



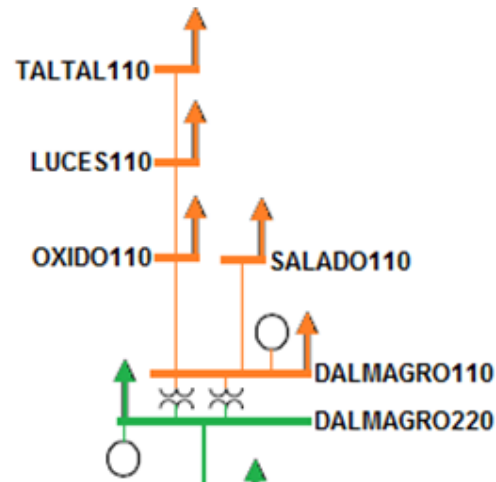
PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SUBTRANSMISION SISTEMA STX-B

Enero 2015

A. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxB

- ✓ Se extiende desde Taltal a Diego de Almagro, y desde Cardones hasta Quillota
- ✓ Zona Taltal - Diego de Almagro

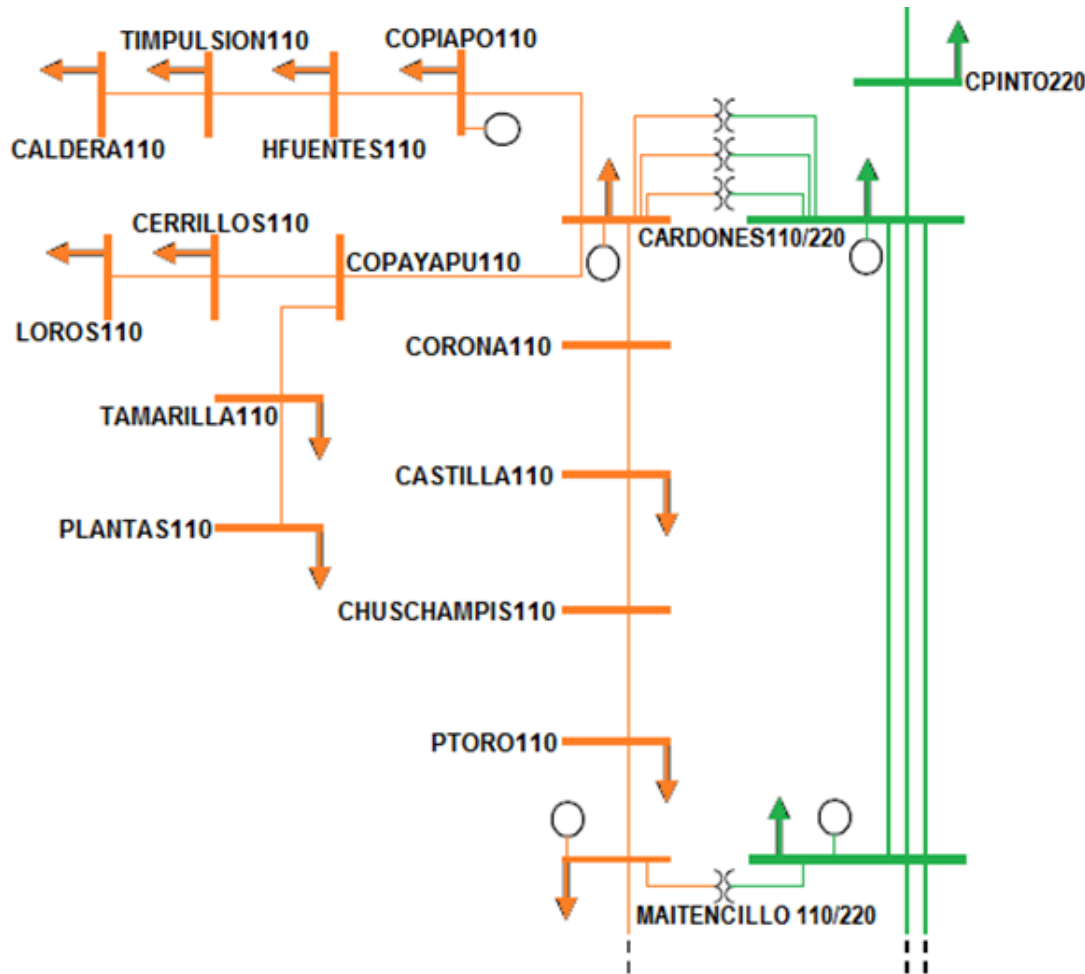


En esta zona no hay centrales que utilicen instalaciones del STxB.

Conexión al Sistema Adicional en S/E Diego de Almagro 110 kV.

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxB

✓ Zona Cardones - Maitencillo



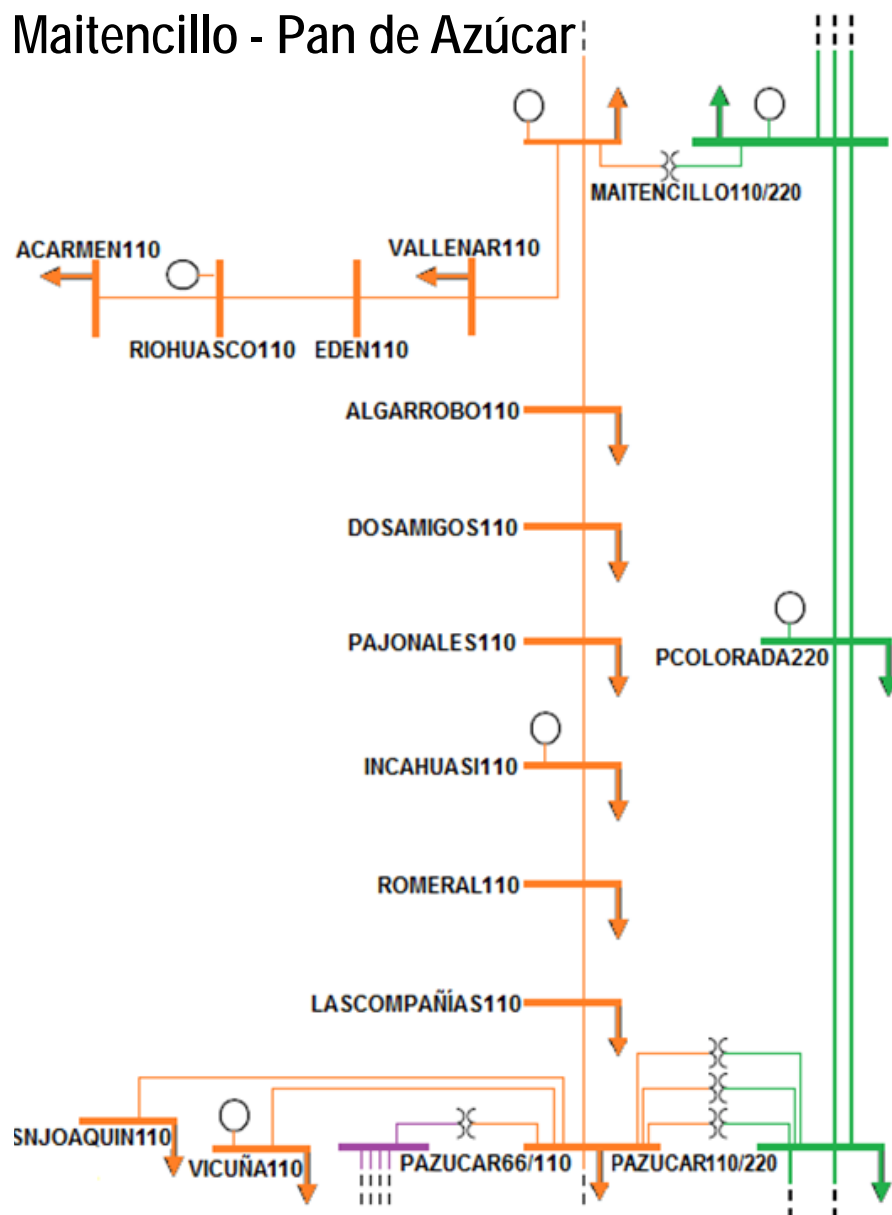
Centrales que utilizan instalaciones STxB

Central	Barra	Tipo	MW
Cenizas	Cardones 110	Diesel	18.9
Hornitos	Copiapó 13.8	Solar	1.0
Huasco	Maitencillo 110	Diesel	71.4

Conexión al Sistema Troncal en
SS/EE Cardones y Maitencillo 220 kV.

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxB

✓ Zona Maitencillo - Pan de Azúcar



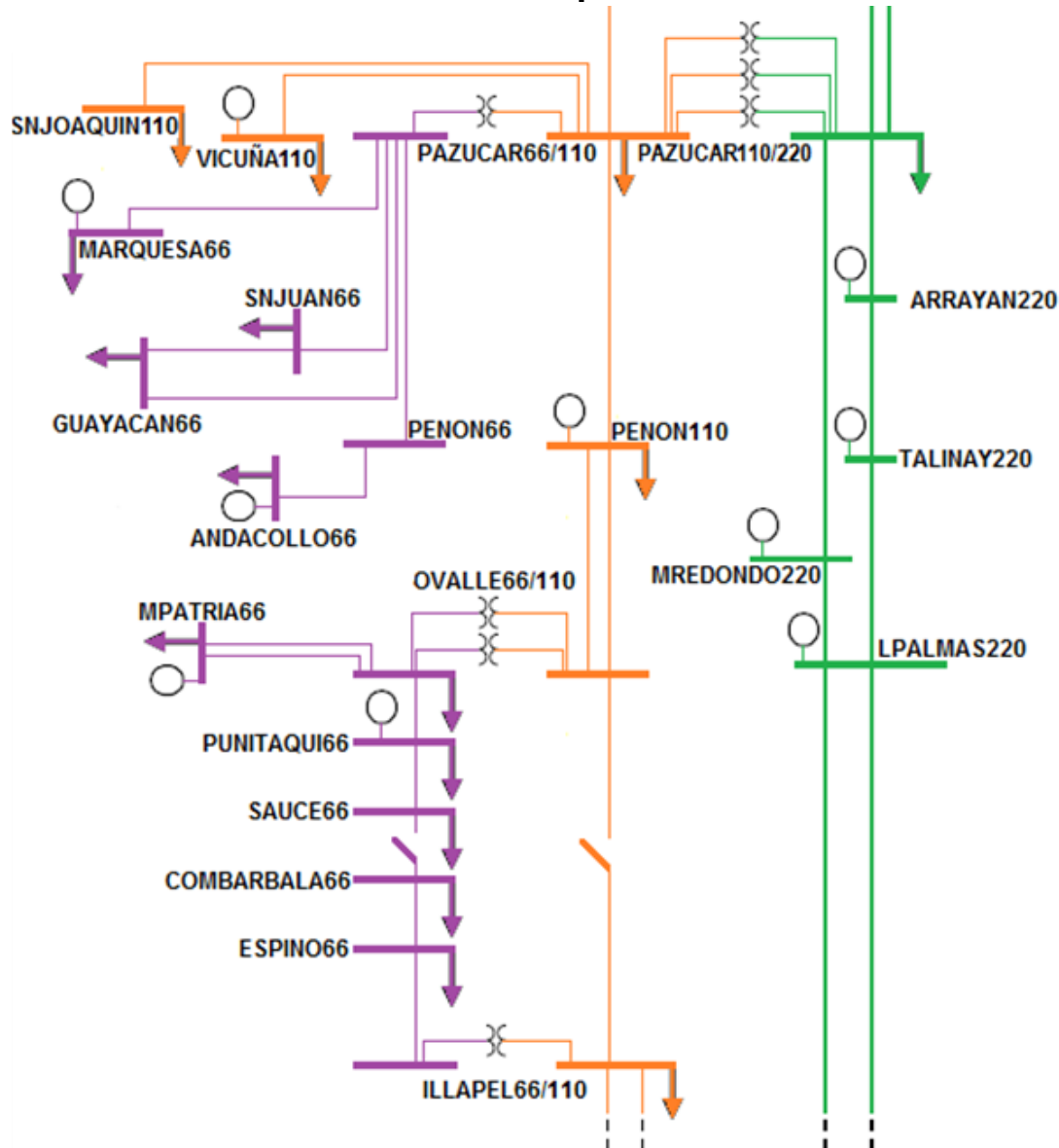
Centrales que utilizan instalaciones STxB

Central	Barra	Tipo	MW
Río Huasco	Tap Río Huasco 110	Hidro	5.1
Avenir	Incahuasi 23	Solar	3.0
Tambo Real	Vicuña 23	Solar	1.2

Conexión al Sistema Troncal en
SS/EE Maitencillo y Pan de Azúcar 220 kV.

