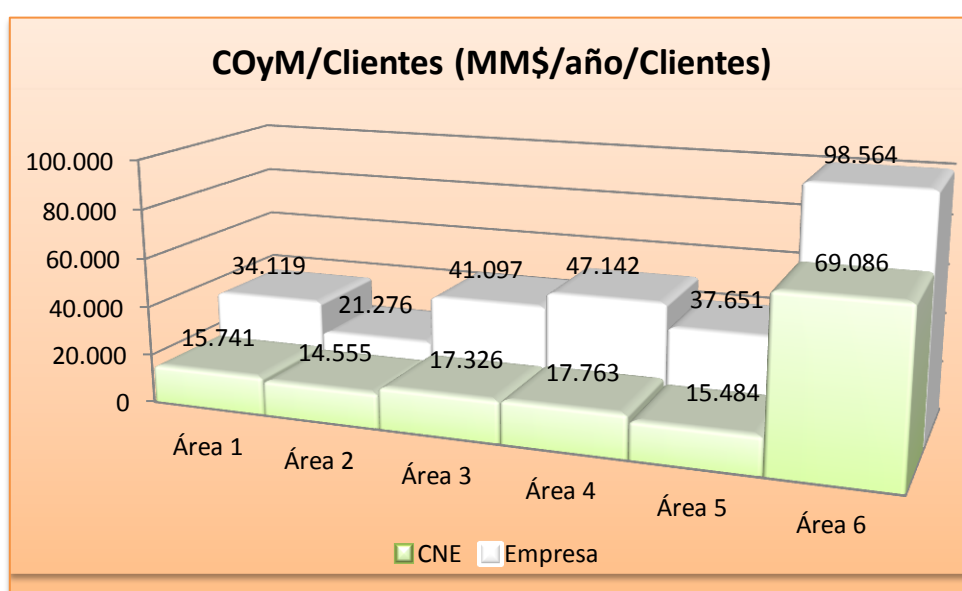


Figura 3.17: Comparación de costos unitarios de OyM por cliente para las 6 áreas.

El gráfico de la figura 3.20, se presentan los costos unitarios analizados desde el punto de vista de clientes. Se aprecia que las diferencias son más pronunciadas. Se observa que los costos obtenidos por el consultor CNE, son similares entre sí desde el área 1 a la 5, y además el área 2 y 5 poseen los valores inferiores de todas las áreas.

Para el caso de los consultores de las empresas, se observan costos dispares, que no siguen una secuencia o patrón específico, pero si recalcan la idea de que la tipificación de las áreas típicas utilizadas no agrupa correctamente a las empresas. Además se vuelve a evidenciar que los costos del área 2, 1 y de la 5 son los menores.

Además para los estudios de las dos partes se observa que el área 6 presenta costos bastante superiores a los de las otras áreas, lo que da cuenta de su extrema ruralidad.

Comparativamente por área, los consultores de las empresas presentan valores superiores a los de la CNE. , La siguiente tabla muestra estas diferencias.

	CNE (MM\$/kW)	EMPRESA (MM\$/kW)	DIF %
Área 1	15.740,99	34.119,16	116,75%
Área 2	14.555,04	21.276,42	46,18%
Área 3	17.325,94	41.097,00	137,20%
Área 4	17.763,22	47.141,76	165,39%
Área 5	15.484,15	37.650,71	143,16%
Área 6	69.086,17	98.563,62	42,67%

Tabla 3.35: Comparación de los COyM/Cliente para las 6 áreas.

3.4.5 Comparación de costos unitarios de los VNR.

En esta sección se procede a comparar los costos unitarios de VNR, para poder determinar los resultados que ambos consultores determinaron y además poder evaluar la tipificación de las áreas efectuada por la CNE.

El siguiente gráfico de la figura 3.21 corresponde al aVNRAT por unidad de kWAT.

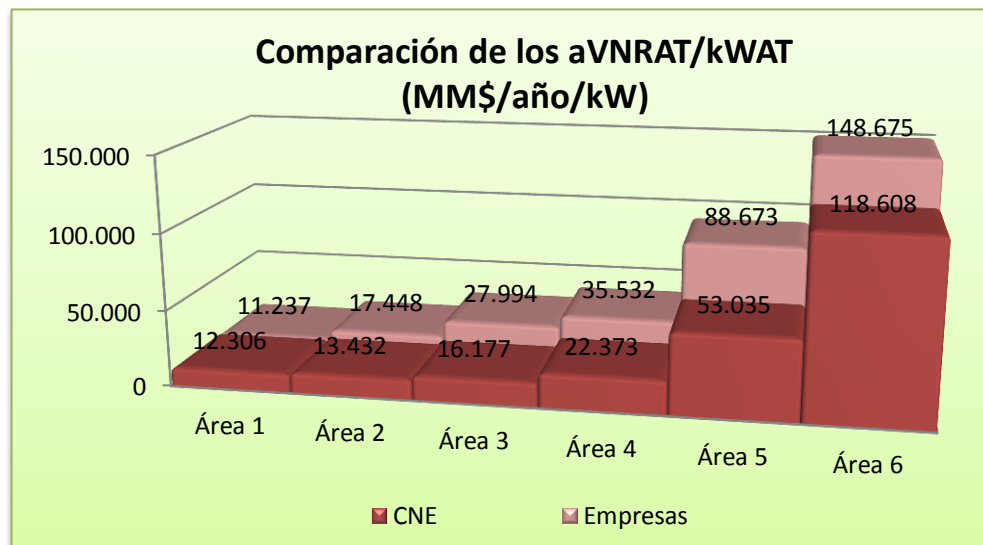


Figura 3.18: Comparación de los costos unitarios VNRAT para las 6 áreas típicas.

A diferencia de los costos absolutos, la Figura 24 presenta una clara curva de costos unitarios crecientes, la cual acentúa su pendiente desde el área 4, alcanzando finalmente grandes magnitudes para el área 5 y 6.

Se observa que los costos unitarios que presentan el área 1 y 2 poseen valores bastante similares entre sí, y lo mismo sucede con las áreas 3 y 4, tanto para el consultor de la CNE como para los consultores de las empresas, por lo cual se considera que es necesario analizar

globalmente la tipificación de las áreas típicas, puesto que en varios costos unitarios se han observado valores similares entre distintas áreas.

Por otro lado, analizando comparativamente cada área, se observa que el área 1 entrega las diferencias menores, y el área 3 es quien presenta las mayores desigualdades porcentuales, alcanzando un 73% de diferencia. La tabla 3.36 presenta, la comparación de aVNRAT/kWAT, para poder observar con mayor detalle las diferencias.

	CNE (MM\$/kW)	Empresa (MM\$/kW)	Diferencia %
Área 1	12.306	11.237	-8,69%
Área 2	13.432	17.448	29,89%
Área 3	16.177	27.994	73,04%
Área 4	22.373	35.532	58,82%
Área 5	53.035	88.673	67,20%
Área 6	118.608	148.675	25,35%

Tabla 3.36: Comparación de los kiat para las 6 áreas.

Para los costos unitarios en baja tensión presentados en la figura 3.22, se observa que las diferencias no son tan marcadas como para otros casos analizados. En la tabla 3.36 se aprecia las diferencias, y se observa que solo las área 1, 4 y 5 poseen valores bastante similares, en el resto de las áreas las diferencias alcanzan contrastes mayores.

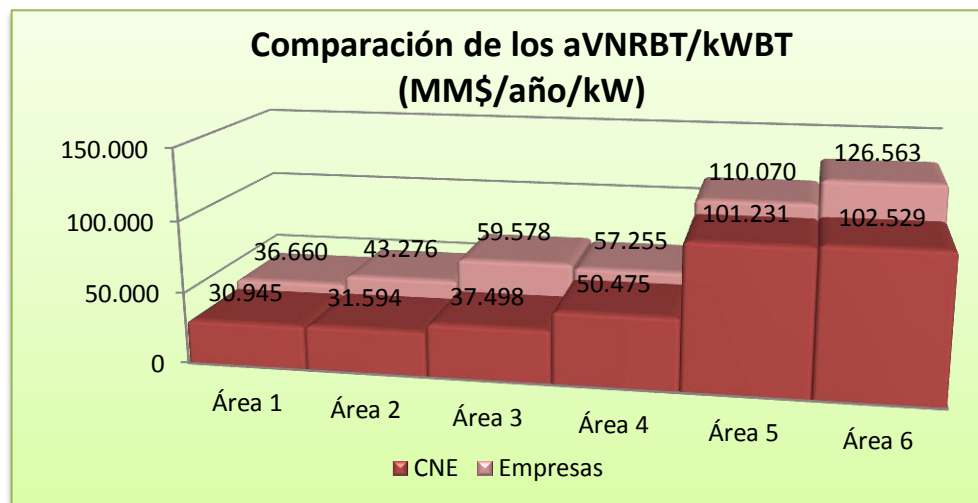


Figura 3.19: Comparación de los costos unitarios VNRBT para las 6 áreas típicas.

	CNE (MM\$/kW)	Empresa (MM\$/kW)	Diferencia %
Área 1	30.945	36.660	18,47%

Área 2	31.594	43.276	36,98%
Área 3	37.498	59.578	58,88%
Área 4	50.475	57.255	13,43%
Área 5	101.231	110.070	8,73%
Área 6	102.529	126.563	23,44%

Tabla 3.37: Comparación de los kibt para las 6 áreas.

Se aprecia que las diferencias porcentuales de los costos para las instalaciones AT son superiores a las obtenidas en las BT. Además se observa que las áreas poseen costos muy similares entre sí, pero en este caso existe una justificación técnica atribuible que explica este hecho, basado en las posibilidades de diseño que poseen las redes BT. Estas redes se ven limitadas por sus características constructivas, ya que no deben ser muy dispersas pues las pérdidas se acentuarían, debido a que sus conductores no están diseñados para abarcar largas longitudes, y de hacerlo así generaría un diseño poco óptimo. Mientras que las redes AT si pueden ser dispersas y sus características de diseño no son tan restringidas como para el caso BT, por lo cual existen mayor cantidad de opciones de dimensionamiento, esto produce que en el caso AT existan valores de mayor desigualdad entre estudios efectuados a partir de las mismas Bases.

A partir de lo anterior, y en búsqueda de mejorar el proceso de tipificación de áreas típicas, visto que las empresas modelos de diferentes áreas poseían similitud de costos entre ellas, se propone la idea de realizar distintos dimensionamientos de estas empresas según su nivel de tensión. Es decir, agrupar las empresas según sus costos y características tanto para redes AT, como para redes BT, y posteriormente, dimensionar empresas modelos diferentes para aquellos niveles de tensión. Ejemplificando para el proceso de tarificación 2008, a partir de los costos que se obtuvieron, se observa que hubiese bastado con realizar 3 empresas modelos para el caso BT, y 5 empresas modelos para los casos AT, y no las mismas 6 empresas en AT y BT, que representarían a las agrupadas a partir de que sus valores agregados de distribución fueran similares entre sí.

La siguiente figura presenta las comparaciones obtenidas para aVNR/kWSD.

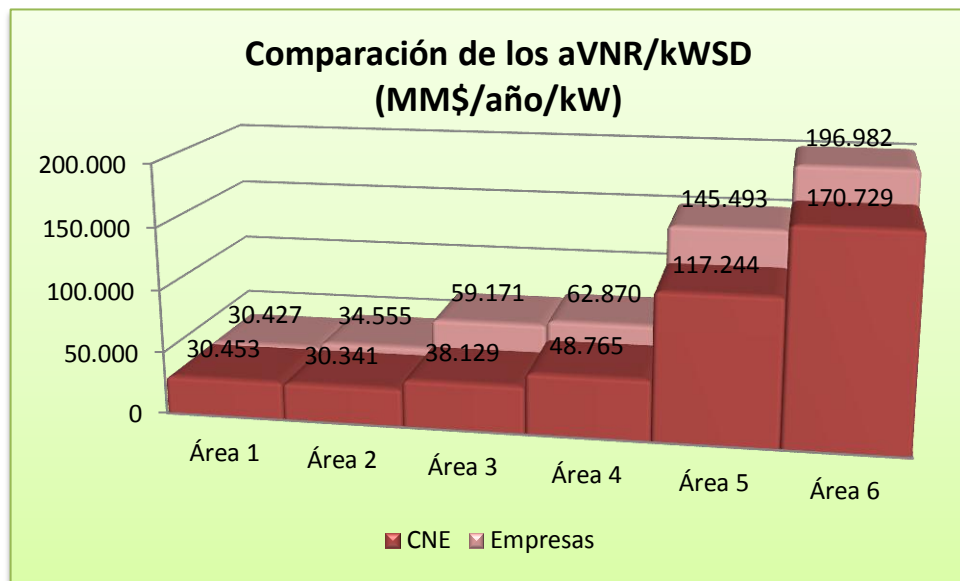


Figura 3.20: Comparación de los costos unitarios VNR para las 6 áreas típicas.

Finalmente, se observa que los costos unitarios de las instalaciones para el sistema de distribución (*a.kisd*), presentan una ponderación de lo visto anteriormente, donde aún se aceptan agrupaciones para algunas áreas, pero no de forma tan categórica como en el caso BT.

Por el lado de las diferencias porcentuales entre áreas, se pueden observar en la tabla 3.38, donde el caso extremo de diferencia corresponde al área 3, que como se dijo anteriormente, será objetivo de profundización en capítulos siguientes. Se observa además, que la diferencia para el área 1 es prácticamente nula, en tanto que la diferencia mayor se observa en los resultados del área típica 3 (55%).

	CNE (MM\$/kW)	Empresa (MM\$/kW)	Diferencia %
Área 1	30.453	30.427	-0,08%
Área 2	30.341	34.555	13,89%
Área 3	38.129	59.171	55,19%
Área 4	48.765	62.870	28,92%
Área 5	117.244	145.493	24,09%
Área 6	170.729	196.982	15,38%

Tabla 3.38: Comparación de los *kisd* para las 6 áreas.

3.4.6 Comparación del VAD.

A continuación se presentan los gráficos de comparación de los VAD que se calculan como la suma de los aquellos valores para las 6 áreas de distribución típicas, diferenciando según el nivel de tensión.

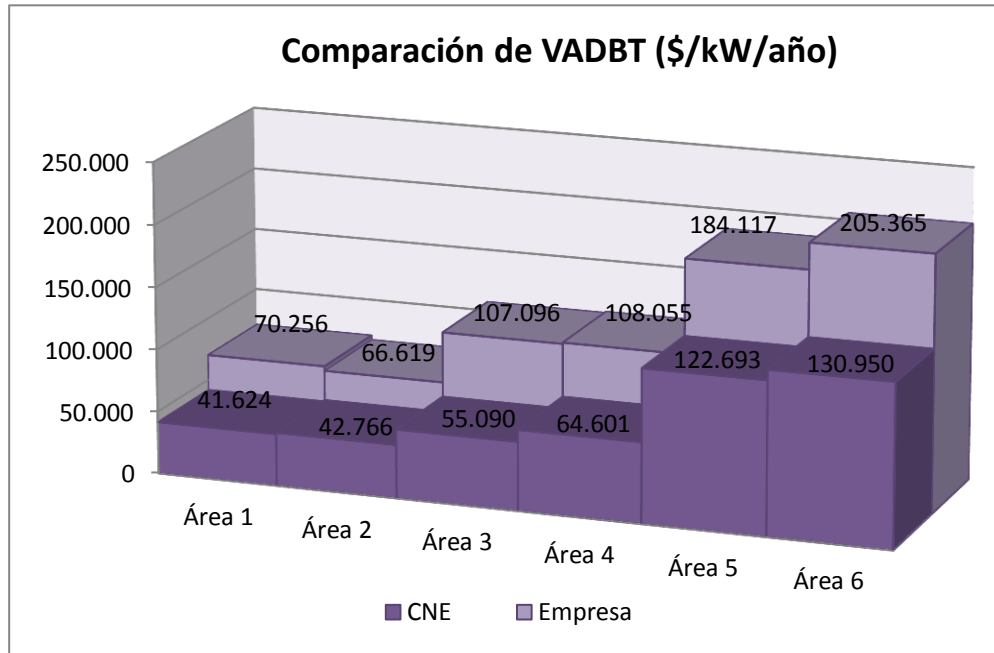


Figura 3.21: Comparación del VADBT de las 6 áreas típicas.

La figura 3.24, presenta costos unitarios de la componente VADBT, los que mantienen la curva creciente observada para los casos anteriores de este tipo de costos, tanto en los resultados de los consultores de la CNE como de los de las empresas.

Se observa que las diferencias entre estudios son en todos los casos superiores al 50%, llegando para el caso del área 3 a un 94%.(ver tabla 3.39).

	CNE	Empresa	Dif %
Área 1	41.624	70.256	69%
Área 2	42.766	66.619	56%
Área 3	55.090	107.096	94%
Área 4	64.601	108.055	67%
Área 5	122.693	184.117	50%
Área 6	130.950	205.365	57%

Tabla 3.39: Comparación de VADBT.

Para el VADBT se vuelve a observar la agrupación de las áreas 1-2, 3-4, y 5-6, basándose en que poseen valores similares entre sí, tanto para los estudios del consultor CNE como para los de las empresas.

Anteriormente, para cada caso analizado se propuso una nueva agrupación de las áreas, basados en la observación de los costos obtenidos para las empresas modelo, dado que sus valores eran similares entre distintas áreas, y específicamente, para el caso del VNR cuando se analizaron los costos unitarios BT, se propuso una nueva metodología para determinar los costos de las empresas modelo, utilizando como justificación no sólo los costos presentados, sino también las restricciones que las redes BT poseen al momento de ser diseñadas. Pero dado que esta reagrupación se observó no solo en términos de instalaciones, sino también en costos de explotación, y finalmente en el VADBT, se concluye que el caso amerita un análisis de factibilidad legal y técnica que permitan la segmentación de áreas típicas según niveles de tensión, y en consecuencia, reformular la metodología y los criterios de agrupar las empresas en áreas típicas, pues para el caso de baja tensión no se requieren de 6 áreas, bastaría con solo 3, a diferencia del caso AT que sí requeriría al menos 5, por lo cual se propone realizar diferentes estudios que dimensionen empresas modelos para AT y para BT.

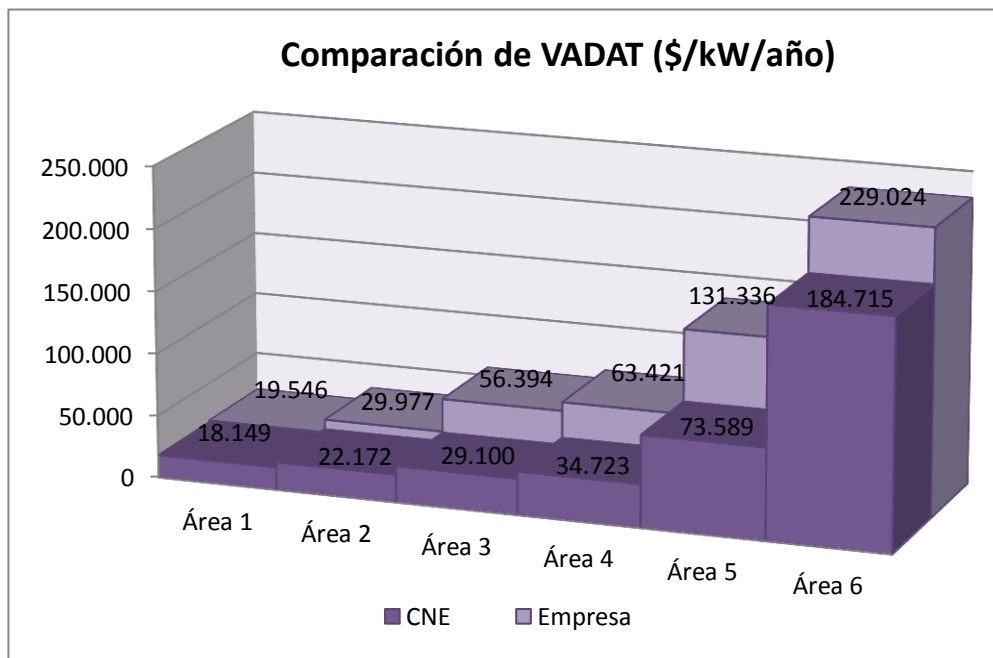


Figura 3.22: Comparación del VADAT de las 6 áreas típicas.

En este caso, la paridad que se evidenció para el caso BT no se presenta, tal como ocurrió para los valores anteriormente analizados, lo que vuelve a marcar las grandes diferencias que existen en sistemas AT y BT.

Por otro lado, la mayor diferencia se manifiesta en el área 3 donde porcentualmente alcanza nuevamente un valor del 94%.

	CNE	Empresa	Dif %
Área 1	18.149	19.546	8%
Área 2	22.172	29.977	35%
Área 3	29.100	56.394	94%
Área 4	34.723	63.421	83%
Área 5	73.589	131.336	78%
Área 6	184.715	229.024	24%

Tabla 3.40: Diferencias porcentuales del VAD para las 6 áreas típicas.

3.4.7 Diferencias por actividad SEC y agrupación de costos.

Anteriormente se compararon los resultados de cada costo final de los estudios para las 6 áreas típicas y además cada componente individual del VAD, con aquello se pudo identificar donde se encontraban las principales diferencias de forma global, e identificar tendencias generales de disimilitudes entre las áreas.

En lo que sigue, se buscará profundizar en los costos principales de los estudios para esto se hará un análisis de las diferencias entre las diversas componentes del VAD, para efectos de establecer el origen de estas diferencias. Si bien las comparaciones a nivel de componentes apuntan a tener mayores explicaciones, se debe tener presente que los costos tienen un determinado nivel de interdependencia entre ellos. A modo de ejemplo, si se diseña una red robusta, ésta redundará en mayores costos de inversión y menores costos de pérdidas. Y viceversa. Otro caso en el que existen interdependencias es entre costos y VNR, es cuando hay diferencias de criterios entre consultores, entre adquirir un bien inmueble o bien arrendarlo.

3.4.7.1 Diferencias de los Costos de Explotación.

Los costos de explotación consideran los costos por operación y mantenimiento y además, los costos relacionados con clientes, costos que según las Bases deben ser presentados siguiendo las siguientes agrupaciones: remuneración de personal propio, servicios contratados por terceros, materiales y otros. Por lo cual, en una primera parte se compararán aquellos rubros para las 6 áreas, con el fin de identificar donde se presentan las mayores diferencias y en lo posible, determinar patrones que se cumplan para la generalidad de las áreas.

Por otro lado, las Bases exigen que los costos sean subdivididos en partidas de costos que fueron definidos por SEC para efectos de normalizar la entrega por parte de las empresas de los costos de explotación y del VNR. Por esta razón, a esta subdivisión se le conoce como las

actividades SEC. También se analizó la información considerando estas partidas. Sin embargo, de los 12 informes analizados, no se pudo extraer toda la información requerida, debido a que algunos consultores presentaron los datos de forma diferente a la exigida por las Bases. No obstante, en algunos casos se pudo adaptar la información de modo de dejarla razonablemente comparable. En otros casos, se descartó hacer esta adaptación, toda vez que el nivel y cantidad de supuestos a aplicar era de tal magnitud, que hacía que las comparaciones tuvieran poca validez. Ese es el caso de las áreas 1, 2, 3 y 6.

En el siguiente gráfico (figura 3.26) se presentan las diferencias según las agrupaciones establecidas por las Bases. Donde cada uno representa el 100% de diferencia que se generan en los costos de explotación y cuanto porcentaje aporta cada ítem que lo compone, de esta forma es posible analizar el aporte que las diferencias de cada ítem impactan en el total de las diferencias, sin embargo lo siguiente no indica quien da mayores o menores valores por tal motivo también se presentan la comparación porcentual de la asignación de costos en actividades SEC las cuales permiten diferenciar hacia qué lado se balancean los datos que cada consultor presentó. Además, se recalca que de acuerdo a lo descrito en el párrafo anterior, no se pudo comparar las áreas 4 y 5.