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxB

✓ Zona Pan de Azúcar - Illapel



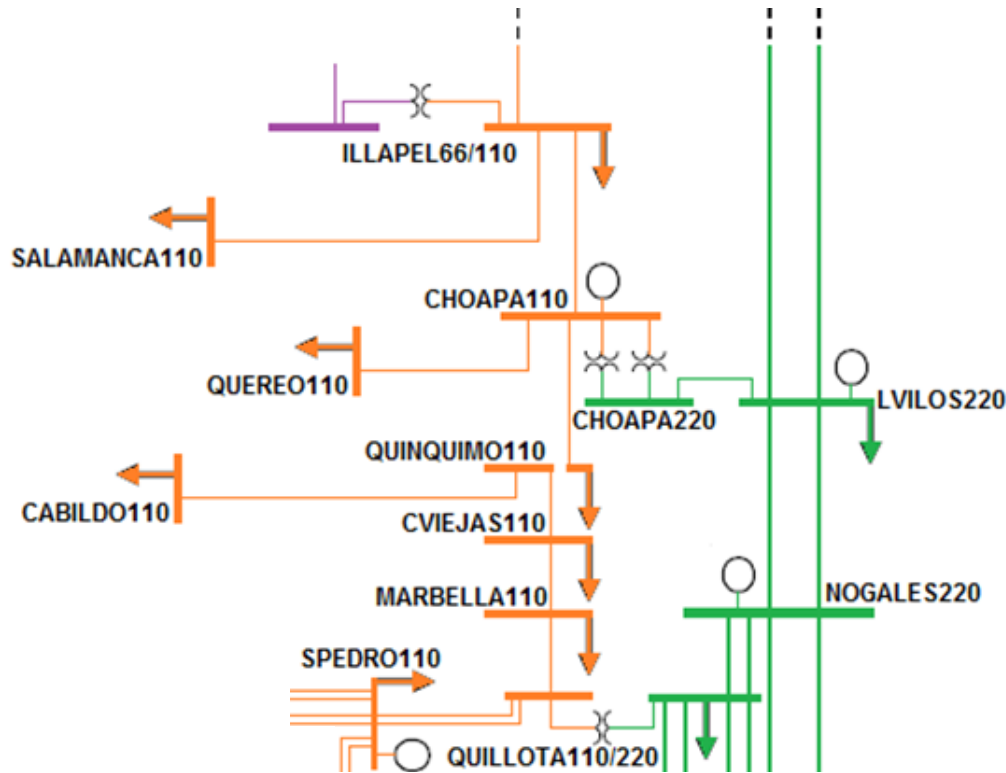
Centrales que utilizan instalaciones STxB

Central	Barra	Tipo	MW
Puclaro	Marquesa 23	Hidro	5.3
SDG	Andacollo 23	Solar	1.0
El Peñón	El Peñón 110	Diesel	83.7
Los Molles	Ovalle/M.Patria 66	Hidro	16.0
Monte Patria	Monte Patria 23	Diesel	6.0
La Paloma	Monte Patria 13.2	Hidro	4.5
Punitaqui	Punitaqui 13.2	Diesel	4.5

Conexión al Sistema Troncal en
SS/EE Pan de Azúcar 220 kV.

A.1) Descripción del sistema de subtransmisión STxB

✓ Zona Illapel - Quillota



Centrales que utilizan instalaciones STxB

Central	Barra	Tipo	MW
Olivos	Choapa 110	Diesel	97.2

Conexión al Sistema Troncal en S/E Los Vilos 220 kV y al STxC en S/E Quillota 110 kV.

A.2) Capacidades líneas de transmisión STxB

✓ Zona Diego de Almagro-Maitencillo

Línea	MVA sin sol		MVA con sol	
	Abr-Oct	Nov-Mar	Abr-Oct	Nov-Mar
	15°s/sol	20°s/sol	25°c/sol	30°c/sol
Diego de Almagro 110->(Ei1) Diego de Almagro-Oxido-110	69	65	53	47
(Ei1) Diego de Almagro-Oxido-110->Oxido 110	74	69	56	50
Oxido 110->Las Luces 110	74	69	56	50
Las Luces 110->Taltal 110	74	69	56	50
Diego de Almagro 110->El Salado 110	111	104	84	74
Cardones 110->Copiapo 110	64	62	53	50
Copiapo 110->H. Fuentes 110	64	62	53	50
H. Fuentes 110->(Ei1) H. Fuentes-Tap Impulsión-110	64	62	53	50
(Ei1) H. Fuentes-Tap Impulsión-110->Tap Impulsión 110	75	72	62	58
Tap Impulsion 110->Caldera 110	75	72	62	58
Cardones 110->Copayapu 110	95	91	78	73
Copayapu 110->Tierra Amarilla 110	75	72	62	58
Tierra Amarilla 110->Plantas 110	75	72	62	58
Copayapu 110->Cerrillos 110	75	72	62	58
Cerrillos 110->Los Loros 110	75	72	62	58
Corona 110->Cardones 110	62	58	46	40
Castilla 110->Corona 110	62	58	46	40
Chuschampis 110->Castilla 110	62	58	46	40
Punta Toro 110->Chuschampis 110	62	58	46	40
Maitencillo 110->Punta Toro 110	62	58	46	40

A.2) Capacidades líneas de transmisión STxB

✓ Zona Maitencillo-Pan de Azúcar

Línea	MVA sin sol		MVA con sol	
	Abr-Oct	Nov-Mar	Abr-Oct	Nov-Mar
	15°s/sol	20°s/sol	25°c/sol	30°c/sol
Vallenar 110->Tap El Eden 110	78	74	57	50
Tap El Eden 110->Alto del Carmen 110	78	74	57	50
Vallenar 110->(Ei1) Vallenar-Maitencillo-110	41	40	36	34
(Ei1) Vallenar-Maitencillo-110->(Ei2) Vallenar-Maitencillo-110	41	40	36	34
(Ei2) Vallenar-Maitencillo-110->Maitencillo 110	41	40	36	34
Maitencillo 110->Algarrobo 110	62	58	46	40
Algarrobo 110->Dos Amigos 110	91	88	79	75
Dos Amigos 110->Pajonales 110	91	88	79	75
Pajonales 110->Incahuasi 110	91	88	79	75
Incahuasi 110->Romeral 110	91	88	79	75
Las Compañías 110->Romeral 110	91	88	79	75
Pan de Azucar 110->Las Compañías 110	91	88	79	75
Pan de Azucar 110->San Joaquín (TRANSNET) 110	79	76	68	65
Pan de Azucar 066->(Ei1) Pan de Azucar-Marquesa-066	35	33	29	27
(Ei1) Pan de Azucar-Marquesa-066->Marquesa 066	35	33	29	27
Pan de Azucar 066->San Juan 066	39	37	32	30
San Juan 066->Guayacan 066	39	37	32	30
Pan de Azucar 066->Guayacan 066	39	37	32	30
Pan de Azucar 066->El Peñon 066	62	59	52	49
El Peñon 066->Andacollo 066	31	29	27	25
Pan de Azucar 110->Vicuña 110	64	61	52	49

A.2) Capacidades líneas de transmisión STxB

✓ Zona Pan de Azúcar-Quillota

Línea	MVA sin sol		MVA con sol	
	Abr-Oct	Nov-Mar	Abr-Oct	Nov-Mar
	15°s/sol	20°s/sol	25°c/sol	30°c/sol
Pan de Azucar 110->El Peñon 110	103	98	87	82
El Peñon 110->Ovalle 110 I	79	76	68	65
El Peñon 110->Ovalle 110 II	81	77	69	65
Monte Patria 066->Ovalle 066 I	31	30	29	28
Monte Patria 066->Ovalle 066 II	31	30	29	28
Illapel 110->Ovalle 110	64	61	53	50
Ovalle 066->Punitaqui 066	31	29	27	25
El Sauce 066->Punitaqui 066	17	16	15	14
Combarbala 066->El Sauce 066	17	16	14	13
El Espino 066->Combarbala 066	36	35	30	29
(Ei1) El Espino-Illapel-066->El Espino 066	36	35	30	29
Illapel 066->(Ei1) El Espino-Illapel-066	36	35	30	29
Illapel 110->Salamanca 110	58	56	48	46
Choapa 110->Illapel 110	50	48	42	40
Choapa 110->Quereo 110	58	56	49	46
Los Vilos 220->Choapa 220	301	282	224	197
Choapa 110->Quinquimo 110	58	56	49	46
Quinquimo 110->Cabildo 110	64	62	53	50
Casas Viejas 110->Quinquimo 110	58	56	49	46
Marbella 110->Casas Viejas 110	58	55	49	46
Quillota 110->Marbella 110	58	55	49	46

A.3) Operación real centrales que utilizan instalaciones STxB

✓ Operación real año 2013

Central	Tipo	Pnom MW	Meses e/s	Energía GWh	Pmed MW	Factor planta
Río Huasco	Hidro	5.1	3	1.9	0.9	0.172
Puclaro	Hidro	5.3	12	0.0	0.0	0.000
Los Molles	Hidro	20.0	12	23.5	2.7	0.134
La Paloma	Hidro	4.5	12	0.0	0.0	0.000
Cenizas	Diesel	18.9	12	29.7	3.4	0.179
Huasco	Diesel	71.4	12	0.0	0.0	0.000
El Peñón	Diesel	83.7	12	251.1	28.7	0.342
Monte Patria	Diesel	6.0	12	0.0	0.0	0.000
Punitaqui	Diesel	4.5	12	0.0	0.0	0.000
Olivos	Diesel	97.2	12	7.2	0.8	0.008
Tambo Real	Solar	1.2	12	2.0	0.2	0.191
SDG	Solar	1.0	4	0.7	0.2	0.241

✓ Factor de planta anual 2010 – 2013

Central	Tipo	Pnom MW	P/S	Factor de planta			
				2010	2011	2012	2013
Río Huasco	Hidro	5.1	Oct-13	-	-	-	0.172
Puclaro	Hidro	5.3	< Ene-10	0.525	0.314	0.032	0.000
Los Molles	Hidro	20.0	< Ene-10	0.162	0.156	0.148	0.134
La Paloma	Hidro	4.5	< Ene-10	0.216	0.122	0.021	0.000
Cenizas	Diesel	18.9	< Ene-10	0.162	0.259	0.291	0.179
Huasco	Diesel	71.4	< Ene-10	0.002	0.002	0.000	0.000
El Peñón	Diesel	83.7	< Ene-10	0.079	0.230	0.168	0.187
Monte Patria	Diesel	6.0	< Ene-10	0.003	0.002	0.000	0.000
Punitaqui	Diesel	4.5	< Ene-10	0.008	0.009	0.000	0.000
Olivos	Diesel	97.2	< Ene-10	0.005	0.035	0.008	0.008
Tambo Real	Solar	1.2	Dic-12	-	-	0.162	0.191
SDG	Solar	1.0	Sep-13	-	-	-	0.241

B. COSTOS UNITARIOS DE COMPONENTES Y SU ESTRUCTURA BASE (ANUALIDAD)

B.1) Estudios de mercado

✓ Equipos y materiales

- ❑ Los materiales más relevantes fueron obtenidos del «Estudio de Precios de Mercado de Equipos y Materiales de Subtransmisión para el Estudio tarifario 2014-2018», preparado por ALV & Asociados Consultores
- ❑ Los precios unitarios del Estudio de Mercado fueron comparados con la base de datos del consultor, para lo cual se escogieron los siguientes ítems:
 - Transformadores de poder (corresponden al 90% del monto total de esta obra)
 - Equipos de compensación (corresponde al 65% del monto total de esta obra)
 - Equipos primarios (corresponde al 50% del monto total de un paño)
 - Protección y control (corresponde al 25% del monto total de un paño)
 - Conductores (corresponde al 15% del monto total de una línea)
- ❑ De acuerdo a la comparación realizada, los precios unitarios del Estudio de Mercado son similares a los de la base de datos del consultor.
- ❑ Los precios faltantes de equipos y materiales se obtuvieron mediante cotizaciones directas con los fabricantes y/o los representantes nacionales de materiales de procedencia extranjera. Estos precios corresponden materiales menores.

B.2) Recargos

✓ Metodología de cálculo de recargos

☐ Conceptos generales

- Para cada una de los tipos de obras, se definieron familias de recargos, las cuales fueron clasificadas en grupos con características representativas, de acuerdo a la experiencia del consultor.
- Las familias utilizadas fueron:
 - Paños 220 kV
 - Paños 110 kV
 - Paños 66 kV
 - Paños MT
 - Comunes de Patios
 - Comunes de Subestaciones
 - Transformadores mayores a 20 MVA
 - Transformadores menores a 20 MVA
 - Tramos de líneas entre 100 y 250 km
 - Tramos de líneas entre 50 y 100 km
 - Tramos de líneas entre 25 y 50 km
 - Tramos de líneas entre 5 y 25 km
 - Tramos de líneas entre 0 y 5 km
 - Equipos de compensación
- Para las distintas familias definidas, se definieron unidades normalizadas, las cuales están compuestas por equipos y materiales representativos de cada obra
- Para la determinación de recargos se considera la optimización del uso de recursos dentro de una misma obra

$$VI = [Cu \times (1 + Fl + B) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \times (1 + Int) + BI + CE$$

B.2) Recargos

✓ Flete

- ❑ El recargo por flete se calculó como el cociente entre los costos de fletes a obra y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales
- ❑ El precio de transporte de materiales y equipos se determinó en función de la longitud y el peso a transportar. El valor promedio considerado fue de 0.56 USD/(t*km)
- ❑ Los materiales y equipos fueron clasificados de acuerdo a su procedencia, definiéndose tres tipos de transporte:
- ❑ Local, desde los centros de distribución de la ciudad más cercana hasta la obra, válido para materiales menores, con una distancia estimada de 5 km
- ❑ Puerto, desde el puerto hasta la obra, válido para equipos y conductor, con una distancia estimada de 240 km
- ❑ Santiago, desde la capital hasta la obra, válida para materiales mayores, con una distancia estimada de 499 km
- ❑ Para el caso de las líneas de transmisión, a las distancias estimadas, se agregó una distancia equivalente a un cuarto de longitud de la línea de transmisión ya que se considera que el material se acumula en el centro de la línea y se distribuye hacia ambos extremos con una longitud promedio de $\frac{1}{4}$ de la longitud de la línea.