Diferencias según desglose Bases:

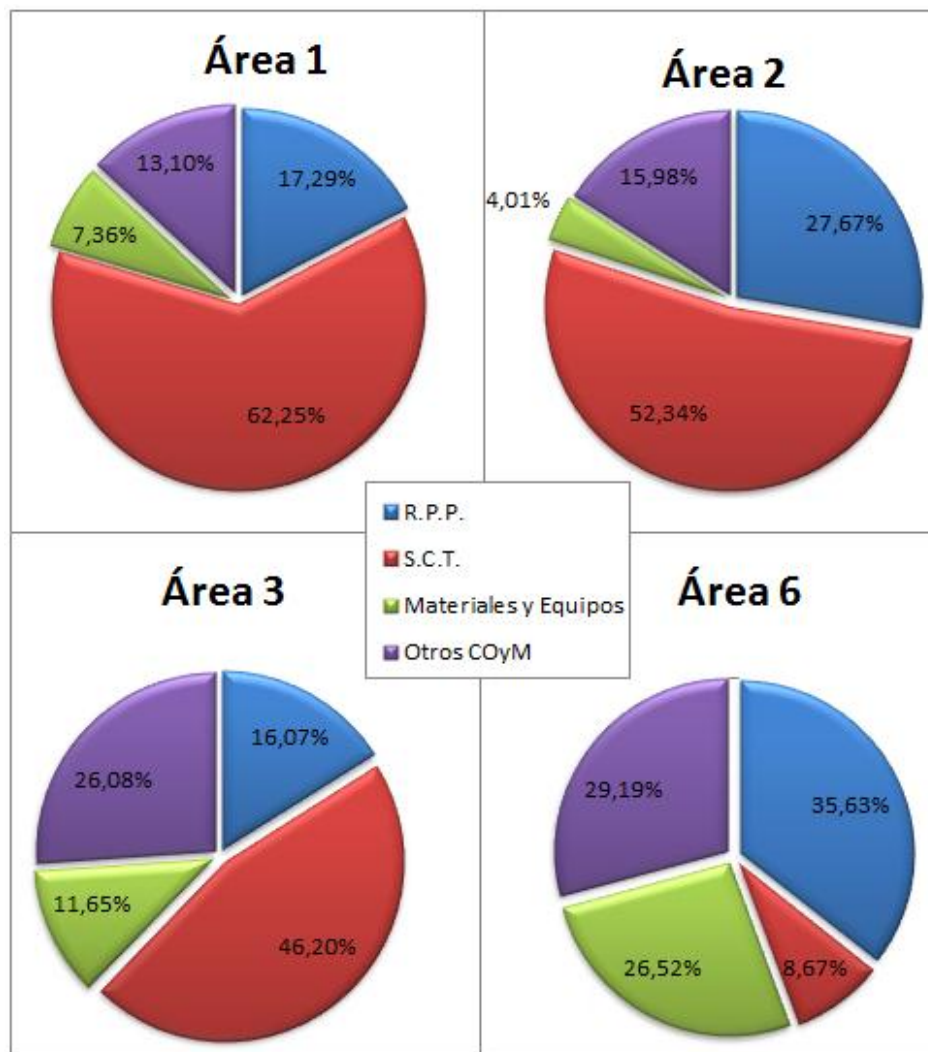


Figura 3.23: Porcentajes de diferencias de los ítems de costos de explotación de los estudios.
R.P.P: Remuneraciones del personal propio. **S.C.T:** servicios contratados por terceros

Del gráfico se puede apreciar, que para las 3 primeras áreas, las grandes diferencias se deben a los servicios contratados por terceros (SCT), donde el caso con mayores diferencias se presenta en el área 1, donde aquel rubro representa el 62,25% del total de las diferencias. Mezclando esta información con lo de puntos anteriores, donde se estableció que existían grandes diferencias en los costos de explotación (COyM y costos fijos), siendo uno de los caso el área 1, se puede atribuir que estás desigualdades se deben principalmente a la diferencia de estimación de costos relacionadas a S.C.T. Pero además, se sostiene que las diferencias de los otros rubros también influyen y juntas representan gran parte de las desigualdades totales.

Diferencias por actividades SEC: La siguiente figura presenta los gráficos de las áreas donde se pudo hacer la comparación de los costos de explotación desglosados según sus actividades SEC.

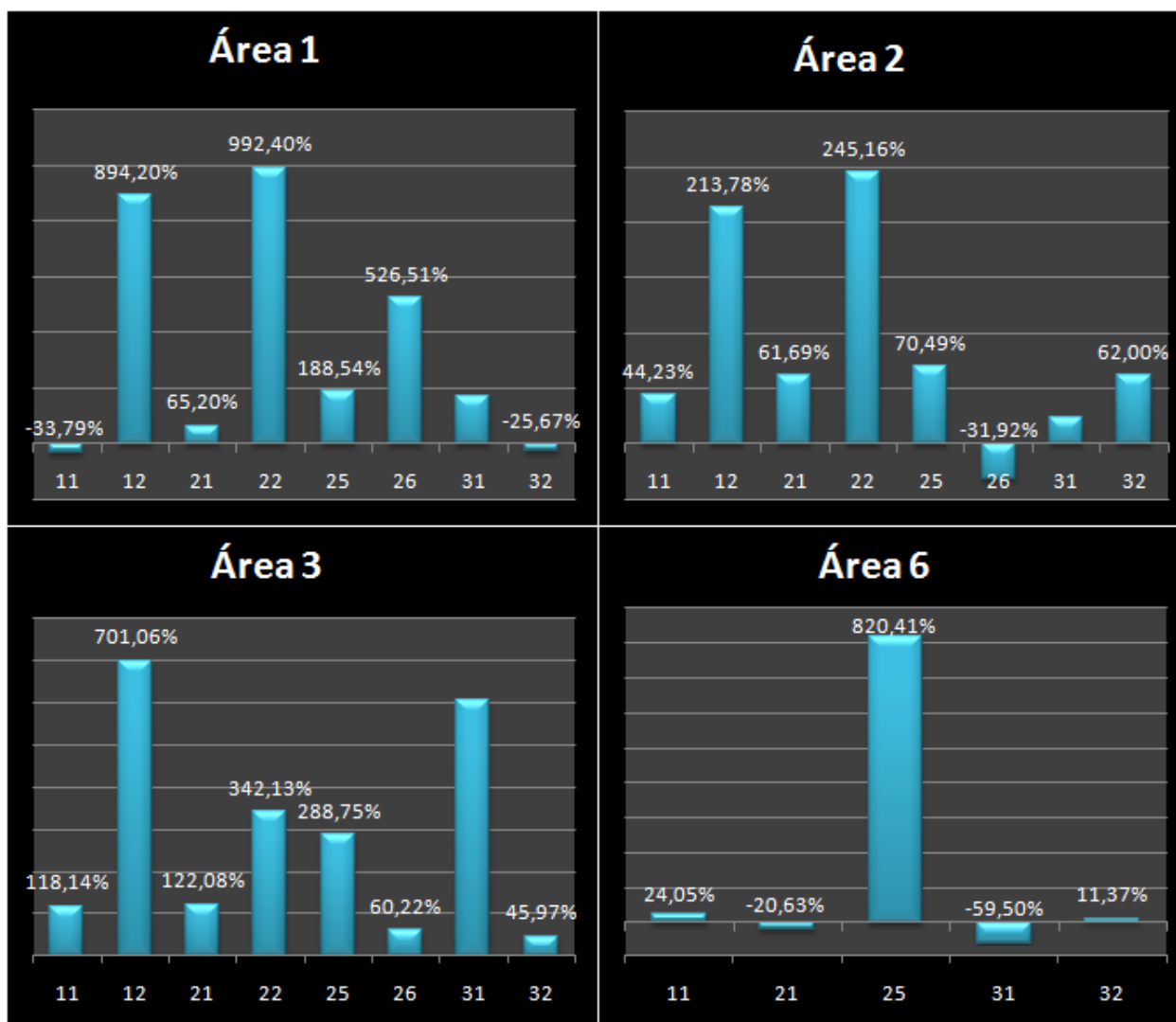


Figura 3.24: Diferencias Costos de Explotación para las 6 áreas según actividades SEC.

Se observa que para las 3 primeras áreas las diferencias en las actividades 12 y 22, son elevadas. Estas actividades corresponden a costos relacionados con distribución AT y BT subterránea, donde el consultor CNE presentó costos menores a los costos de consultores de las empresas. En la actividad 26, que corresponde a subestaciones de distribución subterránea, también se aprecian diferencias significativas, con excepción del área 2, donde el consultor de la CNE posee costos mayores que la empresa. Las actividades 31 y 32, con las cuales se determinan los costos fijos, presentaron diferencias elevadas, pero se destaca que la influencia que este parámetro posee en la tarifa es baja por lo cual sus desigualdades no poseen un nivel de relevancia comparable con las diferencias de las otras actividades.

Con respecto al área 6, este no posee instalaciones subterráneas, y la mayor diferencia se presenta en la actividad 25 correspondiente a subestaciones de distribución aéreas. Para el resto de actividades las diferencias no son mayores.

3.4.7.2 Diferencias de los VNR.

En lo que sigue, se compararán los VNR según los desgloses que las Bases establecen y además, según los diversos ítems de las actividades SEC, que como se dijo, corresponden a partidas de costos que fueron definidos por SEC para efectos de normalizar la entrega por parte de las empresas de los costos de explotación y del VNR.

Actividad	
SEC	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

Tabla 3.41: Listado de actividades SEC.

La metodología de comparación que se utilizará, es similar a la aplicada en los costos de explotación. Esta vez se comparará utilizando la agrupación del VNR correspondiente a: costos de las instalaciones de distribución AT y BT, bienes intangibles, capital de explotación y bienes muebles e inmuebles, considerando que dentro de los costos de instalaciones BT se encuentran los costos relacionados a subestaciones de distribución.

Además, se comparará el VNR según la asignación de actividades SEC que establecen las Bases. Es necesario advertir que la actividad 27 (otras subestaciones de distribución), no pudo

compararse porcentualmente para todos los casos, dado que solo algunos consultores consideraron costos relativos a aquella actividad.

Por otro lado, esta vez sí fue posible comparar las 6 áreas según las tablas definidas y exigidas en las Bases, dado que ambos consultores presentaron adecuadamente la información.

La siguiente figura se presenta la influencia de las diferencias parciales de cada ítem del VNR sobre el total de las diferencias que todos ellos en conjunto generan. Es decir, con lo siguiente se podrá observar cual ítem del VNR es el que generó mayores desigualdades. Sin embargo, la falencia de esta presentación de datos, es que no indica cual consultor entrego un valor mayor o menor, es decir lo siguiente sirve principalmente para determinar donde es más importante centrar los análisis, dado que en donde las diferencias sea más influyente. Por tal motivo se presenta la comparación según actividades SEC y además una comparación de las diferencias porcentuales de los mismos ítems que se presentan en la figura 3.28.

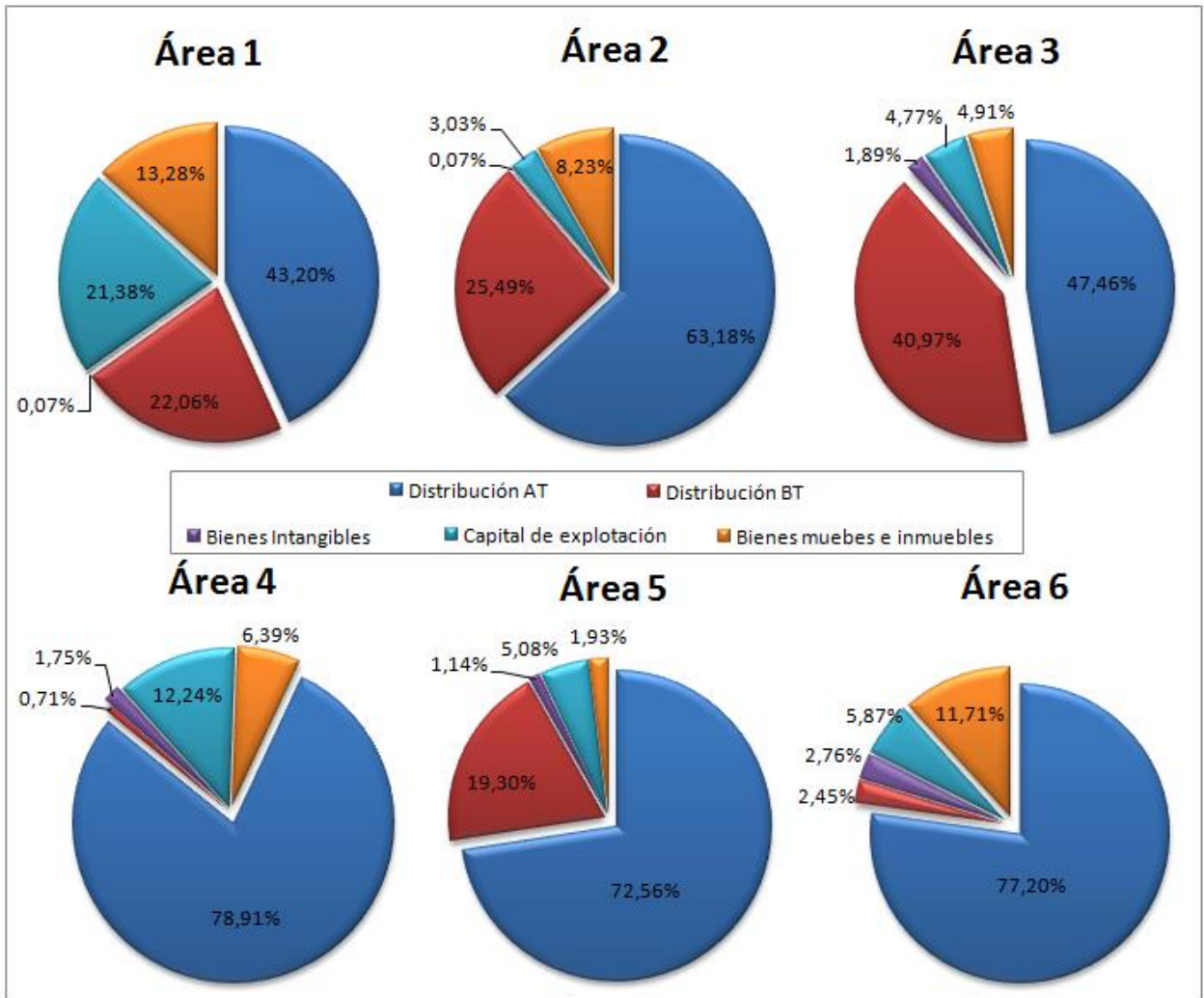


Figura 3.25: Porcentajes de diferencias de los ítems del VNR de los estudios.

Estos gráficos pretenden ilustrar los porcentajes de diferencias que poseen los diferentes ítems que componen el VNR para los consultores. Es decir, el 100% representa al total de las diferencias obtenidas, y cada uno de los porcentajes que muestran corresponde al aporte que cada ítem genera en el total.

Se observa que las mayores diferencias en las áreas entre ambos estudios, se presentan en los costos de las instalaciones de distribución AT, donde el máximo se presentó en el área 4 representando el 78,91% de las diferencias del VNR, además, para las 3 primeras áreas, las diferencias de instalaciones de distribución BT también contribuyen fuertemente en los contrastes.

Otro factor que posee una influencia considerable dentro de las diferencias, corresponde al capital de explotación, el cual según Ley, se calcula como un doceavo de las entradas de explotación, las que a su vez, se determinan de la siguiente forma:

$$E. Explotación = \frac{ComprasSD + a \cdot VNR^* + COyM + SSAA}{\left(1 - \frac{a}{12}\right)} \quad (3.6)$$

donde,

SSAA = Servicios Asociados.

SD = Sistema de Distribución.

El VNR* corresponde al VNR de la E.M. antes de calcular el capital de explotación, porque de lo contrario se formaría un ciclo de cálculo cerrado. Por lo cual mientras mayores diferencias posean los COyM y el VNR*, mayores diferencias poseerá el capital de explotación, esto se evidenció específicamente en el área 1 y 4.

Finalmente, para poder complementar lo presentado en la figura 3.28, de manera tal de observar los diferentes resultados que presentó cada consultor, se presenta la siguiente figura con las diferencias porcentuales que se obtuvo de los resultados de cada ítem. Donde se posee lo siguiente:

1	Distribución AT
2	Distribución BT
3	Subestaciones de distribución
4	Bienes Intangibles
5	Capital de explotación
6	Bienes muebles e inmuebles

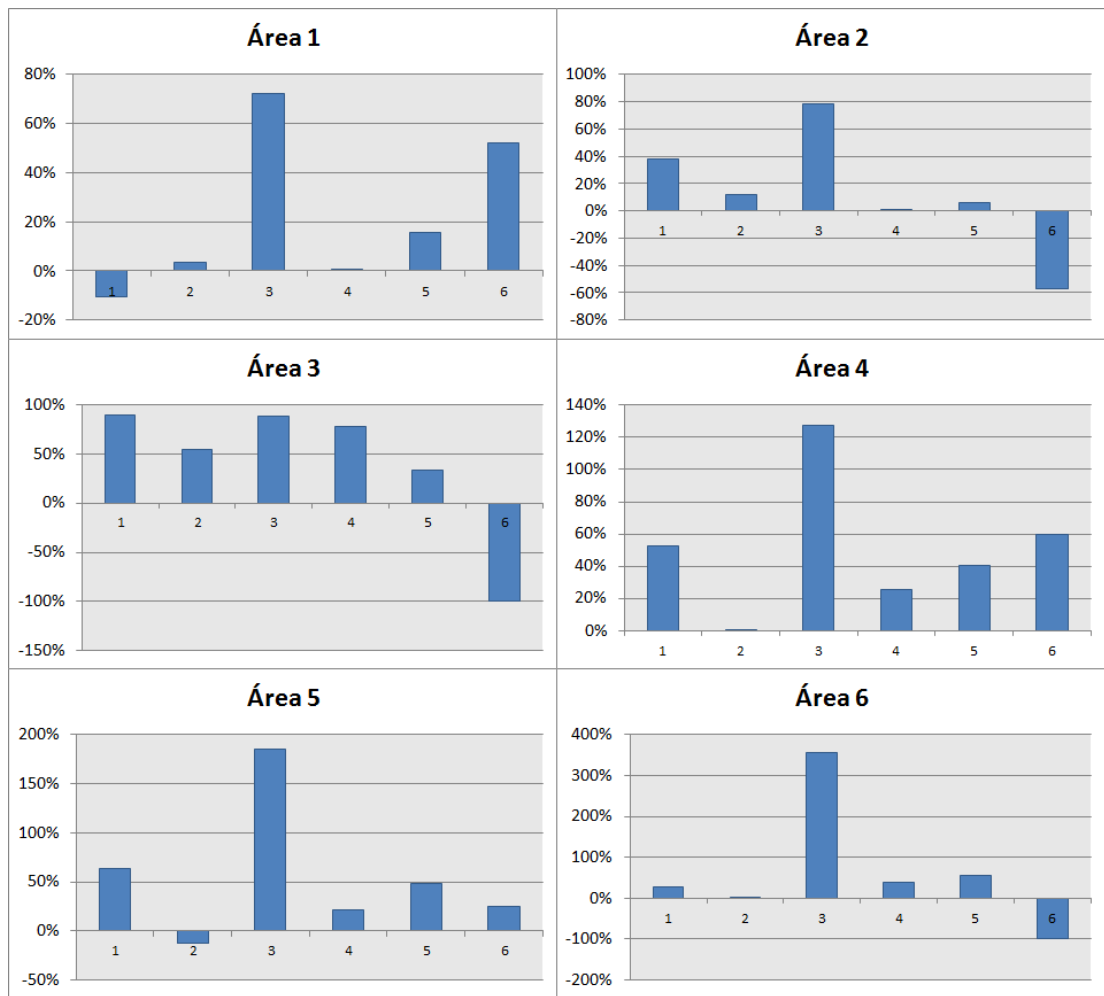


Figura 3.4: Diferencias porcentuales de los VNR.

Se observa de la figura, que en general, los costos presentados por los consultores de la CNE son menores, y además el ítem que disequilibra en mayor porcentaje los estudios, es en la gran mayoría de los casos, el punto 3, correspondiente a subestaciones de distribución.

Por otro lado, analizando el VNR según las actividades SEC, se conformaron los siguientes gráficos con las diferencias porcentuales que cada actividad posee.

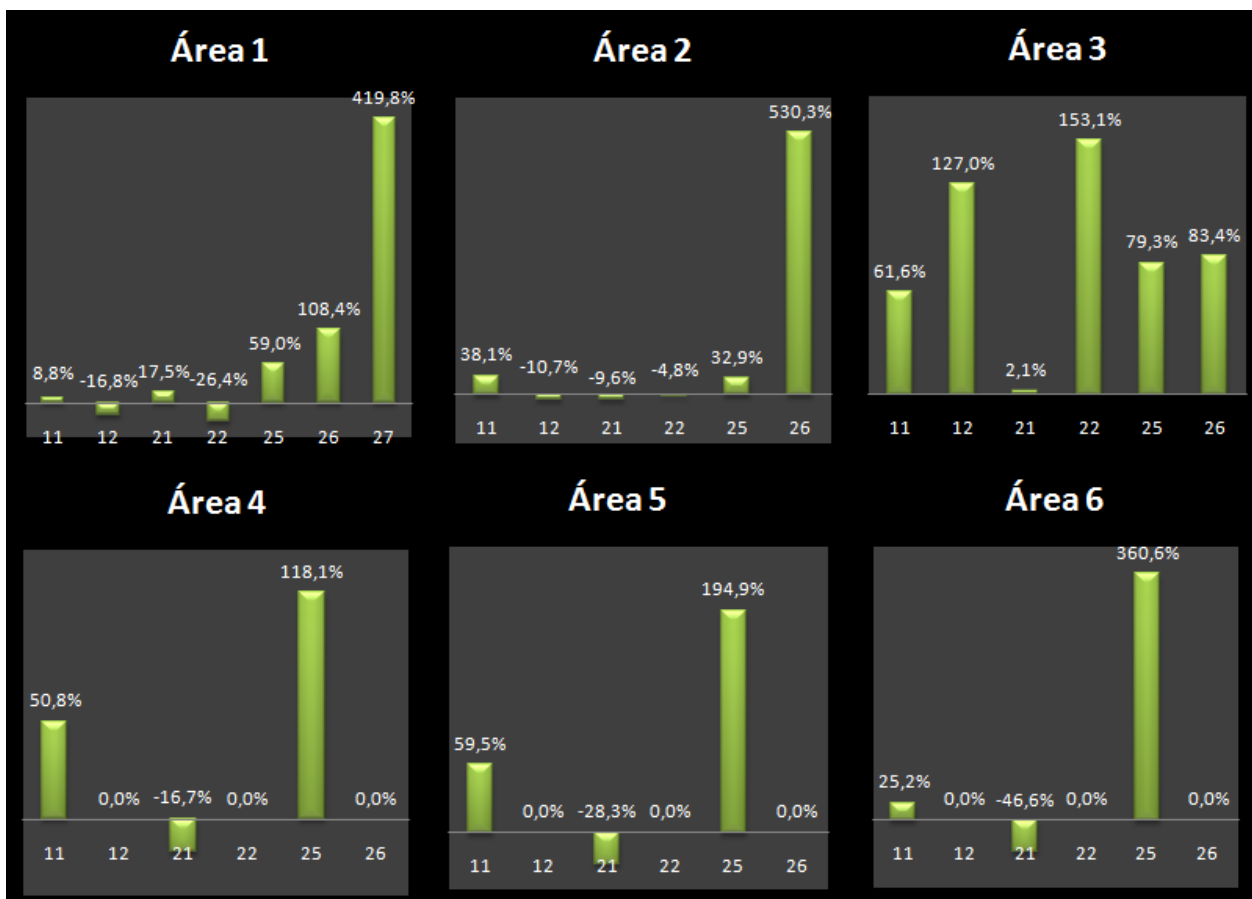


Figura 3.26: Diferencias porcentuales de actividades SEC del VNR en las 6 áreas.

Se observa que cada área presenta diferencias particulares según las actividades SEC, y en la mayoría de los casos, el consultor CNE presentó menores costos, específicamente en el área 3, donde el consultor de la empresa muestra costos superiores en cada caso.

A modo de análisis de lo obtenido y utilizando los datos anteriores del VNR, se infiere que las diferencias porcentuales que estos costos alcanza son considerablemente menores a las diferencias porcentuales que presentan los costos de explotación, que si bien los costos varían fuertemente según las diferentes actividades SEC, en conjunto los valores no poseen diferencias significativas, pues se produce una especie de compensación de sus valores, a modo de ejemplo: si un consultor establece mayores costos en distribución AT, en distribución BT tiende a presentarlo contrario. Sin embargo, siempre se mantuvo una superioridad en los costos determinados por los consultores de las empresas.