B.2) Recargos

✓ Flete

Familia	Porcentaje del total de materiales			
	Flete Local	Flete Puerto	Flete Santiago	Total
Paño 220 kV	0.16%	0.95%	1.01%	2.12%
Paño 110 kV	0.16%	1.17%	0.73%	2.06%
Paño 66 kV	0.17%	1.35%	0.48%	1.99%
Paño MT	0.04%	0.34%	0.50%	0.89%
Comunes Patio	3.25%	0.12%	0.60%	3.96%
Comunes Subestación	0.00%	0.00%	0.21%	0.21%
Transformadores mayores a 20 MVA	0.08%	1.50%	0.00%	1.58%
Transformadores menores a 20 MVA	0.08%	1.59%	0.00%	1.67%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	2.86%	1.23%	0.02%	4.11%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	1.16%	0.44%	0.01%	1.61%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	1.89%	0.25%	0.00%	2.14%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	1.27%	0.16%	0.00%	1.44%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	0.35%	0.05%	0.00%	0.41%
Equipos de compensación	0.03%	0.02%	0.00%	0.05%

B.2) Recargos

✓ Bodegaje

- El recargo por bodegaje se calculó como el cociente entre los costos de bodegaje de la obra y el costo total de adquisición de todos los equipos y materiales
- Para cada una de las familias de recargos, se calculó el costo de bodegaje de acuerdo a:
 - Tiempo estimado de bodegaje (se considera un uso eficiente del tiempo de necesidad de bodega)
 - Superficie abierta requerida, con un valor mensual de 2,18 USD/m²
 - Bodega Cerrada de 107 m², con un valor mensual de 1254 USD/m²

Familia	Tiempo Bodegaje (meses)	Superficie Patio Abierto (m ²)	Bodegas Cerradas 107 m ² (c/u)	Total Mensual (USD)	Total costo de adquisición (USD)	Porcentaje sobre el Total de Materiales
Paño 220 kV	3	900	1	9648	422073	2.29%
Paño 110 kV	3	700	1	8340	209074	3.99%
Paño 66 kV	3	600	1	7686	158592	4.85%
Paño MT	2	400	1	4252	98024	4.34%
Comunes Patio	2	900	1	6432	490229	1.31%
Comunes Subestación	2	900	1	6432	241840	2.66%
Transformadores mayores a 20 MVA	2	1600	1	9484	557955	1.70%
Transformadores menores a 20 MVA	2	900	1	6432	303895	2.12%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	6	6400	1	91236	11346771	0.80%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	4	6400	1	60824	3860034	1.58%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	3	2500	1	20112	1305259	1.54%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	3	900	1	9648	643279	1.50%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	1	900	1	3216	204124	1.58%
Equipos de compensación	2	900	1	6432	203150	3.17%

B.2) Recargos

✓ Ingeniería

- El recargo por ingeniería se calculó como el cociente entre los costos de ingeniería de la obra y el costo total de instalaciones de subtransmisión de la obra (incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje)
- Para cada una de las familias consideradas, los costos de ingeniería incluyen:
 - Ingeniería conceptual
 - Ingeniería básica
 - Ingeniería de detalles

Familia	Ingeniería Conceptual (USD)	Ingeniería Básica (USD)	Ingeniería de Detalle (USD)	Total antes de Ing y GG (USD)	Porcentaje
Paño 220 kV	2202	8806	22136	584054	5.7%
Paño 110 kV	2202	6604	17709	291591	9.1%
Paño 66 kV	2202	6604	15496	221302	11.0%
Paño MT	2202	4403	11068	135441	13.0%
Comunes Patio	2202	15410	22013	836918	4.7%
Comunes Subestación	2202	15410	26416	400040	11.0%
Transformadores mayores a 20 MVA	2202	8806	13208	669222	3.6%
Transformadores menores a 20 MVA	2202	8806	8806	366149	5.4%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	2202	240382	66039	19552600	1.6%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	2202	103413	66039	6546099	2.6%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	2202	72960	66039	2213797	6.4%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	2202	57287	66039	1084056	11.6%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	2202	47020	66039	340948	33.8%
Equipos de compensación	2202	2202	33020	248937	15.0%

B.2) Recargos

✓ Gastos Generales

- El recargo por Gastos Generales se calculó como el cociente entre los gastos generales de la obra y el costo total de instalaciones de subtransmisión de la obra (incluidos costos de adquisición, fletes, bodegaje y montaje)
- Para cada una de las familias consideradas, los gastos generales se calcularon basados en :
 - 0.5% de «handling» sobre el costo de materiales y equipos más recargos de flete y bodegaje.
 - 15 % sobre el costo del montaje

Familia	Calculo GG (USD)	Total antes de GG (USD)	GG
Paño 220 kV	24853	572868	4.3%
Paño 110 kV	13036	288246	4.5%
Paño 66 kV	10156	220271	4.6%
Paño MT	5940	134088	4.4%
Comunes Patio	52985	825756	6.4%
Comunes Subestación	24669	398041	6.2%
Transformadores mayores a 20 MVA	20315	674191	3.0%
Transformadores menores a 20 MVA	11354	369022	3.1%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	1215838	19046744	6.4%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	396810	6372846	6.2%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	135791	2165258	6.3%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	65727	1059464	6.2%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	14418	233306	6.2%
Equipos de compensación	7691	247438	3.1%

B.2) Recargos

✓ Intereses Intercalarios

- El recargo por intereses intercalarios se calculó como el cociente entre el costo financiero de la obra y el costo total de instalaciones de subtransmisión de la obra
- La tasa de interés anual considerada se basó en un estudio de mercado realizado anteriormente por el consultor el cual fue validado con información de declaración de pasivos de empresas constructoras de transmisión, publicada por la SVS
- Para cada una de las familias consideradas, los intereses intercalarios se calcularon basados en :
 - Tasa de interés anual de 7%
 - Duración dependiendo del tipo de obra
 - Flujos característicos para construcción de estas obras

Familia	Plazo (meses)	% Total
Paño 220 kV	9	6.16%
Paño 110 kV	9	5.19%
Paño 66 kV	6	3.97%
Paño MT	3	2.51%
Comunes Patio	6	5.19%
Comunes Subestación	6	5.19%
Transformadores mayores a 20 MVA	4	6.16%
Transformadores menores a 20 MVA	3	4.79%
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	18	5.76%
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	12	4.91%
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	6	4.27%
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	4	3.52%
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	3	2.48%
Equipos de compensación	3	4.79%

B.3) Determinación de costos de montaje, BI y CE

✓ Montaje

- ❑ El montaje fue calculado por tareas
- ❑ A cada tarea se le asignó un personal, maquinaria y herramientas, dependiendo del tipo de obra; y un rendimiento diario por unidad de medida del material
- ❑ El personal de montaje considera supervisión e inspección técnica
- ❑ Para el cálculo de la tarifa del personal, se utilizó la encuesta de remuneraciones de PWC, para empresas grandes. Se homologó y se escogió la remuneración correspondiente al percentil 50
- ❑ Para considerar el efecto tercerización, se incorporó la utilidad del contratista (10%)
- ❑ Para las tarifas de las maquinarias fueron consultadas empresas constructoras
- ❑ Algunos Resultados:

Tarea	Unid.	Rend. diario	Costo diario M. Obra (USD)	Costo diario Equipos (USD)	Cantidad HH Montaje	Valor HH Montaje (USD)
Montaje de estructuras metálicas						
Reticuladas	kg	8000	3821	1378	0.031	20.964
Tubulares	c/u	5	1065	1267	13.500	34.548
Montaje de aislación						
Cadenas de suspensión	c/u	12	2194	2171	14.625	24.876
Aislador	c/u	108	2194	2171	1.625	24.876
Anclajes	c/u	11	2194	2171	15.955	24.876
Tendido de conductores de energía						
Tendido	m	3500	3141	7339	0.068	44.035
Tensado	m	3500	3579	7544	0.076	41.815
Tendido de cables de guardia						
Tendido (cg)	m	2100	3141	7339	0.114	43.777
Tensado y flechado (cg)	m	2100	3579	7544	0.126	42.036

B.4) Capital de Explotación y Bienes Intangibles

Capital de Explotación

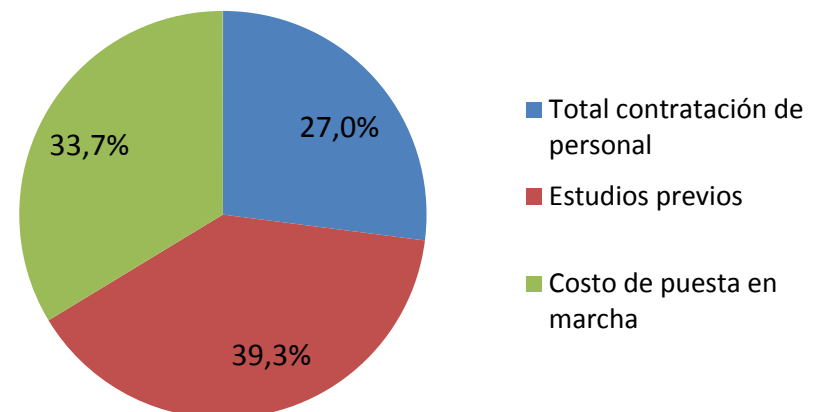
- El capital de explotación se determina como dos doceavos del costo adaptado anual de operación, mantención y administración de la inversión correspondiente.

Bienes Intangibles

- Los costos de contratación inicial de personal: se consideró dos meses de costo salarial sin compensaciones o beneficios.
- Los costos de puesta en marcha: son los costos de capacitación, operación y mantenimiento que surgen de la empresa optimizada a lo largo de un periodo de un mes.
- Los costos de los estudios previos: consideran los estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para la constitución de la sociedad y que asegure el cumplimiento de la normativa ambiental y de seguridad vigente.

Bienes intangibles	Año base (USD miles)
Total contratación de personal	819.4
Estudios previos	1,191.6
Costo de puesta en marcha	1,021.5
Total Bienes intangibles	3,032.5
Capital de explotación	3,078.0

Distribución de Bienes Intangibles Año Base



B.5) Terrenos y Servidumbres

❑ Instalaciones existentes año base

- Valores de terrenos y servidumbres, el valor del metro cuadrado corresponde al efectivamente pagado, ajustado a la superficie utilizada y reajustado por IPC.
- En el caso de instalaciones sin registro, el valor adoptado correspondió a se adoptó el valor efectivamente pagado en pesos por unidad de superficie del registro más antiguo del conjunto de registros de todas las empresas pertenecientes al sistema de subtransmisión, indexado por IPC.

❑ Instalaciones nuevas

- Para estas instalaciones, se estimó el valor de los derechos relacionados con el uso del suelo en base a un estudio de mercado realizado por una empresa especializada en gestión de terrenos y servidumbres.

Valores de terrenos y servidumbres (miles USD)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Terreno + Serv	41,243	41,256	41,558	41,579	42,718	42,749	45,517	45,559	45,590	47,623

C. COMA

C) Determinación del COMA de la empresa modelo implica:

- Dimensionamiento de los costos de administración
- Dimensionamiento de los costos de operación y mantenimiento
- Determinación de los bienes intangibles, muebles e inmuebles y capital de explotación

C.1) Dimensionamiento costos de administración

- ❑ **Costos de administración:** costos de los procesos centralizados y descentralizados que no incluyen actividades operativas de terreno: procesos de gerencia general, relaciones institucionales, legales, recursos humanos, auditoria y control de gestión, administración y finanzas, comercial y regulación, planificación técnica y normas, gerencia de explotación.
 - **Procesos centralizados:** de administración propiamente dicha, tales como auditoría y recursos humanos, y los de gestión técnica centralizados tales como ingeniería de mantenimiento.
 - **Procesos descentralizados:** de la gerencia de explotación, tales como Inspección y Gestión técnica de cuadrillas ; se realizan en los centros regionales (Copiapó, La Serena, Los Vilos).
- ❑ **Costeo de los recursos con personal propio:**
 - Cantidad de personal por área funcional y categoría en función del diseño organizacional y del organigrama.
 - Costeo considerando encuesta de remuneraciones.
- ❑ **Gastos Generales: los principales son**
 - Gastos del directorio en función de dietas y gastos de representación
 - Pago al panel de expertos y CDEC, asesorías, estudios
 - Comunicaciones e internet, mantenimiento sistemas informáticos,
 - Gastos en seguridad (vigilancia)
 - Gastos en seguros de bienes eléctricos y muebles e inmuebles.
 - Consumos de servicios básicos, gas, electricidad y agua.
 - Otros (Aseo y limpieza, mantención de áreas verdes, retiro de residuos).

C.2) Dimensionamiento costos de operación y mantenimiento

- ❑ Procedimiento de cálculo:
 - Identificar para cada Unidad Constructiva (UC) los principales componentes objeto de mantenimiento
 - Identificar para cada componente las actividades de operación y mantenimiento requeridas
 - Determinar las cantidades de personal, equipamiento, materiales y otros recursos y su valorización a precio de mercado.
- ❑ Tipos de mantenimiento y operaciones:
 - **Mantenimiento de emergencia o correctivo:** destinado a reponer el equipo en condiciones de normal funcionamiento luego de una falla. No es programable. Ej: rotura de un aislador de una línea.
 - **Mantenimiento preventivo:** sobre componentes en operación normal, para reducir la probabilidad de falla. Es programable. Ej.: lavado de aisladores de una línea.
 - **Mantenimiento predictivo:** reemplazo de componentes en función de parámetros de performance cuya tendencia indica deterioro.
 - **Mantenimiento detectivo:** tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas “check-list”, “test operativos” o pruebas funcionales. Ejemplo: chequeo del funcionamiento de protecciones.
 - **Operaciones:** Maniobras operacionales para cambiar la configuración de redes, realizar seccionamientos y ejecutar tareas especializadas. Estas tareas pueden ser programadas o por emergencias.
- ❑ Cálculo las cantidades de personal, materiales e insumos en cada tarea de OyM:
 - De acuerdo a la característica de cada evento se asigna una “cuadrilla tipo” predefinida en cantidad de operarios y calificación, y los materiales y recursos requeridos.
 - Con la frecuencia óptima de ocurrencia de cada tarea, la duración de la intervención de la cuadrilla más los tiempos de desplazamiento, se calcula la cantidad de personal, materiales e insumos para cada tarea de OyM.
 - Previa evaluación de conveniencia, se valorizaron las actividades de OyM, realizadas por un contratista eficiente, con remuneraciones de mercado y un margen para cubrir gastos de administración y utilidades.