3.5 Análisis de los Costos de explotación, área 1.

Hasta ahora se ha hecho un análisis global de todas las empresas modelo. En lo que sigue, haremos un análisis más detallado de un área específica, centrado en los costos de explotación. Esto se realizará para poder identificar diferencias más puntuales que generaron que los resultados de ambos consultores fueran distintos.

Para realizar este ejercicio, se ha seleccionado el área típica 1, cuya empresa de referencia es Chilectra. Estos costos serán estudiados según el desglose que las Bases establecen para su determinación, es decir, se contemplarán los costos de mantenimiento y operación y los costos de atención a clientes, a su vez estos serán subdivididos en Remuneraciones de Personal Propio (R.P.P.) Servicios Contratados a Terceros (S.C.T.), Materiales y Equipos, y finalmente Otros Costos, en caso de que así lo hayan considerado.

Además, de conformidad a las Bases, los consultores deben asociar los costos según las actividades determinadas por la SEC, bajo los criterios que ellos consideren adecuados. La tabla 3.42 muestra lo explicado y corresponde a la que los consultores debieron completar (tabla 3.2.3. exigida por las Bases. Analizando aquellas tablas, se compararán los diferentes datos presentados, con el fin de profundizar las comparaciones sobre los costos de explotación y poder determinar cuales factores influyeron más en las grandes diferencias obtenidas.

COSTOS DE EXPLOTACIÓN								
Actividades SEC	COyM (M\$)				Clientes (M\$)			
	R.P.P.	S.C.T.	Materiales y Equipos	Otros COyM	R.P.P.	S.C.T.	Materiales y Equipos	Otros Clientes
11								
...								

Tabla 3.42: Desglose de costos de explotación.

3.5.1 Comparación de las estructura organizativa.

En esta sección se identificarán las metodologías utilizadas para dimensionar la estructura organizativa, con el fin de realizar comparaciones cualitativas y cuantitativas, analizar las consideraciones que efectuaron y las diferentes apreciaciones de las Bases que identifica cada consultor, en búsqueda de las remuneraciones del personal propio. Para esto se compararán las dotaciones de personal establecidas y las remuneraciones que cada trabajador percibe en cada estudio, siempre en busca de diferentes criterios y consideraciones que identifiquen el motivo de las diferencias.

3.5.1.1 Metodologías de diseño.

En lo que sigue se describe las metodologías realizadas por las consultoras con las que determinaron las estructuras organizacionales de las EM diseñadas.

En el estudio de Chilectra, se comenzó identificando procesos gerenciales que favorecieran la eficacia y eficiencia de la empresa, para lo cual consideraron los conceptos asociados a los procesos de Planificación, Organización, Dirección y Control de la organización. Utilizando aquellos criterios y además enlazándolos con los procesos, actividades y funciones que definieron que la EM debía realizar, determinaron la estructura de la organización.

Por parte del estudio de la CNE, la metodología utilizada se realizó a partir de los datos de dimensionamiento (clientes, zonas de concesión, demanda, etc) junto con la determinación de funciones de los procesos expuestos en las Bases, posteriormente identificaron los procesos y funciones principales de cada área.

3.5.1.2 Comparación de procesos, actividades y funciones de las E.M.

En las Bases técnicas, específicamente punto 5.4.1 Estudio de organización inciso primero, se plantea que:

“Identificación de los procesos, actividades y funciones mínimas que debe desarrollar la empresa modelo, para la prestación de los servicios. Entre éstas se deberán considerar las actividades comerciales, técnicas y administrativas, necesarias para el control de hurtos de energía y potencia, en la medida que los niveles y costos del hurto en relación a los costos de eliminarlo se justifiquen económicamente”

En los siguientes 2 párrafos se procederá a resumir los estudios realizados por los dos consultores con respecto a lo enunciado en el párrafo anterior referente al estudio de organización que debieron entregar.

Con respecto al estudio realizado por Chilectra, el consultor identificó 945 funciones, procesos o actividades que la EM debe realizar para poder efectuar su servicio, donde cada una de ellas quedó explícitamente detallada y descrita en el estudio (anexo 6.2 del estudio de Chilectra). A partir de esto la consultora realizó una clasificación de los procesos, estableciendo las diferentes áreas de la empresa y sus respectivos organigramas, la dotación de personal y la

estructura organizativa, y además, crear los lineamientos para analizar que funciones serían externalizadas.

Con respecto al estudio de la CNE, se observó que lo efectuado por su consultor fue similar a lo que su contraparte realizó, pues a modo de resumen, identificó las áreas principales de trabajo, y dentro de ellas realizaron subdivisiones presentando las definiciones de las funciones que cada una debía realizar, formando los organigramas de cada área e identificando la cantidad de personal que requeriría. Luego, según lo dicho en las Bases, realizaron un nexo entre los niveles de la SEC con los cargos que ellos propusieron, donde además presentaron una descripción de aquellos cargos seleccionados. Finalmente, cuando asociaron los costos definidos a las actividades SEC presentaron un listado de actividades técnicas (relativas a la operación y mantención) que la empresa debía realizar, a las cuales les asociaron todos los costos que determinaron a partir de la dotación de personal. Es decir no obstante de ser metodológicamente similares, el consultor de la CNE consideró un menor detalle de actividades. Como resultado del análisis, se estableció que las dos metodologías utilizadas no presentaron diferencias significativas y además cumplen con las pautas definidas en las Bases, se observa sin embargo, que las interpretaciones que cada consultor pueda adoptar a partir de las Bases, influye en la aplicación de diferentes criterios de diseño, y finalmente se traduce en diferencias en costos. En definitiva, las diferentes consideraciones y criterios que los consultores realicen incidirá en la estimación de los costos, lo cual puede dar pie a generar amplias diferencias. Un ejemplo claro del nivel de interpretación que los consultores pueden hacer de las Bases está precisamente en el nivel de detalle que cada consultor consideró en las actividades que debe desarrollar una empresa distribuidora. Mientras que el consultor de la empresa establecía un total de 945 tareas, el consultor de la CNE consideró un nivel de actividades más agregado. Evidentemente esto genera diferencias de costos en los resultados que cada consultor obtenga.

3.5.1.3 Estructuras Organizacionales definidas.

A continuación se presentan los organigramas propuestos por las 2 consultoras, con el fin de establecer las diferencias que estos presentaron y posteriormente poder identificar como estas diferencias se reflejan en costos.

Se observa que las estructuras organizacionales que presentan las consultoras difieren bastante, principalmente en la dotación de personal, pues Chilectra considera que requiere 878 personas, mientras que la CNE considera 635. Esto se debe, a que en la estructura de Chilectra,

se consideran 12 áreas funcionales sobre 8 que considera la CNE, y además dentro de estas áreas, específicamente en la Gerencia de Distribución, los números de personas calculados corresponden a 261 para Chilectra sobre 135 para la CNE, marcando una gran diferencia.

En otro aspecto donde se detectan diferencias dentro de las áreas funcionales que cada consultor determinó, fue en los criterios de externalización, puesto que el consultor de Chilectra, consideró que era conveniente no externalizar las funciones de carácter estratégico en el negocio de distribución, a pesar de que la empresa de referencia si las tuviera externalizadas, por lo cual no externalizó las operaciones de gestión, finanzas e informática. Esto generó consecuencias claras dentro de las diferencias de los valores obtenidos. Debido a que se produjo que costos procedentes de una misma fuente fueran asignados a diferentes agrupaciones de costos, como por ejemplo, un consultor externalizó finanzas, es decir, este consideró que todo lo relativo a finanzas debía ser asumido por una empresa externa, por lo que todos sus costos entraron a considerarse sólo como parte de S.C.T.. En cambio, el consultor que no externalizó finanzas tuvo que distribuir todos aquellos costos dentro de sus correspondientes agrupaciones, específicamente, considerar costos dentro de personal propio puesto que se requeriría de contratar personal, también considerar costos en bienes muebles e inmuebles pues requerirían de equipos e instrumentación para poder trabajar, como también considerar costos de arriendo de oficinas, entre otros. Es decir, todo lo necesario para que finanzas pudiera ejercer adecuadamente como parte de la organización. Por lo cual, las decisiones que cada consultor tomó, produjeron que los costos en cada estudio estuvieran distribuidos de diferente forma, generando en definitiva que las diferencias aumentaran.

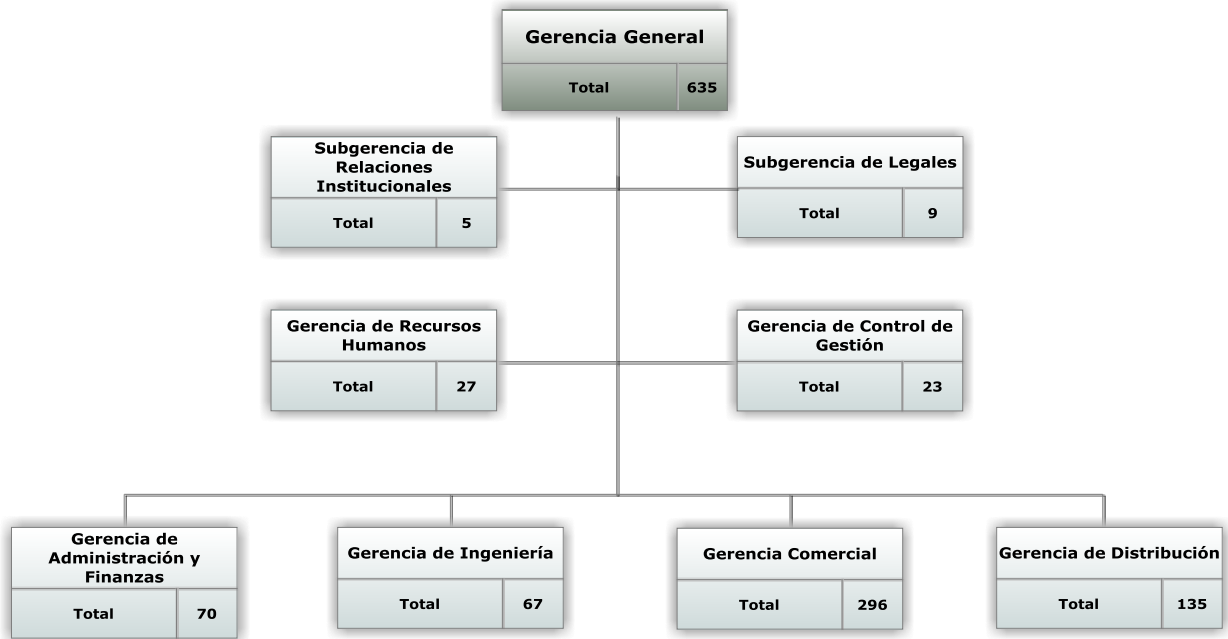


Figura 3.27: Organigrama de EM diseñado por consultor CNE.

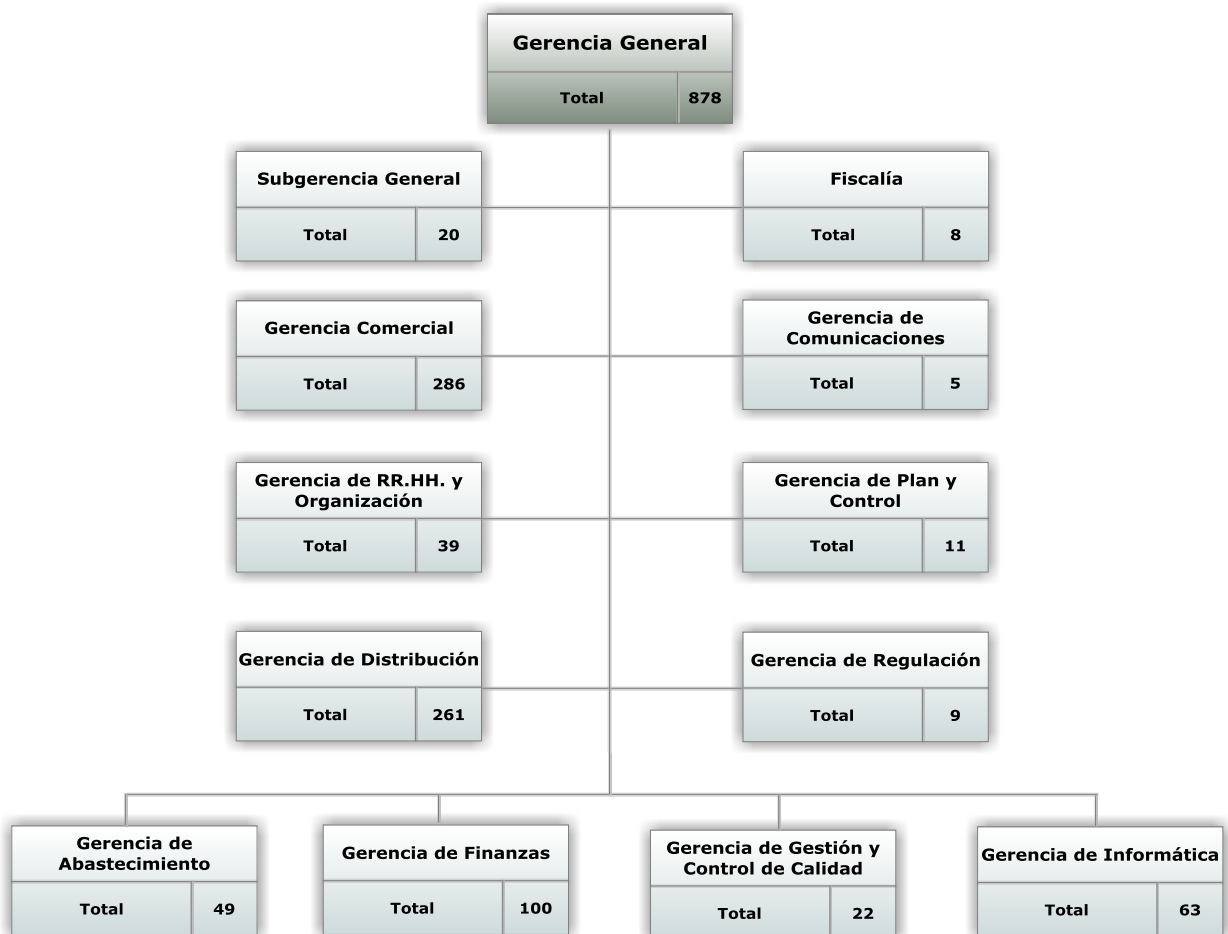


Figura 3.28: Organigrama de EM diseñado por consultor Chilectra.

3.5.1.4 Comparación de las remuneraciones.

Las Bases establecen que para determinar las remuneraciones, los consultores deberán considerar un estudio de mercado sobre el tema realizado por alguna empresa especialista en el rubro. Por este motivo, el Consultor de Chilectra utilizó como base el estudio de Ernst & Young que considera una muestra de 141 empresas y 863 cargos, y en el caso del Consultor de la CNE, utilizó el estudio de compensaciones SIREM XXI, el que considera una muestra de 127 empresas y 450 cargos diferentes. Además en caso de no encontrarse los cargos específicos dentro de los estudios seleccionados, cada Consultor planteó una metodología de homologación. En la siguiente tabla se presentan los criterios de homologación de cargos que cada consultor utilizó, y se puede observar que utilizaron criterios bastante similares.

CHILECTRA	CNE
Análisis según organigrama EM.	Análisis del perfil del cargo y Organigrama de la EM.
Posición del cargo en la Estructura Organizacional	Posición respecto a sus jefes y subordinados.
Cargo al cual reporta y cargos que le reportan	Funciones de cada área.
Requisitos para el Ocupante	Experiencia requerida para cada cargo
Objetivo del área	Nivel de capacitación
Determinación e identificación de factores cuantificables	Grado de responsabilidad.

Tabla 3.43: Criterios de homologación de cargos.

En la siguiente tabla se puede apreciar la dotación de personal propuesto por las consultoras, este fue dividido en 6 áreas según nivel de jerarquía, tal como lo establecen las Bases. Además en la tabla 3.45 se presentan las remuneraciones anuales que cada consultor calculó para ser pagadas según el nivel jerárquico.

Dotación de Personal Propio		
	CNE	CHILECTRA
Directivos	1	1
Ejecutivos	29	39
Profesionales	119	390
Técnicos	272	148

Administrativos	145	296
No Clasificados	0	4
	566	878

Tabla 3.44: Dotación de Personal Propio.

De la tabla 3.44 se identificó una incongruencia en los datos presentados por Synex, dado que en el organigrama señalan que requieren de 635 trabajadores propios, a diferencia de esta tabla donde presentan que solo requieren de 566. Para efectos de esta memoria, se ha considerado una dotación de 566 trabajadores.

Remuneración Personal Propio Anual			
	CNE (\$)	CHILECTRA (\$)	Dif %
Directivos	179.744.966	139.831.046	-22%
Ejecutivos	2.117.431.792	2.561.504.684	21%
Profesionales	3.433.310.252	9.022.676.549	163%
Técnicos	3.684.699.556	2.336.961.100	-37%
Administrativos	1.340.998.720	3.694.981.876	176%
No Clasificados	0	34.326.728	-
Totales	10.756.185.294	17.790.281.983	65%

Tabla 3.45: Remuneraciones de Personal Propio Anual.

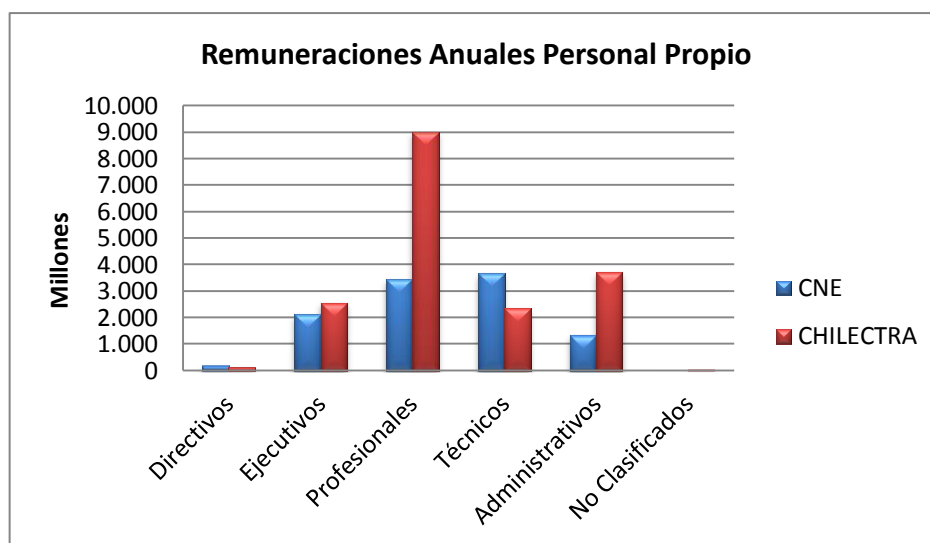


Figura 3.29: Gráficos comparativo de remuneraciones anuales totales.

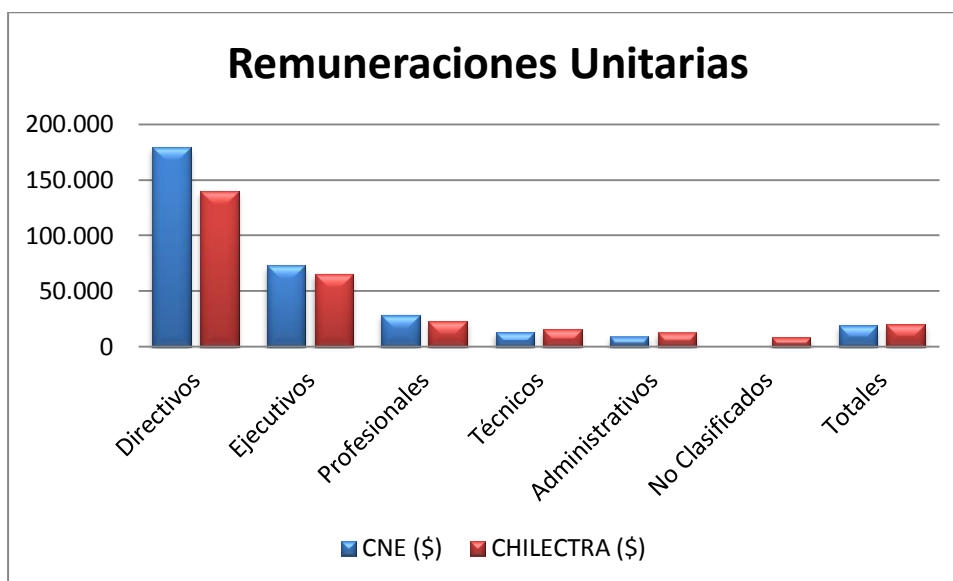


Figura 3.30: Gráfico comparativo de los costos unitarios anuales.

	CNE (\$)	CHILECTRA (\$)	Dif %
Directivos	179.745	139.831	-22%
Ejecutivos	73.015	65.680	-10%
Profesionales	28.851	23.135	-20%
Técnicos	13.547	15.790	17%
Administrativos	9.248	12.483	35%
No Clasificados	0	8.582	-
Totales	19.004	20.262	7%

Tabla 3.46: Comparación de remuneraciones unitarias

Es importante considerar que para el análisis de remuneración de personal existen efectos precio y también efectos cantidad, y en su conjunto son quienes definen el valor total. Por lo cual se considera importante analizar cada uno por sí solo y luego ver su efecto en conjunto.

Con respecto a precio, se puede observar de la tabla 3.46 que los ítems directivos, ejecutivos y profesionales, son mayores en el caso del consultor Synex, y para las otras 3 actividades la situación es al revés, es decir, el consultor CNE en general entrega un mayor sueldo.

Con respecto al efecto cantidad, se observa de la tabla 3.44 que el consultor de Chilectra presenta mayor dotación en la gran mayoría de los casos, pues solo en el caso de personal técnico posee una cantidad menor. Sin embargo, para poder definir si es que uno consideró dotación de personal insuficiente o dotación de personal excesiva, es fundamental analizar los criterios con que definieron aquellos datos, lo que se realiza más adelante.

En definitiva, se observa que a pesar de que el consultor de la CNE consideró bastante menor dotación de personal, los costos unitarios no son tan diferentes, y en los casos principales este presentó mayores valores. Sin embargo son menores para quien presentó mayor dotación.

Explicando los datos se advierte de la tabla 47, que las remuneraciones determinadas por el consultor de la empresa es un 65,4% superior a la determinada por el consultor de la CNE. En términos absolutos, esta diferencia es de \$7.034 millones. Se observa además, que gran parte de esta diferencia está concentrada en los pagos a los profesionales. En efecto, para el caso de los profesionales, en el estudio del consultor de Chilectra se presenta una diferencia en remuneraciones de 163% (+ \$5.589 millones), explicada por una mayor cantidad de empleados (228%) por parte de la empresa, a pesar de poseer menores remuneraciones medias en este estamento (-19,8%).

Para complementar el análisis, en la tabla siguiente se muestra una comparación de costos unitarios mensuales para los diferentes niveles jerárquicos definidos en las Bases, lo que es otra agrupación que los consultores deben hacer, esta vez no por cargo o profesión, solamente por nivel jerárquico.

Sueldos Promedio Mensual por Nivel			
	CNE (\$)	CHILECTRA (\$)	Dif %
Primer Nivel	14.978.747	12.265.881	22,1%
Segundo Nivel	9.444.503	6.934.671	36,2%
Tercer Nivel	6.179.543	4.591.894	34,6%
Cuarto Nivel	2.552.643	2.541.945	0,4%
Quinto Nivel	1.448.437	1.721.999	-15,9%
Sexto Nivel	1.006.994	934.343	7,8%

Tabla 3.47: Sueldos Promedios Mensuales.

De la tabla se observa, que el consultor de la CNE, no presentó costos superiores solo en el quinto nivel, lo que reafirma. Lo que reafirma que el efecto cantidad posee un mayor impacto, debido a que finalmente fue el consultor de Chilectra quien presentó remuneraciones totales mayores.