C.2) Dimensionamiento costos de operación y mantenimiento

- ❑ Las frecuencias óptimas para cada instalación y tipo constructivo consideraron los antecedentes de procesos de costeo similares , adaptadas y ajustadas al contexto operacional de cada empresa de referencia.
- ❑ Las frecuencias de mantenimiento dependen, entre otras, de las siguientes variables:
 - Características de diseño y constructivas de las instalaciones y edad promedio de los activos.
 - Recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
 - Tasas de fallas por tipo de instalación.
 - Requerimientos de seguridad.
 - Condiciones del entorno: temperatura, nivel de descargas atmosféricas, contaminación salina, industrial, polvo, presencia de aves que causan fallas, etc.
 - Capacitación y experiencia de operación y mantenimiento.

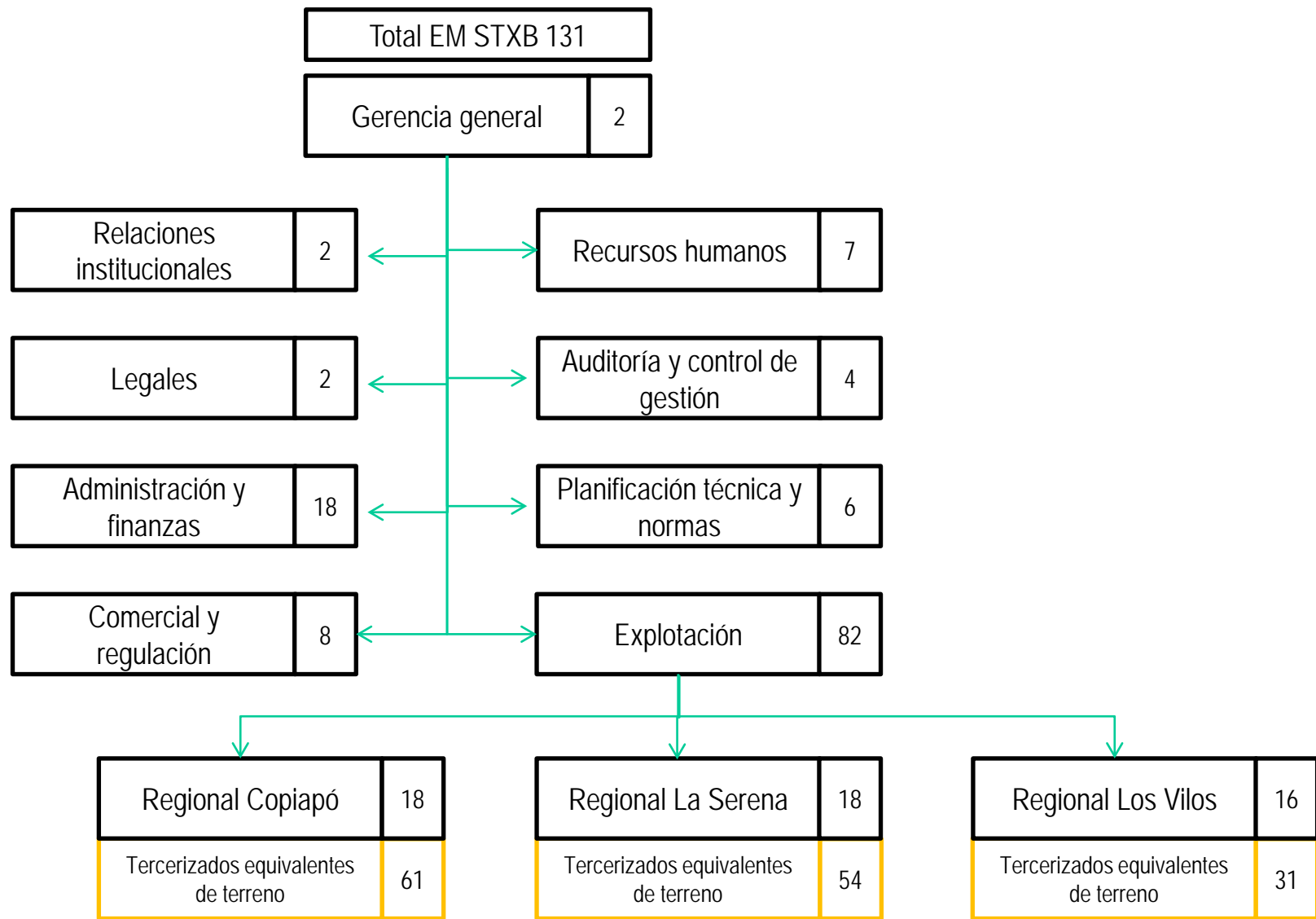
C.3) Metodología para la determinación de remuneraciones

- Se utilizó la encuesta de remuneraciones realizada por PWC, para:
 - Empresa MEDIANA con ingresos por ventas entre \$ 10 mil y \$ 35 mil millones anuales.
 - Se consideró de la encuesta la Remuneración Bruta: suma de los pagos en dinero.
 - Como estadígrafo se utilizó el promedio ponderado, que representa una condición media del mercado para los perfiles requeridos en los cargos de la empresa modelo, excepto puestos técnicos.
 - Las empresas eléctricas que operan en el STX-B, enfrentan una competencia por los recursos humanos para los puestos técnicos dada especialmente por las empresas mineras. Por ello, se utilizó el percentil 75 para los puestos técnicos, el que refleja mejor las remuneraciones de mercado.
 - Para obtener el costo laboral total en que debe incurrir la empresa se deben incorporar a la remuneración bruta las obligaciones legales vigentes.
 - Beneficios adicionales: el criterio aplicado fue considerar que el beneficio se incluye cuando es pagado por más del 50% de las empresas de la encuesta general.
- Criterio de homologación de cargos:
 - Identificación de las funciones y responsabilidades asociadas a cada cargo de EM
 - Identificación del cargo representativo en la encuesta acorde al punto anterior. Si la encuesta para empresa mediana no tiene el cargo este se escoge de la Encuesta General.

C.4) Bienes Muebles e Inmuebles

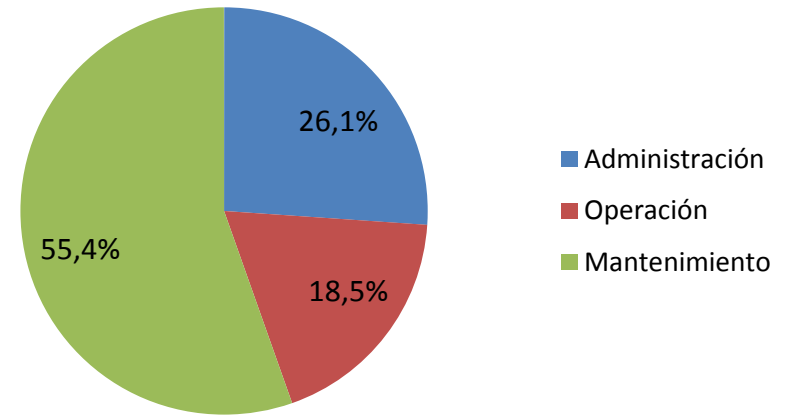
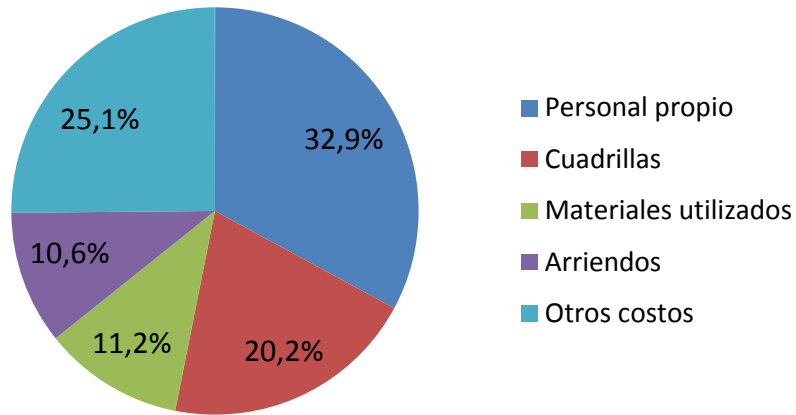
- ❑ Edificios: se determinaron los m² para cada área funcional con estándares eficientes.
- ❑ Vehículos: corresponden a los equipos y vehículos de transporte y carga que fueron definidos en función de la cantidad de cuadrillas de operación y mantenimiento
- ❑ Bodega y talleres: los m² eficientes en función de la cantidad de bodegas requeridos para almacenamiento y teniendo en cuenta el despliegue territorial de los activos.
- ❑ Comunicación: corresponde a los equipos de comunicación que fueron determinados para la óptima comunicación entre las cuadrillas y los centros operativos
- ❑ Computación: corresponde al hardware y equipos de computación.
- ❑ Licencias y Software: corresponden a las licencias y elementos de software, que fueron determinados para la óptima gestión de las áreas técnicas y administrativa.
- ❑ Equipamiento específico de bodega y maestranza

C.5) Resultados: Organigrama



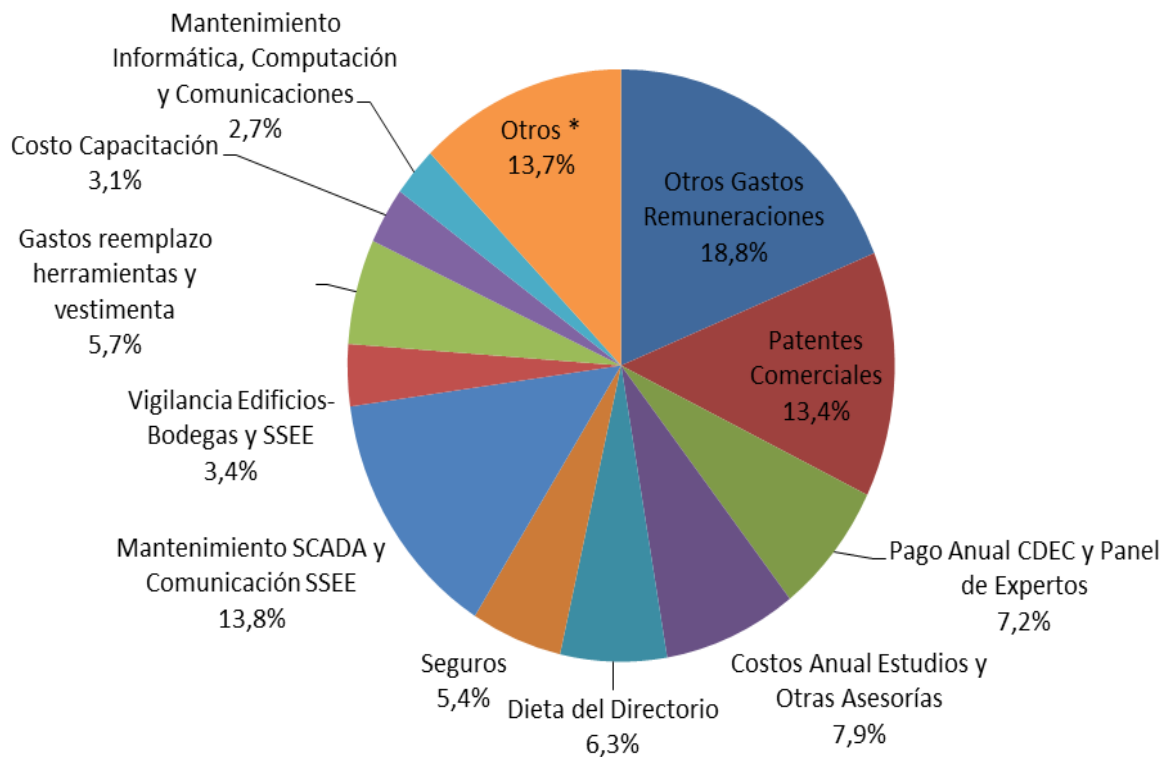
C.5) Resultados: Costos Operación, Mantenimiento y Administración

COMA Año Base (miles USD)	Personal Propio	Cuadrillas	Materiales utilizados	Arriendos	Otros costos	Costos Totales
Costos de Administración	2,347.2	-	-	9.3	2,460.1	4,816.6
Costos de Operación	1,714.1	432.3	94.1	410.1	766.4	3,417.0
Costos de Mantenimiento	2,016.6	3,302.2	1,963.5	1,537.4	1,414.9	10,234.6
Total COMA	6,077.9	3,734.5	2,057.6	1,956.8	4,641.4	18,468.2



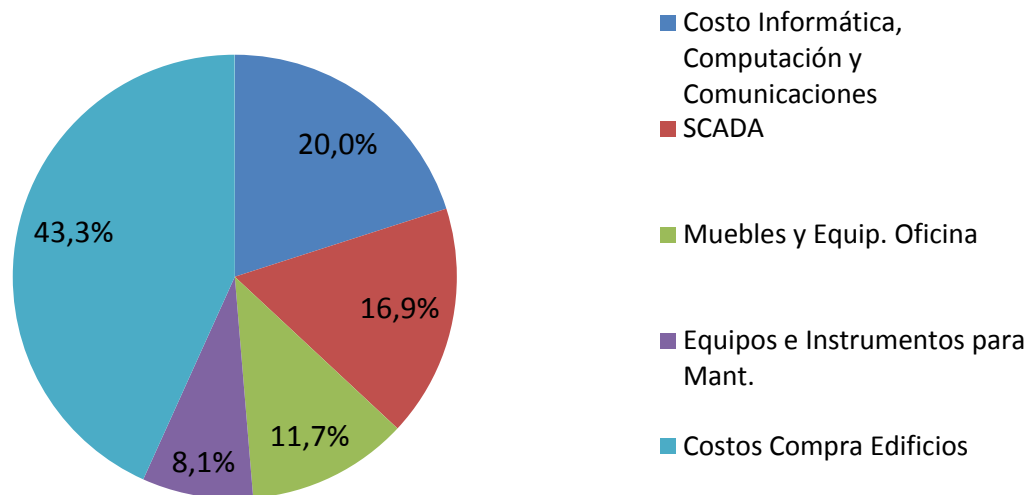
C.5) Resultados: Otros costos

Otros costos de operación, mantenimiento y administración



C.5) Resultados: Bienes Muebles e Inmuebles

Bienes M&I	Año base 2013 (miles USD)
Costo Informática, Computación y Comunicaciones	1,700.7
SCADA	1,434.3
Muebles y Equip. Oficina	996.1
Equipos e Instrumentos para Mant.	685.7
Costos Compra Edificios	3,670.9
Total B M&I	8,487.7



D. ADAPTACIÓN DEL SISTEMA

D.1) Instalaciones prescindibles

✓ Criterio

- ❑ Instalaciones prescindibles: aquellas cuya inexistencia no alteraría significativamente suficiencia ni seguridad de servicio en año base (2013), manteniéndose suministro de demanda en cumplimiento de la NTSyCS.
- ❑ 1a. etapa
 - Para cada instalación: se verifica si eliminación produce restricción de suministro, incluso considerando reconfiguraciones topológicas o redespacho de unidades, **con independencia de consideraciones económicas** → Instalación califica como imprescindible. En caso contrario, instalación es potencialmente prescindible.
- ❑ 2a. etapa
 - Para cada instalación potencialmente prescindible: se verifica si su eliminación, junto a la eliminación de cualquier otra instalación potencialmente prescindible produce restricción de suministro → Instalación califica como imprescindible.
- ❑ 3a. etapa
 - Considerando sólo instalaciones calificadas como imprescindibles: Se verifica si el sistema se puede operar en condiciones normales sin restricciones de suministro y dando cumplimiento a la NTSyCS.
 - Si ello no es posible, se recalifican como imprescindibles aquellas instalaciones que permiten eliminar restricciones o incumplimientos.

D.1) Instalaciones prescindibles

✓ Resultados

- ❑ No hay líneas prescindibles
- ❑ En transformadores, la única instalación prescindible resultó ser el regulador 110/110 kV en línea Pan de Azúcar – Las Compañías

D.2) Instalaciones optimizadas

✓ Criterio

❑ Reducir capacidad de transporte o transformación para cumplir suficiencia del sistema y exigencias de la NTSyCS para el abastecimiento de la demanda del horizonte de planificación (2014-2023).

❑ Líneas de transmisión: Se realizó respetando el material del conductor actual. El conductor optimizado en términos de suficiencia debe ser el de mayor diámetro que resulte de comparar:

- El diámetro mínimo por efecto corona para la tensión nominal de la línea de transmisión.
- La sección necesaria para que capacidad de corriente del conductor sea mayor que corriente máxima prevista hasta el 2023.

Se verificaron exigencias impuestas por condiciones de emergencia en aquellas líneas que operan normalmente en forma enmallada, de manera que la capacidad optimizada permitiera servir la demanda con alguno de sus extremos o secciones intermedias abiertas por indisponibilidad.

❑ Transformadores: Capacidad optimizada = mínimo entre capacidad máxima actual del transformador y capacidad necesaria para el flujo máximo previsto hasta el año 2023. Capacidad resultante se aproximó a la capacidad normalizada de fabricación para la tensión primaria correspondiente.

En los casos de dos o tres transformadores en paralelo, se consideró que la barra del lado de baja opera cerrada y que la carga se reparte naturalmente de acuerdo a la impedancia de cada transformador.

D.2) Instalaciones optimizadas

✓ Resultados

□ Líneas de transmisión optimizadas: 24 de las 63 líneas analizadas

Línea	Conductor actual	Conductor optimizado
Diego de Almagro 110->Oxido-110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Oxido 110->Las Luces 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Las Luces 110->Taltal 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Diego de Almagro 110->El Salado 110	Cairo 465.4 MCM	Azusa 123.3 MCM
Tap Impulsion 110->Caldera 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Tierra Amarilla 110->Plantas 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Copayapu 110->Cerrillos 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Cerrillos 110->Los Loros 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Tap El Eden 110->Alto del Carmen 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Algarrobo 110->Dos Amigos 110	Alliance 246.9 MCM	Anaheim 155.4 MCM
Dos Amigos 110->Pajonales 110	Alliance 246.9 MCM	Anaheim 155.4 MCM
Pajonales 110->Incahuasi 110	Alliance 246.9 MCM	Anaheim 155.4 MCM
Incahuasi 110->Romeral 110	Alliance 246.9 MCM	Anaheim 155.4 MCM
Las Compañías 110->Romeral 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Pan de Azúcar 110->Las Compañías 110	Alliance 246.9 MCM	Anaheim 155.4 MCM
Pan de Azúcar 066->San Juan 066	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
San Juan 066->Guayacán 066	Alliance 246.9 MCM	Akron 30.58 MCM
Pan de Azúcar 066->Guayacán 066	Alliance 246.9 MCM	Ames 77.47 MCM
Pan de Azúcar 066->El Peñón 066	Butte 312.8 MCM	Alton 48.69 MCM
El Peñón 066->Andacollo 066	Butte 312.8 MCM	Alton 48.69 MCM
Pan de Azúcar 110->Vicuña 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
El Peñón 110->Ovalle 110 I y II	ACSR Penguin 4/0 AWG	ACSR Raven 1/0
Illapel 110->Ovalle 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM
Illapel 110->Salamanca 110	Alliance 246.9 MCM	Azusa 123.3 MCM

D.2) Instalaciones optimizadas

✓ Resultados

☐ Transformadores optimizados: 23 de los 68 transformadores analizados.

Transformador	MVA FA actual	MVA OA actual	MVA FA normlz	MVA OA normlz
El Salado 110->El Salado 023	15.0	12.0	10.0	8.0
Diego de Almagro 110->Diego de Almagro 023	10.0	8.0	5.0	4.0
Copiapó 110->Copiapó 13.8 II	24.0	15.0	20.0	16.0
H. Fuentes 110->H. Fuentes 023	20.0	15.0	15.0	12.0
Cerrillos 110->Cerrillos 23	30.0	25.0	25.0	15.0
Plantas 13.8->Plantas 023	6.3	5.0	2.5	2.0
Alto del Carmen 110->Alto del Carmen 13.8	10.0	8.0	5.0	4.0
Maitencillo 220->Maitencillo 110 I	90.0	67.0	75.0	60.0
Maitencillo 220->Maitencillo 110 II	90.0	67.0	75.0	60.0
Las Compañías 110->Las Compañías 13.2	30.0	18.0	25.0	15.0
Pan de Azúcar 110->Pan de Azúcar 066 I	60.0	45.0	50.0	30.0
Pan de Azúcar 110->Pan de Azúcar 066 II	60.0	45.0	25.0	15.0
Guayacán 066->Guayacán 13.2 I	15.0	12.0	13.0	10.0
Guayacán 066->Guayacán 13.2 II	12.5	10.0	10.0	8.0
Andacollo 066->Andacollo 13.2	5.0	4.0	4.0	3.0
Monte Patria 066->Monte Patria 023	10.0	8.0	7.0	5.0
Ovalle 066->Ovalle 023 I	30.0	18.0	25.0	15.0
Choapa 220->Choapa 110 I	75.0	60.0	60.0	36.0
Choapa 220->Choapa 110 II	75.0	60.0	60.0	36.0
Cabildo 110->Cabildo 023 I	30.0	18.0	20.0	16.0
Casas Viejas 13.2->Casas Viejas 023	3.0	3.0	2.5	2.0
Marbella 110->Marbella 13.2	13.0	10.0	10.0	8.0

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Criterios

☐ Criterios Técnicos

- Abastecer la demanda en todo el período de planificación
- Cumplir exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la NTSyCS

☐ Criterios Económicos

- Minimizar costo esperado de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla del sistema de subtransmisión

☐ Decisión de fecha óptima: Año en que Costo ENS sin proyecto > Anualidad Inversión

✓ Actividades

☐ Adaptación líneas de transmisión existentes: Verificando que sección del conductor resultante sea la más económica para su uso previsto, tal que la densidad de corriente no esté sobre el rango económico según material.

☐ Adaptación capacidad y número de transformadores de poder: Considerando tasas y duración de fallas que los pueden afectar y verificando si costos de energía no suministrada (ENS) justifican modificar capacidad optimizada o agregar unidades.

☐ Verificación de la operación durante el período de planificación y detección de eventuales problemas de sobrecargas o violaciones de la NTSyCS → Definir alternativas de refuerzo, evaluar sus costos de inversión, operación, mantenimiento y falla y determinar la solución más económica.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Costo de falla

- ❑ Valor del costo de falla de corta duración para el SIC, definido en la NTSyCS, es igual a 13,230 US\$/kWh.

✓ Índices de indisponibilidad forzada de instalaciones y equipos de transmisión

- ❑ Líneas de transmisión:

Vnom kV	HFOR	FFOR	total km muestra estadística
66	10.40	3.26	442
110	9.37	2.83	1736
220	22.30	0.76	3182

- Valores HFOR (horas promedio anual) y FFOR (número de interrupciones promedio anual) corresponden a líneas de 100 km. Para líneas de otra longitud, se supuso valores directamente proporcionales a la longitud.
- Se obtuvieron a partir de índices determinados por CDEC-SIC y SING, considerando muestra estadística que incluye todas las líneas de la misma tensión pertenecientes al STxA y STxB, cuyas longitudes suman los km que se indican. En el caso de 220 KV, se incluyen 2750 km de líneas troncales de la zona Quillota – Diego de Almagro.

HFOR	FFOR
7.27	0.16

- ❑ Transformadores de poder:

- HFOR se obtuvo a partir de índices determinados por CDEC-SIC y SING, considerando muestra estadística que incluye 782 transformadores del STxA, STxB y otras Empresas Eléctricas del SIC, de tensiones nominales primarias 220, 154, 110 y 66 kV.
- FFOR se obtuvo considerando el conjunto de 873 transformadores de 220, 110 y 66 kV del SIC y del SING.

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Adaptación líneas de transmisión existentes

- ❑ Se concluye que sólo sería justificable por razones económicas, reemplazo de conductor AAAC Alliance 246,9 MCM de línea 110 kV Tap El Edén – Alto del Carmen por conductor AAAC Azusa 123,3 MCM.

✓ Adaptación de capacidad y número de transformadores de poder

- ❑ Actualmente hay 68 transformadores con una capacidad total de 1362 MVA OA
- ❑ Se concluye que es necesario instalar 36 transformadores adicionales que totalizan 265 MVA OA, para lo cual se presenta un programa de instalación de 4 nuevos transformadores por año en período 2016 – 2019, y 5 anuales en período 2020 – 2023.

Transformador	Programa ideal		Programa de Ampliaciones propuesto		
	x cfcd	x suficiencia	MVA OA	MVA FA	fecha prog
Tierra Amarilla 110->Tierra Amarilla 023 I	2013	2014	8.0	10.0	2014
Pan de Azúcar 110->Pan de Azúcar 13.8	2013	2020	15.0	25.0	2016
El Peñón 110->El Peñón 023	2013	NO	16.0	20.0	2016
Monte Patria 023->Monte Patria 13.2	2013	2015	4.0	4.0	2015
Taltal 110->Taltal 13.8	2013	2017	4.0	5.0	2017
Cerrillos 110->Cerrillos 23	2013	NO	12.0	16.0	2017
Plantas 110->Plantas 13.8	2013	NO	12.0	15.0	2017
Quínquimo 110->Quínquimo 023	2013	NO	12.0	15.0	2017
H. Fuentes 110->H. Fuentes 023	2013	NO	8.0	10.0	2018
Las Compañías 110->Las Compañías 13.2	2013	NO	12.0	15.0	2018
Marquesa 066->Marquesa 023	2013	NO	10.0	13.0	2018
Vicuña 110->Vicuña 023	2013	NO	12.0	15.0	2018

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Adaptación de capacidad y número de transformadores de poder (cont)