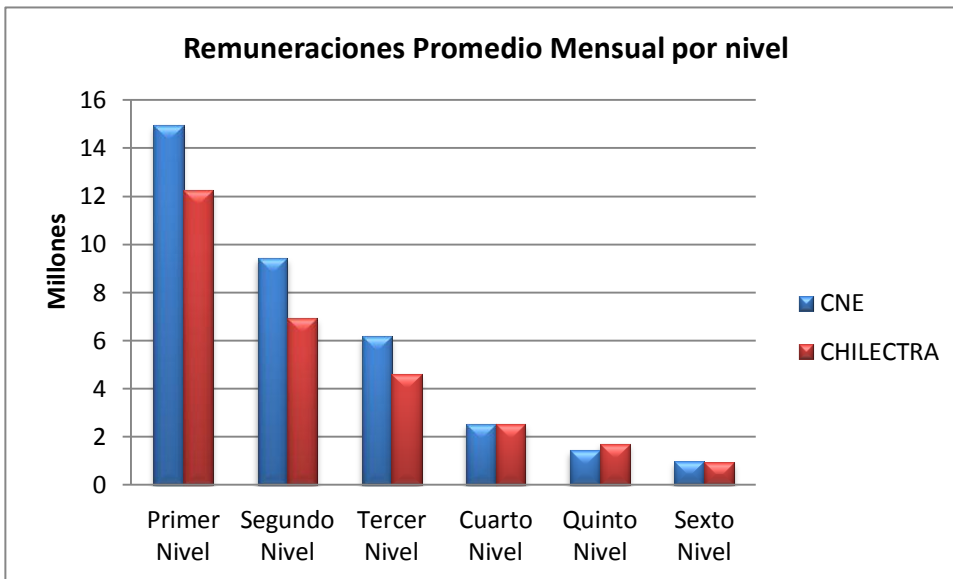


Figura 3.31: Gráfico de remuneraciones promedio mensual por nivel.

Finalmente como último medio de comparación buscando seguir la estructura de las Bases que los consultores utilizaron, en la tabla 3.48 se presentan las remuneraciones de personal propio asociadas a las actividades SEC.

Actividad	COyM (MM\$)		Cliente (MM\$)	
	CNE	CHILECTRA	CNE	CHILECTRA
11	3.230	1.988	-	-
12	278	2.531	-	-
21	2.607	2.169	-	-
22	322	3.038	-	-
25	577	1.366	-	-
26	152	879	-	-
27	-	59	-	-
31	-	-	34	338
32	-	-	3.555	5.340
71GC	-	84	-	-
Total	7.167	12.113	3.589	5.678

Tabla 3.48: Comparación de Costos de Personal Propio según actividades SEC.

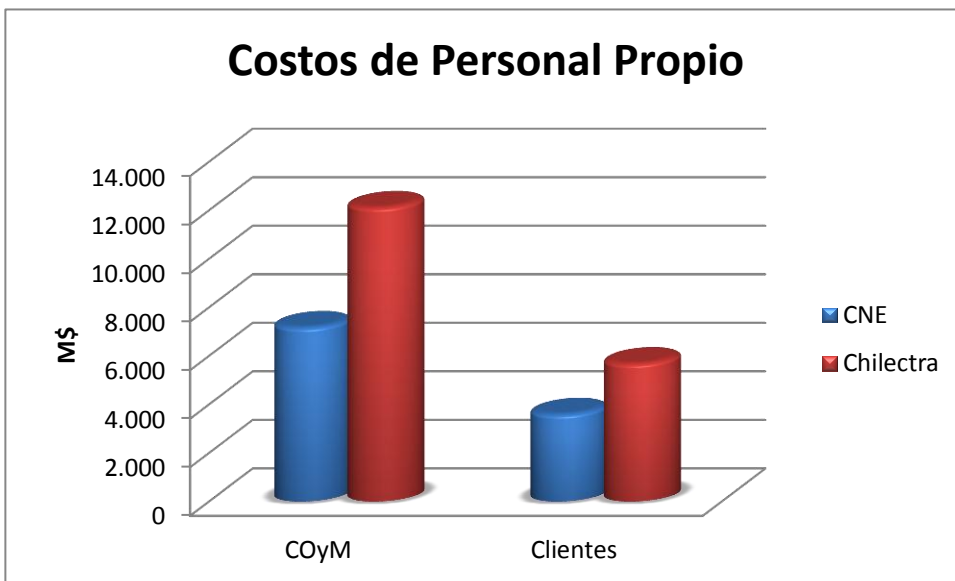


Figura 3.32: Comparación de Costos de Personal Propio.

Se observa que los costos definidos por Systep superan por un 65,4% a su contraparte, esto se debe a la cantidad de personal considerado por el consultor y a los criterios de contratación externa adoptados.

Por otro lado, los consultores deben especificar, según las Bases, los criterios utilizados para la asignación de las remuneraciones a las actividades SEC. En el caso de Systep este va presentado aquellos criterios cada vez que asigna los costos a las actividades SEC, por otro lado, Synex solamente presenta el desglose de cada costo a cada actividad sin justificar el criterio con que estos se asignaron, esta operación se puede apreciar en los anexos de los estudios que cada consultor presenta (tablas 3.2.4 exigidas por las Bases, encontradas en los anexo 6.7-2 en Chilectra, y anexo 10 Tablas de costos de la CNE).

Haciendo caso omiso a que no se presenten con claridad los criterios de asignación a actividades SEC, y tratando de buscar nuevas razones que identifiquen porqué el consultor Chilectra requiere de mayor personal, aparte de las política de tercerización mencionadas, se observa una gran diferencia en las actividades, principalmente en la 12 y 22, las que corresponden a actividades relacionadas con redes subterráneas, donde la relación de costos es de 1:10, evidenciando los bajos costos y el poco personal que Synex asigna a ellas. Por otro lado con respecto a las actividades 11, 21 (relacionadas con redes aéreas) los costos que el consultor CNE plantea superan a los de su contraparte, pues ahí es donde asignaron mayoritariamente al personal considerado.

Se observó por parte del Consultor de la CNE, que las tareas, actividades y funciones definidas, correspondientes a las de la tabla 3.2.4. de su estudio, equivalen al detalle de las tareas asociadas a COyM y costos de Clientes, y a estas les asociaron los diferentes costos de remuneraciones y labor del personal propio. Pero mediante el análisis de aquellos datos, se observó que aquellas actividades son sólo de carácter técnico y no representan todas las actividades que una empresa de distribución ejerce en sus labores organizacionales, pues dentro de operación, mantenimiento y atención al cliente existen actividades que no son técnicas y estas no fueron presentadas. En cambio, el trabajo del consultor de Chilectra, realiza un desglose de sus actividades, pero en este caso estas no solo son de carácter técnico sino que también incluyen funciones administrativas, ingeniería, comerciales, etc, y todas las correspondientes a las áreas anteriormente definidas, es decir, plantean todas las actividades que la organización requiere, no solo actividades 100% técnicas.

Además el consultor de la CNE plantea en la tabla 3.2.4, 1769 actividades con relación a la operación y mantención, sin embargo es relevante destacar que solo 165 actividades del total tienen costos asociados, es decir el 9,37% de las actividades son válidamente consideradas. Lo que quiere decir esto, es que la gran cantidad de actividades que ellos plantean asociadas a los costos de operación no son utilizadas, pues no se le asigna ningún costo, tampoco personal, ya sea propio o externalizado. Por lo cual, se puede establecer de la información estudiada, que el consultor de Chilectra consideró actividades que el consultor CNE no, y no se pudo identificar el porqué de lo efectuado por este último.

3.5.2 Servicios contratados a terceros.

Dentro de esta sección se consideran todos los servicios contratados a proveedores externos, entre estos se destacan los relacionados con la operación y mantención del sistema, para lo cual se describirá en detalle cada uno de los criterios que los consultores utilizaron para determinar los servicios requeridos por sus E.M. y los costos que definieron.

3.5.2.1 Metodologías utilizadas.

En lo que sigue se describirán las metodologías utilizadas por cada consultor, con esto se podrán comparar las bases con que obtuvieron sus resultados.

El consultor de Chilectra realizó lo siguiente:

- En una primera etapa identificó las funciones que la empresa de referencia contrata a empresas externas, de esta forma obtuvieron parámetros con los que determinaron los servicios a contratar para la EM.
- Consideró que algunos de los contratos celebrados por la E.R. carecían de validez por no concretarse en condiciones equivalentes, o por tratarse de empresas relacionadas, al contrario el consultor buscaba determinar un modelo que siguiera con procedimientos competitivos, por ejemplo licitaciones públicas. Sin embargo consideraron relevante la información otorgada por la E.R. con respecto a la operación de los servicios.
- De los contratos de la E.R. que consideraron validados de acuerdo a procedimientos de mercado y que cumplieron con lo exigido en las Bases, analizaron las actividades, los costos y otras variables, posteriormente las proyectaron para la escala y exigencias de la E.M. considerando solo aquellos servicios que esta requiriera, y además desagregando las actividades no relacionadas con el VAD.
- Posteriormente identificaron las funciones faltantes y necesarias para la E.M. que no estaban incluidos en los contratos analizados de la E.R. donde buscaron abarcar todas las necesidades que la E.M. posee para ejercer su labor.
- Finalmente, para cuantificar las actividades, el consultor utilizó estadísticas relacionadas con mantenimiento preventivo y correctivo, realizó encuestas a personal de aquellas áreas, también utilizó variables de desempeño y otros estándares disponibles.

En el caso del consultor de la CNE, la forma de proceder fue completamente diferente, pues no presentan una metodología específica para determinar aquellos servicios a externalizar, solamente presentan un análisis de la mano de obra que contratarán externamente. Esto lo hacen comparando remuneraciones de algunos cargos específicos que definen factibles a externalizar. La comparación la basan por una parte, estudiando la experiencia de empresas especializadas de outsourcing y de empresas que habitualmente tercerizan su mano de obra, y por el otro lado, según las remuneraciones propuestas por la encuesta PWC.

El consultor fija la tercerización de los cargos que propone, a pesar de que estos sean alrededor de un 19% superior al de contratarlos como personal propio, justificándolo con que “las empresas suelen aceptar aquellas diferencias pues evalúan que existen beneficios asociados que compensan aquellos costos”. Entre estos beneficios destacan:

- Eliminar costos laborales asociados a ausencias y que cuentan con un reemplazo ágil del trabajador.
- Ahorros por áreas de apoyo, gastos generales, puestos de trabajos, etc.
- Ahorro por contingencias laborales.
- Facilidad de supervisar y controlar un cargo outsourcing que un empleado propio, se disminuyen aquellos costos y además se hace más eficiente.

Para los servicios que consideraron externalizar, no se cuenta con la información del detalle de las metodologías y modelos utilizados por el consultor de la CNE, dado que no las adhirieron a su informe, infiriéndose que el consultor se reservó aquellos datos.

3.5.2.2 Servicios encargados a terceros.

Esta actividad realizada por los consultores, se caracterizó por poseer grandes diferencias en tanto a costos. En lo que sigue se analizarán los resultados obtenidos buscando identificar los factores que gatillaron aquellos contrastes.

En el caso de Systep, luego de que realizaran la metodología anteriormente presentada, determinaron aquellos servicios a externalizar, donde la cantidad de contratos que efectuarían con empresas externas serían las que se presentan en la tabla 3.49, donde el consultor plantea que son todos los requeridos para el correcto funcionamiento de la E.M.

Actividad externalizada	Costo Anual M\$
Asistencia Jurídica para el Combate a Robo de Conductores	173.227
Cobranza Extrajudicial y Judicial de Documentos	42.686
Servicio de Emergencia Motorizado	100.626
Arrendamiento de Vehículo (Laboratorio Móvil)	5.840
Transporte y Recuento de Valores y Administración de Llaves	233.558
Lectura de Medidores y Reparto de Boletas y Facturas	1.929.661
Servicio de Recaudación y Atención Comercial	932.025
Servicio de Atención en Centros de Copiado	6.734
Servicio de Valijas y Mensajería	114.172
Retiro y Distribución de Correspondencia	10.269
Servicio de Atención Comercial Virtual	52.119
Arriendo de Equipos de Fotocopiado	109.581
Servicio de Almacenaje de Archivos	28.666
Servicios de Publicidad y Marketing	317.980
Servicio de Control de Hurto	2.252.686
Organismo de Medición Autorizado	5.777.343

Servicio de Atención Telefónica	1.217.640
Arriendo de Equipos y Soporte Informático	11.047.378
Arriendo y Mantenimiento de Equipos de Comunicaciones	106.957
Programa de Medición Calidad de Servicio Centro de Llamados	18.737
Arriendo de Oficinas Comerciales	597.153
Reparaciones de Daños en Artefactos de Clientes	207.904
Servicios de Comunicación Corporativa a través de Canal Privado	61.825
Muestreo de Medidores	307.103
Mantenimiento de Empalmes	2.194.465
TOTAL	27.846.337

Tabla 3.49: Actividades externalizadas por el consultor de Chilectra.

Como se puede observar de los servicios presentados, abarcan aspectos técnicos, funciones comerciales y administrativas, entre otros, a partir de eso definen según qué criterio asociar aquellos valores, ya sea a la operación y mantención o actividades asociadas a clientes.

Algunas de las actividades de la tabla anterior fueron presentadas a través de una detallada explicación de cómo fueron determinados sus valores, específicamente se destacan las actividades de Muestreo de Medidores y Mantenimiento de Empalmes, actividades a las cuales las Bases hacen referencia que deben ser consideradas dentro del dimensionamiento de la mantención y operación, además detallan el servicio de arriendo de equipos y soporte informático.

Además, dentro de aquellas actividades no está considerado el mantenimiento de la red, el cual el consultor de Chilectra también determina externalizar, la descripción de esta actividad se encuentra en el punto Comparación del dimensionamiento de COYMA de las Redes..

La Tabla 3.50: Costos asociados a contrato de Mantenimiento de Red.3.50 presenta los costos determinados en esta actividad.

Ítem	Costo Anual M\$
Remuneraciones	4.217.732
Materiales, Herramientas y Equipos	725.041
Combustible	112.039
Amortizaciones y Mtto. Vehículos	207.540
Panel de Administración	753.931
Costos de Administración	109.269

Tabla 3.50: Costos asociados a contrato de Mantenimiento de Red.

La suma de los costos presentados en las tablas 3.49 y 3.50 corresponden al total de los costos por servicios contratados con terceros (S.T.C.) que define el consultor de Chilectra. Además estos fueron asignados a las Actividades SEC, a través de un desglose de todas las actividades, presentándolas en detalle en la tabla 3.2.4 (tal como lo piden las Bases), con sus respectivos costos y cantidad de personal que requieren, posteriormente según las actividades SEC a que fueron asignados los costos, formaron la tabla 3.2.3 correspondiente a los costos de explotación desglosados en Costos de operación y mantenimiento y costos asociados a clientes (ver tabla de este informe)

Los criterios que utilizaron para la asignación a las actividades SEC se muestran en la tabla 53 siguiente. Los porcentajes resultantes de aplicar estos criterios se incluyen en los anexos de los estudios.

Criterio	Descripción
CL-CF	Entre actividades 31 y 32, de acuerdo con la proporción de clientes en MT y BT
CL-E	Entre Actividades del COYM, de acuerdo con la proporción de clientes MT (11,12,25,26,27) y BT (21 y 22), y dentro de estos grupos según VNR
RA	Según la proporción de redes aéreas MT (11) y BT (21)
RBT	A red BT aérea y subterránea (21 y 22)
RBTA	A Act. 21, Red Aérea BT
VNR	Según la composición del VNR, sin incluir Bienes Muebles e Inmuebles.

Tabla 3.51: Criterios de asignación a actividades SEC de SYSTEP.

Para el caso del consultor de la CNE, Synex, la información sobre los servicios externalizados obtenidos a partir de su estudio del VAD, no permite efectuar un análisis similar al logrado con los datos del consultor de Chilectra, por lo cual es importante destacar que se está comparando un valor bien justificado contra otro que no lo está pues carece de mayores explicaciones, pues solo se logra extraer del informe de la CNE algunos casos que determinan como outsourcing con sus respectivos costos, que además, a través de aquellos casos no se puede identificar el nexo con los costos finales de servicios contratados a terceros que ellos desglosan en sus tablas (tabla 3.2.4 y luego agrupados en la 3.2.3 del anexo 10 de su estudio). La razón por la cual no es posible realizar el nexo del informe con las tablas que presentan, es porque no identifican con claridad los criterios de asignación a las actividades SEC, puesto que en la mayoría de los casos, solo presentan costos unitarios. Si existen memorias de cálculo y

explicaciones de cómo determinó los costos totales de cada ítem, no fue posible acceder a ellos. Por lo cual no se identifica cuáles son los factores que impactan y generan aquellos costos.

A partir de esto, se concluye que la única forma de identificar los costos de S.C.T. para compararlos con los de la contraparte, es contrastando las tablas 3.2.4. lo que corresponde a una comparación superficial.

Tal como se señaló en el punto de personal propio sobre la tabla 3.2.4, las actividades que presenta Synex en ellas, no son todas consideradas (solo el 9,37% de ellas), y en adición a esto, se observó además que las actividades o tareas planteadas en la tabla corresponden a las mismas para el personal propio como para el personal externo, donde el consultor CNE no presenta la diferenciación de las actividades y trabajos que cada uno de ellos debe realizar. A diferencia, el consultor de Chilectra identifica las actividades que el personal propio realiza y también las del personal externo, donde para cada uno de ellos, las tareas están identificadas y no son las mismas, planteando que los trabajadores que se definen como externos son requeridos para un servicio específico, distinto al que efectúa el personal propio. Synex en cambio plantea un mismo conjunto de actividades, las que son realizadas indistintamente por personal propio y de contratistas. Esto corresponde a una modelación simplificada de lo que son las mejores prácticas de tercerización que se emplean en la industria; en donde los contratistas desarrollan actividades distintas a las que realiza el personal propio.

3.5.2.3 Comparación de costos.

En la Tabla 3.52 se presentan los costos de servicios contratados con terceros extraídos de las tablas 3.2.3. que cada consultor realizó, según las actividades SEC. Como se señaló en el párrafo anterior, la comparación de estos valores deber ser realizada con reservas, toda vez que ellos han surgido de la aplicación de distintas metodologías y niveles de detalles.

Actividad SEC	COYM [M\$]		Clientes [M\$]	
	CHILECTRA	CNE	CHILECTRA	CNE
11	3.669.594,69	2.597.890,55	-	-
12	5.084.399,20	89.845,58	-	-
21	10.758.212,47	2.202.702,92	-	-
22	6.350.431,78	165.449,01	-	-
25	3.275.800,08	434.613,45	-	-
26	1.765.379,57	124.481,51	-	-
27	206.385,72	-	-	-

31	-	-	10.530,35	34.359,86
32	-	-	2.851.155,57	3.554.727,41
Total	31.110.203,52	5.614.983,02	2.861.685,92	3.589.087,27

Tabla 3.52: Comparación de costos de S.C.T. según actividad SEC.

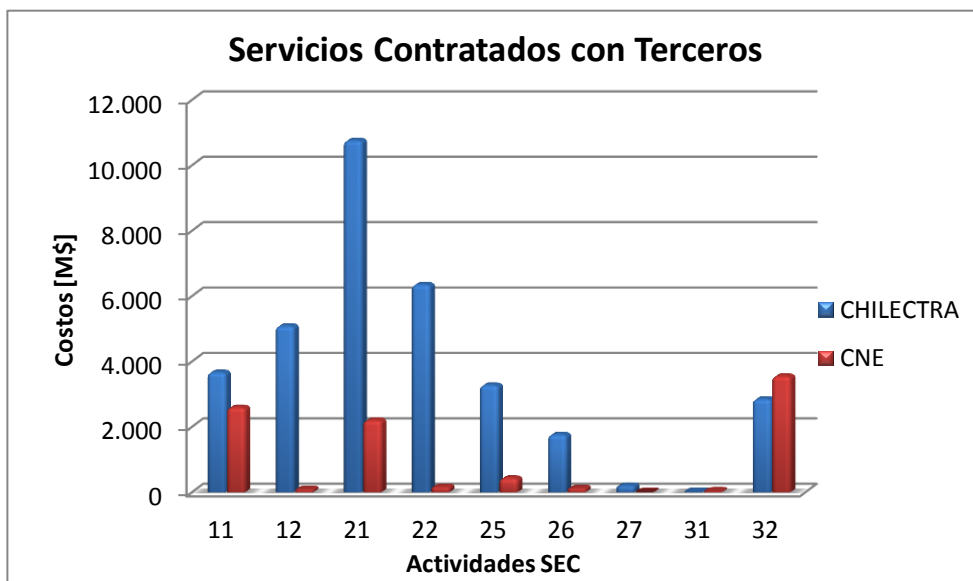


Figura 3.33: Comparación de costos de S.C.T. según actividad SEC.

A partir de la figura se puede evidenciar las grandes diferencias que existen en este tópico. El consultor de Chilectra propone costos 454,06% superiores a los del consultor CNE. Si bien todas las actividades presentan diferencias, a simple inspección se observa que las más significativas se encuentran en las actividades 12, 21 y 22. La siguiente tabla presenta un desglose de diferencia porcentual con el fin de identificar mejor los contrastes.

Actividades SEC	Diferencias % de las consultoras
11	41,25286
12	5559,0421
21	388,4096
22	3738,3015
25	653,72727
26	1318,1862
27	-
31	69,35276
32	19,79257

Tabla 3.53: Diferencias porcentuales de los S.C.T. según actividades SEC.

Las diferencias porcentuales en este caso no tienen mucho sentido. Si en una actividad el consultor de la CNE puso un valor nulo y el otro un valor distinto de cero, entonces la diferencia porcentual es infinita. Poner las diferencias en valores absolutos y no porcentuales.

Como se puede apreciar, para las actividades 12, 22 y 26, las diferencias son significativas, explicando ellas en gran medida las diferencias a nivel global.

Estas 3 actividades que presentan diferencias, son relativas a las actividades relacionadas con redes subterráneas. A partir del listado de actividades en las tablas de los consultores, se puede extraer el dimensionamiento que han realizado sobre los servicios externalizados con relación a actividades subterráneas, a partir de aquello se obtuvo que la dotación de personal externo que los consultores requieren para sus servicios son los siguientes:

Actividad SEC	SYNEX (Personas)	SYSTEM (Personas)
12	8,8	115,86
22	16	72,35
26	0,6	15,21

Tabla 3.54: Dotación de Personal Externo en actividades relacionadas con redes subterráneas.

En la tabla 3.54 se muestra la dotación considerada por cada consultor, como se observa, el consultor CNE presentó un requerimiento considerablemente inferior que el estimado por System. Esta diferencia en personal es la que explica fundamentalmente la diferencia de costos entre uno y otro estudio. En total, Synex considera 25,4 personas equivalentes al 12,5% del personal que considera System.

3.5.3 Comparación del dimensionamiento de COYMA de las Redes.

3.5.3.1 Metodologías de diseño.

El consultor de Chilectra, tal como se mencionó anteriormente, consideró que este servicio fuera contratado a terceros, por lo cual se dimensionaron todos los costos relacionados a las actividades que ellos debían realizar para efectuar el servicio adecuado.

Con respecto a lo efectuado por el consultor de la CNE, éste realizó el diseño de la explotación técnica, donde particularmente identificó los procesos y actividades relacionados con la operación y mantenimiento de la red. A aquellas actividades relacionó todos los costos y el personal determinados de los servicios contratados con terceros, pero además, asignó todos los costos y la dotación de personal determinados del dimensionamiento del personal propio,

también asignó a aquellas actividades los costos relativos a materiales y además los costos relativos a “otros costos”, destacando nuevamente que todo lo mencionado fue asignado a las mismas actividades de operación y mantenimiento, independientemente que el dimensionamiento de aquellos costos se haya determinado a partir de otras actividades, por ejemplo de funciones administrativas, de recursos humanos, o de costos relativos a derechos municipales u otros. El consultor no presenta dentro del informe los criterios considerados para realizar aquella asignación de costos.

En lo que sigue se explicará lo realizado por los consultores tratando de ejemplificar lo anteriormente detallado y exponiendo los contrastes.