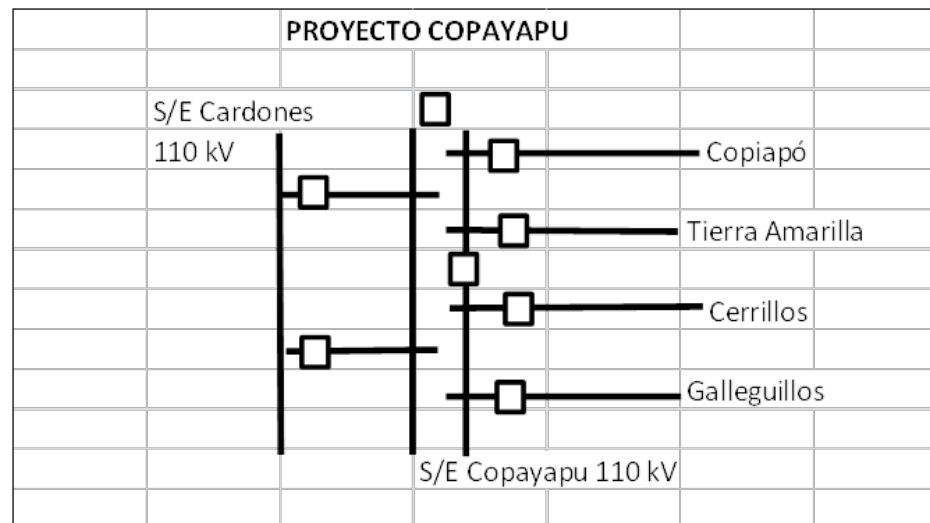
Transformador	Programa ideal		Programa de Ampliaciones propuesto		
	x cfcd	x suficiencia	MVA OA	MVA FA	fecha prog
Los Loros 110->Los Loros 023	2013	NO	12.0	15.0	2019
San Juan 066->San Juan 13.2 I	2017	2019	4.0	5.0	2019
Punitaqui 066->Punitaqui 13.2	2013	2023	9.0	12.0	2019
Illapel 110->Illapel 023	2013	NO	8.0	10.0	2019
El Salado 110->El Salado 023	2013	NO	8.0	10.0	2020
Caldera 110->Caldera 023	2013	NO	8.0	10.0	2020
San Joaquin 110->San Joaquin 13.8 I (TRANSNET)	2014	2023	12.0	15.0	2020
Ovalle 066->Ovalle 023 I	2016	2020	12.0	15.0	2020
Quereo 110->Quereo 023	2013	NO	4.0	5.0	2020
Andacollo 066->Andacollo 023	2013	NO	4.0	5.0	2021
Salamanca 110->Salamanca 023 I	2013	NO	4.0	5.0	2021
Cabildo 110->Cabildo 023 I	2013	NO	8.0	10.0	2021
Casas Viejas 110->Casas Viejas 13.2	2013	NO	4.0	5.0	2021
Marbella 110->Marbella 13.2	2013	NO	4.0	5.0	2021
Diego de Almagro 110->Diego de Almagro 023	2015	NO	4.0	5.0	2022
Vallenar 110->Vallenar 13.8 I	2016	NO	4.0	5.0	2022
Alto del Carmen 110->Alto del Carmen 13.8	2013	NO	4.0	5.0	2022
Incahuasi 110->Incahuasi 023	2013	NO	4.0	5.0	2022
Andacollo 066->Andacollo 13.2	2013	NO	2.5	2.5	2022
Copiapó 110->Copiapó 13.8 I	2019	NO	8.0	10.0	2023
Plantas 13.8->Plantas 023	2013	NO	2.0	2.5	2023
Guayacán 066->Guayacán 13.2 I	2019	NO	5.0	7.0	2023
El Peñón 023->El Peñón 13.2 I	2013	NO	3.0	3.0	2023
Casas Viejas 13.2->Casas Viejas 023	2013	NO	2.0	2.5	2023

D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Copiapó

□ Proyecto Copiapó 1. Subestación Copayapu 110 kV. Inversión total MUS\$ 6.000.

- Se origina en necesidad de normalizar abastecimiento a subestaciones Tierra Amarilla, Plantas, Kozán, Cerrillos y Los Loros, que actualmente tienen una salida en 110 kV común desde barra de S/E Cardones hasta el Tap Copayapu, ubicado a 250 m. → Cualquier falla que afecte 15,9 km hacia Tierra Amarilla o 36,5 km hacia Cerrillos, produce pérdida de servicio en todas estas subestaciones.
- Beneficios: disminución de costos ocasionados a los consumidores por la energía fallada.
- Proyecto consiste en crear barra de 110 kV denominada Subestación Copayapu, desde la cual saldrán las líneas hacia Copiapó, Tierra Amarilla, Cerrillos y en el futuro hacia la nueva Subestación Galleguillos. La barra se alimentará desde Cardones, utilizando los tramos de las actuales líneas a Copiapó y Tierra Amarilla entre Cardones y Copayapu.

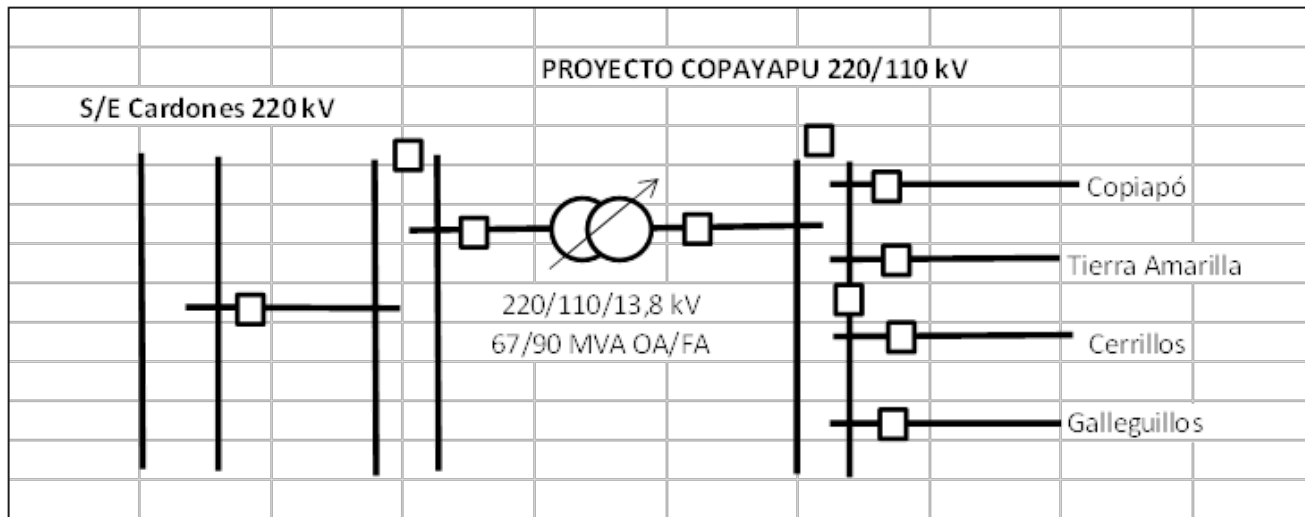


D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Copiapó

❑ Proyecto Copiapó 2. Apoyo 220/110 kV a S/E Copayapu. Inversión total MUS\$ 9.170.

- En el año 2019 se prevé necesidad de ampliar capacidad de transformación 220/110 kV en la zona de Cardones.
- Proyecto consiste en instalar nuevo autotransformador en la Subestación Copayapu.
- Beneficios: disminución costos por energía fallada ocasionada por limitaciones en suficiencia de actuales instalaciones de transformación y por sus indisponibilidades forzadas.

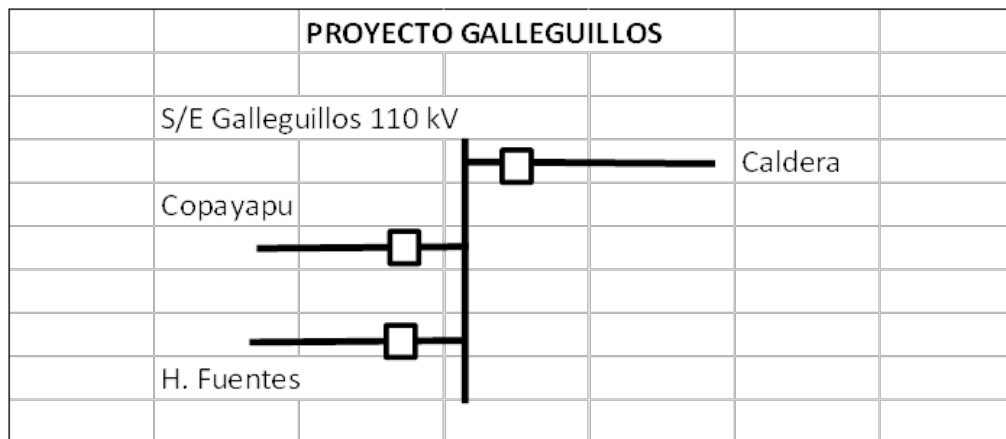


D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Copiapó

❑ Proyecto Copiapó 3. Subestación Galleguillos 110 kV. Inversión total MUS\$ 8.925.

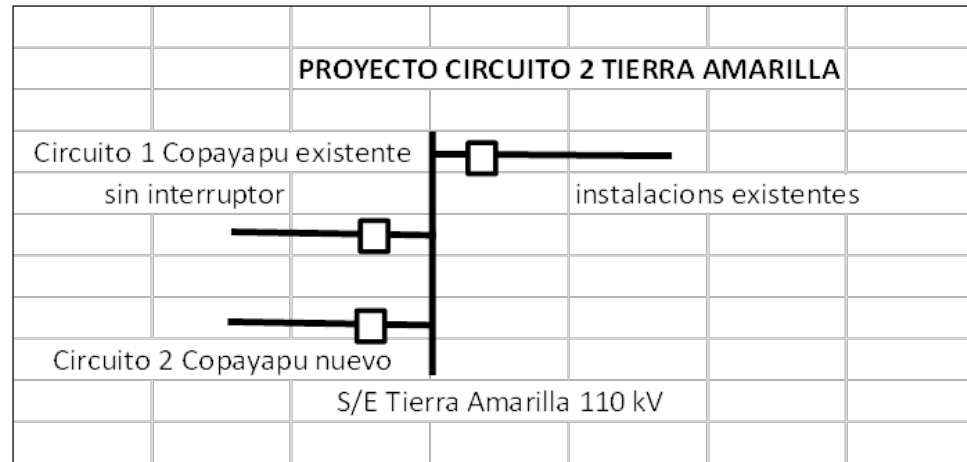
- Se origina por necesidad de reforzar línea de 110 kV que sirve demandas de las subestaciones Copiapó, H. Fuentes, Tap Impulsión y Caldera, que empieza a presentar sobrecargas a partir de 2018.
- Posibilidad de duplicar circuito actual a Copiapó ha debido desecharse debido a las dificultades de un trazado similar al actual y para el acceso a la actual S/E Copiapó.
- Lo anterior ha hecho necesario estudiar una alternativa exterior al radio urbano de Copiapó, para llegar a la zona de Galleguillos, al norte de la ciudad. La nueva subestación se alimentaría desde la S/E Copayapu por medio de un circuito de 110 kV que rodearía el área urbana por el poniente para interceptar línea de 110 kV H. Fuentes - Tap Impulsión - Caldera.
- Beneficios: disminución de costos por energía fallada resultante de limitaciones por suficiencia de actuales instalaciones de transmisión y por las indisponibilidades forzadas de las líneas.



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Copiapó

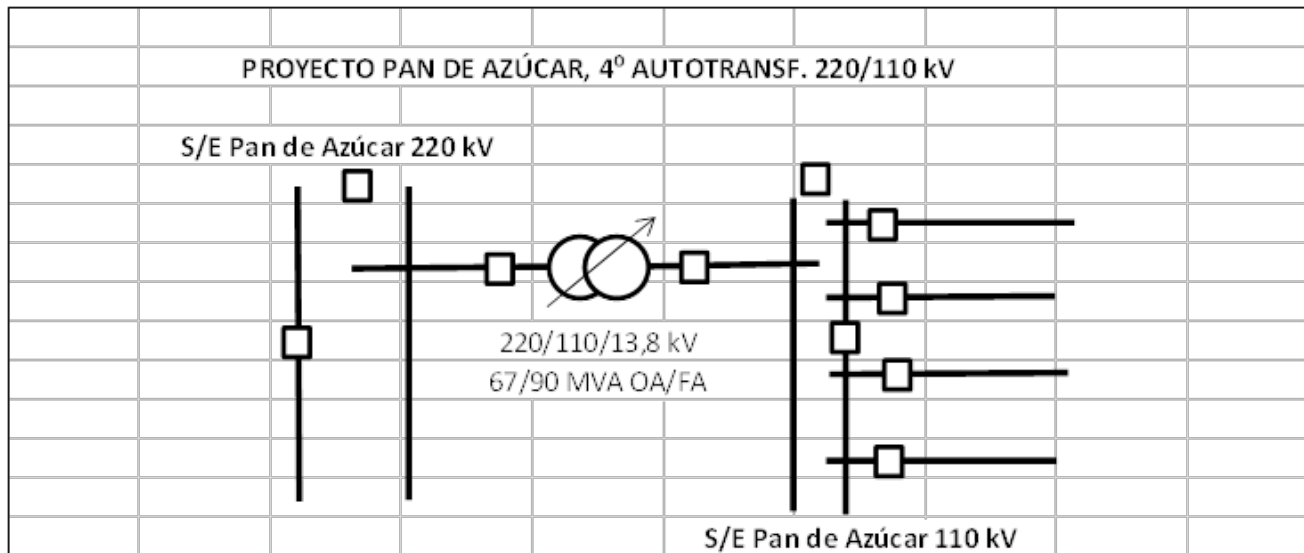
- ❑ Proyecto Copiapó 4. Nueva línea 1x110 kV Copayapu – Tierra Amarilla. Inversión total MUS\$ 5.722.
 - Se origina en necesidad de reforzar la alimentación a las demandas de las subestaciones Tierra Amarilla, Plantas y Kozán por el efecto de las indisponibilidades forzadas de la línea actual.
 - Proyecto consiste en construir segundo circuito entre Copayapu y Tierra Amarilla, agregando los interruptores de 110 kV necesarios en Tierra Amarilla para una operación independiente de ambos circuitos.