3.5.3.2 Dimensionamientos de actividades, cuadrillas y equipamiento.

Los dos consultores comienzan determinando las actividades relativas a Mantenimiento y Operación, donde definen las áreas que consideran necesarias. La siguiente tabla presenta las tareas que los consultores definen:

CNE	CHILECTRA
Operación: Maniobrar la red frente a emergencias o actividades programadas. (instalaciones y reposiciones de servicio)	Servicios de atención de emergencias.
Mantenimiento correctivo, Reparaciones: Relativas a roturas de equipamiento.	Mantenimiento correctivo: Reparaciones y reemplazo de partes y piezas.
Revisiones de las instalaciones incluyendo acciones correctivas que surjan de las revisiones.	Inspecciones: Mediciones instrumentales, visuales, actividades de diagnóstico de condiciones.
Mantenimiento preventivo, Adecuaciones: Acondicionamiento de las instalaciones, surgidas a partir de la planificación del mantenimiento	Mantenimiento preventivo, Adecuaciones: Limpieza, despeje de vegetación, y actividades que disminuyan las tasas de fallas y preserven los equipamientos.

Tabla 3.55: Actividades de OyM de la Red.

A partir de esto los consultores establecen las actividades con un mayor nivel de detalle. Systep define 125 actividades, quien al determinar cómo outsourcing este servicio, engloba las

tareas con cierta generalidad con el fin de abarcar todo lo que desean que el contratista realice. A modo de ejemplo se presentan algunas actividades definidas por el consultor:

- Atención de emergencias MT.
- Atención de emergencia BT.
- Medición de Variables Eléctricas.
- Reapriete de Conexiones de Red.
- Hurto de conductores.
- Cambio de Taps y Equilibrios de Carga.

En Synex plantean que la contratación externa puede ser parcial, en particular el mantenimiento, pero la supervisión y planificación de estas tareas estarán a cargo del personal propio.

Las tareas que define el consultor CNE corresponden a las 1796 ya mencionadas anteriormente, de las cuales solo 165 tienen asignados costos. A diferencia del consultor de Chilectra, la totalidad de las tareas poseen un mayor grado de detalle, tal como se observa en la siguiente tabla

Medición de tierras
Medición de voltaje y carga en redes subterráneas de MT
Reparación de cámaras
Reparación de fallas en cable
Cambio de desconectador fusible p/reparación en taller
Cambio de desconectador manual p/reparación en taller
Cambio de módulo fallado
Cambio de reconectador p/reparación en taller
Consignación de instalaciones
Empalme de conductor
Enderezar poste
Inspección termográfica
Maniobras para rep. Servicio
Medición de cargas del alimentador

Además, los dos consultores asocian frecuencias anuales de realización de las tareas que describen, presentando los criterios con los cuales las determinan. Principalmente se basan en el dimensionamiento de las instalaciones, recomendaciones de fabricantes, información otorgada con la empresa de referencia, por consultas a empresas especializadas en el rubro y por su experiencia propia.

Otra diferencia de lo realizado por los consultores, es que Systep presenta en sus anexos el detalle de las frecuencias anuales definidas, los tiempos de ejecución de las tareas y otras variables, mientras que en el informe del consultor de la CNE no se incluye un detalle similar, por lo cual no es posible compararlos. Sin embargo las Bases no exigen que este nivel de detalle sea presentado, pero como recomendación se considera que sí es necesario, de lo contrario no se pueden verificar que los costos obtenidos por los consultores sean representativos o adecuados.

Ambos consultores presentan la dotación de personal, agrupándolos en cuadrillas e incluyendo los vehículos necesarios. En el caso de Systep, define además, las funcionalidades de cada cuadrilla y determina los costos unitarios de cada una de ellas en detalle, identificando las herramientas, equipos y ropa de trabajo, equipos de comunicación y de seguridad, incluyendo la cantidad específica que requiere de cada uno de ellos y la vida útil, para cada una de ellas. Además para establecer las remuneraciones, el consultor de Chilectra determina las horas de trabajo y un análisis del comportamiento horario de eventos de emergencia, con lo cual identifica los turnos de las cuadrillas y cantidad a requerir, con esto pudiendo dimensionar el personal a contratar.

Por el lado del Consultor CNE, a partir de las tareas define un listado de cuadrillas, donde plantean que sus costos contemplan personal, vehículos y herramientas necesarias. Posteriormente entrega costos unitarios anuales de equipamiento de cuadrillas, pero es un valor fijo para todas, sin diferenciar entre ellas y solo resultados generales (no presenta los detalles que efectuó para obtener aquellos costos).

Entonces, para poder realizar una comparación y estudiar las magnitudes definidas por cada consultor, se trabajarán los valores presentados por Systep para adaptarlos a los de su contraparte. En la siguiente tabla se agrupan los costos unitarios de todas las cuadrillas que propone Systep y se calcularán costos unitarios medios que permitan la comparación.

	Ropa de Trabajo	Seguridad Personal	Herramientas personales	Seguridad de equipo	Equipos	Herramientas	Arriendo de comunica.
Cuadrilla Liviana	306.096	973.320	462.050	642.633	1.121.137	4.125.697	861.827
Cuadrilla de mantenimiento Pesada	900.760	4.181.439	4.818.845	611.610	1.242.413	4.645.088	440.332
Cuadrilla Medidas	204.064	600.133	308.034	554.316	963.513	1.763.131	440.332
Cuadrilla Jornales	768.992	901.811	316.736	19.360	62.186	145.234	440.332
Subterránea MT	481.152	1.203.099	742.661	611.610	1.994.663	1.384.718	1.704.817
Subterránea BT	541.632	1.203.099	742.661	28.884	769.958	487.394	1.704.817
Emergencia MT	306.096	754.969	308.034	1.285.265	1.121.137	5.022.178	440.332
Emergencia BT	102.032	677.013	308.034	254.037	23.742	454.416	440.332
Cuadrilla de Podas	968.352	1.519.937	616.067	13.440	709.833	689.323	1.283.321
LLEE Pesada	612.192	1.675.097	618.884	2.762.986	4.300.308	12.067.132	861.827
LLEE Liviana	306.096	754.969	257.554	2.368.015	3.449.802	3.649.225	861.827
Cuadrilla de inspección							552.295
Promedio (\$/año)	458.122	1.203.741	791.630	762.680	1.313.224	2.869.461	790.008

Tabla 3.56: Costos unitarios finales anuales de equipamiento de cuadrillas SYSTEP.

La tabla 3.57 corresponde a la información que entrega en su informe Synex, la que incluye impuestos, seguros y mantenimiento de los vehículos.

Ítem	Costo Unitario (\$/año)
Equipo personal	50.069
Equipo de medición	635.237
Elementos Seguridad Personal	109.685
Elementos Seguridad Cuadrilla	450.354
Equipos excavaciones	242.646
Elementos Cuadrilla Emergencia	4.399.247
Equipamiento Lector de medidores	60.185

Tabla 3.57: Costos unitario de equipamiento de cuadrillas SYNEX.

La tabla anterior corresponde a la información de costos que el consultor CNE entrega sobre las cuadrillas de mantenimiento, y dado que no presentaron el detalle de la fuente de los datos, no se puede comprobar que costos consideraron específicamente en cada ítem, por ejemplo no es posible saber si consideraron los equipos de comunicación, herramientas de personal y la ropa de trabajo dentro de “equipo personal”, sin embargo se observa que es un valor muy bajo en comparación con el presentado por Systep.

Como se evidenció en este capítulo, varios intentos de comparación se vieron frustrados dado que el estudio de Synex, no presentó las memorias de cálculo que realizaron y los costos que entregaron, en la mayoría, son unitarios y no identifican cantidad a utilizar, o son costos finales y las eventuales bases de su procedencia no estuvieron accesibles, lo mismo ocurre con

los criterios de asignación a actividades SEC. Tampoco se pudo obtener aquellos detalles en la CNE.

3.5.3.3 Dimensionamiento de costos de vehículos.

Los consultores realizan análisis con respecto a los vehículos a utilizar, para esto deben dimensionar los costos de compra o de arriendo, y los relativos a su mantenimiento y uso.

Por su parte, Systep determina los vehículos necesarios para el funcionamiento de las cuadrillas dimensionadas para el contratista, determina los costos de inversión, amortizándolos a 10 años a un 10%, también incluyendo el mantenimiento. Por otro lado, identifica los costos de combustible, y tiempos de traslado según vehículo, considerando también las horas útiles que poseen anualmente.

El consultor CNE, realiza una comparación entre arrendar y comprar los vehículos, y a pesar de que los costos de arriendo superaban en un 21% los costos de compra, prefirieron el servicio de arriendo, por las ventajas que presenta con respecto a fallas y respaldos, en la comparación también consideraron los costos de impuestos, seguros y mantenimiento. El consultor además determinó las distancias y tiempos promedio de desplazamiento.

La siguiente tabla muestra una comparación de lo que obtuvieron los consultores.

CNE			Chilectra		
Vehículo	Costo Fijo (\$/año)	Costo Variable (\$/km)	Vehículo	Costo Fijo (\$/año)	Costo Variable (\$/km)
Auto sedan 4 puertas	4.435.200	52,4	Citröen Berlingo	1.242.669	53,6
Camioneta doble cabina doble tracción	9.000.000	50,3	Camioneta LUV	1.634.434	67
Camión 6 Ton.	11.318.400	80,4	Kia Frontier	1.621.459	54,2
Elevador canasta sin aislar	18.410.650	67	Camión Grúa	11.763.049	86,7
Camión Grúa 8 Ton.	26.376.000	80,4	Camión 10 ton	4.700.212	86,7
Camión Grúa 15 Ton.	86.616.000	80,4	Camión Capacho Doble	12.585.403	86,7
Camión busca fallas	11.400.000	67	Camión Capacho Simple	11.530.092	86,7

Camión cisterna para lavado de aisladores	29.545.524	80,4	Camioneta 3.500 kg	2.292.317	86,7
Camión Aislado para mantenimiento con tensión	25.496.556	67			

Tabla 3.58: Costos Anuales de Vehículos.

Con respecto a los costos anuales de Vehículos, los propuestos por Synex superan a los de su contraparte, esto puede deberse a que cuando realizaron la comparación entre arrendar o comprar, no especificaron en cuantos años consideraron evaluar el pago de la inversión, solamente plantean que consideran una tasa del 10%, y como es de esperarse los montos varían fuertemente según los años considerados, por lo cual se cree que si hubiesen considerado 10 años al igual que Systep, los costos de arriendo habrían sido considerablemente superiores a los que hubiesen determinado de compra.

Por otro lado no se puede determinar la cantidad de vehículos estimados por parte del consultor CNE porque no especifica la cantidad de cuadrillas totales que usará, ni cantidad de turnos, solo define qué tipo de cuadrilla existe, en consecuencia no se obtiene el costo total que tiene este ítem.

Con respecto a los tiempos de traslado que propone cada consultor, se observa que el consultor CNE presenta tiempos inferiores, esto impactaría en el total de los costos variables que tendría cada vehículo, sin embargo los consultores no especifican los cálculos con los cuales determinaron aquellos valores.

	Vehículo Pesado		Vehículo Liviano	
	CNE	CHILECTRA	CNE	CHILECTRA
Tiempo de traslado Urbano (min)	7	36	17,7	60
Tiempo de traslado Periferia/rural (min)	10	24	25	40

Tabla 3.59: Tiempos de traslado de vehículos.

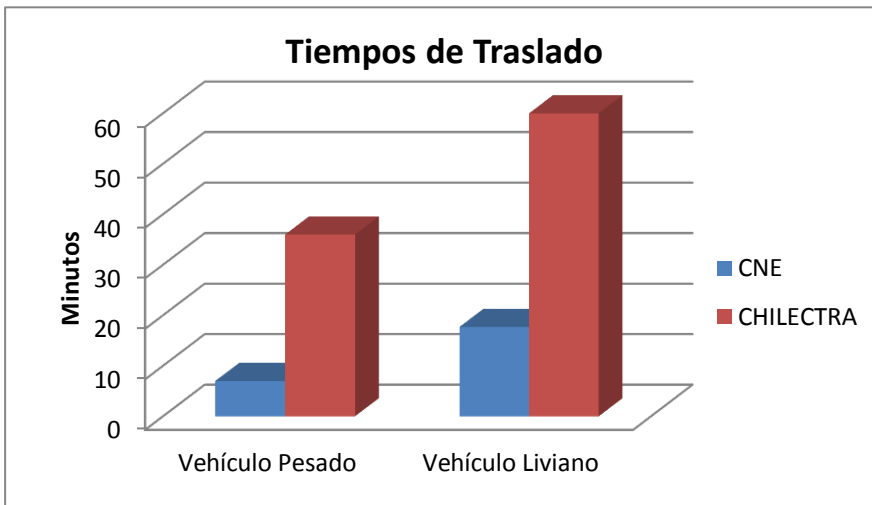


Figura 3.34: Gráfico de tiempos de traslado.

3.5.4 Comparación de otros gastos.

Con respecto a este ítem, el consultor de Chilectra los engloba como otros gastos de bienes y servicios para la Empresa Modelo. Donde hace referencia que posee relación con cobranzas por terceros, seguros, gastos asociados a plantel, gastos en asesorías, derechos municipales y gastos menores.

La siguiente tabla muestra lo presentado por Systep y sus costos respectivos.

OTROS GASTOS	MM\$/año
Directorio	200
Patentes	274
Seguros	725
Contribuciones	171
Gastos del Panel de Expertos	45
Costos de Plantel	1.540
Vigilancia	308
Aseo y mantenimiento	537
Transporte de Personal	467
Gastos de Asesorías	827
Costo Directo Insumo de la Boleta	218
Derechos Municipales	108
Otros gastos (asociaciones gremiales)	165
Total	5.585

Tabla 3.60: Otros Gastos propuestos por SYSTEP.

Con respecto a los costos de otros gastos que determina el consultor CNE, no se pudo identificar sus criterios para designarlos ni su procedencia, pues solamente en la tabla 3.2.4. presenta valores al ítems Otros Costos, de la misma forma que lo hace para Personal Propio, y

Servicios Contratados con Terceros, es decir asociados a las mismas actividades técnicas que han sido nombradas en los puntos anteriores.

Para poder comparar se utiliza el formato de la tabla 3.2.3 exigida por las Bases donde presentan los costos asignados según actividades SEC.

Actividad SEC	COYM [M\$]		Clientes [M\$]	
	CNE	CHILECTRA	CNE	CHILECTRA
11	3.728,00	812,7	0	0
12	191,9	1.176,40	0	0
21	2.548,60	940,1	0	0
22	239,3	1.260,50	0	0
25	610,2	655,4	0	0
26	150,2	465,7	0	0
27	0	55,8	0	0
31	0	0	34,7	8
32	0	0	3.412,80	2.170,80
Total	7.468,20	5.366,60	3.447,40	2.178,80

Tabla 3.61: Comparación de Otros Costos según Actividades SEC

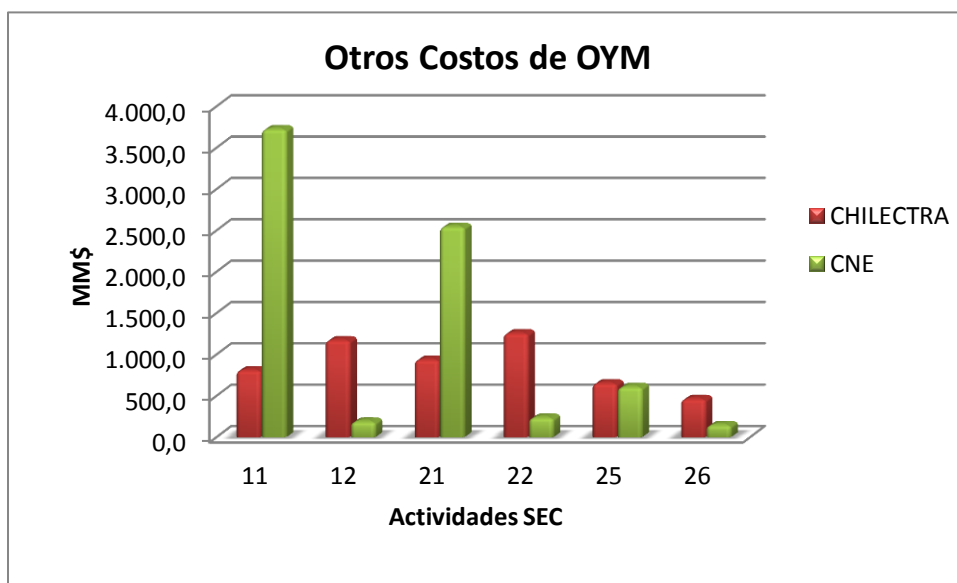


Figura 3.35: Comparación de Otros Costos de OYM según actividades SEC.

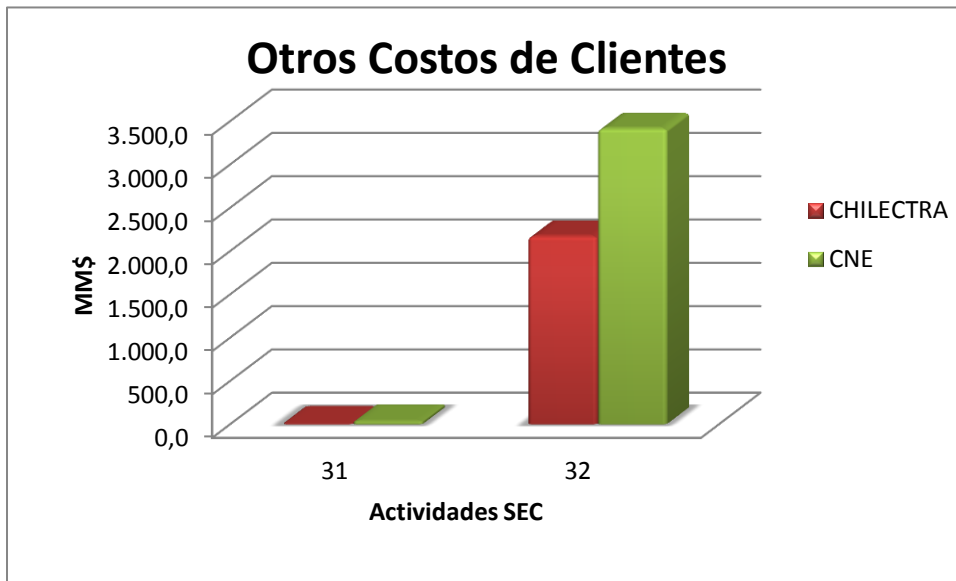


Figura 3.36: Comparación de Otros Costos de Clientes según actividades SEC.

Se observa que los valores de Synex presentan un 30,9% de diferencia con los de Chilectra, donde estos últimos son presentaron valores superiores.

3.5.5 Resumen de costos de Explotación.

A través del análisis de los costos de explotación que estableció cada consultor, se pueden agrupar según las actividades principales determinadas, para después realizar una comparación final de forma global.

	COyM (M\$)		Clientes (M\$)	
	Chilectra	CNE	Chilectra	CNE
R.P.P.	12.112.776	7.167.098	5.677.506	3.589.087
S.C.T.	31.110.204	5.614.983	2.861.686	3.030.263
Materiales y Equipos	1.006.837	2.627.589	0	1.373.640
Otros COyM	5.366.573	7.468.199	217.879	3.447.410
Total	49.596.390	22.877.869	8.757.071	11.440.401

Tabla 3.62: Costos de explotación determinados por Consultores.

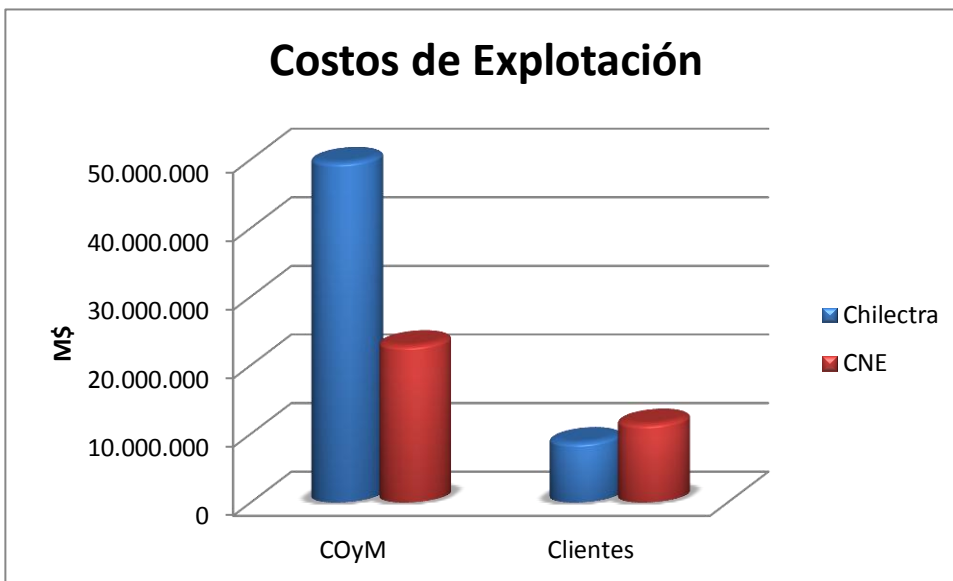


Figura 3.37: Comparación de Costos de Explotación.

Se observa que los costos que Systep determina, son superiores a los propuestos por Synex, específicamente en los costos relacionados con OyM. No es así es caso de los costos de Clientes, donde Synex presentó un mayor valor.

Como se pudo evidenciar de los análisis anteriores, los resultados que el consultor CNE determina, fueron caracterizados por la asignación de los costos a las mismas actividades técnicas relativas a la operación y mantención, sin diferenciarlas entre las relativas a personal propio y personal externo, además no se establecieron criterios de asignación a aquellas actividades, ni tampoco a las actividades SEC definidas en las Bases. Por lo demás, el estudio que entrega es del carácter descriptivo sin ahondar en detalles, pues carece de memorias de cálculo que permitan realizar seguimientos a los valores propuestos. También se destaca que en la gran mayoría de los casos, solo presentan costos unitarios, sin especificar la cantidad de elementos a utilizar por lo que no se puede establecer una comparación de mayor alcance.

Con respecto al estudio efectuado por Systep, este presenta los nexos entre sus tablas e informes, también los costos unitarios y globales especificando cantidades de elementos a utilizar, además, en la gran mayoría de casos, los dimensionamientos efectuados poseen explicaciones y detalles que permiten identificar con claridad la procedencia de cada uno de los costos. Este nivel de detalle favorece el seguimiento del estudio y da sustento a los resultados obtenidos.

3.6 Análisis del VNR, área 3.

3.6.1 Introducción.

En lo que sigue se compararán los VNR determinados de los dimensionamientos de las empresas modelo realizados por los consultores del área 3, con la finalidad de profundizar la búsqueda de diferencias y establecer con claridad las razones que las generaron para esta área.

La metodología con la cual se procederá es la siguiente:

En una primera etapa, se describirán las metodologías de diseño utilizadas por ambos consultores, analizando los criterios utilizados e identificando las diferencias generales.

Posteriormente se compararán los ítems que componen el VNR, identificando los costos y las consideraciones que realizaron para poder dimensionarlos. Específicamente, se analizarán los estudios que los consultores efectuaron para determinar los niveles de tensión óptimos que debían poseer los alimentadores que habrían de diseñar. Luego, se compararán las instalaciones dimensionadas, comenzando por las redes y equipos AT, continuando con las subestaciones, y finalizando con las redes y equipos BT.

Finalmente se compararán los resultados de bienes muebles e inmuebles y se presentan los balances de energía que determinó cada consultor a partir de sus diseños.

3.6.2 Metodología de diseño.

A continuación se describen las metodologías utilizadas por los consultores, con las que diseñaron las instalaciones de la empresa modelo.

3.6.2.1 Metodología consultor GTD.

La primera etapa consistió en el dimensionamiento de las cargas para el área de concesión, con lo cual generaron las bases para el modelo de optimización BT. Este procedimiento lo realizaron a partir de la demanda georreferenciada, donde agruparon las cargas de los clientes BT con los postes asociados a sus empalmes.

El procedimiento de diseño de redes BT utilizó un modelo de optimización geográfico que minimizó el costo actualizado de inversión, operación y falla, de todas las alternativas de configuración posibles.

A partir de aquel modelo diseñaron las redes BT de distribución eficiente, tanto en costos de inversión como de pérdidas, que permitieran satisfacer la demanda para todo el periodo de evaluación. Además, definieron los tipos y capacidades de los transformadores que alimentaban

aquellas redes, adicionando el trazado óptimo de las redes, el tipo de conductor a utilizar y el calibre adecuado.

Posteriormente, utilizando el dimensionamiento de los transformadores de las redes BT, su ubicación geográfica, adicionando la información de los transformadores particulares, la demanda dimensionada, los costos de inversión y las pérdidas de los módulos estándares de redes AT, construyeron la información de entrada para el proceso de optimización para el sistema AT, donde de igual forma que para las redes BT, obtuvieron un trazado óptimo con conductores adecuados que permitieron minimizar los costos de inversión y operación del sistema.

Adicionalmente, el consultor realizó estudios complementarios para poder dimensionar las instalaciones de la EM, estos consistieron en:

- Determinación del periodo óptimo de reposición. Donde determinaron lo diversos elementos a utilizar (TD, instalaciones AT y BT) a través de evaluaciones técnicas económicas, las que principalmente consideraron el crecimiento de la demanda y las características constructivas de los elementos. Con esto, establecieron los equipos óptimos a utilizar y el periodo de reposición apropiado para ellos.
- Determinación del nivel óptimo del nivel de voltaje de las redes AT de distribución, lo que realizaron comparando los costos asociados a instalar un nivel de tensión frente a otro.

3.6.2.2 Metodología consultor Synex.

La metodología adoptada por el consultor CNE, difiere principalmente en el modelo utilizado con el cual basa su dimensionamiento, el cual se describirá en lo que sigue.

Las etapas con que realizó el diseño de las instalaciones fueron las siguientes:

Dividieron geográficamente la zona de concesión en 3 Unidades de Análisis, estas fueron la unidad de Valparaíso, unidad Aconcagua y unidad San Antonio, donde para cada una de ellas diseñaron una red óptima.

Utilizaron la demanda entregada por la empresa de referencia, determinando en una primera instancia la distribución de cargas de BT coincidentes con la demanda máxima a nivel de transformador de distribución. Posteriormente determinaron la demanda de la red AT.

Para los casos BT y AT proyectaron la demanda para un período de 15 años, tal como lo establece las Bases, donde consideraron las holguras correspondientes a un programa de expansión que abastezca la demanda según el crecimiento en dicho periodo.

Prepararon costos de unidades constructivas, considerando tecnologías económicamente eficientes, los costos de suministros, costos de falla y otros parámetros.

Adicionalmente, realizaron un análisis de los niveles de tensión existentes en las redes AT de distribución de la empresa de referencia, y determinaron el nivel de tensión de los alimentadores económicamente óptimos y factibles a dimensionar.

A partir de una serie de datos de entrada, ejecutaron el modelo PECO (se detalla más adelante) donde se diseñaron la redes BT y AT, y determinaron los costos de inversión asociados a las instalaciones. Esto lo complementaron con un modelamiento post-PECO, dado que existen consideraciones que el modelo no era capaz de simular, entre aquellos factores se agrupan las pérdidas por desequilibrios de fases en las redes, pérdidas en acometidas y medidores, pérdidas por fugas, pérdidas dieléctricas, ajustes por extremos de redes BT en zonas urbanas y ajustes en las longitudes de las redes.

3.6.2.3 Modelo PECO.

Modelo creado por el D. Jesús Peco el cual diseña las redes de distribución atendiendo simultáneamente los siguientes objetivos:

1. Optimización conjunta de los distintos niveles de tensión, determinando un reparto óptimo de las inversiones en cada nivel. Además realiza la optimización de zonas urbanas y rurales simultáneamente garantizando la factibilidad de las soluciones.
2. Optimización de la calidad de servicios, basándose en análisis de fiabilidad probabilística y en la minimización, de los costos de inversión, pérdidas y energías no suministradas, determinando óptimamente la cuantía de elementos que garantizan la calidad.
3. Consideración de los aspectos geográficos diferenciales, donde se toma en cuenta el módulo GIS (Sistema de Información Geográfica) que almacena y procesa la información geográfica de la zona bajo estudio, calculando los costes de los trazados de las líneas y de la localización de Subestaciones AT/MT y centros de transformación.

A partir de aquellos objetivos determina:

- El diseño y trazado de las redes AT y BT.

- La localización de las subestaciones de distribución (AT/BT)
- Determinación de los elementos de protección y maniobra y su localización.

3.6.3 Comparación de nivel de tensión.

Tal como se describió en las metodologías realizadas por los consultores, ambos determinaron el nivel de tensión óptimo para los alimentadores, analizando tanto técnica como económicamente las diferentes opciones factibles.

A partir de aquellos análisis, determinaron los siguientes resultados:

El consultor CNE consideró la alternativa de diseñar una red de distribución AT en 23 kV. Para ello evaluó tanto los beneficios como los costos asociados a este cambio. Entre los beneficios, está el de tener menos alimentadores, toda vez que la capacidad de transporte aumenta en promedio en un 73%, y la disminución de las pérdidas (40%). Como costo, se consideró el cambio de transformadores ubicados en subestaciones de subtransmisión y de transformadores, de clientes conectados directamente a las redes AT de distribución. Como resultado de esta evaluación, el consultor CNE determinó que no se justificaba económicamente el cambio, manteniendo para efectos del estudio los niveles de 12 y 15 kV existentes.

Por otro lado, se considera importante mencionar que el estudio del VNR, según las Bases, debe realizar su dimensionamiento para una empresa modelo que partiría desde cero. Sin embargo, el consultor dentro de sus justificaciones para no utilizar alimentadores de 23 kV (adicionales a las ya mencionadas), considera costos por realizar cambios de equipos e instalaciones ya existentes, junto a sus implicancias económicas, por ejemplo los costos por cambiar equipos de maniobra, cambiar la aislación de los alimentadores, los costos por desenergizar la red por aquellas maniobras, y además consideró que no se puede modificar la topología de la red, factores que afectaron económicamente a la decisión final. Por lo cual, analizando lo realizado por el consultor, se considera que el análisis no es lo que las bases dicen que se debe hacer, puesto que el estudio se debería haber hecho desde cero, no considerando equipos ya existentes que influyeran en las evaluaciones económicas, y se concluye que las Bases deberían clarificar de mejor manera los criterios de los dimensionamientos para evitar ambigüedades y consideraciones como las anteriores que puedan alterar el valor final.

Por parte del consultor de la empresa, hicieron cálculo económico de cuánto costaría instalar alimentadores de 23kV y compararon con los costos por instalar alimentadores de 12kV. En

aquella evaluación consideraron los costos de operación, los costos por cambiar los transformadores particulares y los costos por cambiar las subestaciones primarias.

A partir de aquel análisis, concluyeron de forma similar al consultor CNE, donde los costos por alimentadores de 12 kV eran inferiores a los de 23 kV, sin embargo, su determinación no fue 100% excluyente, pues finalmente evaluaron que 8 de los 83 alimentadores AT dimensionados, convenían a un nivel de tensión de 23 kV.

Los desgloses de los costos se analizan en los siguientes subcapítulos.

3.6.4 Comparación de las instalaciones.

Los costos obtenidos de los ítems que componen las instalaciones de las empresas modelo se comparan a continuación, donde los resultados de ambos consultores serán contrastados, adicionando gráficos, en caso de requerir mayor detalle para las explicaciones.

A partir de los datos de ambos consultores, las comparaciones que se realizarán serán principalmente de costos finales, y en algunos casos se analizarán costos unitarios, solo en aquellos casos que entreguen datos relevantes y puedan ser utilizados como índices que entreguen información útil.

Por otro lado, se considera que comparar cantidades totales no es un método adecuado, puesto que como se verá en los análisis, la gran variedad de factores que inciden en la agrupación de los equipos e instalaciones, produce que las cantidad no posean una base común para la comparación. A modo de ejemplo, para dimensionar una red AT existen muchas variables y consideraciones posibles, entre ellas: el tipo de conductor, el tipo de aislación, el tipo de protección, el nivel de tensión, los tipos de transformadores de distribución, el sector donde se desea instalar, el clima, etc. por lo cual, el diseños que cada consultor efectúe, pueden diferir completamente uno del otro, porque dependerán de las consideraciones que cada uno realizó. Por lo cual, comparar los km totales de redes AT de cada consultor, no entrega información útil porque se están comparando cantidades de redes diferentes. Sin embargo, en algunos casos, comparar costos unitarios, entrega un índice de información valiosa, por ejemplo costo por km de red AT, dado que permite hacer una aproximación de cuán costosas son las redes diseñadas por cada consultor. Sin embargo, si se considera que ambos consultores hicieron un dimensionamiento que considera la calidad de servicio que las bases explican, la comparación de los costos totales entrega un dato posible de comparar.

Como se anunció en el párrafo anterior, no se compararán todos los costos unitarios, más bien solo en algunos casos donde se considere necesario, dado que existen una gran gama de ítems de instalaciones y equipos, y comparar cada uno de ellos es una tarea que excede los alcances de esta memoria, y que además no es posible, puesto que los consultores no presentaron en sus anexos un detalle tan específico que permita esta comparación.

Finalmente, siguiendo la metodología enunciada, se compararán los costos totales de las instalaciones aéreas y subterráneas, para las redes AT, subestaciones y redes BT, con mayor énfasis a las instalaciones subterráneas, puesto que en los capítulos anteriores se identificó que las mayores diferencias procedían en aquellos ítems (actividades SEC 21 y 22)

3.6.4.1 Comparación de instalaciones AT.

Anteriormente se estableció que dentro del VNR las instalaciones AT eran las que poseían la mayor influencia dentro de las diferencias, por lo cual se desglosarán sus ítems para determinar cuáles específicamente son los factores que generan aquellos resultados.

En la siguiente tabla presenta los ítems que componen las redes AT del área típica 3, diferenciadas por redes subterráneas y aéreas.

		ALTA TENSIÓN		Cantidad		Valor (\$)		Diferencia % Valor
		Nombre	Unidad	Empresa	CNE	Empresa	CNE	
Líneas Aéreas	Km. de Red	Km	3.059	2.590	18.992.000.246	7.747.185.678	145,15%	
	Postes	c/u	79.862	78.379	14.239.510.297	17.428.826.464	-18,30%	
	Estructuras	c/u	117.519	78.379	15.306.989.160	6.646.672.221	130,30%	
	Equipos Eléctricos	c/u	11.188	484	6.677.068.326	1.029.239.222	548,74%	
	Toma a Tierra	c/u	4.239	0	246.995.374	0	-	
	Otros	c/u	47.278	484	2.435.071.039	169.529.368	1336,37%	
Líneas Subterráneas	Km. de Red	Km	88	86	2.724.793.853	1.895.593.631	43,74%	
	Cámaras	c/u	1.850	1.113	7.892.409.392	2.080.951.640	279,27%	
	Canalizaciones	Km	88	86	15.529.187.527	7.421.662.661	109,24%	
	Equipos Eléctricos	c/u	0	0	0	0	0,00%	
	Toma a Tierra	c/u	0	0	0	0	0,00%	
	Otros	c/u	617	0	164.988.729	0	-	
Total					84.209.013.943	44.419.660.885	-47,47,8%	

Tabla 3.63: Comparaciones de instalaciones AT, áreas 3.

De la tabla 3.63 se observan marcadas diferencias, y se identifica que los costos que presenta el consultor de la empresa superan prácticamente a todos los de su contraparte, a excepción de los postes, que a pesar de poseer mayor cantidad, sus costos unitarios son inferiores.

Dentro de los ítems de mayor influencia se encuentran los km. de línea, los postes, las estructuras y las canalizaciones subterráneas. Para aquellos ítems se observa que las diferencias en costos alcanzaron hasta un 145%, por lo cual, estos parámetros son quienes determinaron mayoritariamente las diferencias monetarias que se genera en instalaciones AT.

Con respecto a la cantidad de los elementos de las instalaciones, el consultor CNE dimensionó menor cuantía, y las diferencias porcentuales por ítem alcanzan en algunos casos valores muy elevados, siendo uno de ellos el ítem “otros” de la opción líneas aéreas, donde las desigualdades alcanzaron mayores diferencias. Este gran contraste, indica que las Bases no dejan en claro los criterios con los cuales los consultores deben agrupar o considerar los equipos que dimensionan, por lo cual el criterio del consultor afecta considerablemente los resultados. Finalmente, se observa que la diferencia tiende a balancearse y llega a ser un 47,3% de diferencia.

Otro ejemplo, se presenta en equipos eléctricos, donde el consultor de la empresa consideró necesario 11.188 unidades en contraste a 484 de la CNE, lo que en consecuencia produjo grandes diferencias en costos, por lo cual, es necesario definir a priori que se considera como “equipo eléctrico” o que se considera en cada ítem, de esta forma se puede comparar de forma adecuada si un consultor utilizó criterios adecuados o no y los valores se encontrarían justificados.

En definitiva, se reafirma la idea de que comparar cantidad no necesariamente se entrega ninguna información útil, puesto que aquellos ítems agrupan a la totalidad de equipos dimensionados, y no discriminan entre sus características constructivas. Si esto se hiciese, sería posible obtener alguna información a partir de las cantidades dimensionadas. Finalmente, se destaca que no está estandarizado en las Bases, la forma de definir los criterios para agrupar los ítems que se observan de la tabla, y que esto genera fuertes diferencias. Por lo cual, se considera que si existiese mayor rigurosidad al respecto en las Bases, las diferencias se podrían analizar con mayor facilidad y los detalles de los estudios de cada consultor poseerían un esquema mejor definido y normalizado, donde se presentarían con claridad los dimensionamientos que cada uno realizó.

Por otro lado, analizando las diferencias en instalaciones subterráneas, se observa que el consultor GTD consideró costos superiores para cada caso, donde dependiendo del ítem, las diferencias en dinero alcanzaron hasta el 279%, donde su influencia es considerable, dado que sus valores representan grandes porcentajes del total.

3.6.4.2 Comparación de instalaciones de subestaciones de distribución.

A continuación se presenta la tabla que presenta los diferentes ítems considerados como parte de subestaciones, donde se compararán cada uno de ellos.

	SUBESTACIONES		Cantidad		Valor (\$)		Diferencia % Valor
	Nombre	Unidad	Empresa	CNE	Empresa	CNE	
Aéreas	Transformadores	c/u	5.464	3.316	11.960.596.009	7.919.815.869	51, %
	Estructuras	c/u	10.928	3.316	3.272.076.435	567.007.615	477%
	Equipos Eléctricos	c/u	10.928	3.316	1.819.563.968	862.564.572	111%
Subterráneas	Transformadores	c/u	99	84	913.127.879	1.140.414.182	-20%
	Bóvedas	c/u	99	84	946.819.259	448.731.824	111%
	Equipos Eléctricos	c/u	396	84	1.118.414.384	7.471.608	14868%
	Otras Disposiciones	c/u	0	0	0	0	0,00%
Otras	Transformadores	c/u	71	0	457.950.715	0	-
	Obras Civiles	c/u	71	0	150.997.535	0	-
	Caseta Obra Civil	c/u	0	0	0	0	0,00%
	Equipos Eléctricos	c/u	142	0	23.252.960	0	-
	Otras Disposiciones	c/u	0	0	0	0	0,00%
Total					20.662.799.144	10.946.005.670	-88%

Tabla 3.64: Resultados y diferencias de las subestaciones.

En el análisis anterior, respecto de redes AT se evidenció que comparar cantidades no otorgaba información que permitiese obtener conclusiones que apunten a los objetivos de esta memoria. Para el ítem de subestaciones de distribución, cuya comparación se muestra en la tabla 3.64 la situación es similar, pues se observa que el consultor CNE, para instalaciones aéreas, determinó por cada transformador una estructura y un equipo eléctrico, mientras que el consultor de la empresa consideró dos de cada opción por cada transformador, donde se concluye que aquello no aporta información de cual diseño es mejor o más óptimo si no está estandarizado lo que se considera como una estructura o un equipo eléctrico, debido a la amplia gama de posibilidades que lo pueden conformar. Por lo cual, no tiene sentido seguir comparando la cantidad de elementos de los ítems y de en adelante solo se compararán costos finales, sin embargo se recalca la necesidad de perfeccionar las Bases con respecto a la categorización de los ítems.

Se observa que en cada ítem las diferencias son considerables, el consultor CNE presenta costos inferiores prácticamente en cada caso, y los casos más relevantes son los siguientes:

En los transformadores aéreos, los costos presentaron diferencias que alcanzaron un 51%, liderada por el consultor GTD. Sin embargo, en transformadores subterráneos, los costos al

contrario, presentaron un 19,9% de diferencia porcentual de los datos de la CNE sobre los de su contraparte.

Con respecto al ítem equipos eléctricos, los costos son fuertemente dispares, alcanzando un diferencia considerablemente elevada, pero no se puede diferenciar específicamente porqué se conformaron aquellas diferencias dado que el detalle de las componentes y de cómo estas fueron asignadas a equipos eléctricos no fue presentado en los estudios.

Con respecto al ítem bóvedas, los costos observados del consultor CNE son prácticamente la mitad de los estimados por el consultor de la empresa. Además, el consultor CNE no presentó costos asociados a otras subestaciones, que si bien el consultor de la empresa sí lo hace, los costos que presenta son significativamente bajos con respecto al total, dado que solo representan el 3% de todos los costos considerados por aquel consultor, de todas formas contribuyen a las diferencias.

Como conclusión, se observa que al evaluar cada ítem individualmente, las diferencias son muy elevadas, y que para analizarlos con mayor profundidad se requiere de información adicional a la contenida en los informes. Además, se observa que el dimensionamiento en general de las subestaciones subterráneas debe ser revisado con mayor detalle y las Bases deben ser más claras al respecto, donde delimiten con mayor precisión las consideraciones a utilizar, puesto precisamente es acá donde se observaron las mayores diferencias de los VNR.

3.6.4.3 Comparación instalaciones BT.

En lo que sigue se compararán los estudios efectuados sobre instalaciones en baja tensión. Para tal efecto se presenta la tabla de desglose de costos consideradas dentro instalaciones BT.

		BAJA TENSIÓN		Cantidad		Valor (\$)		diferencia %	
		Nombre	Unidad	Empresa	CNE	Empresa	CNE	Cantidad	Valor
Líneas Aéreas	Km. de Red	Km	4.460	4.392	23.208.523.626	12.001.481.094		1,55%	93%
	Postes	c/u	90.517	178.231	9.682.183.372	23.779.229.547		-49,21%	-59%
	Estructuras	c/u	198.394	178.231	4.319.917.262	2.185.454.399		11,31%	98%
	Equipos Eléctricos	c/u	0	0	0	0		0,00%	0,00%
	Toma a Tierra	c/u	36.324	0	2.391.999.528	0		-	-
	Otros	c/u	28.366	0	1.734.938.383	0		-	-
Líneas Subterráneas	Km. de Red	Km	172	163	4.116.247.282	2.219.740.035		5,66%	85%
	Cámaras	c/u	4.326	7.020	5.468.355.081	2.464.746.787		-38,37%	122%
	Canalizaciones	Km	172	163	24.967.222.459	8.818.618.996		5,66%	183%
	Equipos Eléctricos	c/u	0	0	0	0		0,00%	0,00%
	Toma a Tierra	c/u	0	0	0	0		0,00%	0,00%
	Otros	c/u	1.255	0	206.991.687	0		-	-

Tabla 3.65: Resultados y diferencias de las instalaciones BT.

Con respecto a las líneas aéreas en baja tensión, los costos presentan una compensación en sus valores, puesto que los costos por los kilómetros de red que el consultor GTD consideró, fueron superiores, de magnitudes muy elevadas (el doble) en comparación a los de la CNE, sin embargo, esta diferencia se compensa con el dimensionamiento de postes, dado que presentó un efecto inverso. Esta situación deja clara evidencia de las fuertes desigualdades en los costos unitarios considerados, donde prácticamente el consultor de la empresa estimó por cada km de red el doble del estimado por la CNE, y con respecto a los postes se observa el efecto contrario. También deja en evidencia las fuertes diferencias que se producen en los criterios de diseño, los que conllevan a que se produzcan aquellos contrastes de costos. Además, con respecto a la cantidad de metros de redes, se debe considerar que la cobertura debe ser del 100%, por lo cual estos datos no debieran ser tan distintos entre ambos consultores, lo que en este caso es así.

Para efectos comparativos, en la siguiente tabla 3.66 se presentan los costos unitarios promedio de cada uno de los ítems anteriores.

	Empresa (\$/unidad)	CNE (\$/unidad)
Km. de Red aérea.	6.209.256	2.990.883
Postes	178.301	222.366
Estructuras	130.251	84.802
Km. de Red subt.	30.933.277	22.121.527
Cámaras	4.266.607	1.869.678
Canalizaciones	176.295.414	86.610.604

Tabla 3.66: Precios promedio unitario.

Se observa que el consultor de la empresa evidencia costos unitarios superiores, prácticamente en cada uno de los casos analizados, con excepción del ítem postes. Por lo cual, se concluye que en la generalidad los valores de los diseños de la CNE son menores que los de su contraparte. Sin embargo, no se pudo analizar un factor sumamente relevante que es la calidad de servicio, puesto que existe una tabla o información clave que permita aquella comparación, pero se considera que realizar un análisis de calidad de servicio podría dar una información más acabada de quien consideró mayores o menores valores.

3.6.4.4 Comparación BI.

En lo que sigue se compararán lo bienes muebles e inmuebles dimensionados por los consultor de ambas partes, para lo cual se presentan los costos que estos dimensionaron.

BIENES MUEBLES E INMUEBLES		Cantidad		Valor (\$)	
Nombre	Unidad	Empresa	CNE	Empresa	CNE
Terrenos	m ²	0	0	0	0
Edificios	m ²	0	0	0	0
Equipos y Vehículos de Transporte y Carga	c/u	0	0	0	0
Equipos de Bodega y Maestranza	c/u	0	204	0	68.369.226
Equipos de Laboratorio	c/u	0	30	0	55.478.243
Equipos de Comunicación	c/u	0	354	0	21.315.599
Equipos de Oficina	c/u	0	1.912	0	300.559.770
Equipos de Computación	c/u	0	296	0	808.136.623
Otros Equipos	c/u	0	83	0	65.020.410

Tabla 3.67: Resultados y diferencias de los Bienes Muebles e Inmuebles.

En esta actividad, se observa que el consultor de la empresa no consideró costos por bienes muebles e inmuebles en el VNR, esto se debe a que consideraron conveniente contratar como servicio externo, bajo la modalidad de arriendo, todos los equipos necesarios para el funcionamiento. Se corrobora nuevamente que la comparación ítem a ítem se debe realizar con especial cuidado, ya que la diferencia que aquí se presenta es aparente, toda vez que la valorización de los bienes muebles e inmuebles fue considerada por el consultor de la empresa como un arriendo, es decir un costo anual, en tanto que el de la CNE lo hizo como inversión. Ambas posiciones son perfectamente válidas y queda a libertad del consultor seleccionar la opción que les parezca más conveniente, a la luz de sus experiencias y de lo que son las mejores prácticas de la industria.

3.6.5 Comparación de los balances de energía y potencia.

Cada consultor realizó el balance de energía requerido, utilizando como base datos presentado por la empresa de referencia. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

	ENERGIA (GWh)		POT. MAX. COINCIDENTE Dx (kW)		POT. MAX. COINCIDENTE Gx (kW)		FACTOR DE CARGA		CODIGO
	EMPRESA	CNE	EMPRESA	CNE	EMPRESA	CNE	EMPRESA	CNE	
Total ingresado a Dx AT	1970,82	2001,02	359,766	347,97	336,762	324,67	62,5%	65,6%	O
Perdidas eficientes en Dx AT	49,95	10,99	8,302	2,668	7,825	2,236	68,7%	47,0%	P

Ventas reguladas en AT	603,92	603,92	122,289	96,494	96,664	48,754	56.4%	71,4%	
Ventas no reguladas en AT	206,72	206,72	22,992	33,03	18,753	16,689	102.6%	71,4%	
Retiros por serv. De paso AT	0	0,00	0		0				
Total retiros AT	810,64	810,64	145,28	129,52	115,417	65,442	63.7%	71,4%	
Incobrables AT	5,29	2,92	1,017	466	1,017	236			
Cobrables AT	805,35	807,72	144,264	129,06	114,4	65,207	63.7%	71,4%	Q

Total ingresado a Dx BT	1110,23	1179,40	206,184	215,78	213,519	257	61.5%	62,4%	R
Perdidas en TD AT/BT	30,49	1,98	4,58	3,525	4,247	4,445	76.0%	64,0%	
Pérdidas en líneas Dx BT	17,73	6,76	3,674	1,115	3,053	1,566	55.1%	69,2%	
Pérdidas en empalmes	9,98	1,35	2,325	222	1,932	312	49.0%	69,2%	
Pérdidas en medidores	4,26	5,61	603	925	603	1,299	80.6%	69,2%	
Total pérdidas en BT	62,46	33,48	11,181	5,788	9,836	7,623	63.8%	66,0%	S
Ventas reguladas en BT	1047,77	1123,45	195,003	20,579	203,683	243,54	61.3%	62,3%	
Ventas a clientes no regulados en BT	0	0,00	0	0	0				
Retiros por serv. de paso BT	0	0,00	0	0	0				
Hurto residual BT	20,96	22,47	3900	4,198	3900	5,35	61.3%	61,1%	
Total retiros BT	1026,82	1145,92	191,103	209,99	199,783	248,89	61.3%	62,3%	
Incobrables BT	11,22	4,04	2156	741	2156	877	59.4%		
cobrables BT	1015,59	1119,41	188,947	205,05	197,627	242,66	61.4%	62,3%	T

Tabla 3.68: Comparación de balances de energía y potencia área 3.