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Pan de Azúcar

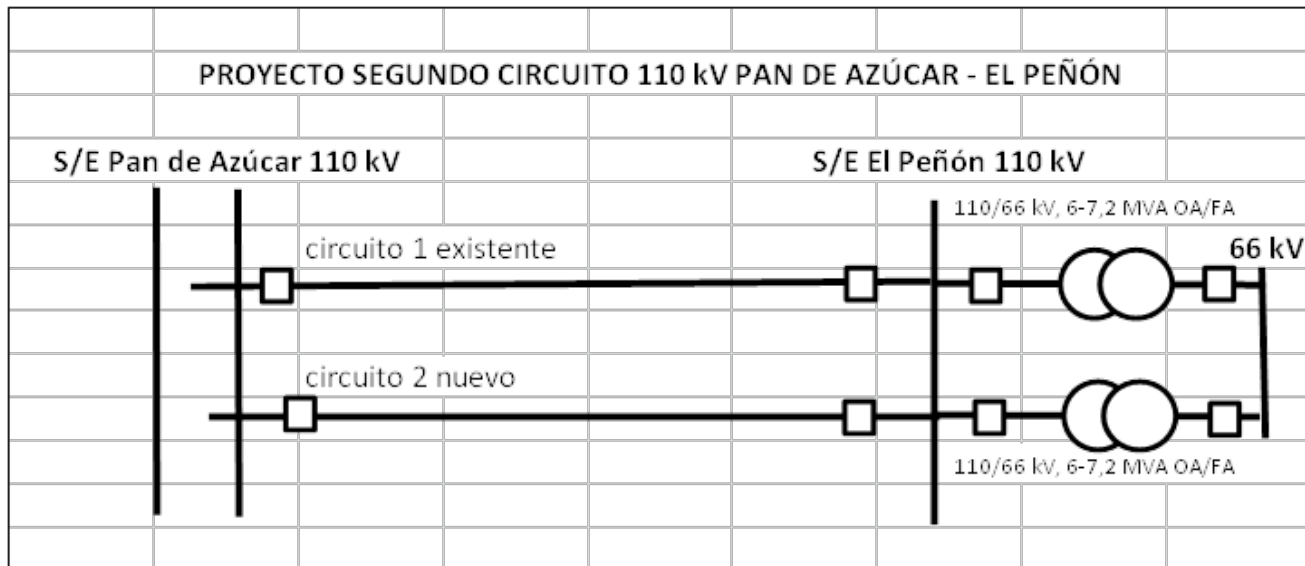
- ❑ Proyecto Pan de Azúcar 1. Refuerzo apoyo 220/110 kV a S/E Pan de Azúcar. Inversión total MUS\$ 7.900.
 - A partir del año 2018 se prevé necesidad de despachar en condiciones normales generación de emergencia en Central Piedras del Peñón para evitar sobrecargas en transformadores 220/110 kV de Pan de Azúcar.
 - Proyecto consiste en instalar cuarto autotransformador 220/110/13,8 kV, 67/90 MVA OA-FA en S/E Pan de Azúcar, similar al autotransformador ATR9 actual. Contempla normalizar conexión de autotransformadores ATR3 y ATR9, actualmente conectados con paños comunes en 220 y 110 kV, agregando los paños de 220 y 110 kV necesarios para independizar su protección y maniobra.
 - Beneficios: disminución costos de abastecimiento y costos por energía fallada en caso de indisponibilidades forzadas de las actuales instalaciones de transformación.



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Pan de Azúcar

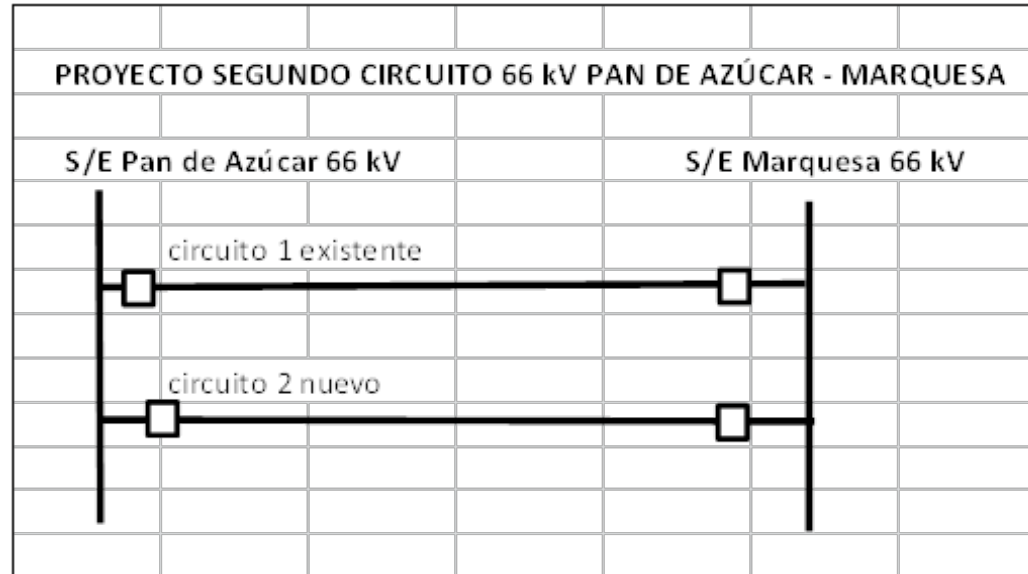
- ❑ Proyecto Pan de Azúcar 2. Segunda línea 1x110 kV a S/E El Peñón. Inversión total MUS\$ 4.880.
 - A partir del año 2014 se prevé necesidad de despachar en condiciones normales generación de emergencia en Central Piedras del Peñón para evitar sobrecargas en línea 1x110 kV Pan de Azúcar – El Peñón.
 - Proyecto consiste en operar actual línea 1x66 kV entre dichas subestaciones en 110 kV (su tensión de diseño), agregando los paños de línea necesarios en ambos extremos e instalando en El Peñón dos autotransformadores de 110/66 kV, 6-7,2 MVA OA/FA para alimentar línea de 66 kV El Peñón – Andacollo. Esta línea ya cuenta con las concesiones y servidumbres necesarias para operar en ese nivel de tensión.
 - Beneficios: disminución costos de abastecimiento y costos por energía fallada en caso de indisponibilidades forzadas de las líneas actuales.



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Pan de Azúcar

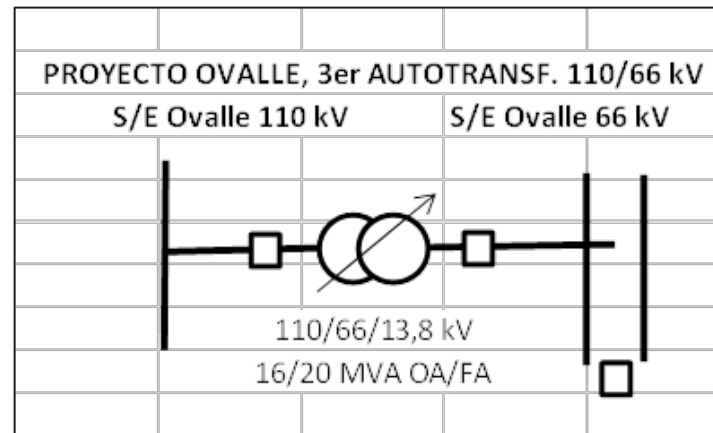
- ❑ Proyecto Pan de Azúcar 3. Segunda línea 1x66 kV a S/E Marquesa. Inversión total MUS\$ 5.180.
 - En el año 2020 se prevé que demandas servidas por la S/E Marquesa justificarán la ampliación de esta línea por el costo de la energía no suministrada en caso de indisponibilidad forzada de la línea actual.
 - Proyecto consiste en construir segundo circuito de 66 kV entre estas subestaciones, agregando los paños para la nueva línea en ambos extremos.
 - Debe tenerse presente que en el año 2018, junto con la ampliación de la capacidad de transformación de la S/E Marquesa, se instala una barra de 66 kV y un paño de línea de 66 kV.



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Ovalle

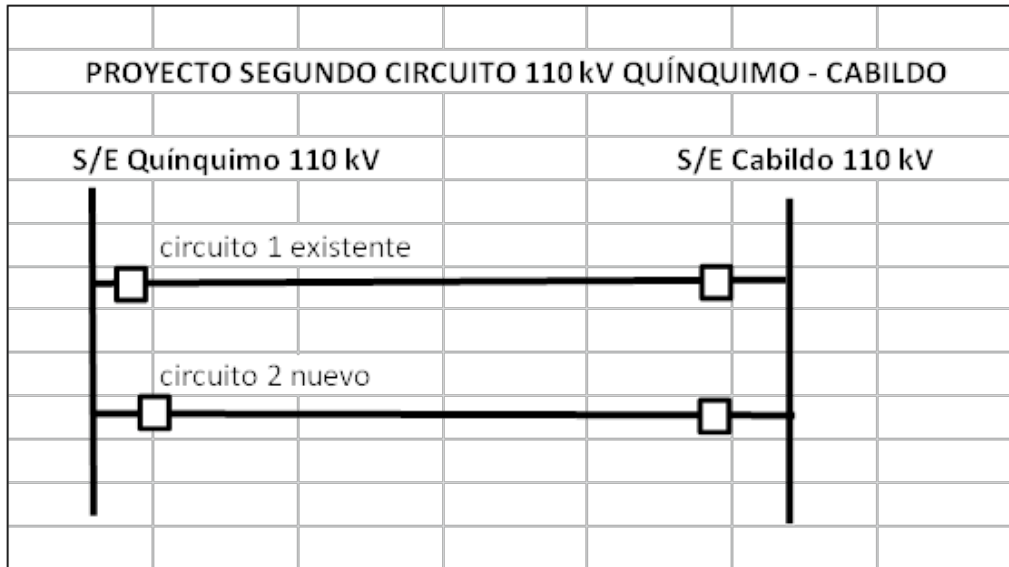
- ❑ Proyecto Ovalle. Tercer autotransformador 110/66 kV en S/E Ovalle. Inversión total MUS\$ 2.340.
 - A partir del año 2019 se prevé necesidad de despachar en condiciones normales generación de emergencia en las centrales Monte Patria y Punitaqui para evitar sobrecargas en transformadores 110/66 kV de Ovalle.
 - Proyecto consiste en instalar tercer autotransformador 110/66 kV en la S/E Ovalle.
 - Beneficios: disminución de costos por energía fallada ocasionada por limitaciones en la suficiencia de las actuales instalaciones de transformación y por sus indisponibilidades forzadas.



D.3) Adaptación técnico-económica

✓ Alternativas de ampliación Zona Quillota

- ❑ Proyecto Quillota. Segundo circuito 110 kV Quínquimo - Cabildo. Inversión total MUS\$ 5.990.
 - Proyecto consiste en construir segundo circuito de 110 kV entre estas subestaciones con sus respectivos paños de 110 kV en subestaciones terminales.
 - Beneficios: eliminación costo de energía no suministrada por las desconexiones forzadas de la línea actual.



E. PLAN DE EXPANSIÓN A 10 AÑOS

E.1) Decisiones óptimas de expansión en el tiempo

✓ Resultados

- ❑ Cada proyecto fue evaluado en forma independiente con el objeto de determinar su fecha óptima.
- ❑ Para algunos proyectos esta fecha corresponde a la fecha más próxima factible para su puesta en servicio.
- ❑ Plan de expansión óptimo:

Alternativa recomendada	Descripción	Fecha entrada
Proyecto Copiapó 1	S/E Copayapu	ene-16
Proyecto Copiapó 2	Copayapu 220/110	ene-19
Proyecto Copiapó 3	Copayapu-Galleguillos	ene-18
Proyecto Copiapó 4	Copayapu-Tierra Amarilla	ene-18
Proyecto Pan de Azúcar 1	Pan de Azucar 220/110	ene-18
Proyecto Pan de Azúcar 2	Pan de Azucar-El Peñon	ene-16
Proyecto Pan de Azúcar 3	Pan de Azucar-Marquesa	ene-20
Proyecto Ovalle 1	Ovalle 110/66	ene-19
Proyecto Quillota 1	Quinquimo-Cabildo	ene-23

E.3) Valor presente del sistema adaptado (USD)

Año	aVI	COMA	CPerdidas	CFalla	ValorPresente
2014	44,294,043	18,481,577	11,040,182	24,735,354	89,591,960
2015	44,347,086	18,495,521	11,898,719	26,117,829	83,354,674
2016	45,448,067	18,708,597	10,937,345	23,133,832	73,800,031
2017	46,022,964	18,801,164	10,687,765	21,072,561	65,968,481
2018	48,134,006	19,209,881	11,096,907	16,782,314	59,126,058
2019	49,661,591	19,220,596	11,515,042	14,551,711	53,596,202
2020	51,182,623	19,547,105	12,153,013	11,956,285	48,667,416
2021	51,741,438	19,689,425	13,048,994	10,750,363	44,425,600
2022	52,460,752	19,770,458	14,154,644	10,351,072	41,025,900
2023	53,319,294	19,951,190	14,969,895	9,647,208	37,739,902

□ Valor Presente del plan de expansión al 01-01-2014 = USD 597,296,224.