Se observa, que prácticamente en cada uno de los ítems considerados en el balance se presentan diferencias. Por lo cual, la siguiente tabla presenta las diferencias globales que se deben comparar y las pérdidas que estas traen consigo.

	ENERGIA (GWh)		POT. MAX. COINCIDENTE Dx (kW)		POT. MAX. COINCIDENTE Gx (kW)	
	EMPRESA	CNE	EMPRESA	CNE	EMPRESA	CNE
Ingresado	1970,82	2001,02	359,766	347,97	336,762	324,67
Ventas	1820,94	1927,13	333,211	334,11	312,027	307,867
Pérdidas	149,88	73,89	26,555	13,86	24,735	16,803

%	7,6%	3,7%	7,4%	4,0%	7,3%	5,2%
---	------	------	------	------	------	------

Tabla 3.69: Comparación de las diferencias globales de energía, potencia y pérdidas.

Se observa de la tabla anterior, que las pérdidas que presentan el estudio de la empresa en todos los casos son superiores, las cuales alcanzan hasta el 7,6% en energía, mientras que el consultor CNE considera valores bajos para cada uno de sus casos.

4 CAPITULO IV: CONCLUSIONES.

En esta memoria de título se realizó un análisis de los estudios de las componentes del VAD, para efectos de establecer el origen de las diferencias presentadas en los diseños de empresas modelos dimensionadas para el proceso de tarificación 2008-2012.

4.1 Diferencias globales

En primer lugar se constató que a nivel de valores globales de VAD, es decir, considerando la anualidad de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento y las pérdidas, las diferencias que se advierten son distintas según el área típica. En efecto, la diferencia mínima es de 27%, para el área 1 y de 125% para el área 3.

Esta comparación global es la comparación más significativa que puede realizarse, toda vez que las diferentes componentes del VAD tienen efectos de “vasos comunicantes”, que no permite una absoluta efectividad en la comparación que se haga. Así por ejemplo, mayores pérdidas reflejan menores inversiones, o bien, los vasos comunicantes que hay entre costos e inversiones según se considere arrendar un bien o tenerlo como propio. También se presenta esta situación a la hora de establecer si se contrata personal propio para desarrollar una actividad o dicha actividad se realiza mediante un contrato con terceros.

El caso más significativo de esto es el de los bienes muebles e inmuebles, donde el consultor de la CNE para el área típica 1 estableció una inversión de \$65 millones, en tanto que el consultor de la empresa consideró el arriendo de esos bienes, de modo que aparece para este ítem con un costo de inversión nulo.

Una conclusión global es que en general no es posible llegar a establecer con certeza el origen de las diferencias, ya que el contenido de los informes de los consultores, empresas y CNE, tienen diferencias de presentación, de formato y de detalles, llegando en algunos casos a comprobarse el no cumplimiento estricto de lo establecido en las Bases Técnicas.

Hecha la salvedad respecto a cada componente del VAD, de este estudio se arriban a las siguientes conclusiones.

- Las diferencias en los costos de explotación, alcanzaron para cada una de las áreas, las mayores diferencias dentro de los estudios, donde en algunos casos adquirieron rangos muy elevados.
- En las 6 áreas de distribución, los consultores de las empresas determinaron para la gran mayoría de las componentes del VAD, valores superiores a los calculados por el consultor de la CNE, y solamente en algunos casos específicos ocurre la situación inversa, como con los costos fijos para del área 1. Por lo cual, se concluye que los consultores de las empresas tienden a dimensionar empresas modelo de costos superiores a los de la CNE.
- Por parte del VNR y las pérdidas de energía y potencia, en algunas áreas también alcanzaron fuertes diferencias, particularmente en las áreas 3 y 4. Sin embargo, estas diferencias no fueron los factores principales generadores de las grandes desigualdades finales, pero si contribuyeron en alguna proporción.
- Dentro de costos de explotación, que presentaron las mayores diferencias, se encuentran los COyM y los Costos Fijos. Los primeros, presentaron grandes diferencias, particularmente en la dotación de personal requerido tanto propio como para personal externo, lo que afecto a los costos finales. Esto se debió principalmente, a los modelos utilizados con los cuales estimaron la cantidad de personal requerido, puesto que el consultor de la empresa, presentó una suma considerable de funciones y actividades necesarias para la empresa, por lo cual, para poder cumplir con aquellos requerimientos requería de una fuerte dotación de personal, por el contrario, el consultor CNE, no utilizó un modelo con aquel nivel de detalle, y presentó una reducida cantidad de funciones, por lo cual su requerimiento de personal fue menor. Por otro lado, con respecto a costos unitarios, el consultor CNE mostró una tendencia de costos superiores, por lo cual las diferencias se generan a partir de la cantidad de elementos considerados, en este caso cuantía de personal. Si bien este análisis en el transcurso de la memoria, sólo se analizó para el área 1, adicionalmente también se comprobó que la no descripción de actividades, y no asignación de costos por parte de la CNE se efectuó para las otras 5 áreas.
- Otro tópico que generó fuertes desigualdades, fueron las consideraciones que realizaron en relación a los servicios correspondientes a distribución AT y BT subterránea, puesto que aquellos ítems presentaron las máximas desigualdades cuando las actividades SEC fueron comparadas. Estas diferencias se generan por varios factores, pero principalmente, por las diferencias de criterios y consideraciones bases con que dimensionan las empresas, puesto

que ellos se utilizan para justifican las decisiones finales. A modo de ejemplo, dentro de la planificación de los sistemas eléctricos utilizaron como criterios base, información obtenida a partir de la experiencia de expertos en el rubro, la cual como es de esperarse, puede variar considerablemente según a quien se consulte y eventualmente, generar costosas diferencias. Lo que muestra que siempre en un estudio, aún de índole técnica, existen subjetividades que deben ser cubiertas ya no por modelos matemáticos, sino que por la opinión de expertos o bien por un benchmarking con las mejores prácticas.

- Con respecto a los modelos utilizados para diseñar las redes, se observa que en las áreas 1 y 2, los consultores utilizaron el modelo PECO, y se pudo evidenciar que los costos finales del VNR no presentaron fuertes desigualdades, en particular en el área 1, donde las diferencias alcanzaron el 1%. No obstante, para las otras áreas, donde los modelos utilizados eran propios y diferían según el consultor, las diferencias se acentuaron, específicamente en el área 3, quien presentó mayores diferencias finales. Por lo cual, considerando que existen grandes cantidades de consideraciones posibles, criterios y opciones factibles a utilizar en el dimensionamiento, el hecho de que además utilizaran modelos diferentes, aumenta aún más las magnitudes de las diferencias.

4.2 Observaciones del proceso 2008-2012.

Dentro del esquema de comparación de los estudios, se identificaron varios aspectos que dificultaron el análisis, y en algunos casos imposibilitaron la comparación. Además, se identificaron consideraciones interesantes a evaluar con respecto a la agrupación de áreas típicas, donde los valores revelaron información que puede perfeccionar el sistema utilizado. Por otra parte, se evidenciaron aspectos dentro de las Bases que de ser evaluados correctamente podrían mejorar la realización de los estudios de las componentes del VAD. Por lo cual, a continuación se presentan las consideraciones y conclusiones obtenidas en este estudio de memoria sobre lo recién enunciado.

- Las Bases exigen que los estudios deben ser entregados siguiendo ciertos formatos en tablas específicas, sin embargo, en los análisis de los estudios se identificaron casos en que estos formatos no se cumplían, o las tablas simplemente no fueron entregadas. Se considera fundamental, que el cumplimiento de las Bases debe ser seguido con exhaustivo detalle, debido a que es la única forma de estandarizar los datos que cada consultor entregue.

- Se identificó además, que las Bases en variados aspectos no regularizan tópicos que los consultores deben entregar, o simplemente fijan los pasos a seguir pero con cierto nivel de ambigüedad permitiendo libertad de interpretación por parte de quien lo lee. Por ejemplo, las Bases en el punto 5.4.2 establecen en el costo anual de personal propio y de personal “Estos costo deberán estar desglosados hasta el nivel de cada tipo de actividad identificada, con la cantidad de personal propio y de contratista”, esta frase llevó a 2 diferentes interpretaciones (al menos para los estudios del área 1), donde el consultor CNE definió solo actividades técnicas, relativas a operación y mantenimiento, asignándoles toda la dotación de personal propio y contratista solamente a una parte de ellas, y al resto de actividades, no asignó costos ni personal. Por otro lado, el consultor de la empresa definió actividades tanto técnicas, administrativas y funcionales necesarias para una empresa del rubro, y a cada una de ellas le asignó personal, según correspondiera presentando los criterios de asignación. Como se pudo analizar, ambos consultores cumplieron, en estricto rigor, con este punto específico de las Bases, sin embargo, solo en uno de los estudios se pudo comprender con claridad la asignación de los costos, mientras que para el otro, quedó la duda si es que los datos fueron realmente estimados a partir de las necesidades de la empresa, o fueron fijados con criterios que no cumplen con una lógica esperada para un dimensionamiento de esta índole.

En conclusión, se estima que las Bases deberían precisar con mayor claridad la forma en que los consultores deben basar sus criterios de dimensionamiento, y además exigir que se presente cada una de las tablas, incluyendo costos unitarios, costos totales, y criterios de asignación de cada uno de ellos, y criterios de estimación y diseño, de manera tal que al realizar un seguimiento de cada valor, comprender adecuadamente como este se ha generado.

- Adicionalmente a lo anterior, las Bases deberían exigir congruencia en los datos presentados, donde el informe final que los consultores presenten, tenga directa coherencia con los anexos y tablas que presenten. Un caso específico donde esto no se cumplió fue presentado en los estudios de la CNE, donde los costos determinados para bienes muebles e inmuebles de las tablas RBME-04 no coinciden con los usados en las tablas ASRE_03 con las cuales determinan el VNR, y que por lo demás, ninguno de aquellos dos coinciden con los del informe final y con la información presentada, no se logra comprender el origen de aquellos valores, situación que se repite en las 6 áreas de distribución.

4.3 Propuestas y futuros análisis.

Dentro de los análisis, se pudo evidenciar algunas características que arrojaron los datos, los cuales permitían formular propuestas de posibles mejoras del proceso de tarificación, por consiguiente, en lo que sigue se plantean las ideas más relevantes que podrían ser de interés para futuros estudios.

- Al momento de analizar los valores finales de las componentes del VAD de los 2 estudios que se realizaron por empresa en cada área, se observaron ciertas tendencias relevantes sobre la agrupación de las áreas típicas que se utilizó. Precisamente en las componentes del VAD BT, se observó que diferentes áreas poseían valores agregados similares entre sí, hecho que es contradictorio, analizado desde el punto de vista del criterio con el cual se agrupan las áreas. Específicamente, se observó que era posible agrupar las áreas 1-2, 3-4 y 5-6 en BT puesto que poseían costos similares, no así en el caso AT donde se requerían al menos 5 áreas. Esto arrojó como conclusión, que la forma con la cual hoy en día se agrupan las áreas no era la adecuada, porque no lograba representar a las distribuidoras que las componen adecuadamente. A partir de esto, se propone que los estudios que dimensionan a las empresas modelos se realicen para cada nivel de tensión, dado que actualmente se crea una misma empresa modelo para alta y baja tensión, donde los resultados obtenidos, no representaban a las empresas de la industria real de distribución. Por lo cual, se propone evaluar la factibilidad de realizar estudios diferentes, generando empresas modelos AT y empresas modelos BT, pues se considera suficiente, dimensionar 3 empresas distintas BT y 6 empresas AT, en contraste a lo actual, donde se realizan 6 dimensionamientos AT y 6 BT, pero en conjunto para una misma empresa modelo.
- Con respecto a los datos bases de las empresas de referencia que utilizan los consultores para dimensionar las empresas modelos, se identificó que en algunos casos no eran los mismos valores para ambos consultores, que aunque las diferencias sean sutiles, se considera que para los próximos procesos tarifarios la información de referencia debe ser verificada en detalle, dado que es elemental, que aquellos datos sean los mismos para quienes efectúen los estudios, pues otorga seriedad y los resultados finales no reproducirán aquellos errores, por lo más mínimos que sean.

- Finalmente, es importante concluir que esta memoria centró su análisis tanto en aspectos físicos como económicos, sin embargo no se abarcó estudios relativos a costos y calidad de servicios. Por lo cual, los análisis se realizaron asumiendo la premisa que la calidad de servicio fue correctamente considerada y en ambos lados con un mismo nivel de profundidad, pero esto corresponde a un caso ideal. Se considera oportuno, para un futuro análisis que se realice un análisis de la calidad de servicio que presentan las diferentes empresas modelo diseñadas, puesto que de ser diferentes los estudios no serían comparables.

5 CAPITULO V: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

[1] Ley General de Servicios Eléctricos. D.F.L. Núm. 4/20.018- Santiago, 12 de mayo de 2006.

[2] Resolución Execta N° 208, Santiago, 14 de abril de 2008.

[3] Documento Técnico para la Elaboración del “Estudio Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2008- Noviembre 2012” y del “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. Gobierno de Chile. Comisión Nacional de Energía.

[4] Estudio de Costos de Componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio Noviembre 2008- Noviembre 2012. Informe Final. Área 1. Comisión Nacional de Energía (Synex)

[5] Estudio para el Cálculo de las Componentes de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Informe Principal. Área típica 1: Chilectra. (SYSTEP)

[6] <http://www.directorio7.cl/113/oferta/-servicios-publicos/chilectra> historia de Chilectra

[7] Política Eléctrica. Instituto de Ingenieros de Chile., Junio de 1988. Editorial Universitaria.

[8] Memoria de Magister de Leonardo Lomuscio, 2006.

A. ANEXOS.

A.1.1 Fórmulas tarifas, explicación y determinación de sus parámetros.

En los siguientes cuadros obtenidos del Decreto N° 385 se aprecian las formulas tarifarias para cada opción existente.

En baja tensión se tiene que:

a) Tarifa BT1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía Base	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe + \frac{PPBT \cdot PPAT \cdot Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Energía adicional de invierno	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe + \frac{FI \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp}{NHUNI} + \frac{FI \cdot CDBT}{NHUDI}$

Tabla A.1: Cargos de tarifa BT1a.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe$
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(Pp - PNPT) \cdot PPBT \cdot PPAT}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDV}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{FI \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot PNPT}{NHUNI}$

Tabla A.2: Cargos de tarifa BT1b.

b) Tarifa BT2.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPB \cdot CDBT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDDPB \cdot CDBT$

Tabla A.3: Cargos de tarifa BT2.

c) **Tarifa BT3.**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPB \cdot CDBT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDDPB \cdot CDBT$

Tabla A.4: Cargos de tarifa BT2.

d) **Tarifa BT4.**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \cdot (CDBT - PMPBT \cdot CDAT)$
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPB \cdot CDBT - FDFPB \cdot (CDBT - PMPBT \cdot CDAT)$

Tabla A.5: Cargos tarifa BT4.1.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \cdot (CDBT - PMPBT \cdot CDAT)$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPB \cdot CDBT - FDFPB \cdot (CDBT - PMPBT \cdot CDAT)$

Tabla A.6: Cargos tarifa BT4.2.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \cdot PEAT \cdot Pe$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \cdot (CDBT - PMPBT \cdot CDAT)$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \cdot PPBT \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPB \cdot CDBT - FDFPB \cdot (CDBT - PMPBT \cdot CDAT)$

Tabla A.7: Cargos tarifa BT4.3.

Por otra parte, en alta tensión se tiene que:

e) Tarifa AT2:

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \cdot Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPA \cdot CDAT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDDPA \cdot CDAT$

Tabla A.8: Cargos tarifa AT2.

f) Tarifa AT3.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \cdot Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPA \cdot CDAT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDDPA \cdot CDAT$

Tabla A.9: Cargos tarifa AT3.

g) Tarifa AT4:

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \cdot Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \cdot CDAT$
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPA \cdot CDAT - FDFPA \cdot CDAT$

Tabla A.10: Cargos tarifa AT4.1.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \cdot Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \cdot CDAT$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPA \cdot CDAT - FDFPA \cdot CDAT$

Tabla A.11: Cargos tarifa AT4.2.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \cdot Pe$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPA \cdot CDAT$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPA \cdot CDAT - FDFPA \cdot CDAT$

Tabla A.12: Cargos tarifa AT4.3.

Donde:

a) Precios de nudo.

Pe: Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.

Pp: Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.

PNPT: Precio de nudo de potencia en nivel troncal. Se expresa en \$/kW/mes.

Estos valores se establecen según el decreto de precio nudo que se fija semestralmente, según el sector definido o a los precios de nudo de largo plazo según el artículo 156° de la Ley.

b) Cargo único por uso de sistema troncal

CU: Cargo único por concepto de uso del sistema troncal.

Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía según lo determine el Decreto de precio nudo que se fije semestralmente.

c) Costos de distribución

CDAT: Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

CDBT: Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Se calculan a través de las siguientes fórmulas y sus factores dependerán de según la empresa de distribución para la cual se calculen estos costos. En este caso se considera Chilectra por ser la empresa base de este estudio.

$$CDAT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDATo \cdot \left[(IA1 \cdot \beta + OA1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IA2 \cdot \beta + OA2) \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + IA3 \cdot \beta \cdot \frac{IPCu}{IPCu_o} + IA4 \cdot \beta \cdot \frac{D}{D_o} \right]$$
$$CDBT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDBTo \cdot \left[(IB1 \cdot \beta + OB1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IB2 \cdot \beta + OB2) \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + IB3 \cdot \beta \cdot \frac{IPCu}{IPCu_o} + IB4 \cdot \beta \cdot \frac{D}{D_o} \right]$$

Donde,

FSTCD: Facto de asignación de valores agregados de distribución sectorizados.

FVAD: Factor de corrección por reasignación de cargos fijos para clientes con medidor de energía.

CDATo: Costos de Distribución Base en Alta Tensión, \$/kW/mes.

CDBTo: Costos de Distribución Base en Baja Tensión, \$/kW/mes, donde este valor considera los costos asociados a distribuir en AT más esos mismos costos por el factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas punta de generación, más los costos propios de distribuir en BT.

IA1: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al consumidor, IPC.

IA2: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

IA3: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de precio del cobre, IPCu.

IA4: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de productos importados, D.

OA1: Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al consumidor, IPC.

OA2: Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

IB1: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al consumidor, IPC.

IB2: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

IB3: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de precio del cobre, IPCu.

IB4: Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de productos importados, D.

OB1: Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al consumidor, IPC.

OB2: Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

β : Factor de corrección por aporte de terceros.

IPC: Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

IPMN: Índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

IPCu: Índice de precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Valores de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en el “Boletín del Banco Central”. Para estos efectos se considerará los 12 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas y se referirán a moneda nacional utilizando el valor de Tc indicado en el punto anterior.

D: Índice de productos importados calculado como $D = Tc \times (1 + Ta)$, con:

Tc: Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, o el que lo reemplace. Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

Ta: Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

Los índices IPC, IPMN, IPCu y D serán otorgados por la CNE según las empresas los soliciten.

En las siguientes tablas se encuentran los valores determinados para el área típica 1 (véase 2.1.5.2), correspondiente a Chilectra, según el Decreto 385 (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2007).

Área Típica	CDATo S/kW/mes	CDATo S/kW/mes
1	1.551,20	5.901,16

Tabla A.13: Costos de Distribución Base.

Área Típica	IA1	IA2	IA3	IA4	OA1	OA2
1	0,31	0,20	0,09	0,04	0,20	0,16

Tabla A.14: Parámetros de indexación de AT.

Área Típica	IB1	IB2	IB3	IB4	OB1	OB2
1	0,31	0,20	0,07	0,05	0,20	0,16

Tabla A.15: Parámetros de indexación de BT.

Empresa	β
Chilectra	0,953

Tabla A.16: Factor de correlación por aporte de terceros.

Parámetro	Valor Base	Mes
IPCo	92,95	Nov-07
IPMNo	100,00	Nov-07
IPCuo	13976,78	Oct-07
Do	537,37	Nov-07

Tabla A.17: Índices económicos aplicados.

Comuna	FSTCF	FSTCD
Cerrillos	0,906	0,877
Cerro Navia	0,906	0,877

Comuna	FSTCF	FSTCD
Maipú	0,906	0,877
Ñuñoa	0,906	0,877

Colina	1,047	1,611	Pedro Aguirre Cerda	0,906	0,877
Conchalí	0,906	0,877	Peñaflor	0,906	0,877
Curacaví	0,906	0,877	Peñalolén	0,906	0,877
Estación Central	0,906	0,877	Providencia	0,906	0,877
Huechuraba	1,03	1,083	Pudahuel	0,906	0,877
Independencia	0,906	0,877	Puente Alto	0,906	0,877
Isla de Maipo	0,906	0,877	Quilicura	1,03	1,083
La Cisterna	0,906	0,877	Quinta Normal	0,906	0,877
La Florida	0,906	0,877	Recoleta	0,906	0,877
La Granja	0,906	0,877	Renca	0,906	0,877
La Pintana	0,906	0,877	San Bernardo	0,906	0,877
La Reina	0,906	0,877	San Joaquín	0,906	0,877
Lampa	1,047	1,611	San José de Maipo	0,906	0,877
Las Condes	0,906	0,877	San Miguel	0,906	0,877
Lo Barnechea	1,047	1,611	San Ramón	0,906	0,877
Lo Espejo	0,906	0,877	Santiago	0,906	0,877
Lo Prado	0,906	0,877	Til- Til	1,047	1,611
Macul	0,906	0,877	Vitacura	0,906	0,877

Tabla A.18: Factores de asignación de VAD y Cargos Fijos sectorizados.

Empresa	FCFE	FVAD
Chilectra	0,9126	1,0078

Tabla A.19: Factor de reasignación y de corrección por reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

d) Cargos fijos

CFES: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía. Se expresa en \$/cliente.

$$CFES = FSTCF \cdot FCFE \cdot CFE_0 \cdot \left(CFE1 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + CFE2 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_0} \right)$$

CFDS: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente.

$$CFDS = FSTCF \cdot CFD_0 \cdot \left(CFD1 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + CFD2 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_0} \right)$$

CFHS: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente.

$$CFHS = FSTCF \cdot CFH_0 \cdot \left(CFH1 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + CFH2 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_0} \right)$$

Donde,

FSTCF: Factor de asignación de cargos fijos sectorizados.

FCFE: Factor de reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

CFEo: Cargo fijo base para medidor de energía, \$/cl/mes.

CFDo: Cargo fijo base para medidor de energía y medidor de demanda, \$/cl/mes.

CFHo: Cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario, \$/cl/mes.

CFE1: Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía según índice de precios al consumidor, IPC.

CFE2: Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

CFD1: Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor de demanda según índice de precios al consumidor, IPC.

CFD2: Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor de demanda según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

CFH1: Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario según índice de precios al consumidor, IPC.

CFH2: Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC e IPMN, así como los valores de IPCo e IPMNo se señalan en el punto c de esta sección.

Para el área típica 1 correspondiente a Chilectra estos valores fueron determinados como:

Área Típica	CFEo \$/cl/mes	CFDo \$/cl/mes	CFHo \$/cl/mes
1	598,96	839,33	873,13

Tabla A.20: Cargos fijos base según medidores.

Área Típica	Medidor de Energía		Medidor de demanda		Medidor de horario	
	CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
1	0,99	0,01	0,83	0,17	0,84	0,16

Tabla A.21: Parámetros de indexación de los cargos fijos bases.

e) Horas de uso y factores de coincidencia.

NHUNB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.

NHUDB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.

NHUNI: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.

NHUDI: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.

NHUDV: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opciónBT1b.

FNPPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FDFPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

FNPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

FDDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.

FDFPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

	HORAS DE USO				
	NHUNB	NHUNB	NHUDI	NHUNI	NHUDV
Chilectra	400	400	400	400	

Tabla A.22: Números de horas de uso.

	FACTORES DE COINCIDENCIA									
	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	FDFPA
Chilectra	0,35	0,65	0,75	0,70	0,40	0,45	0,45	0,75	0,75	0,35

Tabla A.23: Factores de coincidencia en baja y alta tensión.

f) Factores de expansión de pérdidas.

PPAT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

PMPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

Área Típica	PMPBT	PPBT	PPAT	PEBT	PEAT
1	1,0554	1,0593	1,0047	1,0485	1,0051

Tabla A.24: Factores de expansión de pérdidas.

A1.1 Opciones Tarifarias.

Con opciones tarifarias se entiende como las posibles elecciones que los clientes regulados pueden tomar para facturar su consumo de energía y potencia que realizan a partir del suministro otorgado por la empresa concesionaria de distribución.

Para poder definir los diferentes opciones tarifarias es necesario discriminar a los clientes según sus niveles de tensión, por lo que se diferencian en clientes en alta tensión quienes están conectados con sus empalmes a líneas de tensión superior a 400 V e inferior o igual a 23 kV y clientes en baja tensión los que están conectados con sus empalmes a líneas de tensión inferior a 400 V.

Por lo cual se tiene para clientes en baja tensión las siguientes opciones tarifarias:

a) Tarifa BT1.

Utilizable por clientes a quienes solo se les mide la energía, además cuya potencia instalada sea inferior a 10 kW o que posean un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Además BT1 se subdivide en BT1a y BT1b aplicables cada uno según los criterios que se presentan a continuación:

Caso a:

1. A clientes cuya demanda máxima anual de consumo se produce en meses que se hayan definido horas de punta, para el caso de Chilectra, se entiende por horas de punta entre las 18:00 y las 23:00 entre los meses de abril a septiembre, período caracterizado por alto consumo de potencia en la red eléctrica, sin embargo, esta definición dependerá del sistema eléctrico que abastezca a las empresas o sectores de distribución, los que quedará establecido en el decreto de precios de nudo que se fije semestralmente..

2. Clientes cuya demanda máxima anual de consumo no lo hace en esos meses pero cuyo Factor de Clasificación sea menor o igual que 2,5. El factor de clasificación corresponde a una relación de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos de los diez meses inmediatamente anteriores y se calcula de la siguiente forma:

$$F_{Clasificación} = \frac{\text{Promedio}(\text{Enero} - \text{Febrero})_{\text{Año Actual}}}{\text{Promedio}(\text{Marzo} - \text{Diciembre})_{\text{Año Anterior}}}$$

Caso b:

Aplicable a clientes que cumplen con la demanda máxima del punto 2 pero su Factor de Clasificación debe ser mayor a 2,5. Los clientes nuevos pueden elegir libremente a qué clase de BT1 pertenecer, hasta que cuente con 12 meses de historia para ser clasificado.

b) Tarifa BT2.

Aplicable a clientes con medidor simple de energía y potencia contratada, esta última la puede modificar luego de 12 meses de contrato o al menos que se llegue a un acuerdo con la distribuidora.

c) Tarifa BT3.

Utilizable por clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entiende por demanda máxima leída del mes, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

d) Tarifa BT4

Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída y demanda máxima contratada o leída en horas punta del sistema eléctrico. Donde la demanda

máxima contratada deberá adecuarse a las capacidades de los alimentadores disponibles en el mercado.

A su vez, esta tarifa tiene tres diferentes modalidades de medición, en las que todas coinciden en que cuentan con la medición mensual de energía total consumida y además:

Caso 1: Contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

Caso 2: Medición de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

Caso 3: Medición de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

A.1.2 Cargos tarifarios.

Los cargos tarifarios corresponden a los pagos que los clientes deben realizar a las distribuidoras, lo que dependerá de la opción tarifaria a la cual pertenezcan de las presentadas anteriormente.

Por lo cual en lo siguiente se definen los cargos correspondientes de cada tarifa:

a) Tarifa BT1.

Este dependerá del caso que corresponda sin embargo tienen los dos cargos comunes

- Cargo fijo mensual el cual será independiente del consumo aunque este sea nulo.
- Cargo único por uso del sistema trocal valor que se determinará según el consumo de energía como lo establezca la normativa.

Caso a:

- Cargo por energía que corresponderá al precio unitario de energía por los kWh. consumidos mensualmente, al menos que en los meses que se han definido horas de punta se aplique el cargo por energía de adicional de invierno, donde el consumo base será igual al límite de invierno.
- Cargo por energía adicional de invierno se calculará en los meses en que se han definido horas de punta y determina multiplicando los kWh. de consumo que supere el límite de invierno por su valor unitario.

- Donde el límite de invierno se obtiene como el máximo entre 350 kWh. con el promedio de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%.

Caso b:

- Cargo por energía calculado de igual forma que para BT1a solamente que aplicado a todos los meses del año.
- Cargo por potencia base el que se aplicará todos los meses del año independiente del consumo del mes respectivo y se obtendrá multiplicando el mayor consumo de energía de los meses de enero y febrero, inmediatamente anteriores, por su precio unitario.
- Cargo por potencia de invierno aplicado solo en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes respectivo por su precio unitario.

b) Tarifa BT2

En términos de cargos esta tarifa considera el cargo fijo mensual, el cargo único por uso del sistema troncal y el cargo por energía de igual forma que la opción tarifaria BT1b, pero con sus precios unitarios correspondientes, denominaremos estos tres cargos como básicos.

Además considera un cargo por potencia contratada que se obtiene multiplicando lo kWh. Contratados por su precio unitario correspondiente.

c) Tarifa BT3.

Considera los tres cargos básicos y además el cargo por demanda máxima para lo cual se compara mensualmente la demanda máxima leída con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas punta.

d) Tarifa BT4.

Para los tres casos de esta tarifa se consideran los tres cargos básicos además de los cargos propios de cada uno.

Caso 1: La que se calculará multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente. Los cargos se efectuarán independientemente del consumo, aunque este sea nulo.

Caso 2: El cargo tarifario del primer caso se calculará de dos formas; para los meses que contengan horas de punta, multiplicando el valor máximo leído por el precio unitario correspondiente; y para los meses que no contengan horas de punta se calculará el promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior, al precio unitario correspondiente. Y el cargo por contratación de la demanda máxima de potencia se calculará multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Caso 3: Para el primer caso de esta tarifa se hace de igual forma que para BT4.2 y para el segundo caso se facturará aplicando multiplicando el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, por el precio unitario correspondiente.

Para los clientes en alta tensión existe AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 Y AT4.3, las que comprenden las mismas definiciones y cargos facturados que se aplican a las tarifas BT2, BT3, BT4 (casos 1, 2 y 3), respectivamente, difiriendo solo en los precios unitarios correspondientes.

Estos esquemas tarifarios se han mantenido desde 1983, año en que fueron establecidos, hasta que en el Decreto 385 del año 2008 se introdujera el concepto de tarifa flexible reguladas, en adelante TFR, dando inicio de la tendencia mundial de cobro inteligente.

Este nuevo concepto establece que las Empresas concesionarias podrán ofrecer opciones tarifarias adicionales a las ya mencionadas, permitiendo tanto a las empresas concesionarias como a quienes contraten las tarifas obtener mejores beneficios. Actualmente, siguiendo este concepto, Chilectra posee la tarifa Hogar Plus, correspondiente a una tarifa horaria enfocada al cliente residencial, la que consiste en un cobro según el horario de consumo, penalizando con un 30% de recargo a los consumos en horarios punta (18:00 a 22:00), y efectuando un 30% de descuento para los consumos nocturnos (22:00 a 8:00), con esto buscando desplazar la curva de consumo hacia un horario fuera del horario punta.

Estas tarifas deben estar permanentemente publicadas en sitios electrónicos y oficinas comerciales y además estar disponibles para todos los clientes de los sectores en los cuales se ofrezcan, mientras cumplan con las condiciones que ellas estipulen. Finalmente la empresa, debe anualmente realizar una comparación entre la facturación que el cliente perciba con la Tarifa Flexible Regulada con respecto a la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de

referencia. Si esta última posee una menor facturación, la empresa concesionaria debe, desde el siguiente mes, facturar con ella si es que el cliente así lo desea.

A2. Análisis de influencias del VAD.

A2.1 Influencia del VAD sobre las tarifas.

Según lo descrito en el capítulo de contextualización, las tarifas que perciben los clientes finales, son determinadas a partir de los siguientes elementos fundamentales: cargos por uso del sistema troncal, los precios nudos a la entrada del sistema de distribución y el VAD.

A continuación, se identificarán las influencias que poseen los valores que se determinan a partir del VAD sobre las tarifas estudiadas, con el fin de identificar la relevancia de los factores que se están estudiando. Esto se realizará evaluando los costos que genera el VAD sobre 3 tarifas específicas, BT1, BT3 presente en punta y AT4.3, aplicadas al área típica 1.

BT1: Los parámetros determinados por el VAD que impactan sobre esta tarifa son las pérdidas de energía, las pérdidas de potencia, el CDBT y el Cargo Fijo⁵.

$$\text{Energía} = \underbrace{PE_{BT} \cdot PE_{AT} \cdot Pe}_{(A)} + \underbrace{\frac{PP_{BT} \cdot PP_{AT} \cdot Pp}{NHUNB}}_{(B)} + \underbrace{\frac{CDBT}{NHUDB}}_{(C)}$$

Realizando un desglose de los términos de la fórmula se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} A &= (1 + PE_{BT}) \cdot (1 + PE_{AT}) \cdot Pe \\ A &= (1 + PE_{BT} + PE_{AT} + PE_{BT} \cdot PE_{AT}) \cdot Pe \\ B &= \frac{(1 + PP_{BT}) \cdot (1 + PP_{AT}) \cdot Pp}{NHUDB} \\ B &= \frac{(1 + PP_{BT} + PP_{AT} + PP_{BT} \cdot PP_{AT}) \cdot Pp}{NHUDB} \end{aligned}$$

Donde,

PP_{BT} , PP_{AT} , PE_{BT} , PE_{AT} corresponden a las pérdidas de energía o potencia, para alta o baja tensión según el caso.

La forma de calcular los costos asociados a los parámetros en las tarifas se presenta a continuación:

- Las pérdidas de energía se multiplican por el consumo mensual y el precio de la energía, la siguiente fórmula lo ilustra:

$$\text{Costo Pérdidas de } E = (PE_{BT} + PE_{AT} + PE_{BT} \cdot PE_{AT}) \cdot \text{Consumo kWh} \cdot Pe$$

⁵ Para ver en detalle todas las fórmulas y componentes tarifarias ver Anexo A.1.

- Los costos por pérdidas de potencia se calcularán a través de las pérdidas de potencia multiplicado por el precio de la potencia, dividido en las horas de uso coincidente con la punta del sistema de generación, todo eso multiplicado por el consumo mensual:

$$\text{Costo Pérdidas de } P = \frac{(PP_{BT} + PP_{AT} + PP_{BT} \cdot PP_{AT}) \cdot Pp}{HHUNB} \cdot \text{Consumo kWh}$$

- Los costos por distribución en BT, se calculan a través de CDBT por el consumo de energía, dividido por las horas de uso coincidente con la punta del sistema de distribución:

$$\text{Costo por distribución} = \frac{CDBT \cdot \text{Consumo kWh}}{HHUDB}$$

	Caso 1 250 kWh (\$/mes)	Caso 1 % sobre el VAD	Caso 2 500 kWh (\$/mes)	Caso 2 % sobre el VAD
Pérdidas de energía	637,04	11,08%	1.274,08	6,63%
Pérdidas de Potencia	233,69	4,06%	934,76	4,86%
CDBT	3.329,70	57,90%	13.318,81	69,26%
Cargo Fijo	631,93	10,99%	631,93	3,29%
Total VAD (+ IVA)	5.750,51		19.229,90	
Total Tarifa (+ IVA)	24.035,06		52.578,26	
% VAD sobre Tarifa	23,93%		36,57%	

Tabla A.25: VAD sobre tarifa BT1.

A partir de lo realizado, se observa que la influencia del VAD sobre la tarifa BT1 para casos típicos, es del 24% aproximadamente, sin embargo cuando se considera un consumo que ha excedido el límite adicional de invierno la influencia del VAD sobre la tarifa final aumenta considerablemente, en este caso al 36,57%.

BT3 presente en punta: Para este caso se tiene que los factores influyentes son las pérdidas de potencia y energía, el CDBT y el Cargo Fijo, las siguientes fórmulas explican cómo se determinaran los costos que estos parámetros generan en las tarifas.

Energía	$PE_{BT} \cdot PE_{AT} \cdot Pe$
Potencia presente en punta	$FNPPB \cdot PP_{BT} \cdot PP_{AT} \cdot Pp + FDPPB \cdot CDBT$ (C) (D)

Realizando el desglose análogo para las pérdidas de potencia presente en punta:

$$C = FNPPB \cdot (1 + PP_{BT}) \cdot (1 + PP_{AT}) \cdot Pp$$

$$C = FNPPB \cdot (1 + PP_{BT} + PP_{AT} + PP_{BT} \cdot PP_{AT}) \cdot Pp$$

Los costos del VAD para esta tarifa corresponden a:

- Costos por pérdidas de energía, determinado de igual forma que para BT1.

$$\text{Costo Pérdidas de } E = (PE_{BT} + PE_{AT} + PE_{BT} \cdot PE_{AT}) \cdot \text{Consumo kWh} \cdot Pe$$

- Costos por pérdidas de potencia, determinado a partir de las pérdidas de potencia multiplicado por el precio de la potencia; por el factor de coincidencia en BT para las demandas presente en punta del sistema de generación; y por la potencia presente en punta.

$$\text{Costo Pérdidas de } P = (PP_{BT} + PP_{AT} + PP_{BT} \cdot PP_{AT}) \cdot Pp \cdot FNPPB \cdot \text{Potencia P.P.}$$

- Costos por distribución BT, calculados como el CDBT por el factor de coincidencia en BT para las demandas presente en punta del sistema de distribución y por la potencia presente en punta.

$$\text{Costos por Distribución} = CDBT \cdot FDPPB \cdot \text{Potencia P.P.}$$

	BT3 P.P. (\$/mes)	% sobre el VAD
Pérdidas de Energía	11.466,74	9,84%
Pérdidas de Potencia	5.608,55	4,81%
CDBT	79.912,84	68,55%
Cargo Fijo	970,39	0,83%
Total VAD (+ IVA)	116.570,65	100,00%
Total Tarifa (+ IVA)	471.325,35	
% VAD sobre Tarifa	24,73%	

Tabla A.26: VAD sobre tarifa BT3 P.P.

Se observa que la influencia es aún mayor que para el caso BT1, pero se encuentra dentro de los mismos márgenes.

AT4.3: Los parámetros del VAD utilizados en el cálculo de esta tarifa son los costos fijos, las pérdidas de energía y potencia, y el CDAT, donde este último genera costos tanto por la demanda máxima suministrada como para la demanda máxima leída.

Energía	$PEAT \cdot Pe$
Demanda máxima suministrada	$FDFPA \cdot CDAT$
Demanda máxima leída en horas de punta	$FNPPA \cdot PPAT \cdot Pp + FDPPA \cdot CDAT - FDFPA \cdot CDAT$ (E) (F) (G)

- Los costos por pérdida de energía está vez solo consideran las relativas a la A.T.:

$$\text{Costos pérdida de } E = (PEAT - 1) \cdot Pe \cdot \text{Consumo kWh}$$

- Los costos por pérdidas de potencia se determinan a través de las pérdidas por el factor de coincidencia en A.T. de las demandas presentes en punta del sistema, el precio de la potencia y la demanda máxima leída en horas de punta.

$$\text{Costos pérdidas de } P = (PPAT - 1) \cdot Pp \cdot FNPPA \cdot Dda \text{ máx. leída } .H.P.$$

- Costos por distribución, estos influyen por parte de la demanda máxima leída y suministrada por lo cual se tiene lo siguiente:

$$\text{Costos por Distribución } Dda \text{ máx Sum} = CDAT \cdot FDFPA \cdot Dda \text{ máx Sum}$$

Y

$$\text{Costos por Distribución } Dda \text{ máx Leída} = CDAT \cdot (FDPPA - FDFPA) \cdot Dda \text{ máx Leída}$$

FDFPA= Factor de coincidencia en A.T. de las demandas consumidas fuera de H.P.

FDPPA= Factor de coincidencia en A.T. de las demandas consumidas en H.P. del sistema de distribución.

	Caso AT4.3 (\$/mes)
--	------------------------

Pérdidas de Energía	181.006,65	9,65%
Pérdidas de Potencia	20.504,61	1,09%
CDAT por Dda. máx. suministrada	1.117.673,36	59,59%
CDAT por Dda. máx. Leída	555.365,64	29,61%
Cargo Fijo	1.009,48	0,05%
Total VAD (+ IVA)	1.875.559,74	
Total Tarifa (+ IVA)	50.331.146,46	
% VAD sobre Tarifa	3,73%	

Tabla A.27: VAD sobre tarifa AT4.3.

A diferencia de los casos anteriores, para A.T. la influencia es mucho menor que para los casos BT, sin embargo en estos casos las magnitudes de los costos son considerablemente superiores.

A2.2 Influencia del VAD según nivel de tensión en la tarifa.

En lo que sigue se analizará como las componentes del VAD afectan a las mismas 3 tarifas analizadas anteriormente, aplicadas al área típica 1, solamente que esta vez para poder determinar la influencia de las componentes sobre la tarifa en cada nivel de tensión, para esto se utilizarán los conceptos y explicaciones entregadas a lo largo del estudio de memoria.

La siguiente figura presenta un esquema de las redes de distribución reducido y algunas componentes propias de cada nivel de tensión.

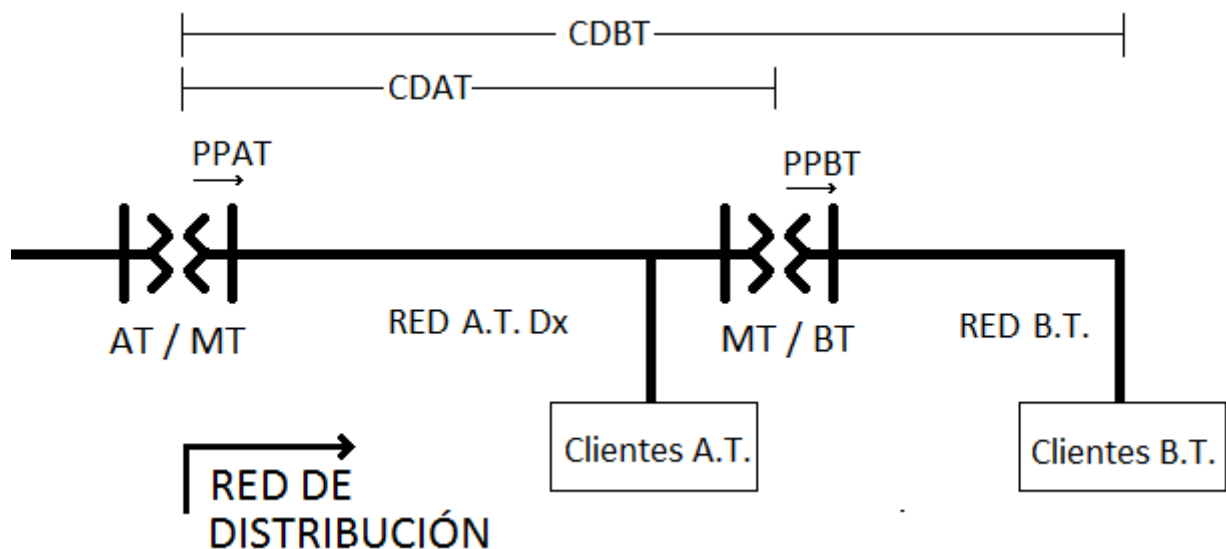


Figura A.5.1: Red de Distribución esquemática simplificada.

En primer lugar se diferenciarán los costos según el nivel de tensión. Por lo cual se identificarán la procedencia de los costos para la red A.T. y B.T.

$$\text{Costos } A.T. = a \cdot VNR_{AT} + COyM_{AT}$$

$$\text{Costos } B.T. = a \cdot VNR_{BT} + COyM_{BT}$$

a = Factor de recuperación del capital (0,10608).

VNR = Valor Nuevo de Reemplazo

COyM = Costos de operación y mantenimiento.

Como se puede apreciar de la figura A.1, los costos de distribución que se calculan para las redes A.T., deben considerar los costos por distribuir el suministro a los clientes de su propio nivel de tensión, como también los costos por otorgar suministro a clientes B.T., pues para que este pueda ser entregado al cliente final B.T., requiere hacer uso de las instalaciones A.T. Además, para suministrar adecuadamente el consumo que requieren los clientes, se deben considerar las pérdidas que sufrirán por el paso de las instalaciones.

Por lo cual, el valor agregado asociados a distribuir para alta tensión, son los siguientes:

$$VADAT = \frac{\text{Costos } A.T.}{kWAT}$$

Y Luego, por parte del sistema B.T. se tiene que el valor agregado por distribuir es:

$$VADBT = \frac{\text{Costos } B.T.}{kWBT}$$

Finalmente, según lo descrito en el párrafo anterior, el costo de distribución en B.T. y en A.T. corresponde a lo siguiente:

$$CDBT = VADAT \cdot PMPBT + VADBT$$

$$CDAT = VADAT$$

Donde:

$kWAT$ corresponde a la demanda máxima integrada, coincidente, cobrable, de los usuarios de A.T. junto con las transferencias a B.T., en las horas de demanda máxima del sistema de distribución.

$kWBT$ corresponde a la demanda máxima integrada, coincidente, cobrable, de los usuarios de B.T. en las horas de demanda máxima del sistema de distribución.

PMPBT es el factor de expansión de pérdidas de potencia en el sistema de distribución en B.T.

A partir de la descripción realizada, y del desglose de fórmulas del punto anterior se presenta el análisis, según el nivel de tensión, de la influencia que posee el VAD sobre los casos tarifarios estudiados.

Para el caso BT1 con un consumo de 250 kWh, se tiene lo siguiente:

	BT	AT
Pérdidas de Energía	573,78	60,34
Pérdidas de Potencia	215,59	17,09
Costo de distribución	2.405,95	923,75
Total (+IVA)	3.802,43	1.191,39
% Sobre el VAD	66,12%	20,72%

Para el caso BT1 con un consumo de 500 kWh, donde se supera el límite de invierno, se tiene lo siguiente:

	BT	AT
Pérdidas de Energía	1.147,56	120,67
Pérdidas de Potencia	862,36	34,17
Costo de distribución	9.623,81	3.695,00
Total (+IVA)	13.844,13	4.581,31
% Sobre el VAD	71,99%	23,82%

Ahora analizando de la misma forma el caso BT3 P.P. el desglose de aportes sobre el VAD según nivel de tensión es el que se observa a continuación:

	BT	AT
Pérdidas de Energía	10.328,03	1.086,04
Pérdidas de Potencia	5.174,14	410,09
Costo de distribución	57.742,86	22.169,98
Total (+IVA)	87.161,58	28.162,67
% Sobre el VAD	74,77%	24,16%

Finalmente, para el caso AT4.3 se tiene que:

	BT	AT
Pérdidas de Energía	0,00	181.006,65
Pérdidas de Potencia	0,00	1.117.673,36
Costo de distribución	0	555.365,64
Total (+IVA)	0,00	1.854.045,66
% Sobre el VAD	0,00%	98,85%

A partir del último caso se verifica que el aporte de B.T. para las tarifas de A.T. es nulo.

Por otro lado, se destaca que los porcentajes restantes que se requieren para formar el 100% del VAD corresponden a los cargos fijos, para desglosar los cuales según sus niveles de tensión requiere profundizar en un nivel mucho mayor, y que dependerá de la información entregada por los consultores. Y además existe un porcentaje de pérdidas que no se puede asignar a ningún nivel de tensión pues corresponde a la ponderación de las pérdidas de los 2 niveles, por lo cual es un valor pequeño prácticamente despreciable.