F. VALORIZACIÓN RESULTANTE

F.1) VASTX

VASTx - Valores en miles de dólares de Diciembre 2013

VASTx	2015	2016	2017	2018
AVI	44,347	45,448	46,023	48,134
COMA	18,496	18,709	18,801	19,210
AVI + COMA	62,843	64,157	64,824	67,344
VASTx actualizado a ene-15	57,130	53,022	48,703	45,997

F.2) AVI y COMAI horizonte de planificación

AVI y COMAI- Valores en miles de dólares de Diciembre 2013

VASTx	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VI Instalaciones	368,054	368,496	378,315	383,576	402,067	416,221	427,739	432,771	439,345	445,259
Bs Intangibles	3,034	3,035	3,047	3,054	3,097	3,098	3,129	3,136	3,142	3,157
Cap Explotación	3,080	3,083	3,118	3,134	3,202	3,203	3,258	3,282	3,295	3,325
Bienes M&I	8,378	8,378	8,378	8,378	8,378	8,378	8,378	8,378	8,378	8,378
Terreno + Serv	41,243	41,256	41,558	41,579	42,718	42,749	45,517	45,559	45,590	47,623
VI TOTAL	423,789	424,248	434,416	439,720	459,462	473,649	488,021	493,125	499,750	507,743
AVI	44,294	44,347	45,448	46,023	48,134	49,662	51,183	51,741	52,461	53,319
COMA	18,482	18,496	18,709	18,801	19,210	19,221	19,547	19,689	19,770	19,951
AVI + COMA	62,776	62,843	64,157	64,824	67,344	68,882	70,730	71,431	72,231	73,270

F.3) Pérdidas medias de subtransmisión FPe y FPp

- ✓ Factores de Pérdidas:

$$FPe_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} E_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} E_{ik}} \quad FPp_i = \frac{\sum_{l=1}^{M_i} MW_{il}}{\sum_{k=1}^{N_i} MW_{ik}}$$

- ✓ Con el objeto de tener en cuenta pérdidas reales que no son posibles de modelar, se determinaron las pérdidas reales ocurridas en el año 2013, sobre la base de los registros de las transacciones mensuales entre los integrantes del CDEC-SING.

- ✓ Factores de Ajuste:

$$\text{Energía} = \frac{\text{Pérdidas Reales 2013}}{\text{Pérdidas Modeladas 2013}}$$

$$\text{Potencia} = \frac{\text{Pérdidas Reales 2013}}{\text{Pérdidas Modeladas 2013}}$$

F.4) Factor de expansión de pérdidas adaptado anual FPEi y FPPI

Energía	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
FEPE modelado	1.0197	1.0205	1.0180	1.0171	1.0171	1.0170	1.0168	1.0175	1.0183	1.0183
FEPE ajustado	1.0248	1.0255	1.0230	1.0221	1.0221	1.0220	1.0218	1.0225	1.0233	1.0233

Potencia	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
FEPP modelado	1.0194	1.0229	1.0221	1.0262	1.0206	1.0207	1.0199	1.0219	1.0208	1.0212
FEPP ajustado	1.0244	1.0279	1.0271	1.0312	1.0256	1.0257	1.0249	1.0269	1.0258	1.0262

G. USO DEL SISTEMA REALIZADO POR CENTRALES GENERADORAS

G.1) Valor presente de los pagos por central para el horizonte de tarificación

✓ Valor presente pagos por central (USD)

□ Nota

- CD: Conexión Directa
- Mixto: Según Metodología de Peajes y Conexión Directa
- PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida

Central	Nota	2015	2016	2017	2018
Hornitos	PMGD	0	0	0	0
Avenir1	PMGD	0	0	0	0
Tambo Real	PMGD	0	0	0	0
Puclaro	PMGD	0	0	0	0
SDG	PMGD	0	0	0	0
La Paloma	PMGD	0	0	0	0
Monte Patria	PMGD	0	0	0	0
Punitaqui	PMGD	0	0	0	0
Huasco TG		0	0	0	0
Peñon MD		0	201	615	35,943
Olivos MD		0	775	2,631	2,718
Los Molles	Mixto	1,050,239	873,696	849,415	984,885
Río Huasco	CD	138,567	137,700	137,709	136,951

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 0: Inyección efectiva de parte de los PMGD

- En primer lugar se evalúa si los PMGD realizan inyecciones de energía efectiva al sistema de subtransmisión.
- Existe inyección efectiva de energía al sistema de subtransmisión si el flujo neto anual de energía desde la subestación primaria de distribución a la cual se conecta el PMGD se dirige hacia el sistema de subtransmisión.
- El flujo neto anual de energía corresponde a la generación anual esperada de los PMGD conectados a la subestación primaria de distribución menos la demanda anual de energía conectada a la subestación primaria de distribución.

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 1: Orientación de los tramos de subtransmisión hacia el troncal

- Obtenida para cada condición de operación.
- Se utiliza la metodología de factores GLDF.
- La carga en la barra troncal induce factores GLDF sobre el sistema de subtransmisión.
- Aquellos tramos cuyo factor GLDF tenga el mismo signo del despacho original se consideran con orientación hacia el troncal.
- Si un sistema de subtransmisión tiene salida a n barras troncales, basta que el GLDF inducido por una barra troncal tenga el mismo signo que el despacho original para que este tramo sea considerado con orientación hacia el troncal.
- Aquellos tramos definidos con orientación hacia el troncal pasan a la siguiente etapa.

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 2: Participación de los generadores ubicados aguas arriba del tramo

- Obtenida para cada condición de operación.
- Se utiliza la metodología de factores GGDF.
- Los generadores ubicados en la zona de subtransmisión inducen factores GGDF sobre los tramos de subtransmisión.
- Aquellos tramos cuyo factor GGDF tenga el mismo signo del despacho original se consideran aguas arriba de aquellos tramos con orientación hacia el troncal.
- Para cada tramo, las prorratas GGDF obtenidas para cada generador son ponderadas por un factor de relevancia (fr) de la condición de operación.
- El fr por tramo es el cociente entre el flujo esperado por tramo en la condición de operación analizada y el flujo máximo esperado sobre el tramo entre todas las condiciones de operación durante el año analizado.

Factor de Relevancia (FR)	Participación en el Pago
1,00 FR 0,75	50%
0,75 FR 0,25	30%
0,25 FR 0,00	20%

- Después de obtener los GGDF para todas las condiciones de operación ponderadas por su fr, se obtiene la prorrata anual de peaje para cada generador para cada tramo.
- Finalmente, para cada tramo el generador paga la prorrata anual correspondiente multiplicada por el VATT del tramo. La suma sobre todos los tramos corresponde al peaje anual pagado por generador por uso del sistema de subtransmisión.

G.2) Metodología utilizada

✓ Etapas procedimiento determinación del pago

□ Etapa 3: Comparación con el costo de conexión directa

- El peaje anual pagado por generador por uso del sistema de subtransmisión no podrá ser mayor al costo de conexión directa.
- Se considera como costo de conexión directa aquellos proyectos de conexión de un generador efectivamente evaluados en el período de tarificación.
- En caso que dicho proyecto no haya sido presentado, se considera como proyecto alternativo el costo de conexión a través de la ruta de mínima distancia eléctrica al troncal de un generador que hace uso del sistema de subtransmisión respectivo.
- La capacidad de los tramos que son parte de la mínima distancia eléctrica es ajustada a la capacidad del generador. La suma del VATT de todos estos tramos corresponde al costo de conexión directa.

G.3) Proporción que representa el pago respecto del VASTX

VASTx - STx B	2015	2016	2017	2018
AVI + COMA (dic -13)	62,843	64,157	64,824	67,344
VASTx actualizado a ene-15	57,130	53,022	48,703	45,997

Pago Peaje Generadores - STx B	2015	2016	2017	2018
AVI + COMA (dic -13)	1,189	1,012	990	1,160
VASTx actualizado a ene-15	1,081	837	744	793

	2015	2016	2017	2018
Proporción	1.9%	1.6%	1.5%	1.7%

H. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

H.1) Propuesta de fórmulas de indexación

✓ Fórmulas de Indexación

$$Item_i = Item_0 \cdot \left[\frac{DOL_0}{DOL_i} \cdot \left(a \frac{IPC_i}{IPC_0} + b \frac{IPP_i}{IPP_0} \right) + \left(c \frac{PPI_i}{PPI_0} + d \frac{IPace_i}{IPace_0} + e \frac{IPAl_i}{IPAl_0} + f \frac{IPCu_i}{IPCu_0} \right) \right]$$

- DOL : Promedio del Precio de Dólar Observado, publicado por el Banco Central de Chile
- IPC: Índice General de Precios al Consumidor, publicado por el INE.
- IPP: Índice de precios al productor de industrias, publicado por el INE.
- PPI: Producer Price Index, all commodities, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EE.UU.
- IPace: Índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EE.UU.
- IPCu: Índice de Precio del Cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), publicado por Cochilco..
- IPAl: Índice de Precio del Aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), publicado por Cochilco

✓ Coeficientes de Indexación

Factor	VASTx	AVI	COMA
a	0.4315	0.3052	0.74
b	0.0145	-	0.05
c	0.2398	0.252	0.21
d	0.1134	0.1598	-
e	0.1005	0.1416	-
f	0.1003	0.1413	-

H.2) Justificación de parámetros y variables empleados

✓ Justificación de índices empleados:

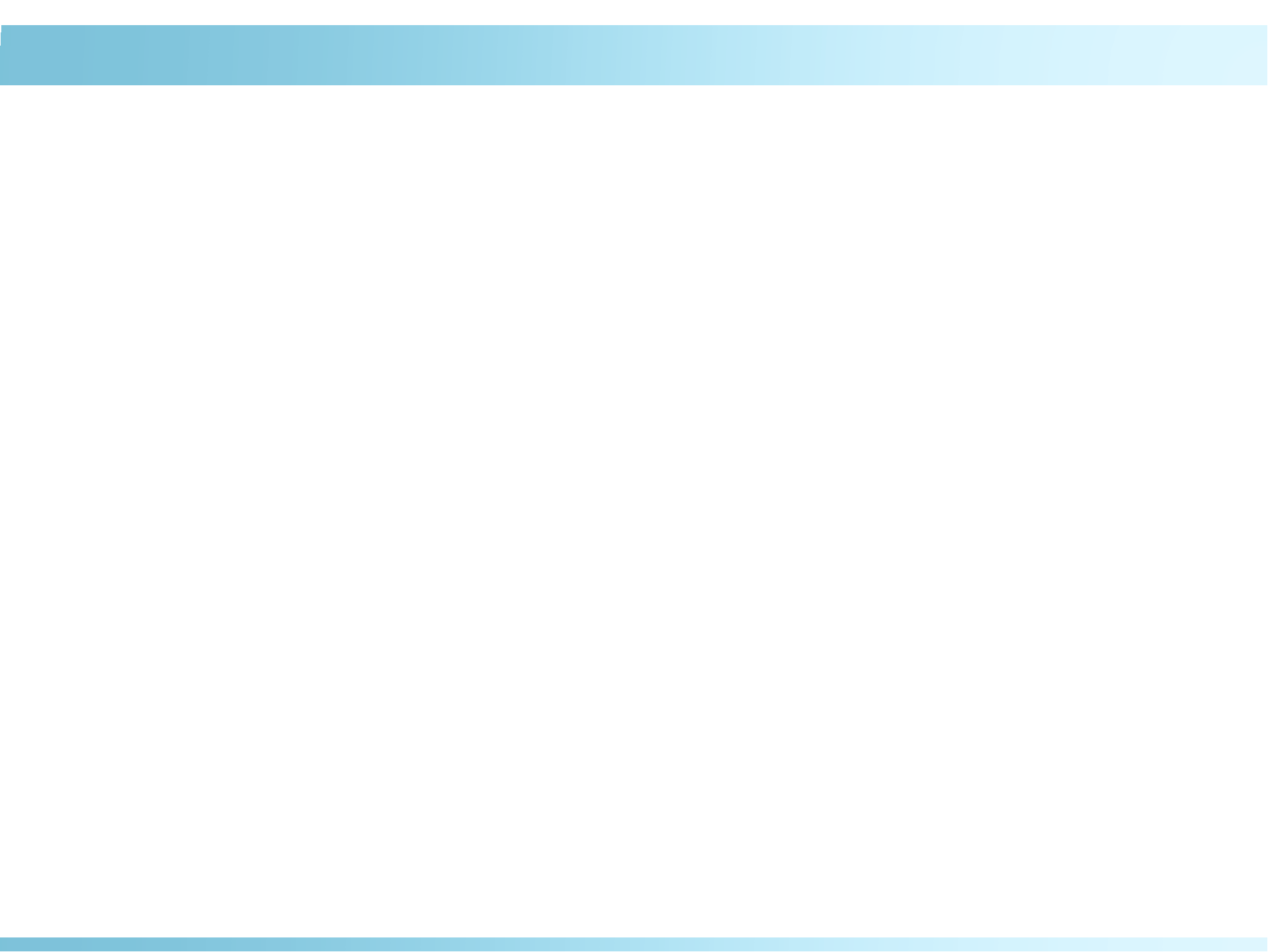
□ VI / AVI

- IPC: Montaje, OCCC, Terrenos, BM&I
- IPP: BM&I
- PPI: Equipos, aislación, accesorios estructuras, BM&I
- PCu: Conductores, malla de puesta a tierra
- PAI: Conductores
- PFe: Estructuras de acero, enfierradura

□ COMA

- IPC: Personal propio, cuadrillas terceros, arriendos, herramientas y combustibles
- IPP: Materiales, herramientas y combustibles
- PPI: Materiales, herramientas y combustibles

FIN



Demanda

Dda CNE (GWh)			
Regulado	Libre	Total	Tasa crec.
29,727	18,606	48,333	-
31,603	19,579	51,182	5.9%
33,077	20,702	53,779	5.1%
34,463	22,363	56,826	5.7%
35,766	23,568	59,334	4.4%
37,075	24,806	61,881	4.3%
38,391	26,077	64,468	4.2%
39,716	27,392	67,108	4.1%
41,051	28,738	69,789	4.0%
42,396	30,102	72,498	3.9%
43,748	31,490	75,239	3.8%